



Faculté des Sciences de l'Ingéniorat  
Département de Génie Mécanique

## THESE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de

### Doctorat en Sciences

Spécialité : Génie Mécanique

Option : Mécanique de la Rupture

Par :

**Djamel ZELMATI**

---

## Etude mécano-fiabiliste des propriétés mécaniques et ténacité des pipelines en acier revêtus

---

Devant le Jury composé de :

<b>CHAOUI Kamel</b>	Professeur	Université Badji Mohktar Annaba	Président
<b>AMIRAT Abdelaziz</b>	Professeur	Université Badji Mohktar Annaba	Directeur de Thèse
<b>BOULANOUAR Lakhdar</b>	Professeur	Université Badji Mohktar Annaba	Examineur
<b>BOUZAOUIT Azzedine</b>	Professeur	Université de Skikda	Examineur
<b>BOUKEBAB Salim</b>	Professeur	Université Mentouri Constantine	Examineur
<b>AZZOUZ Salah Eddine</b>	Professeur	Ecole sup. Tech. Indust à Annaba	Examineur

Année : 2018

# ***Dédicace***

*Je dédie ce travail à mon défunt père,  
à ma chère mère,  
à ma femme et mes enfants,  
à mes sœurs,  
à toute ma famille.*

# REMERCIEMENTS

*Je tiens à remercier vivement M. AMIRAT Abdelaziz, Professeur à l'université Badji Mokhtar de ANNABA, pour avoir accepté de diriger cette thèse, qu'il trouve ici ma gratitude et ma profonde reconnaissance.*

*J'exprime mes vifs remerciements à Monsieur K. CHAOUI, Professeur à l'université de Annaba de m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance.*

*Mes remerciements vont également à Messieurs : BOULANOUAR Lakhdar, Professeur à l'université Badji Mokhtar de Annaba, BOUKEBAB Salim, Professeur à l'université Mentouri de Constantine, BOUZAOUIT Azzedine, Professeur à l'université 20 Aout 1955 à Skikda, AZZOUZ Salah Eddine, Professeur à l'école supérieure des Technologies industrielles de Annaba, qui m'ont fait l'honneur d'accepter de faire partie du jury.*

*J'adresse mes remerciements aux personnels du laboratoire des essais mécaniques d'ALFAPIPE ANNABA pour la réalisation des essais expérimentaux, en particulier, TLILI Naouri, SAIFI Abdessalem, BERRAHAIL Zouhir et BENKIRAT Fethi.*

*Je tiens aussi à remercier mes collègues et amis de l'université, en particulier Oualid GHELLOUJ, Mohamed HASSANI, Omar BOULEDROUA et Mourad BOUCHAALA.*

*Je tiens à remercier du fond de cœur ma chère mère, ma femme, mes sœurs ainsi que toute ma famille pour leurs soutiens et leurs encouragements.*

# Résumé

Malgré le développement des modèles de calcul de la durée vie des pipelines en acier pour le transport des hydrocarbures, sous corrosion localisée et défauts de fissuration, il existe encore un manque d'informations sur la corrélation entre les deux paramètres principaux caractérisant la géométrie du défaut à savoir sa profondeur et sa longueur.

Le présent travail est une contribution à l'étude mécano-fiabiliste des propriétés mécaniques et de la ténacité des pipelines en acier, afin d'évaluer la durée de vie restante des conduites en acier pour le transport des hydrocarbures, et de corréler les deux paramètres dimensionnels à travers un paramètre commun qui est l'indice de fiabilité.

Dans un premier temps, l'étude est menée en appliquant d'une part les méthodes analytiques basées sur le modèle d'Irwin, la méthode B31G, la méthode B31G modifiée, la procédure SINTAP, la méthode DNV-RP-F101, et d'autre part, les méthodes numériques au moyen du Code de calcul Abaqus. Puis dans un deuxième temps, la probabilité de défaillance exprimée par un indice de fiabilité  $\beta$ , de la canalisation corrodée, soumise à une pression interne, est estimée en utilisant les méthodes de fiabilité FORM/SORM. Par ailleurs, des analyses de sensibilité ont été réalisées pour différentes géométries de défaut, afin d'identifier le degré d'influence de chacun des paramètres élémentaires de calcul impliqués respectivement dans les modèles analytiques et numériques. Après dans un troisième temps, une étude comparative entre les résultats de fiabilité des pipelines obtenus par couplage des méthodes d'évaluation de la fiabilité avec des modèles mécaniques basés sur les standards les plus utilisés, a permis de nous informer d'une manière réaliste et explicite sur les modèles standards.

Enfin, l'approche mécano-fiabiliste dans l'étude des propriétés mécaniques et de la ténacité des pipelines en aciers est conclue à travers la corrélation de la durée de vie du pipeline au moyen de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur et la profondeur de la fissure. Cette corrélation permet de faire une comparaison directe des modèles de calcul utilisés et donc peut être un outil d'aide à la décision dans la détermination d'un programme d'actions de maintenance préventive ou curative dans les meilleurs délais et en toute sécurité.

**Mots Clés :** Pipelines, corrosion, défaut, normes de calcul, Indice de fiabilité, Sensibilité variables

# الملخص

على الرغم من التطورات المختلفة في النماذج الهندسية لتقدير عمر خطوط الانابيب المصنوعة من الفولاذ و المستخدمة في نقل المحروقات، تحت التآكل الموضعي و عيوب الشق، لا يزال هناك نقص في المعلومات عن العلاقة بين العوامل الرئيسية التي تميز الأبعاد الرئيسية للعيوب و المتمثلة في عمق و طول العيب

هذه الدراسة تمثل مساهمة لدراسة الموثوقية الميكانيكية للأنابيب المصنوعة من الفولاذ و تحديد العلاقة بين الابعاد الهندسية للعيوب المتصلة بخطوط الانابيب عن طريق عامل مشترك واحد هو مؤشر الموثوقية

في الخطوة الأولى، يتم إجراء الدراسة من خلال تطبيق الطرق التحليلية على أساس نموذج IRWIN , طريقة B31G المعدلة , طريقة SINTAP و طريقة DNV و من ناحية الطرق العددية باستخدام أباكوس

وفي الخطوة الثانية، تقدير احتمال الانهيار الذي يعبر عنه مؤشر الموثوقية

ثم، في خطوة ثالثة، دراسة مقارنة بين نتائج موثوقية الانابيب المصنوعة من الفولاذ و المستخدمة في نقل المحروقات، تحت التآكل الموضعي و عيوب الشق التي تم الحصول عليها عن طريق اقتراح أساليب تقييم الموثوقية مع النماذج الميكانيكية على أساس المعايير المستخدمة عادة، و يوفر فرصا في جمع المعلومات بطريقة واقعية و صريحة

وأخيرا، يتم التوصل إلى منهج الموثوقية باستخدام مؤشر الموثوقية الذي يمكن بواسطته إجراء مقارنة بين النماذج المختلفة و المستعملة في تقدير هذا المؤشر وبالتالي يمكن استخدامه لدعم القرار في تحديد برنامج إجراءات الصيانة الوقائية أو العلاجية بأسرع وقت و أمان

**الكلمات المفتاحية:** خطوط الأنابيب ، التآكل ، العيوب ، المعايير ، مؤشر الموثوقية ، الحساسيات ، المتغيرات

# Abstract

Despite the various developments in engineering models for determining the lifetime of steel pipelines used for hydrocarbon transportation, under localized corrosion and crack defects, there is still a lack of information on the correlation between the two main parameters characterizing the defect geometry such depth and length.

The present work is a contribution analyzing the remaining lifetime of a pipeline steel and correlating the two main dimensional parameters of a defect, depth and length through a common parameter that is a reliability index.

In a first step, the study is carried out by applying, on one hand, the analytical methods based on the Irwin model, the B31G method, the modified B31G method, the SINTAP procedure, the DNV-RP-F101 method and on the other hand the numerical methods using Abaqus Code. In a second step, the evaluation of the probability of failure expressed by a reliability index  $\beta$  of the corroded pipeline subjected to internal pressure is estimated using the FORM / SORM reliability method. Furthermore, sensitivity analyzes were performed for different defect geometry in order to identify the degree of influence of each parameters involved respectively in the analytical and numerical models.

Then, in a third step, a comparative study between the reliability results of the pipelines obtained by coupling the methods of reliability evaluation with mechanical models based on the commonly used standards, offers opportunities in gathering information in a realistic and explicit way on standard engineering models for defect analyses in pipeline steel.

Finally, the reliability approach in the study of the mechanical properties and toughness of steel pipelines is concluded through the correlation of the lifetime of the pipeline using the reliability index  $\beta$  as a function of the length and the depth of a localized defect. This correlation is permitting to make a direct comparison of the engineering models thus it can be used as support of decision in the determination of a program of preventive or curative maintenance actions as rapidly and safely as possible.

**Key words:** Pipelines, Corrosion, Defects, Standards, Reliability Index, Sensibilities, Variables

# Tables des matières

<b>Dédicace</b>	i
<b>Remerciements</b>	ii
<b>Résumé</b>	iii
<b>Liste des figures</b>	x
<b>Liste des tableaux</b>	xvii
<b>Nomenclature</b>	xix
<b>Introduction générale</b>	1

---

<b>Chapitre 1 : Etude bibliographique</b>	<b>6</b>
---	----------

---

Introduction.....	7
1.1 Corrosion dans les pipelines.....	7
1.2 Etat de l'art sur l'application de la mécanique de la rupture sur les tubes corrodés.....	10
1.2.1 Concept général sur la mécanique de la rupture.....	10
1.2.1.1 Facteur de concentration de contraintes.....	11
1.2.2 Mécanique linéaire de la rupture.....	13
1.2.2.1 Zone plastique en tête de fissure.....	17
1.2.2.2 Distribution des contraintes élastiques en fond d'entaille.....	20
1.2.3 Mécanique de la rupture non linéaire.....	21
1.2.4 Mécanique de la rupture d'entaille.....	23
1.2.4.1 Approche d'intensité du champ de contraintes.....	23
1.2.4.2 Méthode volumétrique.....	24
1.3 Principaux modèles d'analyse limite de la durée de vie restante des pipelines en acier.....	29
1.3.1 Application de l'analyse limite sur les tubes corrodés.....	29
1.3.2 Modèle d'Irwin.....	30
1.3.3 Le standard ASME B31G.....	31
1.3.5 DNV RP-F101.....	35

1.3.5. Méthode de CHOI.....	36
1.3.6 Procédure SINTAP pour défaut sous forme de fissure.....	38
1.3.6.1 Concept de la procédure SINTAP.....	38
1.3.6.2 Diagramme d'intégrité de rupture (FAD).....	39
1.4 Etat de l'art sur l'application de l'approche mécano- fiabiliste sur les tubes corrodés.....	41
1.4.1 Fonction d'état limite.....	42
1.4.2 Indice de fiabilité.....	43
1.4.3 Calcul mécano-fiabiliste.....	45
1.4.3.1 Les méthodes niveau 2.....	46
1.4.3.2 Les méthodes niveau 3.....	48
1.4.4 Couplage mécano-fiabiliste.....	48
1.5 Conclusion.....	52
1.6 Références bibliographiques.....	53

---

## **Chapitre 2 : Etude Expérimentale**

62

---

2.1 Matériau de l'étude.....	63
2.2 Etapes de fabrication d'un tube.....	63
2.3 Composition chimique.....	64
2.4 Mesure de la dureté.....	65
2.5 Essai de traction.....	65
2.6 Essai de résilience.....	68
2.7 Conclusion.....	69
2.8 Références bibliographiques.....	70

---

## **Chapitre 3 : Corrélations des principaux modèles d'analyse de la fiabilité d'un pipeline**

71

---

3.1 Approche de la fiabilité pour l'évaluation de la durée de vie rémanente.....	72
3.2 Détermination des incertitudes.....	73
3.3 Fonction d'état limite pour l'analyse fiabiliste.....	75

3.4 Evaluation de la fiabilité par l'analyse limite.....	77
3.4.1 Analyse fiabiliste par les modèles d'IRWIN et SINTAP.....	77
3.4.1.1 Analyse fiabiliste pour $M_k=1$ .....	78
3.4.1.2 Analyse fiabiliste pour $M_k>1$ .....	81
3.4.2 Analyse fiabiliste par les modèles mécaniques ASME B31G.....	84
3.5 Corrélation entre l'indice de fiabilité $\beta$ et les paramètres du défaut.....	87
3.6 Conclusion.....	90
3.7 Références bibliographiques.....	91

---

<b>Chapitre 4 : Analyse de la fiabilité d'un pipeline sous défauts localisés par la méthode des éléments finis</b>	<b>94</b>
--	-----------

---

4.1 Modélisation d'un défaut de corrosion localisée.....	96
4.1.1 Approximation de la fonction d'état limite.....	96
4.1.2 Modèle de déformation du matériau.....	96
4.1.3 Analyse par EF d'un pipeline sous défaut de corrosion localisée.....	97
4.1.3.1 Analyse du comportement élastique d'un tube avec un défaut localisé.....	98
4.1.3.2 Analyse du comportement élastoplastique.....	102
4.1.4 Facteur d'intensité de contraintes d'entaille.....	103
4.2 Modélisation 3D du tube comportant une fissure.....	105
4.3 Diagramme d'intégrité de rupture basé sur la courbe d'interpolation de SINTAP.....	107
4.3.1 Défaut sous forme d'une fissure.....	107
4.3.2 Défaut sous forme d'une entaille.....	110
4.4 Fiabilité d'un tube en acier API X70 comportant une fissure semi elliptique.....	111
4.4.1 La fonction d'état limite.....	111
4.5 Conclusion.....	114
4.6 Références bibliographiques.....	115

---

<b>Chapitre 5 : Prédiction de la durée de vie d'un pipeline par l'approche mécano-fiabiliste</b>	<b>118</b>
--	------------

---

5.1 Prédiction de la durée de vie d'un pipeline basée sur le standard B31G modifié.....	119
5.1.1 Modèles de prédiction de la durée de vie par le standard B31G modifié.....	119
5.1.2 Analyse mécano fiabiliste basée sur le standard B31G modifié.....	120
5.1.3 Analyse de sensibilité basée sur le standard B31G modifié.....	126
5.2 Prédiction de la durée de vie d'un pipeline basée sur le standard DNV F-101.....	127
5.2.1 Fonction d'état limite.....	127
5.2.2 Analyse mécano-fiabiliste basée sur le standard DNV-RP-F101.....	128
5.2.3 Analyse par surfaces de réponse sous le standard DNV-RP-F101.....	129
5.3 Conclusion.....	134
5.4 Références bibliographiques.....	136
Conclusion générale et perspectives.....	138
Production scientifique.....	141

## **Liste des figures**

---

## Liste des figures du Chapitre 1

---

<b>Figure 1.1</b> : Corrosion d'un pipeline en API X60 de diamètre de 1016mm et épaisseur de 12.7mm.....	8
<b>Figure 1.2</b> : Schéma simplifié du processus de corrosion [20] .....	8
<b>Figure 1.3</b> : (1) Tube en Acier API X70 revêtu en triple couche dont la couche extérieure est en polyéthylène haute densité PEHD, (2) Types de protection cathodique:(a) anode galvanique, (b) Système de courant imposé [21,22].....	9
<b>Figure 1.4</b> : Corrosion externe d'un pipeline de transport de gaz, (a) (Sonatrach- HASSI R'mel, 2015) et (b) Centre de compression N°5 (CC5), Kenanda-RELEZAN, (TRC, 2016).....	10
<b>Figure 1.5</b> : Définition du facteur de concentration de contraintes élastiques [48].....	12
<b>Figure 1.6</b> : Plaque de dimensions infinies comportant un défaut elliptique .....	13
<b>Figure 1.7</b> : Les trois modes élémentaires de la rupture [27].....	14
<b>Figure 1.8</b> : Fissure elliptique dans un solide infini soumis à une contrainte uniforme [5].....	16
<b>Figure 1.9</b> : Effet des ratios $a/2c$ et $\sigma/\sigma_y$ sur le paramètre de défaut Q [4].....	17
<b>Figure 1.10</b> : Distribution de la contrainte $\sigma_{yy}$ en tête de fissure [4] .....	18
<b>Figure 1.11</b> : Formes de la zone plastique en tête de la fissure (a) Critère de Von Mises, (b) Critère de Tresca [6].....	19
<b>Figure 1.12</b> : Distribution des contraintes élastiques sur le ligament [89] .....	21
<b>Figure 1.13</b> : Schéma de définition de l'intégrale J [70].....	22
<b>Figure 1.14</b> : Paramètres géométriques définissant une entaille simple .....	24
<b>Figure 1.15</b> : Modèle de l'approche basée sur l'intensité du champ de contraintes [75] .....	24
<b>Figure 1.16</b> : Distribution des contraintes et du gradient des contraintes relatives le long du ligament [10] .....	26
<b>Figure 1.17</b> : Distribution des contraintes élastoplastiques le long du ligament d'un tube comportant un défaut semi elliptique [79] .....	27
<b>Figure 1.18</b> : Distribution des contraintes dans les directions longitudinale et radiale d'un tube en acier comportant des défauts de corrosion [10] .....	28
<b>Figure 1.19</b> : Méthodes d'évaluation de la corrosion dans les pipelines [11] .....	30
<b>Figure 1.20</b> : Modélisation d'une fissure semi-elliptique selon IRWIN... ..	31
<b>Figure 1.21</b> : Critère parabolique pour classification des défauts de corrosion selon la contrainte de rupture estimée [13] .....	32
<b>Figure 1.22</b> : Modèles mécaniques (a) ASME B31G et (b) ASME B31G Modifiée [2] .....	34
<b>Figure 1.23</b> : Prédiction de la pression d'éclatement des tubes comportant des défauts de corrosion réelle et artificielle par la méthode DNV-RP-F101 [19].....	36

<b>Figure 1.24</b> : Présentation typique d'un diagramme d'intégrité de rupture [10] .....	38
<b>Figure 1.25</b> : Diagramme d'intégrité de rupture d'un tube comportant un défaut Semi elliptique [11] .....	40
<b>Figure 1.26</b> : Scénario de défaillance en mécanique [92] .....	42
<b>Figure 1.27</b> : Domaines de sûreté et de défaillance dans le cas de deux variables aléatoires .....	43
<b>Figure 1.28</b> : Exemple élémentaire résistance — sollicitation [92] .....	44
<b>Figure 1.29</b> : Transformation de la fonction d'état limite de l'espace physique vers l'espace standard, définition géométrique de l'indice de fiabilité [92] .....	45
<b>Figure 1.30</b> : Principe d'approximation par la méthode FORM [92] .....	47
<b>Figure 1.31</b> : Principe d'approximation par la méthode SORM [92] .....	47
<b>Figure 1.32</b> : Couplage direct entre un modèle mécanique et un modèle de fiabilité [106].....	49
<b>Figure 1.33</b> : Exemple graphique d'une surface de réponse avec deux variables [111].....	51
<b>Figure 1.34</b> : Couplage indirect par surface de réponse [116].....	51

---

### **Liste des figures du Chapitre 2**

---

<b>Figure 2.1</b> : Tôles de bobines en acier X70 fournit par la compagnie THYSSEN .....	63
<b>Figure 2.2</b> Etapes de fabrication d'un tube en acier X70 ; (a) Déroulage de la bobine, (b) Formage du tube dans une cage, (c) Soudure spirale interne et externe et (d) Fabrication finale du tube .....	64
<b>Figure 2.3</b> : Points de mesure de la dureté au niveau du métal de base (Points 1, 2, 3, 14, 15 et 16) de l'acier X70 .....	65
<b>Figure 2.4</b> : Machine de l'essai de traction .....	66
<b>Figure 2.5</b> Courbe de traction conventionnelle de l'acier API 5L X70 .....	66
<b>Figure 2.6</b> : Eprouvettes de traction en acier API X70 (a) avant essais (b) rompues .....	67
<b>Figure 2.7</b> : Courbes de traction conventionnelle et réelle de l'acier X70.....	67
<b>Figure 2.8</b> : Machine ROELL AMSLER type RKP 450 utilisée pour l'essai de résilience .....	68
<b>Figure 2.9</b> : Evolution de l'énergie de rupture Charpy en fonction de la température de l'acier X70.....	69

---

### **Liste des figures du Chapitre 3**

---

<b>Figure 3.1</b> : Evolution de l'indice de fiabilité $\beta$ en fonction de la longueur de fissure lorsque $a/t \leq 50\%$ .....	79
<b>Figure 3.2</b> : Sensibilité des variables aléatoires pour $M_k=1$ pour les modèles mécaniques (a) Modèle d'IRWIN et (b) Modèle de SINTAP .....	79

<b>Figure 3.3 :</b> Effet de la profondeur de la fissure sur la sensibilité des variables lorsque $M_k=1$ (a) Modèle d'IRWIN et (b) Modèle de SINTAP .....	81
<b>Figure 3.4</b> Evolution de l'indice de fiabilité $\beta$ en fonction de la longueur de fissure lorsque $a/t > 50\%$ .....	82
<b>Figure 3.5 :</b> Sensibilité des variables aléatoires pour $M_k>1$ pour les modèles mécaniques, (a) Modèle d'IRWIN et (b) Modèle de SINTAP .....	83
<b>Figure 3.6 :</b> Evolution des sensibilités des paramètres pour $M_k>1$ ; (a) Modèle d'IRWIN et (b) Modèle de SINTAP .....	84
<b>Figure 3.7 :</b> Evolution de l'indice de fiabilité $\beta$ en fonction de la longueur du défaut pour les modèles mécaniques B31G et B31G modifié .....	85
<b>Figure 3.8 :</b> Sensibilité des variables aléatoires pour les modèles mécaniques (a) ASME B31G (b) ASME B31G .....	86
<b>Figure 3.9 :</b> Indice de fiabilité $\beta$ comme outil de décision pour l'estimation de la durée de vie restante des pipelines sous défaut de fissure et de corrosion localisée .....	88

---

### **Liste des figures du Chapitre 4**

---

<b>Figure 4.1 :</b> Courbes de traction conventionnelle et réelle de l'acier X70.....	97
<b>Figure 4.2 :</b> Modèle géométrique d'un défaut de corrosion localisée.....	98
<b>Figure 4.3 :</b> Maillage d'une virole d'un tube en acier présentant un défaut de corrosion localisée .....	98
<b>Figure 4.4</b> Distribution des contraintes élastiques $\sigma_{yy}$ sur le ligament à différentes pressions.....	99
<b>Figure 4.5 :</b> Distribution des contraintes sur le ligament à différentes pressions, (a) P=1MPa (b) P=2MPa et (c) P=3MPa.....	101
<b>Figure 4.6 :</b> Distribution des contraintes élastoplastiques $\sigma_{yy}$ sur le ligament du tube pour une pression interne variant de 4MPa à 7MPa.....	103
<b>Figure 4.7 :</b> Diagramme de la distribution des contraintes élastoplastiques et du gradient des contraintes en fond d'entaille pour une pression de 7MPa .....	104
<b>Figure 4.8 :</b> Configuration géométrique et maillage du tube comportant une fissure semi elliptique .....	105
<b>Figure 4.9</b> Distribution des contraintes élastoplastiques $\sigma_{yy}$ en tête de la fissure semi elliptique pour une pression interne variant de 1MPa à 7MPa .....	105
<b>Figure 4.10 :</b> Evolution de l'intégrale J normalisée en fonction de la pression interne normalisée.....	107
<b>Figure 4.11 :</b> Diagramme d'intégrité de rupture déterministe.....	108
<b>Figure 4.12 :</b> Diagramme d'intégrité de rupture probabiliste pour une probabilité cible de $10^{-4}$ .....	109
<b>Figure 4.13 :</b> Diagramme d'intégrité de rupture probabiliste pour une probabilité cible de $10^{-6}$ .....	110
<b>Figure 4.14 :</b> Diagramme d'intégrité de rupture déterministe basé sur la méthode volumétrique.....	111

**Figure 4.15** : Evolution de la fiabilité en fonction du rapport de la pression interne à la pression limite .... 113

---

### **Liste des figures du Chapitre 5**

---

<b>Figure 5.1</b> : Effet de la corrosion sur la dégradation de la pression ultime des pipelines .....	121
<b>Figure 5.2</b> : Fonctions de densité de probabilité des variables aléatoires de base : (a) $\sigma_y$ , (b) P, (c) a, (d) L, (e) t et (f) D.....	122
<b>Figure 5.3</b> : Effet de la longueur du défaut de corrosion sur la durée de vie d'un pipeline après 30 ans de mise en service (Pression interne=7MPa).....	123
<b>Figure 5.4</b> : Effet du temps d'exploitation sur la probabilité de défaillance du pipeline pour différents ratios ( $d_0/t$ ) et longueurs de défauts (Pression interne=10MPa).....	124
<b>Figure 5.5</b> : Evolution de l'indice de fiabilité $\beta$ en fonction du temps, pour un tube sous pression de 7MPa et 10MPa .....	125
<b>Figure 5.6</b> : Diagrammes sous forme de contours définissant la fiabilité des pipelines corrodés.....	126
<b>Figure 5.7</b> : Effet de la corrosion sur la sensibilité des variables du modèle mécanique .....	127
<b>Figure 5.8</b> : Evolution de l'indice de fiabilité en fonction de la longueur du défaut de corrosion pour différents ratios de profondeur à l'épaisseur du tube : (a) Dès la première inspection, (b) $d_0/t= 25\%$ , (c) $d_0/t= 35\%$ et (d) $d_0/t=45\%$ .....	129
<b>Figure 5.9</b> : Surfaces de réponse de l'indice de fiabilité des pipelines en fonction de la géométrie de défauts et du temps de distribution du gaz, $d_0/t=45\%$ .....	130
<b>Figure 5.10</b> : Effet du temps d'exploitation et de la pression interne sur la dégradation l'indice de fiabilité $\beta$ des pipelines, (a) P=7MPa, (b) P=8MPa, (c) P=9MPa et (d) P=10MPa.....	131
<b>Figure 5.11</b> : Diagramme de fiabilité pour la portion des pipelines endommagés de ratio $d_0/t=25\%$ , (a) P=7MPa, (b) P=8MPa, (c) P=9MPa et (d) P=10MPa .....	133
<b>Figure 5.12</b> : Effet de la pression du gaz sur l'évolution des sensibilités des variables du modèle mécanique : (a) $d_0/t=25\%$ et L= 8mm , (b) $d_0/t=25\%$ et L=158mm .....	134

## **Liste des tableaux**

<b>Tableau 1.1</b> : Modèles de description des contraintes élastiques en fond d'entaille .....	20
<b>Tableau 1.2</b> : Résultats des essais d'éclatement des tubes corrodés [9] .....	37
<b>Tableau 2.1</b> : Exigence de la norme API 5L sur la composition chimique de l'acier X70 [1].....	64
<b>Tableau 2.2</b> : Composition chimique de l'acier grade API X70 .....	65
<b>Tableau 2.3</b> : Propriétés mécaniques de l'acier grade API X70.....	67
<b>Tableau 3.1</b> Variables aléatoires et paramètres correspondants .....	75
<b>Tableau 3.2</b> Fonctions d'état limites des modèles mécaniques.....	76
<b>Tableau 3.3</b> Coefficients de régression des quatre modèles mécaniques .....	89
<b>Tableau 4.1</b> Contraintes élastiques maximales en fond d'entaille pour différentes pressions internes.....	99
<b>Tableau 4.2</b> Facteurs de concentration de contraintes. ....	100
<b>Tableau 4.3</b> Contraintes d'ouverture élastoplastiques maximales atteintes en fond d'entaille .....	102
<b>Tableau 4.4</b> Facteur d'intensité de contraintes d'entaille, contraintes effectives et distances effectives d'un tube sous différentes pressions.....	104
<b>Tableau 4.5</b> Contraintes d'ouverture élastoplastiques maximales atteintes en tête de fissure à différentes pressions internes.....	106
<b>Tableau 4.6</b> Lois de comportement élastoplastique de l'acier de tube pour les dix essais.....	112
<b>Tableau 4.7</b> Variables aléatoires de base et paramètres correspondants.....	112
<b>Tableau 5.1</b> Coefficients de régression des quatre modèles mécaniques .....	125

## **Nomenclature**

a	Profondeur du défaut
c	Demi-longueur du défaut
L	Longueur du défaut
d	Profondeur du défaut pour les standards ASME B31G
t	Epaisseur
r	Rayon de la zone plastique
D	Diamètre extérieur
$D_i$	Diamètre intérieur
$d_{max}$	Profondeur maximale de corrosion
E	Module d'élasticité du matériau
$E'$	Module d'élasticité du matériau en état de déformation plane
Fs	Facteur de sécurité
$k_t$	Facteur de concentration de contraintes
$K_I$	Facteur d'intensité de contraintes en mode I
Q	Paramètre de forme du défaut
$J_i$	Intégrale de Rice
$K_{IC}$	Facteur d'intensité de contraintes critique en mode I
$G_I$	Taux d'énergie disponible
$G_{IC}$	Taux d'énergie disponible critique
$R_{p0.2}$	Limite d'élasticité conventionnelle
$M_k$	Facteur d'intensification de contraintes des défauts profond
$K_r^*$	Facteur d'intensité des contraintes adimensionnel appliqué
$L_r$	Paramètre de chargement adimensionnel
$L_{rmax}$	Valeur maximal du paramètre de chargement adimensionnel
$L_r^*$	Paramètre de chargement adimensionnel appliqué
KV	Energy de rupture
H	Fonction d'état limite dans l'espace standard
$f_x$	Fonction de densité de probabilité
$N_{t def}$	Nombre de tirage aléatoire conduisant à la rupture
$N_t$	Nombre total de tirage aléatoire
$P_0$	Pression limite

K	Facteur de charge dans modèle de Ludwick
M	Facteur du Folias
$M_f$	Facteur de correction de la surface libre
P	Pression interne du fluide
$P_B$	Pression de rupture ou de défaillance
T	Temps écoulé
$T_e$	Temps initiale
$U_i$	Variabes aléatoires dans l'espace standard
$X_j$	Variabes aléatoires dans l'espace physique
W	Energie de déformation par unité de volume
T	Vecteur contrainte
n	La normale extérieure à $\Gamma$
U	Vecteur déplacement
S	Abscisse curviligne le long de $\Gamma$
V	Le volume de la zone plastique
$X_{eff}$	Distance effective
$G(X_j)$	La fonction d'état limite
$D_s$	Le domaine de sureté
$D_f$	Le domaine de défaillance
$P_B$	Probabilité de défaillance
$\phi$	Intégrale elliptique du 2 <sup>nd</sup> ordre
$f_{ij}(\theta)$	Fonction de l'angle polaire par rapport à l'extrémité de la fissure
$f(\sigma_{ij})$	La fonction de contrainte équivalente
$K_\rho$	Facteur d'intensité de contraintes d'entaille
$\rho$	Rayon du défaut elliptique
$\delta$	Ecartement des lèvres de fissure
$\delta_c$	Ecartement critique des lèvres de fissure
$\nu$	Coefficient de poisson
$\sigma$	Contrainte appliquée
$\sigma_{yy}$	Contraintes en tête de défaut
$\sigma_L$	Contrainte locale

$\sigma_N$	Contrainte nominale
$\sigma_{\max}$	Contrainte locale maximale sur le ligament
$\sigma_0$	Contrainte d'écoulement
$\phi$	Position angulaire
$\varepsilon$	Déformation
$\beta$	Indice de fiabilité
$\sigma_h$	Contrainte circonférentielle
$\sigma_y$	Limite d'élasticité du matériau
$\sigma_u$	Contrainte ultime du matériau
$\Gamma$	Contour orienté entourant la tête de fissure
$\sigma_{FI}$	Fonction du champ de contraintes
$\phi(r)$	La fonction de poids
$\Omega$	La région de rupture par fatigue
$\chi(r)$	Le gradient de contrainte relative
$\sigma_{\text{eff}}$	Contraintes effective
$\alpha_i$	Cosinus directeurs
$\alpha^2$	Sensibilité des variables

# ***Introduction Générale***

## Introduction

Le transport des hydrocarbures aux moyens de pipelines fabriqués de tubes en acier, reste le moyen le plus économique et le plus sûr, sur de longues distances. Par conséquent, de nouvelles routes de pipelines sont en cours de construction ou en projet, et des actions de réhabilitation des réseaux existants sont programmées. La construction des pipelines se fait par enterrement de tubes, protégés par des revêtements, et soudés bout à bout depuis le point de départ jusqu'au point d'arrivée, et sur des distances de quelques milliers de kilomètres. Donc le relief des sites d'installation n'est pas le même : Il peut partir d'un milieu désertique pour traverser des plaines, des montagnes et les fonds marins pour arriver à destination. Afin d'augmenter la sécurité du pipeline, la protection cathodique est appliquée. Pendant la mise en service, les pipelines subissent des inspections fréquentes afin de déterminer éventuels sites de dégradation qui peuvent nuire leur durée de vie. Hélas, comme toute structure d'ingénierie, les pipelines sont exposés à différents dangers, et les risques de détériorations sont imminents en raison de l'agressivité de l'environnement, des aléas dans le chargement et dans les propriétés des aciers utilisés. Donc le souci majeur des transporteurs des hydrocarbures est souvent la dégradation de la durée de vie des pipelines. La cause la plus fréquente de la dégradation de la fiabilité des canalisations en acier est particulièrement la corrosion localisée, malgré les efforts dépensés par les transporteurs dans l'amélioration de la protection des pipelines par revêtement extérieur et/ou intérieur et par protection cathodique.

Dans de telles conditions de dégradations, les recherches sont orientées vers l'analyse de la durée de vie restante du pipeline, afin de programmer des actions de maintenance, qui ne doivent pas affecter d'une manière dramatique la production.

Principalement les recherches se reposent sur des modèles mathématiques développés sur la base d'observations expérimentales et le développement de théories d'analyse. Les études de l'évolution du degré de nocivité d'un défaut pendant sa propagation dans les pipelines, sont basées sur l'analyse limite et sur la mécanique de la rupture. Cette dernière nécessite la détermination du facteur d'intensité de contrainte  $K_I$ , en élasticité, ou l'intégrale  $J_I$ , en élastoplasticité. Plusieurs modèles mécaniques pour l'analyse de fiabilité sont aujourd'hui couramment utilisés pour l'évaluation de l'intégrité des pipelines, et particulièrement à la présence de défaut de corrosion localisée. Les transporteurs de gaz et des huiles dans les

pipelines acier, ont développés des modèles empiriques basés sur les défauts d'inspections, dont l'estimation des défauts de corrosion est basée sur l'analyse limite, à savoir ASME B31G, ASME B31G modifié, DNV F101, RSTRENG 0.85, Hopkings, Choi, Shell et PCORRC.

Dans les années 90, la norme européenne SINTAP a été adoptée pour l'analyse des défauts sous forme de fissures indépendamment des champs d'application. La procédure SINTAP génère un diagramme d'intégrité de rupture dont il est très utile pour l'estimation de la durée de vie restante des pipelines enterrés. Cependant, les résultats donnés par ces modèles sont des indicateurs qui doivent permettre aux transporteurs des hydrocarbures de prendre des décisions quant au lancement d'un programme de maintenance des parties endommagées du pipeline. Quelle norme ou quel modèle à appliquer, reste une question de confiance et de traditions qui sont difficiles à changer ou à traduire ?

La présente thèse s'inscrit dans ce contexte. Elle présente un travail sur la durée de vie restante d'un pipeline sous défaut de fissure et de corrosion localisée, en utilisant d'une part les méthodes analytiques basées sur le modèle d'Irwin, la méthode B31G, la méthode B31G modifiée, la procédure SINTAP, La méthode DNV F101, et les méthodes numériques au moyen du Code de calcul Abaqus. Ensuite, une analyse par approche fiabiliste pour corrélérer les résultats des calculs obtenus par les différentes méthodes, à travers l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la profondeur et de la longueur du défaut. D'abord un diagramme intégrité de rupture, a été développé pour identifier le domaine de rupture, le domaine de sécurité et le domaine de sureté. Puis l'estimation de la fiabilité des pipelines endommagés est basée sur le couplage par surface de réponse des modèles mécaniques afin d'exprimer la fiabilité en termes d'indice de fiabilité  $\beta$  ou de probabilité de défaillance  $P_f$ . L'analyse des résultats de la fiabilité des pipelines, obtenus par couplage des modèles probabilistes avec des modèles mécaniques basés sur les standards les plus utilisées, permet de savoir les modèles les plus réalistes.

L'analyse de sensibilité est étudiée pour différentes géométries de défaut, afin d'identifier le degré d'influence de chaque paramètres élémentaires intervenant dans les modèles.

La corrélation de la durée de vie du pipeline au moyen de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur et de la profondeur du défaut, permet de faire une comparaison directe des modèles de calcul utilisés. Autrement dit, cette corrélation peut être considéré comme un outil d'aide à la décision, dans la détermination d'un programme d'actions de maintenance préventive ou curative, dans les meilleurs délais et en toute sécurité.

La thèse est organisée en 5 chapitres qui développent l'esprit dans lequel les recherches ont été menées. Chaque chapitre est clôturé par une liste de revue bibliographique qui a permis de mener à bien ce travail.

Le **Premier Chapitre** présente, une étude bibliographique sur l'avancement de la recherche dans la détermination de la durée de vie restante des pipelines. Il décrit les enjeux du transport des hydrocarbures par canalisations et les problèmes de défaillances liés principalement au phénomène de fissuration et de la corrosion localisée, en dépit d'important programmes de recherche qui ont été réalisés, afin d'améliorer la durée de vie des pipelines. Il montre, dans la mesure où il existe un besoin d'apporter plus d'informations explicite la nécessité de corrélérer la profondeur des défauts et la longueur des défauts, spécifiquement après les fréquentes inspections des pipelines. Il développe les principaux modèles de calcul de la durée de vie restante des pipelines en acier basés sur l'analyse limite. L'évaluation de la durée de vie est réalisée analytiquement selon différentes normes à savoir ASME B31G, ASME B31G modifiée, DNV F101 et méthode de CHOI, ainsi que la méthode d'IRWIN (cas des tubes comportant des fissures), et SINTAP pour le cas tubes comportant des défauts sous forme de fissure ou de corrosion. Ensuite, le diagramme d'intégrité de rupture pour évaluer le niveau de sûreté d'une structure est présenté pour différents courbes d'interpolations. Par ailleurs il met en évidence l'intérêt d'appliquer des approches probabilistes comme les méthodes FORM/SORM et Monté Carlo, dans la conception des pipelines, leur maintenance et l'évaluation de la durée de vie restante et la fiabilité des structures défectueuses.

Le **Deuxième Chapitre** est dédié aux travaux expérimentaux nécessaires à la collecte de données caractérisant le matériau comme la composition chimique, la limite élastique, la résistance maximale, la dureté, la ténacité et les courbes de transition ductile-fragile.

Le **Troisième Chapitre** développe une méthode mécano-fiabiliste afin de corrélérer les résultats de calculs des méthodes analytiques et des méthodes numériques. Les corrélations sont basées sur des analyses fiabilistes de la durée de vie des pipelines à travers l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur et de la profondeur du défaut. Cinq modèles mécaniques basés sur les méthodes Irwin, SINTAP, ASME B31G et ASME B31G modifiée sont considérées. Le but est d'abord de comparer les résultats des modèles analytiques et des modèles numériques

pour évaluer la durée de vie restante d'une canalisation en acier pour le transport d'hydrocarbures, sous des défauts de fissure et de corrosion localisée. Ensuite, ces corrélations entre les modèles, seront considérées comme des outils de prise de décision dans l'établissement d'un programme de maintenance du tube défectueux.

Le **Quatrième Chapitre** est une analyse de la fiabilité d'un pipeline sous défauts localisés par la méthode des éléments finis. La méthode volumétrique a été adoptée pour estimer le facteur d'intensité de contraintes d'entaille. Un modèle mécanique basé sur la méthode des éléments finis est développé et couplé avec un modèle probabiliste pour estimer la durée de vie des pipelines comportant des défauts. Un diagramme d'intégrité de rupture probabiliste basé sur la courbe d'interpolation de SINTAP, a été développé pour estimer la durée de vie des pipelines, peut être considérée comme un outil d'aide à la décision pour sécuriser la production.

Le **Cinquième Chapitre** présente la philosophie des méthodes de calcul dans la prédiction de la durée de vie par une approche mécano-fiabiliste. La première étape consiste à collecter les données sur le comportement du pipeline à la corrosion par suite des inspections programmées. Pendant ces inspections, les défauts de corrosion sont identifiés, mesurés et répertoriés. La deuxième étape est d'estimer la durée de vie restante du pipeline sur la base d'une norme de calcul. Deux modèles mécaniques basés sur les méthodes ASME B31G modifiée et DNV F101 sont considérés. La troisième étape est de faire une analyse fiabiliste en développant des fonctions d'états limites qui mettent en relief la résistance du pipeline dans des conditions de service à risque. La quatrième étape est l'étape cruciale dans laquelle des décisions doivent être prises pour sécuriser la production.

Enfin une conclusion générale synthétise les principaux résultats de la thèse et propose des perspectives de continuation de la recherche dans l'amélioration de la durée de vie des pipelines aciers pour le transport des hydrocarbures.

# **Chapitre 1**

## **Etude Bibliographique**

## Introduction

Le transport des hydrocarbures dans les pipelines à travers des milliers de kilomètres a atteint un nouveau record économique, et il est devenu le moyen le plus couramment utilisé. Pendant la durée d'exploitation, les pipelines en acier sont exposés aux plusieurs dangers et risques de détérioration des propriétés mécaniques et de la ténacité dont la corrosion est considérée comme la cause la plus importante. Afin de sécuriser ce moyen de transport, plusieurs précautions ont été faites à savoir revêtements intérieur, revêtement extérieurs et protection cathodiques [1-8]. Sur sites de production, la durée de vie des canalisations est principalement liée à la corrosion générale qui représente 25% des défaillances enregistrées au niveau des gazoducs en acier, et plus de 60% pour les structures métalliques [9]. Les pipelines enterrés sont sensés à résister aux différentes sollicitations externes et en particulier l'environnement agressif et les contraintes dues à la pression de service du fluide à transporter. Le défaut de corrosion localisée et la fissuration due à la corrosion sous contraintes, sont les formes les plus dangereuses pour les pipelines en aciers enterrés, d'où la pertinence et la nécessité absolue de les prises en compte pendant l'analyse [1,4,6-19]. Le comportement mécanique des pipes HSLA (Haute Résistance Faiblement Alliés) est le résultat des propriétés des matériaux constitutants et de la ténacité ainsi que de la géométrie et de la distribution des défauts. La mécanique de la rupture ainsi que l'analyse limite sont considérées comme des outils d'évaluation de la nocivité des défauts dans les pipelines. La mécanique de la rupture a pour objet l'étude de la tenue mécanique des structures contenant des défauts, par la caractérisation des champs singuliers des contraintes et des déformations en tête des défauts.

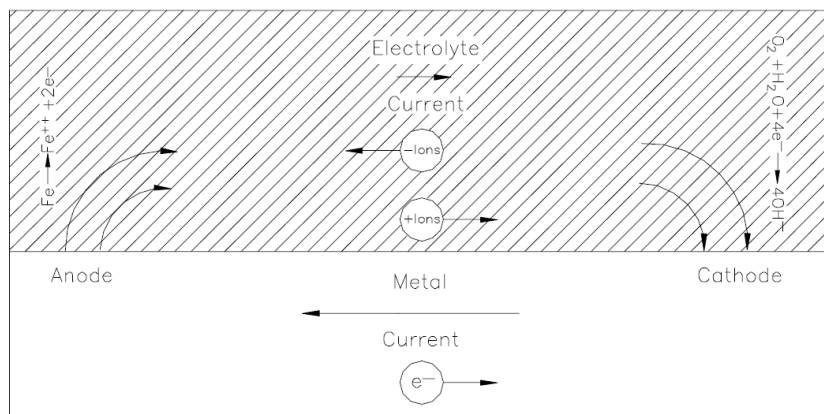
### 1.1 Corrosion dans les pipelines:

La corrosion peut être définie par la dégradation d'un matériau métallique suite à son interaction avec l'environnement [20]. Dans cette thèse on s'intéresse à la corrosion des pipelines enterrés fabriqués en acier micro allié, destinés à la distribution des hydrocarbures. Une quantité d'énergie signifiante est introduite dans le métal quand il est extrait du minerai en le mettant dans un état d'énergie élevée. Un des principes de la thermodynamique est que le matériau cherche à être dans l'état d'énergie le plus bas sous forme d'oxydes ou de

l'un de ses composants à travers une réaction chimique ou électrochimique [20]. La **Figure 1.1** illustre une partie de pipelines corrodés après inspection de la zone de compression sur un tronçon de gazoduc en acier API X60 reliant la station de Timzert à M'sekka (Laghouat). Par définition, la corrosion est la destruction d'un métal par le biais de réactions de transfert d'électrons. Le processus de corrosion implique l'enlèvement ou l'émigration des électrons du métal par le phénomène d'oxydation, exprimé par l'équation (1.1) et la récupération de ces électrons par d'autre réaction de réduction, comme l'oxygène, ou la réduction de l'eau (Equation (1.2) et (1.3))



**Figure 1.1** : Corrosion d'un pipeline en API X60 de diamètre de 1016mm et épaisseur de 12.7mm



**Figure 1.2** : Schéma simplifié du processus de corrosion [20]

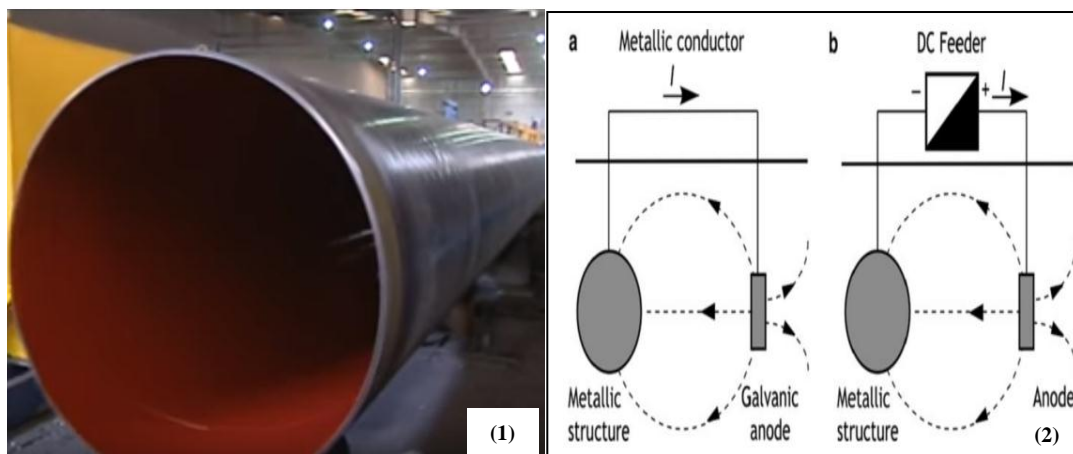


Le phénomène d'oxydation est appelé réaction anodique tandis que le phénomène de réduction est appelé réaction cathodique. La **Figure 1.2** ci-dessus illustre un schéma simplifié du processus de corrosion.

Les pipelines de transport des hydrocarbures sont enterrés à une profondeur de 1 à 1.5m où ils sont exposés à un environnement agressif. L'interaction entre le matériau du tube et le sol provoque la corrosion des surfaces extérieures des pipes aciers.

Plusieurs protections ont été faites pour protéger les pipelines de l'environnement corrosif à savoir :

1. Revêtement polymérique (**Figure 1.3.1**) extérieur en triple couches dont la première couche est la peinture époxyde, la 2<sup>ème</sup> couche est le liant ou l'adhésif et la 3<sup>ème</sup> couche est le polyéthylène d'une épaisseur supérieure à 2mm
2. Protection cathodique (**Figure 1.3.2**) assurant une circulation de courant continu entre une électrode (anode) placée dans le sol et le pipe acier (cathode) dont la différence de potentiel est maintenue à  $-0.85V$  CSE (Copper Sulphate Reference Electrode) recommandée pour les aciers. Cette potentiel de protection est considérée le seuil maximum dont la corrosion ne peut pas apparaitre à une valeur inférieure [21]



**Figure 1.3 :** (1) Tube en Acier API X70 revêtu en triple couche dont la couche extérieure est en polyéthylène haute densité PEHD, (2) Types de protection cathodique:(a) Anode galvanique, (b) Système de courant imposé [21,22]

Malgré toutes les protections faites, la corrosion est considérée toujours la cause principale de la dégradation des propriétés mécaniques et de la ténacité des pipelines aciers [23-30]. La **Figure 1.4** illustre un exemple de corrosion externe d'un pipeline de transport de gaz



**Figure 1.4** : Corrosion externe d'un pipeline de transport de gaz, (a) (Sonatrach- HASSI R'mel, 2015) et (b) Centre de compression N°5 (CC5), Kenanda-RELEZAN, (TRC, 2016)

## 1.2 Etat de l'art sur l'application de la mécanique de la rupture sur les tubes corrodés

### 1.2.1 Concept général sur la mécanique de la rupture

La mécanique de la rupture est l'étude du comportement mécanique sous sollicitations, des matériaux comportant des fissures ou des défauts. La rupture des pipelines de transport des hydrocarbures, comportant des défauts, est caractérisée par le fait que le paramètre contrôlant le champ des contraintes en tête du défaut ( $K_I$  ou  $J_I$ ) atteint une valeur critique. Les défauts peuvent être des fissures, entailles, craquelures, cratères, piqures, enfoncement...

En 1910, Hopkinson [64] a donné quelques observations générales sur le champ de contrainte en tête de fissure sans avoir calculé l'intensité de ces contraintes. En 1913, Inglis [43] a développé le champ de contraintes dans une plaque comportant un trou de forme elliptique. En 1921 Griffith [44] a commencé le développement de la mécanique de la rupture linéaire, avec des travaux sur la rupture du verre. Griffith considère que changement d'énergie de rupture d'un solide fissuré est associé à un accroissement de la fissure dont il a

noté que pour une plaque d'un matériau élastique comportant une fissure et sollicitée en traction, l'énergie potentielle par unité d'épaisseur diminue et l'énergie de surface par unité d'épaisseur augmente pendant la croissance de la fissure, Westergaard [45]. En 1958, Irwin [46] a développé le champ de la mécanique de la rupture en se basant sur les travaux de, Hopkinson, Inglis et Griffith.

### 1.2.1.1 Facteur de concentration des contraintes

D'une manière générale, la cause la plus importante de la rupture des pipelines de transport des hydrocarbures, est due à la présence de défauts qui provoquent des concentrations de contraintes.

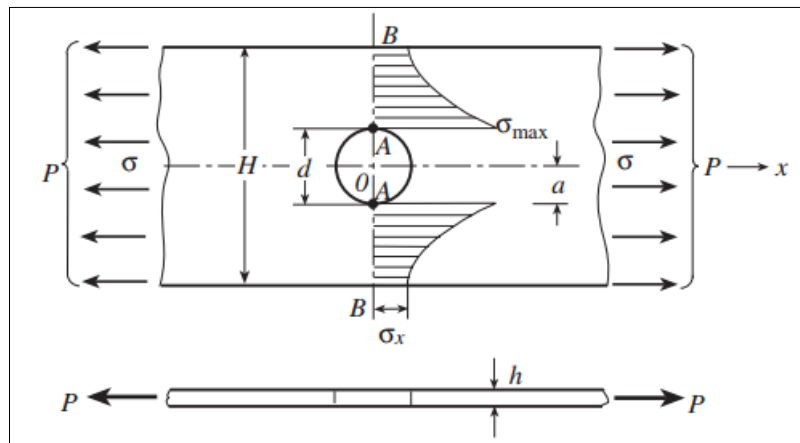
Pour un comportement élastique, Le facteur de concentration de contraintes  $k_t$  peut être défini comme le rapport de la contrainte locale maximale  $\sigma_{max}$  sur le ligament, à la contrainte de référence (**Figure 1.5**). Cette dernière peut être la contrainte nominale appliquée  $\sigma_{nom}$ , exprimée par le rapport de la charge appliquée  $P$ , à la surface du ligament, ou bien la contrainte globale  $\sigma_g$  appliquée loin du défaut [48].

Le Facteur de concentration de contraintes élastiques basé sur la contrainte nominale est exprimé par l'équation (1.4) :

$$k_t = \frac{\sigma_{max}}{\sigma_{nom}} = \sigma_{max} / \left( \frac{P}{(H-d)h} \right) \quad (1.4)$$

En se basant sur la contrainte globale, Le facteur de concentration de contraintes élastiques est exprimé par l'équation (1.5) :

$$k_t = \frac{\sigma_{max}}{\sigma_g} = \sigma_{max} / \left( \frac{P}{Hh} \right) \quad (1.5)$$



**Figure 1.5** : Définition du facteur de concentration de contraintes élastiques [48]

Inglis [27] a déterminé la distribution du champ de contraintes élastiques dans une plaque de dimensions infinies, comportant un défaut elliptique, sollicitée en traction dont la charge appliquée  $\sigma$  est perpendiculaire à l'axe le plus grand de l'ellipse. Par suppositions que les dimensions du défaut elliptique sont très faibles par rapport aux dimensions de la plaque, Inglis a évalué la nocivité du défaut par l'estimation de la contrainte locale maximale  $\sigma_{max}$  et du facteur de concentration de contrainte  $k_t$  selon l'équation (1.6) et l'équation (1.7) respectivement :

$$\sigma_{max} = \sigma(1 + 2a/b) \quad (1.6)$$

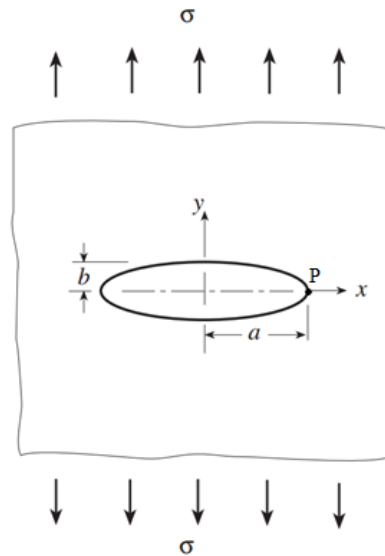
$$k_t = (1 + 2a/b) \quad (1.7)$$

Le rayon de courbure du défaut elliptique  $\rho$  à la fin de son grand axe (point P sur la **Figure 1.6**), est donné par l'équation (1.8)

$$\rho = b^2/a \quad (1.8)$$

En combinant les équations (1.7) et (1.8), le facteur de concentration de contraintes  $k_t$  peut être défini en fonction du rayon du défaut elliptique selon l'équation (1.9) :

$$k_t = 1 + 2\sqrt{a/\rho} \quad (1.9)$$



**Figure 1.6 :** Plaque de dimensions infinies comportant un défaut elliptique

L'équation (1.9) montre que le facteur de concentration de contraintes  $k_t$  décroît avec la croissance du rayon du défaut elliptique, et dans le cas d'une fissure ou le rayon de courbure tend vers zéro, on devient dans un état de singularité de contraintes. Donc, prendre le facteur de concentration de contraintes comme paramètre de caractérisation n'est pas un choix pertinent, et on doit entreprendre un autre paramètre plus réaliste pour caractériser le comportement des structures comportant des défauts de faibles rayons ou sous forme de fissures. Le facteur d'intensité de contraintes  $K_I$  est le paramètre le plus caractéristique pour l'analyse du comportement des structures fissurées, déterminé via la mécanique linéaire de la rupture [27,43-46].

### 1.2.2 Mécanique linéaire de la rupture

L'intégrité et le dimensionnement des structures à des contraintes appliquées inférieures à la limite d'élasticité du matériau via l'utilisation d'un coefficient de sécurité, ne reflète pas la réalité du phénomène étudié suite à la présence des défauts dans le matériau. L'approche basée sur la mécanique linéaire de la rupture prend en considération l'existence des fissures dans le matériau ce qui permet d'étudier l'extension de ces fissures. La notion du facteur d'intensité de contraintes a été divulguée pour la première fois par IRWIN dont il a étudié la singularité du champ des contraintes en tête de la fissure par

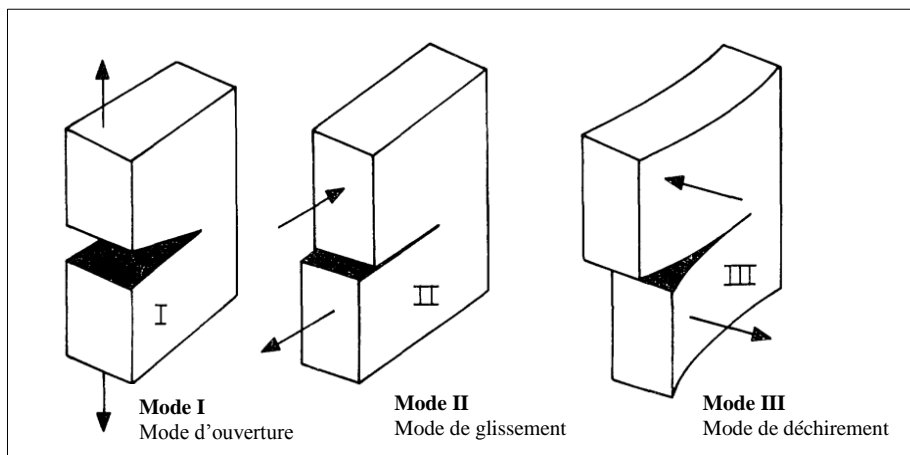
l'introduction de ce nouveau paramètre. Le facteur d'intensité de contrainte  $K_I$  est considéré comme la force motrice d'une fissure présentée dans une structure, et sa valeur critique  $K_{IC}$  ou sa ténacité, est une résistance d'extension de cette fissure, et elle est considérée comme une propriété intrinsèque du matériau qui assure son intégrité [40-42,46]. Le facteur d'intensité de contraintes est exprimé par l'équation (1.10)

$$K_I = \sigma\sqrt{\pi a} \quad (1.10)$$

$\sigma$  : La contrainte appliquée

$a$  : Longueur de la fissure

Selon l'extension de la fissure et du déplacement sur le ligament du solide, on peut rencontrer trois modes de rupture (Figure 1.7) :



**Figure 1.7** : Les trois modes élémentaires de la rupture [27]

1. Le déplacement est perpendiculaire au plan de la fissure, ce qui définit le mode I ou le mode d'ouverture (Opening mode)
2. Le déplacement se fait dans le plan de la fissure et perpendiculaire au front de la fissure, ce qui définit le mode II ou le mode de glissement dans le plan de cisaillement (Sliding mode)
3. Un déplacement parallèle au front de fissure, ce qui définit le mode III ou le déchirement hors du plan de cisaillement (Tearing mode)

L'intégrité des structures fissurées est assurée par la ténacité du matériau, et la rupture se produit au moment où la force d'extension de cette fissure devient égale à la résistance d'extension de cette fissure. La ténacité  $K_{Ic}$  est déterminée expérimentalement en utilisant des éprouvettes normalisées dont laquelle la zone plastique est suffisamment petite dont on doit respecter les exigences ci-dessous proposées par la norme ASTM E399 sur l'épaisseur  $t$  et la longueur initiale  $b$  du ligament (Equations **(1.11)** et **(1.12)**) [65] :

$$b \geq 2.5 \left( \frac{K_{Ic}}{\sigma_y} \right)^2 \quad (1.11)$$

$$t \geq 2.5 \left( \frac{K_{Ic}}{\sigma_y} \right)^2 \quad (1.12)$$

Avec :

$\sigma_y$ ,  $t$ ,  $b$  et  $K_{Ic}$  représentent respectivement la limite d'élasticité du matériau, l'épaisseur de l'éprouvette, la longueur de l'éprouvette et la ténacité du matériau.

Le facteur d'intensité de contraintes pour une plaque de largeur infinie sous une contrainte de traction uniforme  $\sigma$ , et contenant une fissure de longueur  $2a$  à travers l'épaisseur est donné par l'équation **(1.10)** ci-dessus ( $K_I = \sigma\sqrt{\pi a}$  )

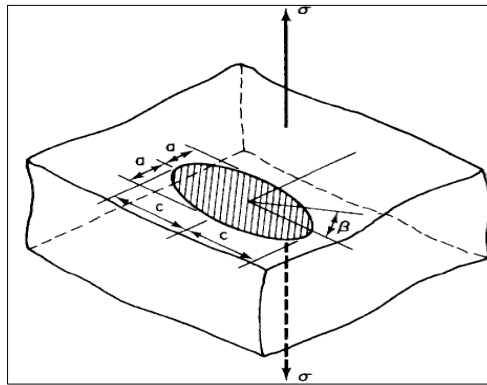
Dans le cas où la largeur de la plaque SEN devient finie, le facteur d'intensité de contraintes est donné par l'équation **(1.13)** [4,7, 66-69]:

$$K_I = 1.12\sigma\sqrt{\pi a} \quad (1.13)$$

Le facteur 1.12 est le facteur de correction de la surface libre.

Dans le cas d'une éprouvette plate de largeur infinie contenant une fissure circulaire ou elliptique et soumise à une contrainte de traction uniforme, Irwin a défini le facteur d'intensité de contraintes à n'importe quel point le long du périmètre du défaut (**Figure 1.8**) par l'équation **(1.14)** [4,7, 66-69].

$$K_I = \frac{\sigma\sqrt{\pi a}}{Q} \left( \sin^2\theta + \frac{a^2}{c^2} \cos^2\theta \right)^{1/4} \quad (1.14)$$



**Figure 1.8** : Fissure elliptique dans un solide infini soumis à une contrainte uniforme [5]

$Q$  : paramètre de forme de défaut qui dépend de  $(\sigma/\sigma_y)$  et  $(a/2c)$ , avec  $\sigma_y$  est la résistance à l'écoulement plastique du matériau comme illustré dans la **Figure (1.9)**. Cette figure est basée sur la solution d'un intégrale elliptique,  $\phi$  qui est gale à  $\sqrt{Q}$  comme indiquée dans plusieurs Handbooks [4-7].

Le facteur d'intensité de contraintes pour une fissure elliptique, atteint son maximum à  $\theta=\pi/2$ , et il est donné par l'équation (1.15) :

$$K_I = \sigma \sqrt{\pi \frac{a}{Q}} \quad (1.15)$$

Les valeurs du ratio  $(\sigma/\sigma_y)$  de la contrainte appliquée à la résistance à l'écoulement plastique, tiennent compte de l'effet de la déformation plastique en tête de fissure sur les valeurs du facteur d'intensité de contraintes et elles sont incorporées dans les valeurs de  $Q$ . Le facteur d'intensité de contraintes dans une plaque contenant une fissure semi elliptique à travers l'épaisseur de longueur  $2c$  et de profondeur  $a$ , et soumise à une contrainte uniforme (**Figure 1.9**) peut être calculé en utilisant l'équation (1.16).

$$K_I = 1.12\sigma \sqrt{\pi \frac{a}{Q}} M_k \quad (1.16)$$

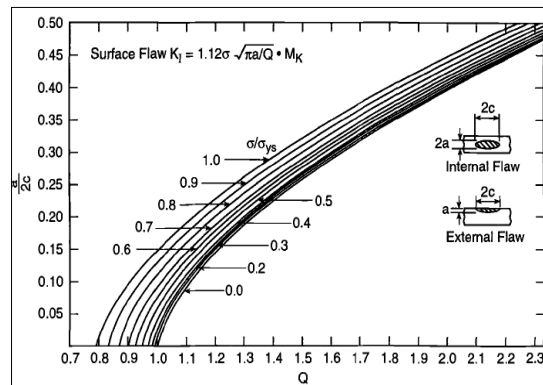


Figure 1.9 : Effet des ratios  $a/2c$  et  $\sigma/\sigma_y$  sur le paramètre de défaut  $Q$  [4]

L'équation (1.16) est identique à l'équation (1.15) avec exception du facteur de correction de la surface libre (1.12). Le facteur d'intensification de contraintes  $M_k$  est égale à l'unité pour un ratio  $a/t$  inférieur à 0.5. Pour les défauts profonds,  $M_k$  est exprimé par l'équation (1.17)

$$M_k = 1 + 1.2 \left( \frac{a}{t} - 0.5 \right) \quad \text{Pour } a/t \geq 0.5 \quad (1.17)$$

### 1.2.2.1 Zone plastique en tête de fissure

Griffith [44], lors de ces travaux sur le verre, a approuvé que le champ des contraintes, au voisinage de la fissure est proportionnel au facteur d'intensité  $K_I$ . Le champ des contraintes en tête de fissure en mécanique de la rupture linéaire en mode d'ouverture est exprimé par l'équation (1.18)

$$\sigma_{ij} = K_I / \sqrt{2\pi r} f_{ij}(\theta) \quad (1.18)$$

$K_I$  : Facteur d'intensité de contraintes

$r$  : Rayon de la zone plastique

$f_{ij}(\theta)$  : Fonction de l'angle polaire par rapport à l'extrémité de la fissure

Une fois le facteur d'intensité de contraintes  $K_I$  est connu, on peut déterminer le champ de contraintes en tête de la fissure [4-8]. Analytiquement, la solution élastique de l'équation

**(1.18)** montre une singularité dans la zone proche de la tête de la fissure où les contraintes deviennent infinies, ce qui n'est pas réaliste. Donc, la présence d'une déformation plastique en tête de la fissure garde ces contraintes finies dans une zone plastique de dimensions très faibles en comparaison avec la longueur de la fissure (**Figure 1.10**).

La taille de la zone plastique  $r_p$ , peut être estimée en déterminant jusqu'à quelle distance de la tête de la fissure, la contrainte élastique  $\sigma_{yy}$  est supérieure à la limite d'élasticité du matériau.

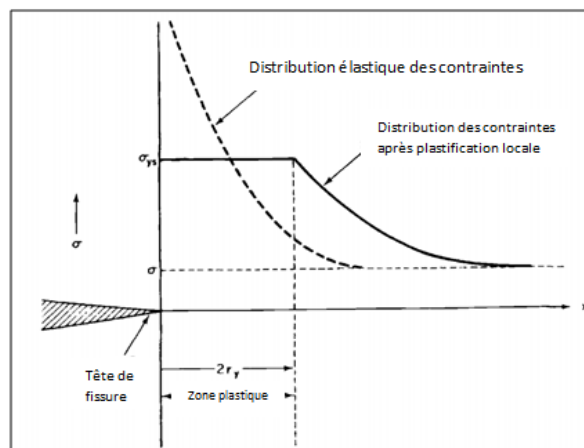
Irwin suppose un accroissement de la fissure de  $r_y \ll a$ , (**Figure 1.10**), et considère que la contrainte  $\sigma_{yy}$  obtenue dans cette zone ne dépasse pas la limite d'élasticité (loi d'un comportement élastique parfaitement plastique). Il s'agit d'estimer la valeur  $r_y$  pour une valeur donnée de la contrainte appliquée au loin,  $\sigma_\infty$  [4-8].

$$\text{Lorsque : } \theta=0, \sigma_{yy} = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \quad (1.19)$$

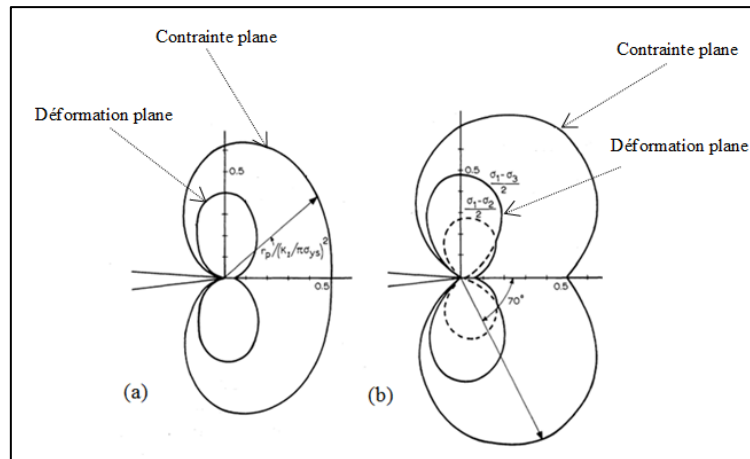
Le réarrangement de l'équation **(1.19)** nous donne la taille de la zone plastique en tête de fissure, ce qui est exprimé par l'équation **(1.20)**

$$r_y = \frac{1}{2\pi} \left( \frac{K_I}{\sigma_y} \right)^2 \quad (1.20)$$

La forme de la zone plastique en tête de la fissure est schématisée sur la **Figure 1.11**



**Figure 1.10** : Distribution de la contrainte  $\sigma_{yy}$  en tête de fissure [4]



**Figure 1.11** : Formes de la zone plastique en tête de la fissure  
(a) Critère de Von Mises, (b) Critère de Tresca [6]

En plus du facteur d'intensité de contraintes  $K_I$ , on peut caractériser la rupture par deux autres paramètres. Un paramètre énergétique  $G_I$  relié à l'énergie de déformations élastique, appelé le taux d'énergie disponible, et un autre paramètre  $\delta$  représente l'écartement des lèvres de la fissure. Les critères de rupture en mécanique linéaire de la rupture peuvent être exprimés par le facteur d'intensité de contraintes critique  $K_{IC}$ , le taux d'énergie disponible critique  $G_{IC}$  ou l'écartement critique de fissure  $\delta_c$ . Le facteur d'intensité de contraintes  $K_I$  et le taux d'énergie disponible  $G_I$  sont reliés par l'équation (1.21)

$$G_I = K_I^2 / E' \quad (1.21)$$

En état de contraintes planes,  $E'$  est égale à  $E$ . En état de déformations planes,  $E'$  peut être exprimé en fonction du module de Young  $E$  et du coefficient de poisson  $\nu$  via l'équation (1.22)

$$E' = E / (1 - \nu^2) \quad (1.22)$$

Le facteur d'intensité de contraintes  $K_I$  est relié à l'écartement de la fissure  $\delta$  par l'équation (1.23)

$$\delta = K_I^2 / ERp_{0.2} \quad (1.23)$$

$R_{P0.2}$  : Limite d'élasticité conventionnelle du matériau

### 1.2.2.2 Distribution des contraintes élastiques en fond d'entaille

Plusieurs modèles ont été proposés dans la littérature pour décrire la répartition des contraintes élastiques en fond d'entaille. En 1951, Timoshenko [84] a exprimé la distribution des contraintes élastiques  $\sigma_{yy}$  en fonction de la contrainte nominale et pour une entaille de rayon  $\rho$  et de distance  $x$  du fond d'entaille (**Tableau 1.1**, Equation (1.28)). En 1961, Neuber [85] a donné une autre formulation mathématique basée sur la contrainte maximale sur le ligament pour la même géométrie d'entaille. En 1978, Chen [86] a proposé une distribution des contraintes élastiques en fond d'entaille similaire à celle formulée par Neuber avec une petite modification. En 1985, Usami [87] a proposé un modèle de distribution de contraintes élastiques en fonction de la contrainte nominale, la position sur le ligament et du facteur de concentration de contraintes  $k_t$ . En 1987, Glinka et Newport [88] ont proposés un autre modèle mathématique de description des contraintes élastiques sur le ligament en fonction de quatre paramètres à savoir : la contrainte nominale, le rayon d'entaille, la position sur le ligament et le facteur de concentration de contraintes. Le **Tableau 1.1** regroupe les modèles mathématiques de description des contraintes élastiques  $\sigma_{yy}$  sur le ligament.

**Tableau 1.1** Modèles de description des contraintes élastiques en fond d'entaille

Année	Auteur	Modèle mathématique	N° équation	Référence
1951	Timoshenko	$\sigma_{yy} = \sigma_N \left[ 1 + 0.5 \left( 1 + \frac{x}{2\rho} \right)^{-2} + 1.5(1 + x/3\rho)^{-4} \right]$	(1.24)	[84]
1961	Neuber	$\sigma_{yy} = \sigma_{max} \left( 1 + \frac{\rho}{4x} \right)^{1/2}$	(1.25)	[85]
1978	Chen and Pan	$\sigma_{yy} = \sigma_{max} \left( 1 + \frac{\rho}{8x} \right)^{1/2}$	(1.26)	[86]
1985	Usami	$\sigma_{yy} = \frac{k_t}{3} \sigma_N \left[ 1 + 0.5 \left( 1 + \frac{x}{2} \right)^{-2} + 1.5(1 + x/2)^{-4} \right]$	(1.27)	[87]
1987	Glinka-Newport	$\sigma_{yy} = \frac{k_t}{2} \sigma_N \left[ \frac{1}{3} + \frac{\sqrt{2}}{2} \left( \frac{2x + \rho}{2\rho} \right)^{-\frac{1}{2}} \frac{\sqrt{2}}{4} \left( \frac{2x + \rho}{2\rho} \right)^{-\frac{3}{2}} + \frac{1}{6} \left( \frac{x + \rho}{\rho} \right)^{-2} + \frac{1}{2} (1 + x/\rho)^{-4} \right]$	(1.28)	[88]

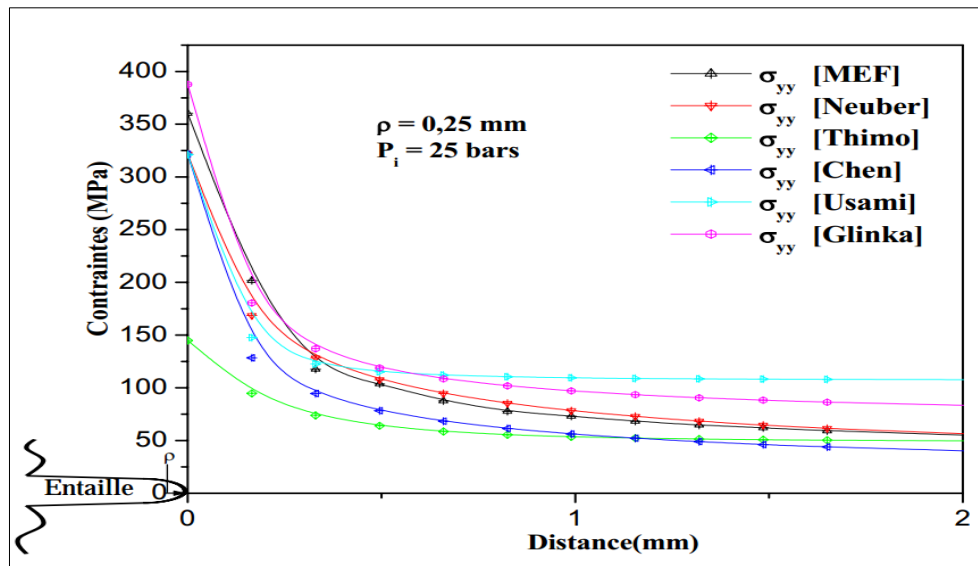


Figure 1.12 : Distribution des contraintes élastiques sur le ligament [89]

H. Moustabchir [89] a étudié l'évolution des contraintes élastiques en tête d'entaille dans un tube en acier API X52, de transport de gaz sous une pression de 2.5MPa, et comportant une entaille semi elliptique dans la direction longitudinale de rayon  $\rho$  égal à 0.25mm (Figure 1.12). La modélisation par éléments finis a fait apparaître que le modèle de Timoshenko sous-estime la distribution des contraintes tandis que les deux modèles de Chen-Pan et Glinka-Newport donnent des résultats très satisfaisants [89]

### 1.2.3 Mécanique de la rupture non linéaire

Le concept de la mécanique de la rupture non linéaire est utilisé quand la rupture s'est accompagnée par une déformation plastique importante. Pour les matériaux ductiles ou ayant un comportement élastoplastique, la rupture est précédée par une propagation stable de la fissure. Parmi les critères les plus importants de la mécanique élastoplastique de la rupture est qu'elle décrit un état limite intermédiaire entre la rupture linéaire et la ruine plastique [70].

En 1948, Orowan [70,71] a pris en considération le développement d'une zone plastique étendue, en tête d'un défaut pour des matériaux plus ductile que le verre, quand ne peut pas la négligée par rapport à la longueur du défaut. Wells en 1966 [70,72], a introduit pour la première fois le concept de l'écartement critique de la fissure. En 1968, Rice [70,73,74] a proposé son intégrale J qui tient compte de la plastification du matériau et

il a pu caractérisé le champ de contraintes en tête de fissure dans cette zone. La valeur critique de l'intégrale de Rice  $J_{IC}$  est une propriété intrinsèque des matériaux ductiles et elle est considérée comme une ténacité. L'intégrale  $J$  peut être utilisée aussi en mécanique linéaire de la rupture qui représente un cas particulier de la rupture non linéaire. En mécanique de rupture linéaire, le taux d'énergie disponible  $G_I$  et l'intégrale  $J_I$  sont équivalents.

L'intégrale  $J$  peut être exprimée par l'équation **(1.29)**

$$J = \int_{\Gamma} W dy - T \frac{dU}{dx} ds \quad (1.29)$$

Avec :

$$W = \int_0^{\varepsilon} \sigma_{ij} d\varepsilon_{ij} \quad (1.30)$$

$$T = \sigma n \quad (1.31)$$

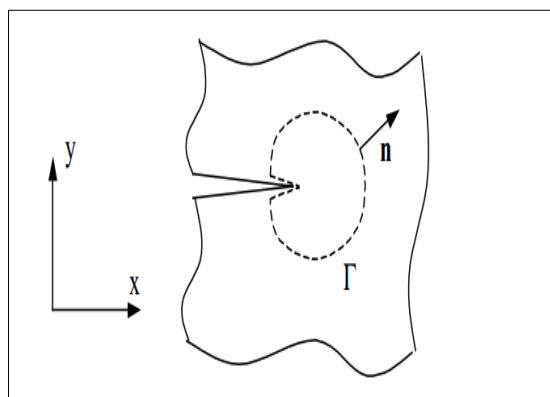
$\Gamma$  : Tout contour orienté entourant la tête de fissure **(Figure 1.13)**

$W$  : Energie de déformation par unité de volume

$T$  : Vecteur contrainte s'exerçant sur les facettes de normale  $n$ ,  $n$  étant la normale extérieure à  $\Gamma$ .

$U$  : Vecteur déplacement

$S$  : Abscisse curviligne le long de  $\Gamma$



**Figure 1.13:** Schéma de définition de l'intégrale  $J$  [70]

## 1.2.4 Mécanique de la rupture d'entaille

### 1.2.4.1 Approche d'intensité du champ de contraintes

La zone en fond d'entaille est considérée comme le site préférentiel d'amorçage de fissure suite à la concentration de contraintes. L'usinage des éprouvettes comportant des entailles est primordial pour étudier le phénomène de rupture. La **Figure 1.14** illustre la géométrie d'entaille en fonction de l'angle  $\psi$  et le rayon  $\rho$  du fond d'entaille.

En 1992, Yao Weixing [59] a développé un nouveau modèle afin de prédire la résistance des matériaux composites laminés et comportant des défauts sous forme d'une entaille. Weixing a présenté son nouveau modèle de rupture, «modèle d'intensité du champ de contraintes» dont il a supposé que la résistance de la structure entaillée dépend non seulement de la contrainte maximale sur le ligament mais aussi de l'intensité du champ de contraintes dans la zone proche de l'entaille. Cette nouvelle approche est appliquée pour prédire la durée de vie en fatigue des matériaux composites laminés.

En 1993, Weixing [75-77] a développé une nouvelle approche de design pour prédire la durée de vie en fatigue que l'approche de la contrainte nominale et l'approche locale contrainte-déformation ne peuvent pas expliquer le phénomène de fatigue. Weixing a présenté sous l'hypothèse que l'accumulation de l'endommagement dans la zone plastique proche de l'entaille est la cause de la rupture par fatigue et que l'endommagement dépend de la distribution des contraintes élastoplastiques et du gradient de contraintes.

Le modèle de base de l'approche d'intensité de champ de contraintes est représenté sur la **Figure 1.15** ci-dessous, et la fonction du champ de contraintes  $\sigma_{FI}$  est exprimée par l'équation (1.32) [75-78]

$$\sigma_{FI} = \frac{1}{V} \int_{\Omega} f(\sigma_{ij}) \phi(r) dv \quad (1.32)$$

Avec  $\sigma_{FI}$ ,  $V$ ,  $f(\sigma_{ij})$ ,  $\phi(r)$  et  $\Omega$  sont respectivement la contrainte proposée par la méthode d'intensité du champ de contraintes, le volume de la zone plastique, la fonction de contrainte équivalente, la fonction poids qui dépend seulement de la loi de comportement, et la région de rupture par fatigue. La fonction de contraintes, la fonction de poids et le

volume du processus de rupture sont nécessaires pour l'estimation de la contrainte  $\sigma_{FI}$ . Pour plus de détails, le lecteur peut se référer à la référence [75]

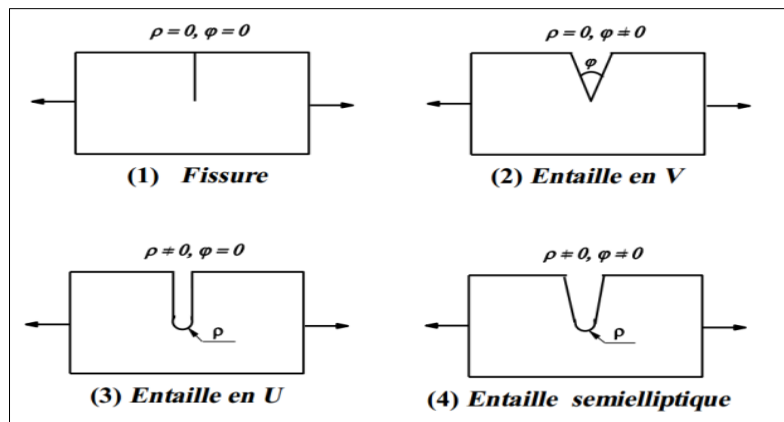


Figure 1.14 : Paramètres géométriques définissant une entaille simple

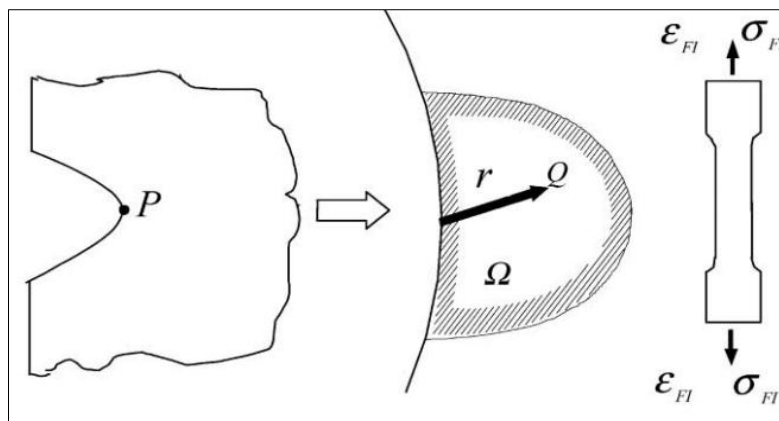


Figure 1.15 : Modèle de l'approche basée sur l'intensité du champ de contraintes [75]

#### 1.2.4.2 Méthode volumétrique

La méthode volumétrique est une approche basée sur le concept de la méthode de l'intensité du champ de contraintes appliqué sur les structures comportant un défaut sous forme d'une entaille. Cette approche considère que la rupture nécessite un certain volume d'élaboration du processus de rupture par suite d'accumulation de l'endommagement dans la zone plastique formée en fond de l'entaille. Ce volume d'élaboration de la rupture est défini par la zone plastifiée en utilisant la méthode d'intensité de contraintes, ou par le minimum du gradient des contraintes pour la méthode volumétrique. Ce gradient de contraintes en fond d'entaille est déterminé après avoir déterminé la distribution des

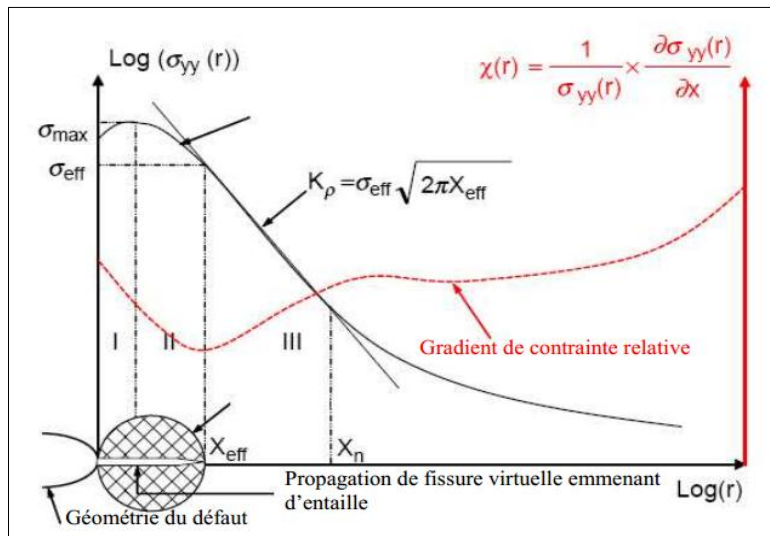
contraintes élastoplastiques sur le ligament, par la méthode des éléments finis, dans un diagramme bi-logarithmique. La détermination du champ de contraintes montre que la contrainte maximale n'est pas en fond d'entaille mais à une certaine distance de celui-ci [1-3,80-82]. Le volume d'élaboration du processus de rupture est caractérisé par une distance effective  $x_{eff}$  correspond au diamètre de ce volume supposé cylindrique qui est aussi égale à la distance du fond d'entaille au premier point d'inflexion du gradient de contrainte [83]. La **Figure 1.16** illustre la distribution des contraintes le long du ligament et le gradient de contraintes relatives. Cette distribution est divisée en trois zones distinctes :

1. Zone 1 : Augmentation de la contrainte plastique jusqu'à une valeur maximale
2. Zone 2 : La contrainte maximale décroît graduellement selon un régime élastoplastique jusqu'à l'intersection avec la courbe du gradient de contraintes
3. Zone 3 : Un comportement linéaire dans le diagramme bi-logarithmique. Il est prouvé par l'examen des sites d'amorçage de la rupture, que la distance effective correspond au début de la zone 3 qui est en réalité un point d'inflexion dans ce diagramme bi-logarithmique de distribution de contraintes. Une méthode graphique basée sur le gradient de contraintes relatives  $\chi$  associé à une distance effective à la valeur minimale de  $\chi$  [1-3,83]

$\chi(r)$  et  $\sigma_{yy}(r)$  sont respectivement le gradient de contraintes relatives, et la contrainte principale maximale ou la contrainte d'ouverture.

La contrainte effective  $\sigma_{eff}$  à la rupture est définie comme une contrainte pondérée ou la moyenne des contraintes dans le volume d'élaboration du processus de rupture, et les contraintes sont multipliées par une fonction de poids afin de prendre en considération l'effet de la géométrie et du chargement. La contrainte effective peut être exprimée par l'équation (1.33).

$$\sigma_{eff} = \frac{1}{x_{eff}} \int_0^{x_{eff}} \sigma_{yy}(r) \varphi(r) r \quad (1.33)$$



**Figure 1.16** : Distribution des contraintes et du gradient des contraintes relatives le long du ligament [10]

La fonction de poids dépend seulement de la loi de comportement du matériau et elle obéit aux trois conditions suivantes :

$$a. 0 \leq \varphi(r) \leq 1 \tag{1.34}$$

$$b. \varphi(0) = 0 \tag{1.35}$$

$$c. \varphi(r) = 1 \text{ si } \chi(r) = 0 \tag{1.36}$$

Le facteur d'intensité de contraintes d'entaille est défini par l'équation (1.37)

$$K_\rho = \sigma_{eff} \sqrt{2\pi X_{eff}} \tag{1.37}$$

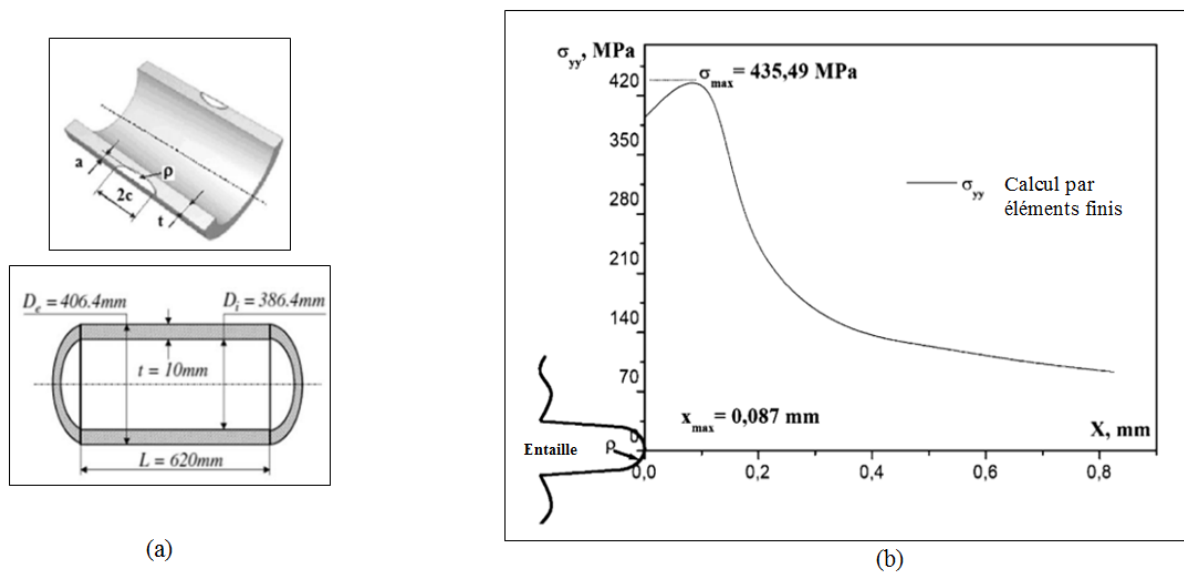
Avec  $K_\rho$ ,  $\sigma_{eff}$  et  $X_{eff}$  sont le facteur d'intensité de contrainte d'entaille, la contrainte effective et la distance effective respectivement [83]. Le gradient de contraintes  $\chi(r)$  est donné par l'équation (1.38)

$$\chi(r) = \frac{1}{\sigma_{yy(r)}} \frac{\partial \sigma_{yy(r)}}{\partial r} \tag{1.38}$$

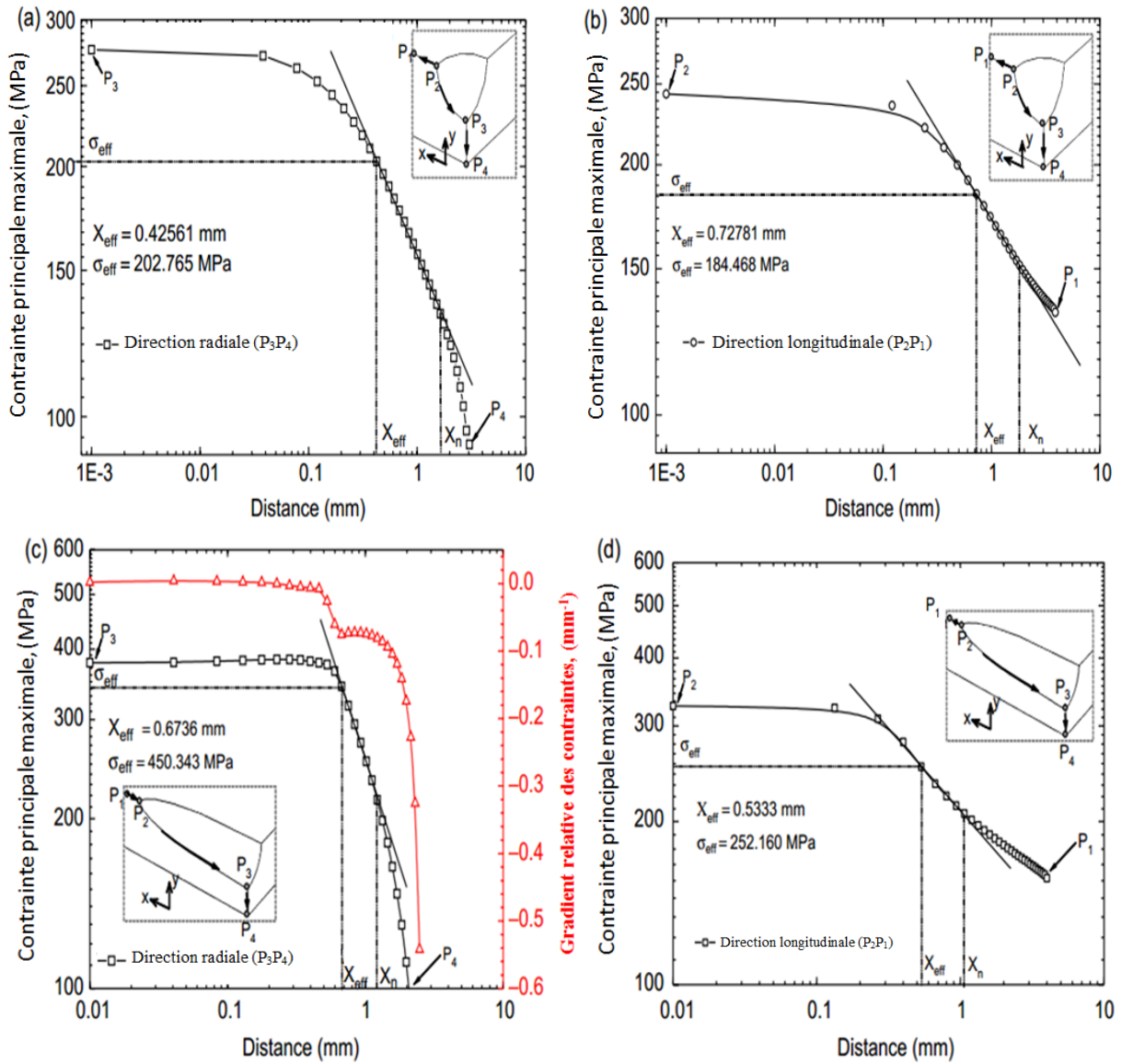
Les résultats de calculs non linéaires obtenus à l'aide de la méthode des éléments finis pour l'estimation du champ de contraintes en tête de l'entaille, ont montrés que la contrainte maximale n'est pas en fond d'entaille mais à une certaine distance de celui-ci.

H. Moustabchir [79] à déterminé l'évolution de la contrainte élastoplastique circonférentielle  $\sigma_{yy}$  sur le ligament d'un tube en acier P264GH selon la norme EN10028.2-92 et comportant un défaut semi elliptique le long du ligament. La contrainte circonférentielle a augmentée jusqu'à une valeur maximale de 435MPa à une distance  $x$  de 0.087mm après, elle se stabilise selon un régime élastique, **Figure 1.17**.

H. Adib-Ramezani a étudié la distribution des contraintes sur le ligament d'un tube de transport de gaz en acier API X52 dans les deux directions transversale et longitudinale. Trois types de défauts ont été étudiés à savoir semi sphérique, semi elliptique et blunt notch. La **Figure 1.18** illustre les résultats de la distribution des contraintes élastoplastiques pour les cas des défauts semi sphérique (**Figure 1.18 (a) et (b)**), et semi elliptique (**Figure 1.18 (c) et (d)**). Le facteur d'intensité de contraintes d'entaille peut être calculé à l'aide de la contrainte principale maximale le long du ligament dans un diagramme bi-logarithmique (**Figure 1.18**).



**Figure 1.17** : Distribution des contraintes élastoplastiques le long du ligament d'un tube comportant un défaut semi elliptique [79]



**Figure 1.18** : Distribution des contraintes dans les directions longitudinale et radiale d'un tube en acier comportant des défauts de corrosion [10]

### 1.3 Principaux modèles d'analyse limite de la durée de vie restante des pipelines en acier

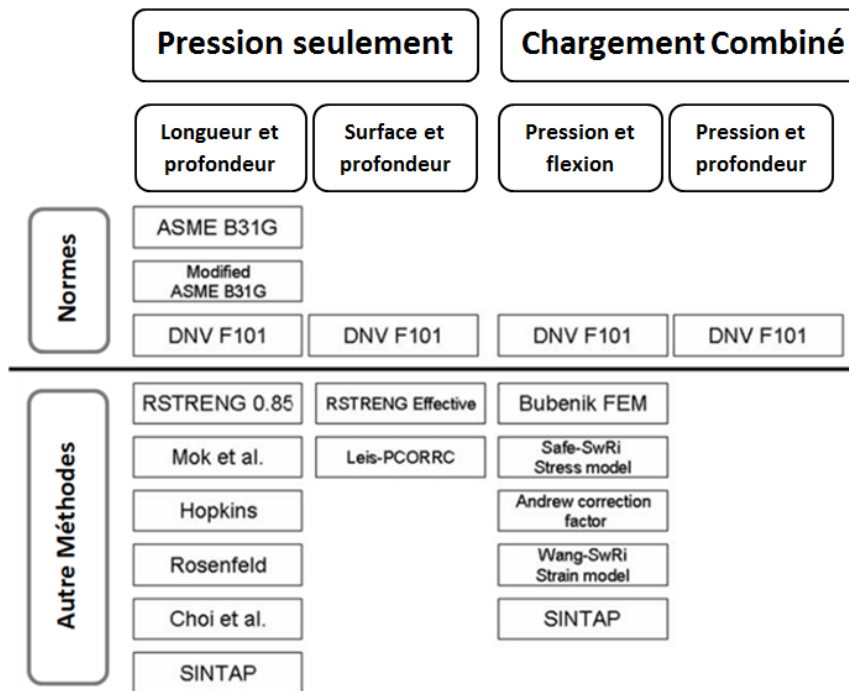
#### 1.3.1. Application de l'analyse limite sur les tubes corrodés

Les études de l'évolution du degré de nocivité d'un défaut pendant sa propagation dans les pipelines, sont basées sur des modèles empiriques qui sont bien adaptés en analyse limite [1,2] et en mécanique de la rupture [3]. Dans cette section nous présentons les principaux modèles d'analyse limite, développés pour traiter les problèmes des fissures et des défauts de corrosion dans les pipelines. L'objectif de l'analyse limite est de déterminer la charge ultime à appliquer sur la structure dans des conditions de services données. Dès le début des années 50, l'analyse limite se reposa sur un design basé sur le concept de la charge ultime. Dans les années 60, l'intégrité des pipelines comportant des défauts est devenue le 1<sup>er</sup> souci des transporteurs de gaz. C'est pendant les années 70, que des normes de calcul de la résistance des tubes ont été proposées suite à des essais très coûteux en termes d'éclatement de tubes. Aujourd'hui ces normes sont devenues des outils de contrôle des pipelines corrodés et elles sont intégrées dans des codes de calcul basés sur la méthode des éléments finis permettant d'approfondir et exploiter d'une manière explicite cette nocivité [12-19].

En 2008, une étude a été faite, par « European gas pipeline incident group » [90], a montré que sur 1060 cas de rupture dans les pipelines acier en service pendant une trentaine d'années (de 1970 à 2001), les défauts de corrosion participent avec 15% dans le processus de rupture des pipelines. La maintenance des canalisations de transport de gaz et des huiles, afin de préserver la sécurité des gens et des équipements, est devenue le premier souci des transporteurs des hydrocarbures. En conséquence, des modèles empiriques caractérisant les défauts dans les tubes ont été développés sur la base d'observations du comportement de ces défauts à travers des années de service.

Dans cette section, sont présentés les principaux modèles communément utilisés par les transporteurs des hydrocarbures pour estimer la durée de vie des pipelines sous corrosion localisée à savoir les modèles approuvés par la norme ASME (American society of mechanical engineering) comme ASME B31G et ASME B31G modifiée, et le modèle DNV F101. D'autres modèles ont été développés pour l'estimation des défauts de corrosion basée sur l'analyse limite entre autres, RSTRENG 0.85, Hopkings, Choi, Shell et PCORRC [12-19,90] et la méthode SINTAP (European Structural Integrity Assessment Procedure) adoptée

pour l’analyse des défauts sous forme de fissure et de corrosion localisée indépendamment des champs d’application [10,11,33-39,83]. Ces méthodes sont présentées explicitement dans la **Figure 1.19**



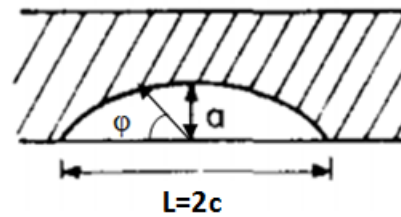
**Figure 1.19** : Méthodes d’évaluation de la corrosion dans les pipelines [11]

### 1.3.2. Modèle d’Irwin

Au début des années 50, le modèle d’Irwin a été utilisé pour prévenir la rupture probable causée par éventuels défauts de surface. Le model d’Irwin est basé sur la relation générale entre le facteur d’intensité de contraintes,  $K_I$ , la contrainte appliquée,  $\sigma$ , et la géométrie du défaut, généralement modélisée sous une forme semi elliptique de profondeur de fissure  $a$ , et de longueur de fissure,  $L$  [30,41,42]. L’approche d’Irwin est basée sur la théorie de Griffith qui propose que le facteur d’intensité des contraintes en un point du périmètre d’une fissure semi elliptique à un angle  $\phi$  dans une plaque infini chargée en traction (**Figure 1.20**) est définit par l’équation (1.14) ci-dessus [4,40-48].

Le paramètre de forme de la fissure  $Q$  peut être exprimé par l’équation (1.39) [4-7]

$$Q = \Phi^2 - \frac{2}{3\pi} (\sigma/\sigma_y)^2 \tag{1.39}$$



**Figure 1.20.** Modélisation d'une fissure semi-elliptique selon IRWIN

$\Phi$  : Intégrale elliptique du 2<sup>ème</sup> ordre exprimé par l'équation suivante **(1.40)**

$$\Phi = \int_0^{\pi/2} \left[ 1 - \frac{c^2 - a^2}{c^2} \sin^2(\varphi) \right]^{1/2} d\varphi \quad (1.40)$$

Le développement de l'équation **(1.40)** peut être approximer par l'équation **(1.41)** [4-7]

$$\Phi = \frac{\pi}{2} \left[ 1 - \frac{1}{4} \left( \frac{c^2 - a^2}{c^2} \right) - \frac{3}{64} \left( \frac{c^2 - a^2}{c^2} \right)^2 \right] \quad (1.41)$$

Le facteur d'intensité des contraintes pour une plaque de largeur fini sollicitée en contraintes uniformes est donné par l'équation **(1.42)**

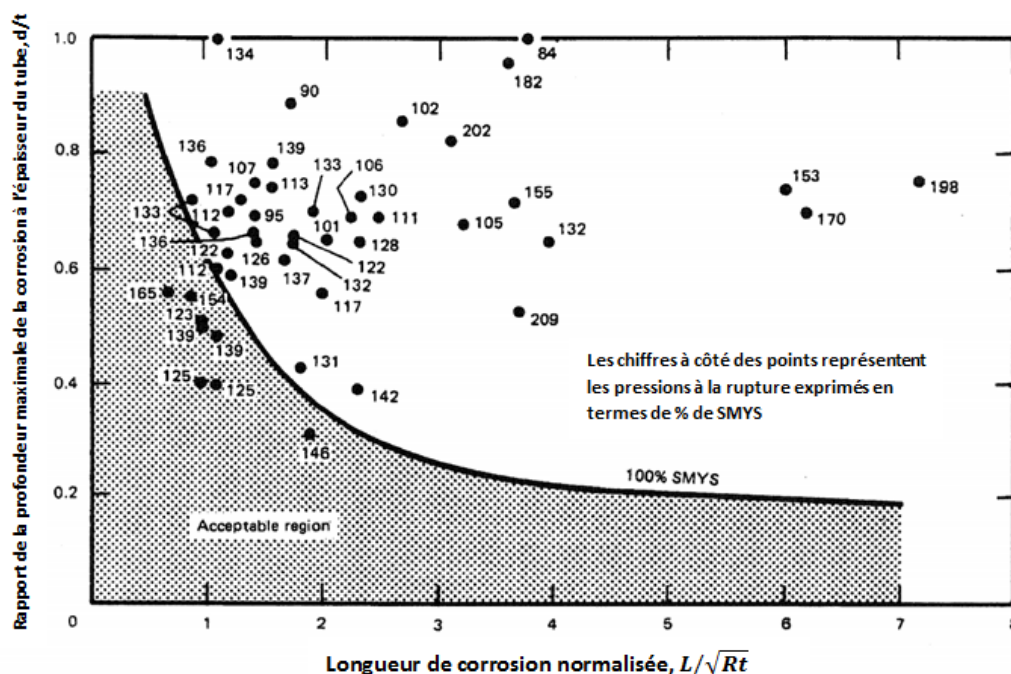
$$K_I = 1.12 M_k \frac{PD}{2t} \sqrt{\frac{\pi a}{\Phi^2 - \frac{2}{3\pi} (\sigma/\sigma_{ys})^2}} \quad (1.42)$$

### 1.3.3. Le standard ASME B31G

Durant les années 70, des essais très couteux en termes d'éclatement de tubes en acier de plusieurs grades (API 5L A-25 aux API 5L X52) de différents diamètres et d'épaisseurs ont été faits pour validation de la résistance des tubes corrodés. Les essais ont indiqués, que les aciers de pipelines présentent une ténacité adéquate, et que la ténacité n'est pas un facteur significatif. La philosophie du standard B31G suppose que la forme du défaut de corrosion est contrôlée par la taille et la contrainte d'écoulement ou limite d'élasticité du matériau. Pour le code B31G, un défaut de corrosion court est assimilé à sa projection

selon une forme parabolique et un défaut de corrosion long est projeté selon une forme rectangulaire.

La **Figure 1.21**, illustre l'évolution de la profondeur maximale de corrosion normalisée par l'épaisseur du tube, en fonction de la longueur du défaut normalisée. Chaque point sur la figure représente un essai d'éclatement d'un seul tube et le chiffre à côté de ce point représente la contrainte à la pression de rupture exprimée en % de la limite d'écoulement SMYS. Il y a uniquement trois essais expérimentaux dont le tube s'est éclaté à un niveau de pression inférieure à SMYS, indiquant la perte de nocivité des défauts de corrosion in générale (ces trois essais d'éclatements ne seront pas pris en compte). Les tubes représentés par les points en dessous de la courbe de 100% SMYS sont tous éclatés à une contrainte supérieure à SMYS, ce que veut dire que le critère est très conservatif. La région hachurée en dessous de la ligne continue représente la zone de sécurité. Les piqures de corrosion de longueurs et profondeurs situées au-dessus de la courbe de 100%SMYS, ne sont pas acceptées [13].



**Figure 1.21:** Critère parabolique pour classification des défauts de corrosion selon la contrainte de rupture estimée [13]

Le défaut de corrosion peut être modélisé comme un défaut semi-elliptique comme illustré sur la **Figure 1.22**. Le standard ASME B31G suppose que la surface du métal perdue par corrosion est environ 67% de la surface uniforme du défaut rectangulaire de longueur  $L$  et de profondeur,  $a$  [10,62]. Le défaut dans la direction longitudinale est plus dangereux que celui de la direction transversale, suite à l'importance de la contrainte circonférentielle qui va agir dans ce sens [19].

Si  $L$ ,  $D$  et  $t$  sont corrélés selon l'équation (1.43)

$$\sqrt{0.8(L/D)^2(D/t)} \leq 4 \quad (1.43)$$

Alors, la pression à la rupture des pipelines ayant des défauts de corrosion dans le sens longitudinal de faible longueur sera exprimée par l'équation (1.44)

$$P_B = 2(1.1\sigma_y)(t/D)[1 - (2/3)(a/t)]/[1 - (2/3)(a/t)/M] \quad (1.44)$$

Avec  $P_B$ ,  $D$ ,  $a$ ,  $t$ ,  $M$ ,  $\sigma_y$  et  $L$  sont respectivement, la pression à la rupture, diamètre extérieur, la profondeur de corrosion maximale, l'épaisseur des tubes, facteur de Folias, la limite d'élasticité, la longueur [61,62]. Le facteur de Folias est donné par l'équation (1.45):

$$M = \sqrt{1 + 0.8(L/D)^2(D/t)} \quad (1.45)$$

La méthode ASME B31G a été modifiée par un changement de la surface du métal perdue par corrosion de 67% à 85% de la surface uniforme, ce qui est plus rationnelle mais moins conservative. Le facteur de Folias dépend de la relation entre  $L$ ,  $D$  et  $t$  [61,62]

Si  $L$ ,  $D$  et  $t$  sont corrélés selon l'équation (1.46)

$$(L/D)^2(D/t) \leq 50 \quad (1.46)$$

Alors, le facteur de Folias est exprimé par l'équation (1.47)

$$M = \sqrt{1 + 0.6275(L/D)^2(D/t) - 3.37510^{-3}(L/D)^4(D/t)^2} \quad (1.47)$$

Si  $L$ ,  $D$  et  $t$  sont corrélés selon l'équation (1.48)

$$(L/D)^2(D/t) > 50 \quad (1.48)$$

Alors, le facteur de Folias est exprimé par l'équation (1.49)

$$M = 3.3 + 0.032(L/D)^2(D/t) \quad (1.49)$$

La pression à la rupture selon la méthode ASME B31G modifiée pour les pipelines comportant des défauts de corrosion dans le sens longitudinal est donnée par l'équation (1.50)

$$P_B = 2(1.1\sigma_y + 69)(t/D)[1 - 0.85(a/t)]/[1 - 0.85(a/t)/M] \quad (1.50)$$

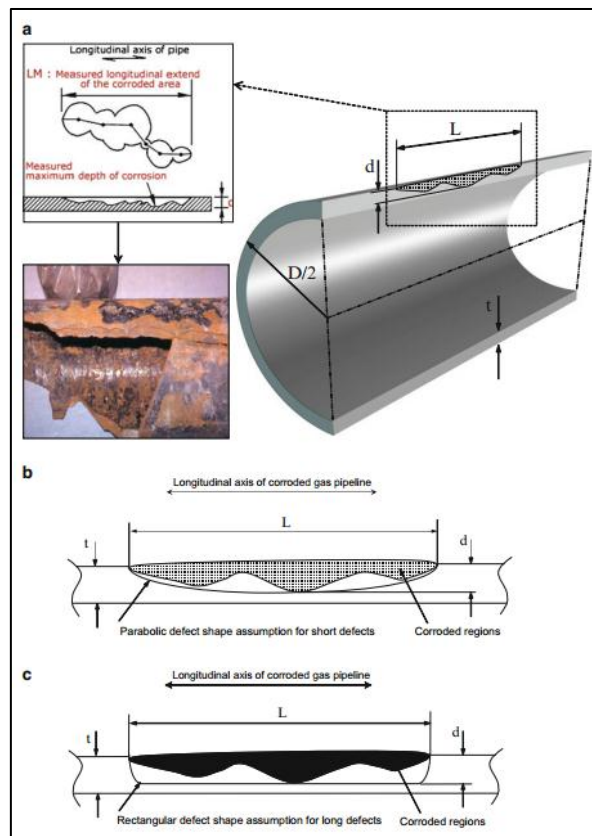


Figure 1.22: Modèles mécaniques (a) ASME B31G et (b) ASME B31G Modifiée [2]

### 1.3.4. DNV RP-F101

La méthode DNV-RP-F101 est considérée parmi les critères les plus récents pour l'évaluation des défauts de corrosion des matériaux des tubes de moyenne et de haute ténacité, recommandée par PDAM (Pipeline Defect Assessment Manual). Le code DNV peut couvrir tous types de chargement de la pression seule et de chargement combiné et il propose deux méthodes pour le calcul de la pression de rupture. La première méthode est basée sur le calcul du facteur de sécurité partiel et la 2<sup>ème</sup> méthode est classée comme la contrainte de conception admissible [14,63]. La norme DNV-RP-F101 est l'approche la plus adoptée comme un modèle mécanique, et elle est très recommandée à l'évaluation des défauts de corrosion des pipelines [14,19]. La pression d'éclatement des pipelines selon le code DNV-RP-F101 est donnée par l'équation (1.51)

$$P_B = \frac{\frac{2\sigma_u t}{(D-t)(1-\frac{d}{t})}}{1-\frac{d}{tM}} \quad (1.51)$$

Avec :

$\sigma_u$  : Contrainte ultime

$t$  : Epaisseur du tube

$D$  : Diamètre extérieur du tube

$d$  : Profondeur du défaut de corrosion

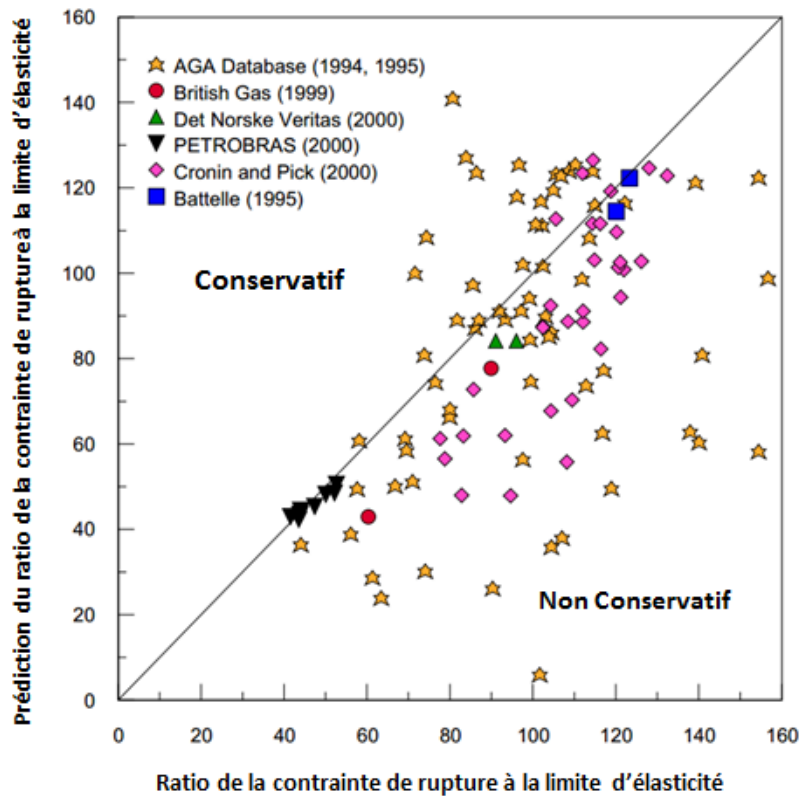
$M$  : Facteur de Folias

L'expression du facteur de Folias est donnée par l'équation (1.52)

$$M = \sqrt{1 + 0.31(L/\sqrt{Dt})^2} \quad (1.52)$$

La méthode DNV RP-F101 comme les méthodes ASME B31G et ASME B31G modifiée définit la surface de corrosion par une simple approximation basée sur la profondeur et la longueur maximales des défauts. Pour la méthode DNV, elle adopte une surface de défaut de corrosion rectangulaires idéalisée, et suppose que la rupture est contrôlée par la ruine plastique, et que la contraintes d'écoulement est la contrainte de traction ultime du

matériau [15]. La **Figure 1.23** illustre une grande dispersion des résultats est enregistrée pour prédire la pression d'éclatement des tubes corrodés basée sur une géométrie simple et idéalisée parce que la profondeur maximale et la longueur maximale ne sont pas suffisantes pour décrire un profil irrégulier d'un défaut de corrosion réelle [19].



**Figure 1.23** : Prédiction de la pression d'éclatement des tubes comportant des défauts de corrosion réelle et artificielle par la méthode DNV-RP-F101 [19]

### 1.3.5. Méthode de CHOI

Des essais très coûteux en termes d'éclatement de tubes comportant des défauts de corrosion usinés sur tube aciers. Ensuite, basées sur la méthode des éléments finis, Choi en 1992 [12] à définit un critère de rupture pour prédire la pression maximale permise en fonction de la géométrie du défaut de corrosion comme exprimé par les équations (1.53) et (1.54).

$$\text{si } \frac{l}{\sqrt{Rt}} < 6, \quad P_B = 0.9 \frac{2t}{D_i} \sigma_u \left[ c_2 \left( \frac{l}{\sqrt{Rt}} \right)^2 + c_1 \left( \frac{l}{\sqrt{Rt}} \right) + c_0 \right] \quad (1.53)$$

$$\text{si } \frac{l}{\sqrt{Rt}} \geq 6, \quad P_{max} = \frac{2t}{D_i} \sigma_u \left[ c_3 \left( \frac{l}{\sqrt{Rt}} \right) + c_4 \right] \quad (1.54)$$

Avec :

$$c_0 = 0.06 \left( \frac{a}{t} \right)^2 - 0.1035 \left( \frac{a}{t} \right) + 1$$

$$c_1 = -0.6913 \left( \frac{a}{t} \right)^2 + 0.4548 \left( \frac{a}{t} \right) - 0.1447$$

$$c_2 = 0.1163 \left( \frac{a}{t} \right)^2 - 0.1053 \left( \frac{a}{t} \right) + 0.0292$$

$$c_3 = 0.0071 \left( \frac{a}{t} \right) - 0.0126$$

$$c_4 = -0.9847 \left( \frac{a}{t} \right) + 1.1101$$

Les essais d'éclatement ont été faites par CHOI [17] sur des tubes en acier API X65 de rapport  $L/(Rt)^{1/2}$  variant de 0.5 à 6, et comportant des défauts de rapport de profondeur à la l'épaisseur ( $a/t$ ) de 40%, 60% et 80%. Le **Tableau 1.2** illustre les résultats d'éclatement de sept tubes du même diamètre 762mm et d'épaisseur de 17.5mm pour un tube de longueur de 2.3m. Les résultats des essais d'éclatement sont en bon accord avec le modèle développé par CHOI exprimé par l'équation (1.53).

**Tableau 1.2** : Résultats des essais d'éclatement des tubes corrodés [17]

tube N°	L (mm)	C (mm)	a (mm)	P <sub>B</sub> (MPa)
1	200	50	4.4	24.11
2	200	50	8.8	21.76
3	200	50	13.1	17.15
4	100	50	8.8	24.3
5	300	50	8.8	19.8
6	200	100	8.8	23.42
7	200	200	8.8	22.64

### 1.3.6. Procédure SINTAP pour défaut sous forme de fissure

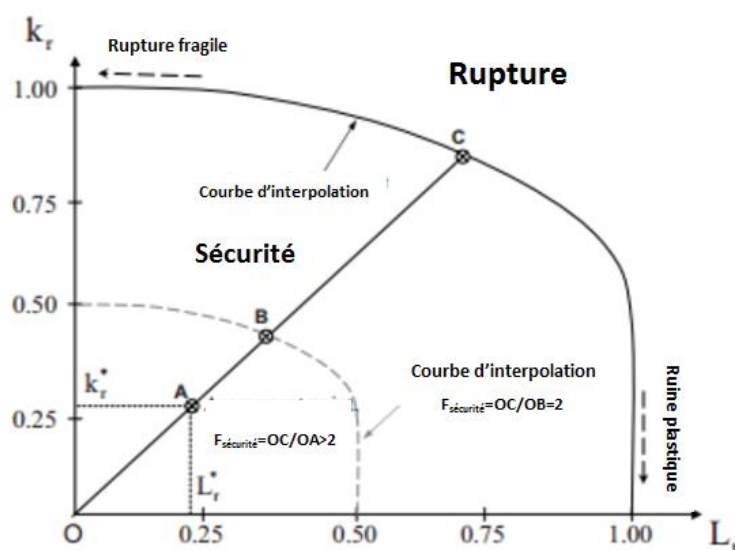
#### 1.3.6.1. Concept de la procédure SINTAP

La procédure SINTAP a été développée dans le cadre du projet Européen comme un diagramme d'intégrité de rupture des structures. La méthode introduit des niveaux hiérarchiques qui permettent selon la disponibilité des données de descriptions des courbes contrainte-déformation et de la ténacité d'obtenir des résultats plus précis. Le niveau le plus bas est utilisé avec une simple description de la ténacité et les principales caractéristiques mécaniques mais il est le plus conservatif.

Dans la procédure SINTAP, le défaut est modélisé comme défaut de fissures ou de corrosion et le concept de facteur d'intensité de contraintes est utilisé. Pour l'évaluation du facteur de sécurité et distinguer la zone de sureté de la zone de défaillance comme illustré dans la **Figure 1.24**, une courbe d'interpolation doit être évaluée [4,10,11,18,19,42-48].

Les différents paramètres sont reliés au travers de l'équation (1.55):

$$K_r = f(L_r) \quad (1.55)$$



**Figure 1.24** : Présentation typique d'un diagramme d'intégrité de rupture [10]

L'expression mathématique de la procédure SINTAP du niveau standard 1 peut être exprimée par l'équation **(1.56)**:

$$K_r = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{1 + \frac{L_r}{2} [0.3 + 0.7e^{(-0.6L_r^6)}]} \quad \text{For } 0 \leq L_r \leq 1 \quad (1.56)$$

Avec  $L_{rmax}$ ,  $\sigma_0$ ,  $K_r^*$ , et  $L_r^*$  sont donnés respectivement par les équations **(1.57)**, **(1.58)**, **(1.59)** et **(1.60)**.

$$L_{rmax} = 1 + (150/\sigma_y)^{2.5} \quad (1.57)$$

$$\sigma_0 = (\sigma_y + \sigma_u)/2 \quad (1.58)$$

$$K_r^* = K_I/K_{IC} \quad (1.59)$$

$$L_r^* = \sigma/\sigma_0 \quad (1.60)$$

$\sigma$  : Contrainte appliquée

$\sigma_0$  : Contrainte d'écoulement

$K_I$  : Facteur d'intensité des contraintes appliqué

$K_{IC}$  : Ténacité

$L_r$  : Paramètre de chargement adimensionnel

$L_{rmax}$  : Valeur maximal du paramètre de chargement adimensionnel

$K_r$  : Facteur d'intensité des contraintes adimensionnel

$L_r^*$  : Paramètre de chargement adimensionnel appliqué

$K_r^*$  : Facteur d'intensité des contraintes adimensionnel appliqué

### 1.3.6.2. Diagramme d'intégrité de rupture (FAD)

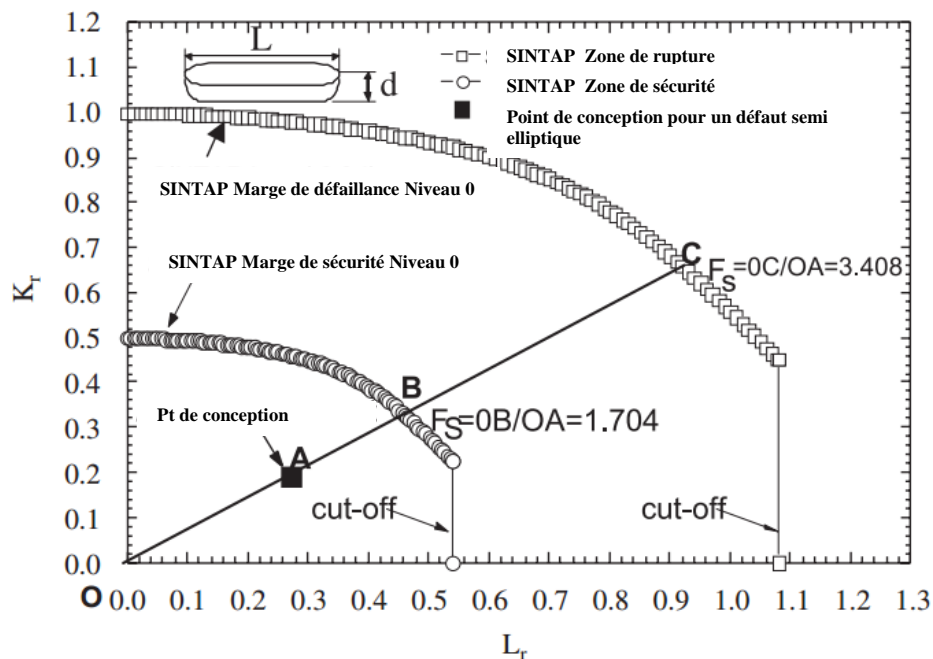
Kumar en 1981 [91], a défini le diagramme d'intégrité de rupture (Failure assessment diagram FAD) comme une investigation préliminaire de la marge de sureté des structures comportant des défauts. Cette approche peut être utilisée à tous les niveaux, que ce soit

pour le design, pendant l'exploitation ou pour la prédiction et l'estimation de la durée de vie d'une structure en service. Plusieurs digrammes intégrité sont proposés dans la littérature.

En 1981, Kumar a proposé la méthode EPRI aux USA. En 1998, la méthode R6 a été proposée au grande Bretagne. Cette méthode est une courbe de transition entre le mécanisme de rupture fragile gouvernée par la mécanique linéaire élastique de la rupture,  $K_{Ic}$ , et la rupture par ruine plastique gouvernée par la charge limite,  $P_0$ . En 1993, Moulin a proposé la méthode RCC-MR en France. En 1999, la méthode SINTAP a été proposée par l'union européenne.

Dans un diagramme intégrité de rupture, les courbes d'interpolation développées par les méthodes citée ci-dessus sont utilisées pour identifier le domaine de rupture, le domaine de sécurité et le domaine de sureté.

Dans un diagramme d'intégrité de rupture (FAD), **Figure 1.25**, le facteur d'intensité de contrainte  $K_I$  et la charge appliquée  $P$  doivent être normalisées par la ténacité  $K_{Ic}$  et la charge limite  $P_0$  respectivement. Le point de fonctionnement d'une structure comportant un défaut est représenté par un point de coordonnées  $kr^*$  et  $S_r^*$  (Point A de la **Figure 1.25**). Si ce point se trouve en-dessous de la courbe d'interpolation, cela signifie que la structure est en sécurité. Dans le cas contraire, la structure est défaillante en dépassant les conditions limites.



**Figure 1.25 :** Diagramme d'intégrité de rupture d'un tube comportant un défaut Semi elliptique [11]

#### 1.4. Etat de l'art sur l'application de l'approche mécano- fiabiliste sur les tubes corrodés

Le premier souci des convoyeurs de gaz est d'assurer la maintenance des réseaux des pipelines pour préserver la sécurité des gens et des équipements. Les approches probabilistes sont les meilleures approches pour donner une réponse réaliste à la maintenance des pipelines et elles peuvent être utilisées comme des outils de prendre de décisions pour éventuels réparation ou remplacement de la portion des pipelines endommagées [23-30]. Les aléas représentés par les variables de base jouent un rôle significatif sur la fiabilité de la structure. La sélection des variables aléatoires est une étape cruciale pour le modèle fiabiliste qui nécessite une modélisation réaliste du phénomène à étudier et une connaissance du matériau étudié à savoir : la microstructure, la loi de comportement, les propriétés mécaniques, les défauts géométriques... dont les incertitudes sont souvent dus aux processus de fabrication, imperfections des conditions et machines d'essais, inhomogénéités de matériaux, effets d'échelle ... [23-30,92-100]. Le choix rigoureux des incertitudes des variables aléatoires de base de la fonction objective a une importance majeure et va rendre l'analyse plus pertinente via l'évaluation de la fiabilité des pipelines et également d'optimiser la conception pour les différentes sollicitations et les risques encourus. Les lois de distributions doivent être les plus réalistes avec un échantillonnage le plus important possible.

La définition du mot fiabilité selon la norme AFNOR [101] est l'habilité d'une structure à remplir une fonction définie sous des conditions données, pendant une durée fixée. Le terme est utilisé aussi comme description attribuée à la probabilité de succès ou le pourcentage de succès [92,93]. La modélisation réaliste d'un phénomène physique doit respecter tous les aléas du système mise en jeux avec prise en considération des incertitudes de tous les variables significatifs sur la réponse du système. L'analyse fiabiliste permet d'évaluer la capacité du système à remplir sa fonction de service et d'optimiser les opérations d'inspections et de maintenance durant toute la période de mise en service. On peut ensuite évaluer la probabilité de défaillance de la structure ainsi que mesurer la sensibilité de cette probabilité par rapport à chacune des variables aléatoires de base. Les modèles mécaniques sont utilisés pour évaluer les besoins représentés par les contraintes, et les ressources nécessaires, qui sont la disponibilité des matériaux et leur résistance (Figure 1.26). L'analyse est basée sur un scénario de défaillance combinant l'évaluation des

sollicitations et de leurs résistances, qui sont une fonction des variables de base élémentaires. Le scénario reflète l'équilibre entre la ressource et le besoin et est exprimée par une fonction de performance ou une fonction d'état limite [92,93].

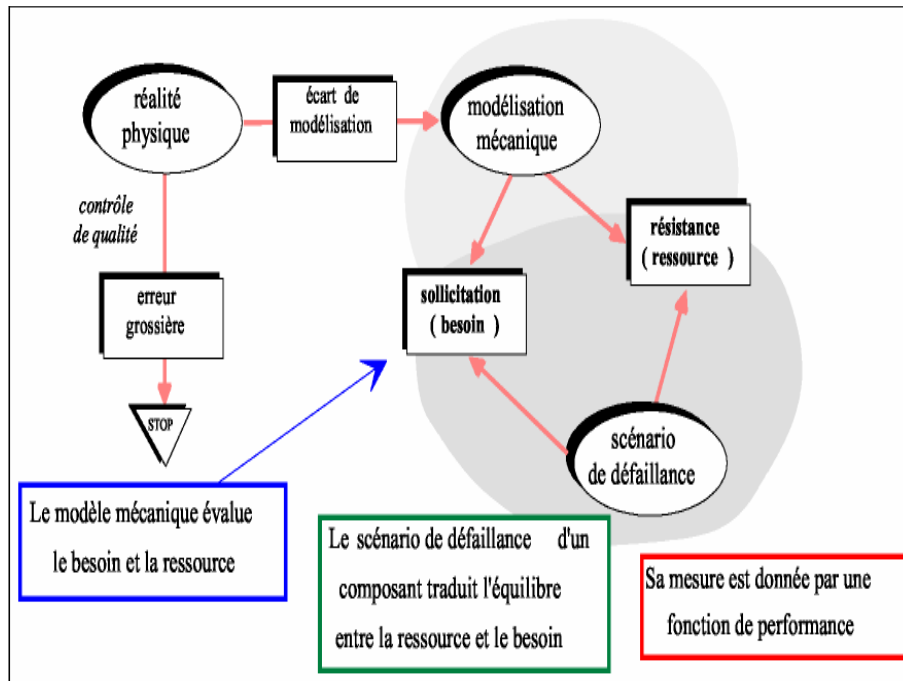


Figure 1.26 : Scénario de défaillance en mécanique [92]

#### 1.4.1. Fonction d'état limite

Pour un scénario de défaillance donnée, la fonction d'état limite ou la fonction de performance,  $G(X)$ , définit la frontière entre un domaine de sûreté  $D_s$ , quand la fonction de d'état limite prend des valeurs positives, et un domaine de défaillance  $D_f$ , quand la fonction d'état limite prend des valeurs négatives [92,93].

Pour une structure donnée, la fonction d'état limite,  $G(X)$ , est souvent définie comme la différence entre la réponse du système sous forme de résistance, et la réponse du système étudié sous forme de sollicitation.

$G(X_i) > 0$ , définit le domaine de sûreté  $D_s$

$G(X_i) < 0$ , définit le domaine de défaillance  $D_f$

$G(X_i) = 0$ , définit l'état limite

La Figure 1.27 illustre cette définition pour le cas de deux variables aléatoires de base.

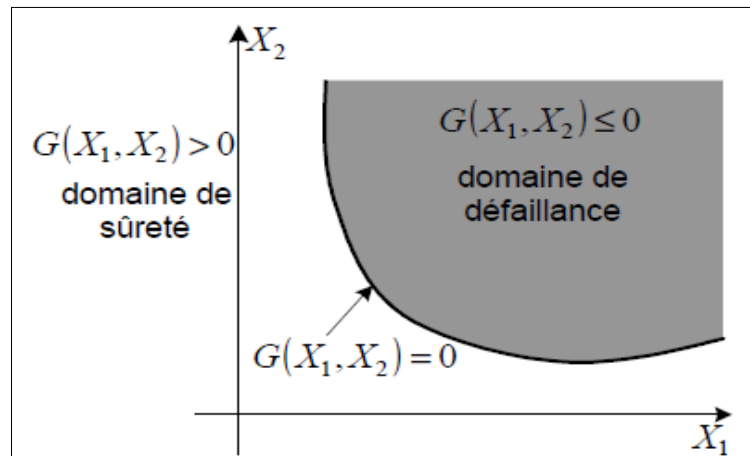


Figure 1.27 : Domaines de sûreté et de défaillance dans le cas de deux variables aléatoires

#### 1.4.2. Indice de fiabilité

L'objectif de l'analyse de fiabilité est de calculer un indice de fiabilité  $\beta$  et d'approximer une probabilité. En plus, l'analyse fiabiliste inclut le point de défaillance le plus probable ou le point de conception, la sensibilité des variables aléatoires de base et l'évaluation des facteurs de sécurités partielles [92]. La sensibilité a pour objet de connaître le poids de chaque variable sur l'état du système mécanique et savoir les variables les plus significatives. La probabilité de défaillance  $P_f$  correspond à la probabilité d'avoir une valeur négative de la fonction d'état limite  $G$  (Equation (1.61)). Généralement, la fonction d'état limite  $G(X)$  d'une structure peut être exprimée par l'équation (1.62) en fonction de sa résistance et ses sollicitations. La Figure 1.28 est une illustration d'un exemple élémentaire résistance - sollicitation [92]

$$P_f = P(G(X) \leq 0) \quad (1.61)$$

$$G(X) = R - S \quad (1.62)$$

Pour l'analyse de fiabilité, on peut utiliser les méthodes exprimant la fiabilité en termes d'indice de fiabilité ou sur des méthodes en termes de probabilité de défaillance. L'avantage des premières méthodes (appelée aussi méthode niveau 2), réside dans la simplicité de mise en œuvre via la recherche de l'indice de fiabilité, mais l'inconvénient

réside pendant le passage de l'indice de fiabilité à la probabilité de défaillance nécessite une forme idéalisée de la fonction d'état limite [92,93]. En plus, un changement de repère transformant l'espace dit physique des variables de base {X} en l'espace dit standard de variables {U} suivant une loi de distribution normale, centrées réduites et indépendantes. Hasofer et Lind ont montrés que la mesure de l'indice de fiabilité devait être prise dans un espace de variables Gaussiennes normées  $U_i$ . Pour cela, nous devons définir une transformation T (Equation (1.63)), telle que :

$$u_i = T_i(X_j) \text{ et } H(u_i) = G(T_j^{-1}(u_i)) \tag{1.63}$$

H : Représente la fonction d'état limite G dans l'espace standard.

L'indice de fiabilité est alors le minimum de la distance entre l'origine de l'espace des variables  $u_i$  et le domaine  $H(u_i) \leq 0$  (Figure 1.29), ce qui est exprimé sous forme d'un problème de minimisation, Equation (1.64)

$$\beta = \min \left( \sqrt{\{U\}^t \{U\}} \right) \text{ Avec } H(U_i) \leq 0 \tag{1.64}$$

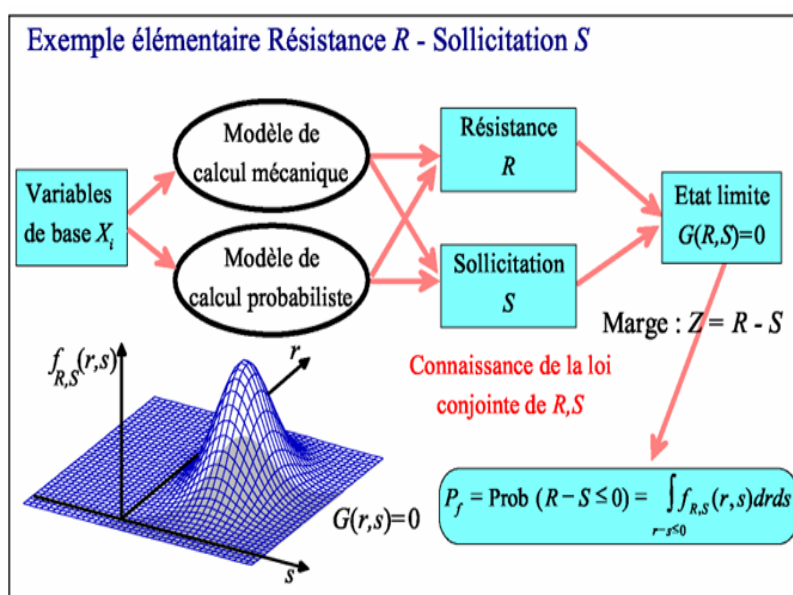
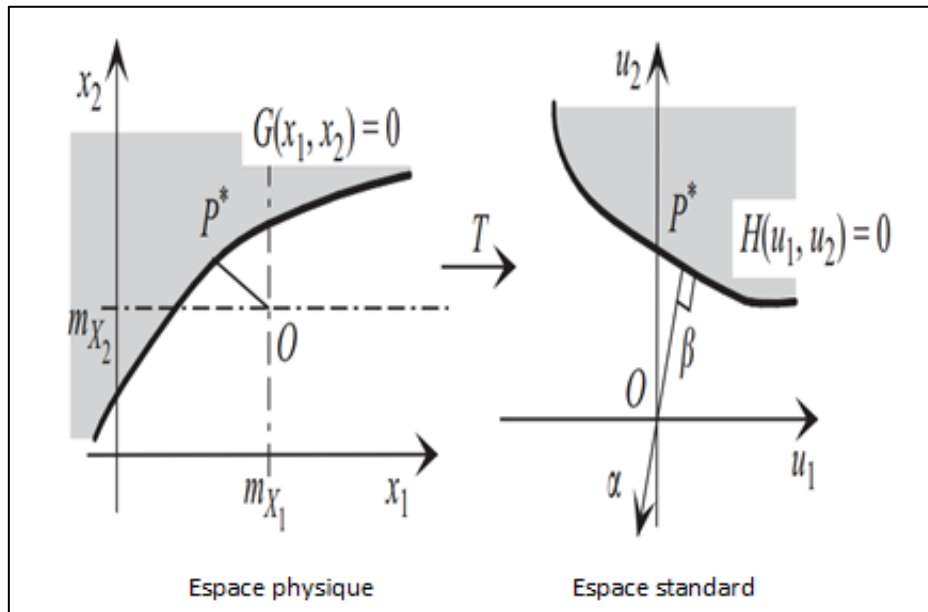


Figure 1.28: Exemple élémentaire résistance — sollicitation [92]



**Figure 1.29** : Transformation de la fonction d'état limite de l'espace physique vers l'espace standard, définition géométrique de l'indice de fiabilité [92]

Plusieurs indices de fiabilité ont été proposés dans la littérature à savoir, l'indice de Cornell en 1969 [102], l'indice de Hasofer – Lind en 1974 [103], Ditlevsen en 1979 [104], l'indice Madsen et Ditlevsen en 1996 [93], dont l'indice de fiabilité préconisée par Hasofer et Lind est le plus utilisé compte tenu de son invariance vis-à-vis de la représentation de la fonction de performance. Hasofer et Lind ont proposés de faire un changement de repère de l'espace physique à un espace standard transformant les variables de base aléatoires du modèle mécanique aux variables gaussiennes centrées réduites (de moyenne nulle et d'écart type unitaire) et indépendantes [92-95,98,99]

### 1.4.3. Calcul mécano-fiabiliste

Pour résoudre un problème de fiabilité, on peut distinguer deux grands types de méthodes de calcul.

### 1.4.3.1. Les méthodes niveau 2

Les méthodes niveau 2 expriment la fiabilité en termes d'indice  $\beta$ . Ces méthodes sont basées sur l'étude de l'état limite qui revient à estimer l'intégrale **(1.65)**

$$\int_{G \leq 0} f_x(X) dx \quad (1.65)$$

$f_x(X)$  est la fonction de densité de probabilité d'un vecteur  $X$  de paramètres aléatoires et de différentes distribution ; à savoir limite d'élasticité  $\sigma_y$ , la contrainte ultime  $\sigma_u$ , la ténacité  $K_{IC}$  ou  $J_{IC}$ , la pression  $P$ , la géométrie du défaut (profondeur  $a$ , longueur  $L$  et largeur  $w$ ). En plus de l'indice de fiabilité  $\beta$ , L'étude de l'état limite nous permis aussi de faire une étude de sensibilité des variable aléatoires de base de la fonction d'état limite et définir le degré d'influence de chaque paramètre participant dans le scénario de défaillance. Ces méthodes sont basées sur la détermination de l'indice de fiabilité  $\beta$  permettant ensuite à déterminer une valeur approchée de la probabilité de défaillance  $P_f$ . Ces méthodes exigent que l'espace opératoire doit constituer de variables gaussienne standardisées indépendantes. Ces méthodes sont les plus utilisées pour le calcul des faibles probabilités, [92-95]. Ces méthodes d'approximation représentées par l'approche FORM/SORM sont considérées comme les plus efficaces en termes de rapport entre temps de calcul et précision d'évaluation de la fiabilité.

La méthode FORM (First Order Reliability Method) est une méthode basée sur le développement de Taylor, consiste à approcher la surface d'état limite par un hyperplan tangent à la surface de défaillance au point de conception  $P^*$ , **(Figure 1.30)**

L'équation de l'hyperplan est exprimée par l'équation **(1.66)**

$$H(u) = \sum_i \alpha_i u_i + \beta \quad (1.66)$$

$$\beta = -\alpha^t u^* \quad (1.67)$$

Avec  $\alpha_i$  les cosinus directeurs du vecteur normal à l'hyperplan au point de conception  $P^*$

$$\alpha = \frac{\nabla H(u^*)}{|\nabla H(u^*)|} |u^* \quad (1.68)$$

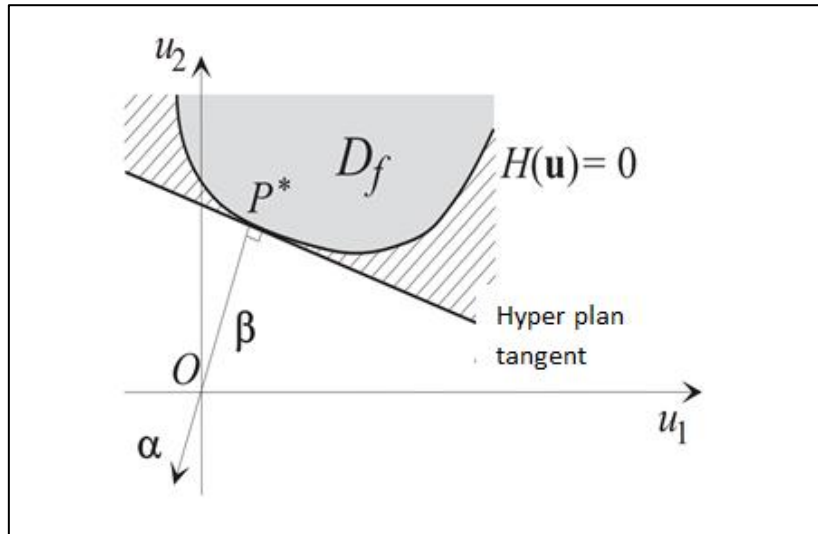


Figure 1.30 : Principe d'approximation par la méthode FORM [92]

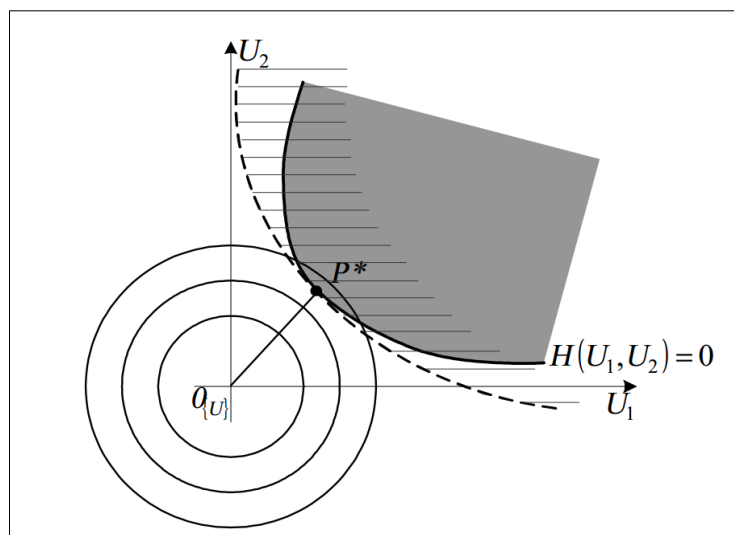


Figure 1.31 : Principe d'approximation par la méthode SORM [92]

Au point de conception, l'état limite est approximé par une fonction du 1<sup>er</sup> ordre pour la méthode FORM (Figure 1.30) et une fonction de second ordre pour la méthode SORM (Figure 1.31), ce qui est exprimée par les équations (1.69) et (1.70) ci-dessous :

$$H(u_i^{(k+1)}) = H(u_i^{(k)}) + \langle \nabla H(u_i) \rangle_{u^{(k)}} (\{u\}^{(k+1)} - \{u\}^{(k)}) = 0 \tag{1.69}$$

$$H_0(u) = \nabla H(u)|_{u^*} (u - u^*) + \frac{1}{2} (u - u^*) \nabla^2 H(u)|_{u^*} (u - u^*) \tag{1.70}$$

### 1.4.3.2. Les méthodes niveau 3

Sans nécessité de connaître la forme de l'état limite, les méthodes niveau 3 expriment la fiabilité en termes de probabilité de défaillance  $P_f$  selon l'équation **(1.61)** ci-dessus. Les méthodes niveau 3 sont basées sur les simulations de Monte Carlo qui nécessitent un grand nombre d'appels de la fonction d'état limite, ce qui les considère comme des méthodes très coûteuses.

Les simulations de Monte Carlo consistent à effectuer un grand nombre  $N_t$  de tirages des variables aléatoires du problème étudié dont la fonction d'état limite est calculée pour chaque tirage aléatoire. Le rapport du nombre de tirages conduisant à la rupture,  $N_{tdef}$ , au nombre tirages totales définit la probabilité de défaillance  $P_f$  de la structure, ce qui est exprimé par l'équation **(1.71)**.

$$P_f = \frac{N_{tdef}}{N_t} \quad (1.71)$$

### 1.4.4. Couplage mécano-fiabiliste

La plupart des méthodes d'estimation de l'indice de fiabilité  $\beta$  et de la probabilité de défaillance  $P_f$  sont basés sur une fonction d'état limite explicite. Souvent cette fonction est écrite sous forme implicite ce qui nécessite un couplage mécano fiabiliste entre la méthode des éléments finis et la méthode fiabiliste dont la méthode des éléments finis est pilotée par le modèle fiabiliste [92-95]. Le couplage direct (**Figure 1.32**) entre un modèle mécanique basé sur des calculs par la méthode des éléments finis et un modèle fiabiliste utilisant des analyses statistiques, est très coûteux suite aux nombre d'appels important de la fonction d'état limite. Ce cout devient de plus en plus important avec la complexité davantage du phénomène à étudier. Afin de de combler ce vide de calcul onéreux, un couplage par surface de réponse, dans lequel un plan d'expériences numériques permet de construire une réponse explicite approchée de la fonction d'état limite  $G(X_i)$  et va réduire le nombre d'appels importants de la fonction d'état limite. L'approximation de la fonction implicite par un polynôme représentant d'une surface de réponse construite à partir de valeurs numériques obtenues à partir de simulations sur le modèle mécanique, va

transformer la fonction implicite en une fonction explicite. La surface de réponse quadratique est la plus utilisée comme base d'approximation de la fonction objective car elle est considérée la plus performante dans le couplage avec la méthode des éléments finis. La forme quadratique de la surface de réponse ne permet pas l'anomalie résultante de l'oscillation des approximations ce qui limite le nombre de réalisations [92,93, 102-105].

Généralement, les surfaces de réponse sont basées sur des modèles analytiques, réseau de neurones ou un nombre limité de simulations par la méthode des éléments finis. En 1951, Box et Wilson [106] ont été les leaders qui ont introduit la notion de surface de réponse comme un moyen de d'approximation d'une fonction inconnu par une fonction graduelle. Ce que veut dire, il suffit de définir la relation entre une réponse  $y_i$  et les paramètres du modèle  $x_i$ , qui n'est pas connue sous une forme explicite. Comme alternative du nombre d'appels important de la fonction d'état limite pour l'estimation de la réponse  $f$ , le code éléments finis est exécuté un nombre de fois limité et les données sont optimisées pour approximer cette réponse qui va remplacer à son tour le code éléments finis pour l'estimation suivante de la réponse  $f$  [107].

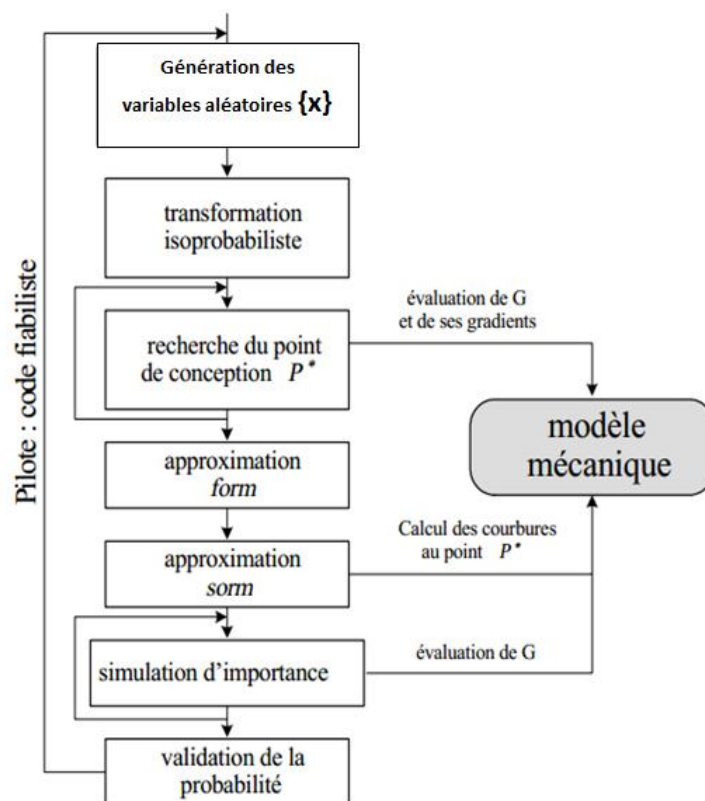


Figure 1.32 : Couplage direct entre un modèle mécanique et un modèle de fiabilité [106]

Un exemple d'une surface de réponse de deux variables  $x_1$  et  $x_2$  est illustré sur la **Figure 1.33 [107]**. La surface vraie  $f(x_1, x_2)$  est limitée par la surface noire en dessous, et la surface de réponse approximée  $g(x_1, x_2)$ , qui est une approximation linéaire est une surface plane. La définition de la fonction  $g$  sous sa forme explicite est basée sur un nombre minimum de point par point d'évaluation de la fonction de réponse vraie  $f$ .

La forme générale de l'approximation de la fonction d'état limite  $g(X)$  dans l'espace de  $n$  facteurs aléatoires  $X_i$  peut être exprimée par le polynôme (Equation **(1.72)**)

$$\hat{H}(x) = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i x_i + \sum_{i=1}^n b_{ii} x_i^2 \quad (1.72)$$

Telque :  $x_i$  représente un facteur ou variable aléatoire

$a_i$  et les  $a_{ii}$  : Les coefficients du polynôme recherché.

La fonction d'approximation  $\hat{H}(X)$  est considérée comme une fonction d'interpolation de l'hyper surface de l'état limite  $g(X)$  dans l'espace des  $n$  variables aléatoires. La détermination des coefficients du polynôme recherché nécessite un nombre minimum de réalisations indépendantes **[107-120]**

$$N_p = (n + 1)(n + 2)/2 \quad (1.73)$$

Les coefficients  $a_i$  et  $a_{ii}$  sont les inconnues du problème, ils sont déterminés de manière à minimiser l'erreur d'approximation dans la région autour du point de conception. L'évaluation de ces coefficients doivent être faite selon un plan d'expérience adéquat.

L'organigramme du couplage indirect par surface de réponse est schématisé sur la **Figure 1.34 [116]**.

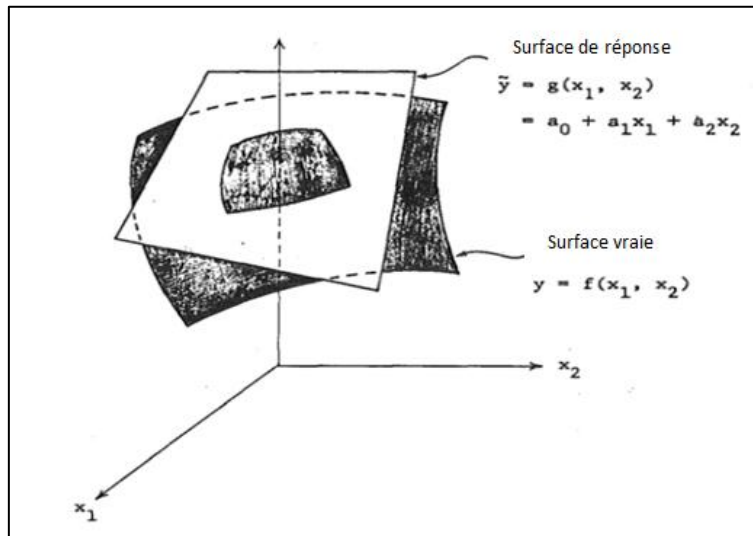


Figure 1.33 : Exemple graphique d'une surface de réponse avec deux variables [111]

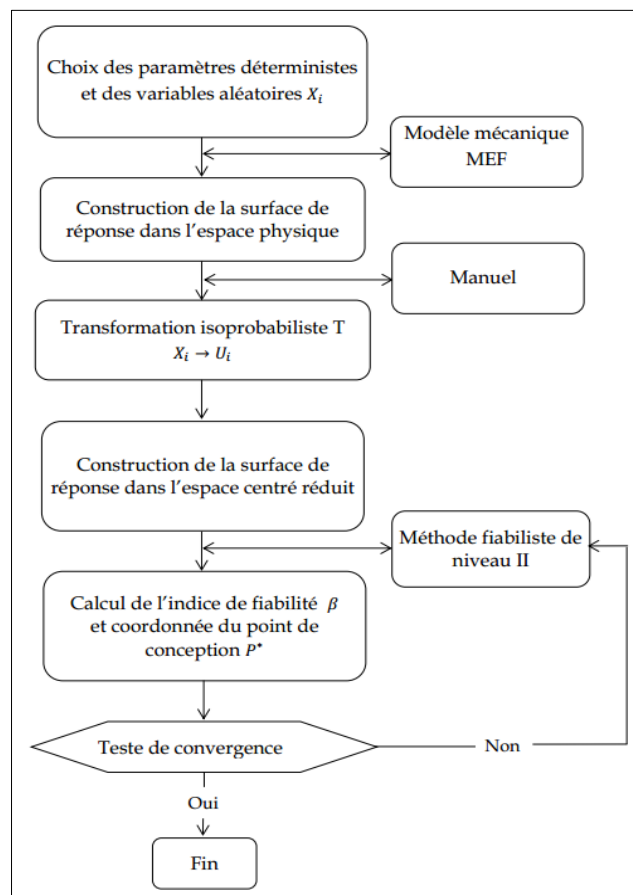


Figure 1.34 : Couplage indirect par surface de réponse [116]

## 1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présentés les problèmes et les causes de défaillances des pipelines destinés au transport des hydrocarbures. En se basant sur la mécanique de la rupture d'entaille, la méthode volumétrique a été adoptée pour l'estimation du champ de contraintes en tête d'une entaille en mode I. Plusieurs modèles d'estimation de la durée de vie restante d'un pipeline sous la domination de défauts de corrosion ont été développées et convergent tous à un même objectif qui consiste à la détermination de la charge ultime à appliquer avant la rupture du tube. Les modèles de calcul intègrent deux paramètres géométriques principaux, le rapport de la profondeur du défaut à l'épaisseur de la paroi du tube et sa longueur. Le choix du modèle à appliquer dépend du degré de confiance des transporteurs et de la philosophie adoptée. Cependant, il reste que ces modèles se reposent sur une modélisation géométrique de type semi-elliptique dont les facteurs géométriques, la profondeur du défaut et sa longueur, ne sont pas corrélées. Par ailleurs, une corrélation entre les résultats donnés par chacun de ces modèles est recherchée. En plus, nous avons décrit un état de l'art sur l'application de l'approche mécano- fiabiliste sur les tubes corrodés.

## 1.6 Références bibliographiques

- [1] Kishawy, H. A., & Gabbar, H. A. (2010). Review of pipeline integrity management practices. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 87(7), 373-380.
- [2] Meliani, M. H., Matvienko, Y. G., & Pluinage, G. (2011). Corrosion defect assessment on pipes using limit analysis and notch fracture mechanics. *Engineering Failure Analysis*, 18(1), 271-283.
- [3] G. Pluinage, *Cours de Mécanique de la rupture d'entaille*, Niveau Master, 2006.
- [4] Rolfe, S. T., & Barsom, J. M. (1977). *Fracture and fatigue control in structures: applications of fracture mechanics*. ASTM International.
- [5] Paris, P. C., & Sih, G. C. (1965). Stress analysis of cracks. In *Fracture toughness testing and its applications*. ASTM International.
- [6] Broek, D. (2012). *Elementary engineering fracture mechanics*. Springer Science & Business Media.
- [7] Perez, N. (2017). Introduction to fracture mechanics. In *Fracture Mechanics* (pp. 53-77). Springer International Publishing.
- [8] Meliani, M. H., Matvienko, Y. G., & Pluinage, G. (2011). Two-parameter fracture criterion ( $K_{Ic}$ ,  $c$ ,  $T_{Ic}$ ,  $c$ ) based on notch fracture mechanics. *International Journal of Fracture*, 167(2), 173-182.
- [9] Meliani, M. H., Azari, Z., Pluinage, G., & Capelle, J. (2010). Gouge assessment for pipes and associated transferability problem. *Engineering Failure Analysis*, 17(5), 1117-1126.
- [10] Adib, H., Jallouf, S., Schmitt, C., Carmasol, A., & Pluinage, G. (2007). 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*, 84(3), 123-131.
- [11] Adib-Ramezani, H., Jeong, J., & Pluinage, G. (2006). Structural integrity evaluation of X52 gas pipes subjected to external corrosion defects using the SINTAP procedure. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 83(6), 420-432.
- [12] Choi, J. B., Goo, B. K., Kim, J. C., Kim, Y. J., & Kim, W. S. (2003). Development of limit load solutions for corroded gas pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 80(2), 121-128.
- [13] American National Standards Institute. (1991). *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: A Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping*. American Society of Mechanical Engineers.
- [14] Veritas, D. N. (1999). *DNV RP-F101, Corroded pipelines*. Oslo Det Norske Veritas.

- [15] Cosham, A., & Hopkins, P. (2003, March). The assessment of corrosion in pipelines—Guidance in the pipeline defect assessment manual (PDAM). In *International Colloquium Reliability of High Pressure Steel Pipelines* (pp. 1-30).
- [16] Pluvinage, G. (2003). *Fracture and fatigue emanating from stress concentrators*. Springer Science & Business Media.
- [17] Matvienko, Y. G. (2003). Local fracture criterion to describe failure assessment diagrams for a body with a crack/notch. *International Journal of Fracture*, 124(3), 107-112.
- [18] Webster, S., & Bannister, A. (2000). Structural integrity assessment procedure for Europe—of the SINTAP programme overview. *Engineering Fracture Mechanics*, 67(6), 481-514.
- [19] Cosham, A., Hopkins, P., & Macdonald, K. A. (2007). Best practice for the assessment of defects in pipelines—Corrosion. *Engineering Failure Analysis*, 14(7), 1245-1265.
- [20] Peabody, A. W. (1967). Control of pipeline corrosion (pp. 5-15). National Association of Corrosion Engineers.
- [21] Lazzari, L. (2011). Corrosion Risk Assessment of Pipelines Based on Cathodic Protection Survey. In *Integrity of Pipelines Transporting Hydrocarbons* (pp. 285-309). Springer, Dordrecht.
- [22] Parker, M. E., & Peattie, E. G. (1984). *Pipe line corrosion and cathodic protection: a practical manual for corrosion engineers, technicians, and field personnel*. Gulf Professional Publishing.
- [23] Caleyó, F., González, J. L., & Hallen, J. M. (2002). A study on the reliability assessment methodology for pipelines with active corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 79(1), 77-86.
- [24] Keshtegar, B., & Miri, M. (2014). Reliability analysis of corroded pipes using conjugate HL–RF algorithm based on average shear stress yield criterion. *Engineering Failure Analysis*, 46, 104-117.
- [25] Chouchaoui, B. A., & Pick, R. J. (1994). Behaviour of circumferentially aligned corrosion pits. *International journal of pressure vessels and piping*, 57(2), 187-200.
- [26] Ahammed, M., & Melchers, R. E. (1997). Probabilistic analysis of underground pipelines subject to combined stresses and corrosion. *Engineering structures*, 19(12), 988-994.
- [27] Ahammed, M., & Melchers, R. E. (1996). Reliability estimation of pressurised pipelines subject to localised corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 69(3), 267-272.
- [28] Ahammed, M. (1997). Prediction of remaining strength of corroded pressurised pipelines. *International journal of pressure vessels and piping*, 71(3), 213-217.

- [29] Ahammed, M., & Melchers, R. E. (1994). Reliability of underground pipelines subject to corrosion. *Journal of transportation engineering*, 120(6), 989-1002.
- [30] PROCACCIA, H., & MORILHAT, P. (1996). Fiabilité des structures des installations industrielles, Coll. DER EDF, (94).
- [31] Amirat, A., Mohamed-Chateauneuf, A., & Chaoui, K. (2006). Reliability assessment of underground pipelines under the combined effect of active corrosion and residual stress. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 83(2), 107-117.
- [32] G. Pluinage, Modified SINTAP Procedure for Fracture Emanating from Notches
- [33] Bannister, A. C., Ocejo, J. R., & Gutierrez-Solana, F. (2000). Implications of the yield stress/tensile stress ratio to the SINTAP failure assessment diagrams for homogeneous materials. *Engineering Fracture Mechanics*, 67(6), 547-562.
- [34] Schödel, M., & Zerbst, U. (2004). Application of the European flaw assessment procedure SINTAP to thin wall structures: Analytical assessment levels. *Engineering Fracture Mechanics*, 71(7), 1035-1058.
- [35] Motarjemi, A. K., & Koçak, M. (2002). Fracture assessment of a clad steel using various SINTAP defect assessment procedure levels. *Fatigue & Fracture of Engineering Materials & Structures*, 25(10), 929-939.
- [36] Kim, Y. J., Koçak, M., Ainsworth, R. A., & Zerbst, U. (2000). SINTAP defect assessment procedure for strength mismatched structures. *Engineering Fracture Mechanics*, 67(6), 529-546.
- [37] Pisarski, H. G., & Wallin, K. (2000). The SINTAP fracture toughness estimation procedure. *Engineering Fracture Mechanics*, 67(6), 613-624.
- [38] Webster, S., & Bannister, A. (2002). Structural integrity procedure for Europe SINTAP-an overview. *Materials at high temperatures*, 19(2), 91-97.
- [39] Ainsworth, R. A., Gutierrez-Solana, F., & Ocejo, J. R. (2000). Analysis levels within the SINTAP defect assessment procedures. *Engineering Fracture Mechanics*, 67(6), 515-527.
- [40] Newman, J. C., & Raju, I. S. (1983, January). Stress-intensity factor equations for cracks in three-dimensional finite bodies. In *Fracture Mechanics: Fourteenth Symposium—Volume I: Theory and Analysis*. ASTM International.
- [41] Irwin, G. R. (1962). Crack-extension force for a part-through crack in a plate. *Journal of Applied Mechanics*, 29(4), 651-654.
- [42] Tada, H., Paris, P. C., & Irwin, G. R. (1973). *The stress analysis of cracks*. Handbook, Del Research Corporation.

- [43] Inglis, C. E. (1913). Stresses in a plate due to the presence of cracks and sharp corners. *Transactions of the institute of naval architects*, 55(219-241), 193-198
- [44] Griffith, A. A. (1921). The phenomena of rupture and flow in solids. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A, containing papers of a mathematical or physical character*, 221, 163-198.
- [45] Westergaard, H. (1939). Bearing Pressures and Cra; c];< si. *Journal of applied mechanics*, 18.
- [46] Raju, I. S., & Newman, J. C. (1979). Stress-intensity factors for a wide range of semi-elliptical surface cracks in finite-thickness plates. *Engineering Fracture Mechanics*, 11(4), 817-829.
- [47] Broek, D. (2012). *The practical use of fracture mechanics*. Springer Science & Business Media.
- [48] Pilkey, W. D., & Pilkey, D. F. (2008). *Peterson's stress concentration factors*. John Wiley & Sons.
- [49] Rolfe, S. T., & Barsom, J. M. (1977). *Fracture and fatigue control in structures: applications of fracture mechanics*. ASTM International.
- [50] Norme AFNOR, détermination du facteur d'intensité de contrainte critique des aciers, NF A03-180, Juin 1981
- [51] Paris, P. C., & Sih, G. C. (1965). Stress analysis of cracks. In *Fracture toughness testing and its applications*. ASTM International.
- [52] Sih, G. C. (1973). *Handbook of stress intensity factors*, Lehigh University, Bethlehem. Google Scholar.
- [53] Rooke, D. P., & Cartwright, D. J. (1976). *Compendium of stress intensity factors*. Procurement Executive, Ministry of Defence. H. M. S. O. 1976, 330 p (Book).
- [54] Recho, N. (1995). *Rupture par fissuration des structures*. Hermès.
- [55] Broek, D., & Vlioger, H. (1972). Cracks emanating from holes in plane stress. *International Journal of Fracture*, 8(3), 353-356.
- [56] Davis, E. A., & Connelly, F. M. (1959). Stress distribution and plastic deformation in rotating cylinders of strain-hardening material. *Journal of Applied Mechanics*, 26(1), 25-30.
- [57] Brocks, W., Künecke, G., Noack, H. D., & Veith, H. (1989). On the transferability of fracture mechanics parameters from specimens to structures using FEM. *Nuclear Engineering and Design*, 112, 1-14.
- [58] Zadeh, G. M., Hardtke, K. D., Wossidlo, P., & Wobst, K. (1995). The importance of the triaxiality modified J concept for the assessment of pressurized components with surface flaws. *Nuclear engineering and design*, 157(1-2), 111-121.

- [59] Weixing, Y. (1992). On the notched strength of composite laminates. *Composites science and technology*, 45(2), 105-110.
- [60] Pluinage, G., & Elwany, M. H. (Eds.). (2007). *Safety, reliability and risks associated with water, oil and gas pipelines*. Springer Science & Business Media.
- [61] ASME B31 Committee. (2009). *ASME B31G-2009: manual for determining the remaining strength of corroded pipelines*. American Society of Mechanical Engineers.
- [62] Kiefner, J. F., & Vieth, P. H. (1989). A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe (No. PR-3-805). Battelle Columbus Div., OH (USA).
- [63] Cosham, A., & Hopkins, P. H. I. L. (2004, May). An overview of the pipeline defect assessment manual (PDAM). In *4th International Pipeline Technology Conference*, May (pp. 9-13).
- [64] Hopkinson, B. (1910). *Brittleness and ductility*. Sheffield Society of Engineers and Metallurgists.
- [65] Standard, A. S. T. M. (2012). E399, Standard Test Method for Linear-Elastic Plane-Strain Fracture Toughness K<sub>IC</sub> of Metallic Materials. ASTM book of standards, West Conshohocken, PA. ASTM International.
- [66] Martin, J. T., & Lambert, S. B. (1996). Analysis of constraint in single edge notch tension specimens using the T-stress. *International journal of pressure vessels and piping*, 65(1), 13-19.
- [67] Choi, J. B., Lambert, S. B., Pick, R. J., & Glover, A. (1997). Analysis of constraint in single edge notch tension specimens. American Society of Mechanical Engineers, Pressure Vessels and Piping Division(Publication) PVP, 346, 301-307..
- [68] Marchand, N., Parks, D. M., & Pelloux, R. M. (1986). KI-solutions for single edge notch specimens under fixed end displacements. *International Journal of Fracture*, 31(1), 53-65.
- [69] Marchand, N., Parks, D. M., & Pelloux, R. M. (1986). KI-solutions for single edge notch specimens under fixed end displacements. *International Journal of Fracture*, 31(1), 53-65.
- [70] Pluinage, G. (1989). *Mécanique élastoplastique de la rupture: (critères d'amorçage)*. Cépaduès-Éditions.
- [71] Orowan, E. (1949). Fracture and strength of solids. *Reports on progress in physics*, 12(1), 185.
- [72] Wells, A. A. (1963). Application of fracture mechanics at and beyond general yielding. *British Welding Journal*, 10(11), 563-70.
- [73] Rice, J. R. (1968, June). A path independent integral and the approximate analysis of strain concentration by notches and cracks. ASME.
- [74] Collipriest Jr, J. E. (1972). An experimentalist's view of the surface flaw problem. Paper from "The Surface Crack- Physical Problems and Computational Solutions", ASME, New York. 1972, 43-61.

- [75] Weixing, Y. (1993). Stress field intensity approach for predicting fatigue life. *International Journal of Fatigue*, 15(3), 243-246.
- [76] Frost, N. E., Marsh, K. J., & Pook, L. P. *Metal Fatigue*, (1974). Oxford University Press, Oxford. FATIGUE CRACK GROWTH ASSESSMENT, 201, 202.
- [77] Duggan, T. V., & Byrne, J. (1977). *Fatigue as a design criterion*. Macmillan.
- [78] Shang, D. G., Wang, D. K., Li, M., & Yao, W. X. (2001). Local stress–strain field intensity approach to fatigue life prediction under random cyclic loading. *International Journal of Fatigue*, 23(10), 903-910.
- [79] Moustabchir, H., Pruncu, C. I., Azari, Z., Hariri, S., & Dmytrakh, I. (2016). Fracture mechanics defect assessment diagram on pipe from steel P264GH with a notch. *International Journal of Mechanics and Materials in Design*, 12(2), 273-284.
- [80] MELIANI, M., Benarous, M., Ghoul, A., & Azari, Z. (2008). Volumetric method to understand the effect of T-stress and stress intensity factor in arc of pipe. *The African Review of Physics*, 1(3).
- [81] Shi, S. Q., & Puls, M. P. (1995). A simple method of estimating the maximum normal stress and plastic zone size at a shallow notch. *International journal of pressure vessels and piping*, 64(1), 67-71.
- [82] Shi, S. Q., Puls, M. P., & Sagat, S. (1994). Criteria of fracture initiation at hydrides in zirconium alloys II. Shallow notch. *Journal of Nuclear materials*, 208(3), 243-250.
- [83] Pluvinage, G. (2008). General approaches of pipeline defect assessment. *Safety, Reliability and Risks associated with water, oil and Gas pipelines*, 1-22.
- [84] Timoshenko, S., Timoshenko, S., & Goodier, J. N. (1951). *Theory of Elasticity*, by S. Timoshenko and JN Goodier,... McGraw-Hill book Company.
- [85] Neuber, H. (1961). Theory of stress concentration for shear-strained prismatical bodies with arbitrary nonlinear stress-strain law. *Journal of Applied Mechanics*, 28(4), 544-550.
- [86] Chen, C. C., Pan, H. I., & Chen, C. (1978). *Collection of papers on fracture of metals*. Metallurgy Industry Press, Beijing, 197-21.
- [87] Usami S.I. *Current research on crack*, Edition Tanaka, Jono, Komai, the Society of Material Science, Kyoto, Japan, 1985, P : 199.
- [88] Glinka, G., & Newport, A. (1987). Universal features of elastic notch-tip stress fields. *International Journal of Fatigue*, 9(3), 143-150
- [89] Moustabchir, H., Azari, Z., Hariri, S., & Dmytrakh, I. (2010). Experimental and numerical study of stress–strain state of pressurised cylindrical shells with external defects. *Engineering Failure Analysis*, 17(2), 506-514.

- [90] 7th Report of European Gas Pipeline Incident Data Group, 1970–2007, Gas pipeline Incidents, 1-33 - <http://www.EGIG.nl>, December 2008.
- [91] Kumar, V., German, M. D., & Shih, C. F. (1981). Engineering approach for elastic-plastic fracture analysis (No. EPRI-NP-1931). General Electric Co., Schenectady, NY (USA). Corporate Research and Development Dept.
- [92] Lemaire, M. (2013). Structural reliability. John Wiley & Sons.
- [93] Ditlevsen, O., & Madsen, H. O. (1996). Structural reliability methods(Vol. 178). New York: Wiley.
- [94] Yan-ping, W., Zhen-zhou, L., & Zhu-feng, Y. (2005). Reliability analysis for implicit limit state equation. Applied Mathematics and Mechanics, 26(9), 1158-1164
- [95] MEBARKI, A., & LEMAIRE, M. (1994). JOURNEES NATIONALES: APPLICATIONS DES STATISTIQUES ET PROBABILITES EN ANALYSE DES MATERIAUX ET DES OUVRAGES, TENUES A L'ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DE CACHAN LES 30-31 MARS 1994. RECUEIL DE COMMUNICATIONS
- [96] Amirat, A., Benmoussat, A., & Chaoui, K. (2009). Reliability assessment of underground pipelines under active corrosion defects. In Damage and fracture mechanics (pp. 83-92). Springer Netherlands
- [97] Nessim, M., Zhou, W., Zhou, J., Rothwell, B., & McLamb, M. (2004, October). Target reliability levels for design and assessment of onshore natural gas pipelines. In Proceedings of IPC2004, Fifth International Pipeline Conference.
- [98] Jallouf, S. G. (2006). Approche probabiliste du dimensionnement contre le risque de rupture (Doctoral dissertation, Metz).
- [99] Bereriche, Y. (2010). Contribution de l'approche contrainte/résistance à l'évaluation de la fiabilité des structures (Doctoral dissertation, Université Laval).
- [100] Sellami, Y. (2008). Approche fiabiliste et mécanique pour la prédiction de risques d'accident de poids lourds (Doctoral dissertation, Université de Nantes)
- [101] NF A 03-001, NF EN 10002-1, Essai de traction, Partie 1 : Méthode d'essai à la température ambiante, AFNOR 1990.
- [102] Benjamin, J. R., & Cornell, C. A. (1970). Probability, statistics and decision for civil engineers McGraw-Hill New York 685 Google Scholar.
- [103] Hasofer, A. M., & Lind, N. C. (1974). Exact and invariant second-moment code format. Journal of the Engineering Mechanics division, 100(1), 111-121.
- [104] Ditlevsen, O. (1979). Narrow reliability bounds for structural systems. Journal of structural mechanics, 7(4), 453-472.

- [105] Thoft-Christensen, P., & Murotsu, Y. (2012). Application of structural systems reliability theory. Springer Science & Business Media.
- [106] Lemaire, M., Chateauneuf, A., & Mitteau, J. C. (2005). Fiabilité des structures: Couplage mécano-fiabiliste statique. Hermès Science Publications.
- [107] Deheeger, F. (2008). Couplage mécano-fiabiliste: 2 SMART-méthodologie d'apprentissage stochastique en fiabilité (Doctoral dissertation, Université Blaise Pascal-Clermont-Ferrand II).
- [108] RAHMANI, F. (2011). Application du couplage mécano-fiabiliste au calcul non linéaire des sections circulaire (BA et BFM) (Doctoral dissertation, Thèse de Master académique, Université de Tizi-Ouzou, Algérie).
- [109] Pendola, M., Mohamed, A., Lemaire, M., & Horner, P. (2000). Combination of finite element and reliability methods in nonlinear fracture mechanics. *Reliability Engineering & System Safety*, 70(1), 15-27.
- [110] Box, G. E., & Wilson, K. B. (1992). On the experimental attainment of optimum conditions. In *Breakthroughs in Statistics* (pp. 270-310). Springer New York.
- [111] Wong, F. S. (1985). Slope reliability and response surface method. *Journal of Geotechnical Engineering*, 111(1), 32-53.
- [112] Lemaire, M. (1998). Finite element and reliability: combined methods by response surface. In *PROBAMAT-21st Century: Probabilities and Materials* (pp. 317-331). Springer Netherlands.
- [113] Lemaire, M. (1998). Eléments finis et fiabilité: un mariage à la mode. *Fiabilité des Matériaux et des Structures*, 95-112
- [114] Leira, B. J., Holmås, T., & Ferfjord, K. (2003). Response surface parameterization for estimation of fatigue damage and extreme response of marine structures. *Applications of Statistics and Probability in Civil Engineering*, 589-597.
- [115] Lebas, G., Lacasse, S., & ALLIN CORNELL, C. (1993). Responses surfaces for reliability analysis of jacket structures. *Publikasjon-Norges Geotekniske Institutt*, 190, 1-7.
- [116] Lemaire, M., Muzeau, J. P., Chateauneuf, A., & Mitteau, J. C. (1996). Fiabilité et sûreté de fonctionnement des systèmes Mécaniques. Cours au Collège de Polytechnique.
- [117] Madsen, H. O. (1997). Stochastic modeling of fatigue crack growth and inspection. *Probabilistic methods for structural design*, 59-83
- [118] Yang, N., Das, P. K., & Yao, X. (2015). Application of response surface method for reliability analysis of stiffened laminated plates. *Ships and Offshore Structures*, 10(6), 653-659

[119] Leira, B. J., Holmås, T., & Herfjord, K. (2005). Application of response surfaces for reliability analysis of marine structures. *Reliability Engineering & System Safety*, 90(2), 131-139

[120] Nguyen, X. S. (2007). Algorithmes probabilistes appliqués à la durabilité et à la mécanique des ouvrages de génie civil (Doctoral dissertation, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse).

## **Chapitre 2**

### **Etude Expérimentale**

## 2.1 Matériau de l'étude

Le matériau utilisé est un acier micro-allié de grade API 5L X70, utilisé pour fabriquer des tubes soudés en spirale, pour construction de pipelines de transport de gaz. Le matériau est fourni par la compagnie allemande THYSSEN en forme de bobines de tôles de longueur de 70 à 75 mètres obtenues par laminage. Les tubes soudés sont fabriqués par l'entreprise algérienne ALFAPIPE Annaba en conformité avec les normes API et ISO 9001-2008 (**Figure 2.1**).

Les essais mécaniques ont été réalisés sur des éprouvettes en acier X70 découpées selon les directions longitudinale et transversale du tube de diamètre externe de 1219mm et d'épaisseur de 14.3mm.



**Figure 2.1** : Tôles de bobines en en acier X70 fournit par la compagnie THYSSEN

## 2.2 Etapes de fabrication d'un tube

Au niveau de l'entreprise ALFAPIPE ANNABA, après la mise en place de la bobine dans une cage de formage à froid, le process de fabrication du tube (**Figure 2.2**) passe par quatre étapes en conformité avec les normes API 5L et NFA 49150.



(a)



(b)



(c)



(d)

**Figure 2.2** Etapes de fabrication d'un tube en acier X70 ; (a) Déroulage de la bobine, (b) Formage du tube dans une cage, (c) Soudure spirale interne et externe et (d) Fabrication finale du tube

### 2.3 Composition chimique

L'acier de grade API X70 fournie par la compagnie Allemande Thyssen est en conformité avec les exigences de la norme API 5L indiquées sur le **Tableau 2.1 [1]**. L'analyse chimique sur les échantillons de tube utilisés dans le présent travail a donné la composition chimique illustrée dans le **Tableau 2.2**

**Tableau 2.1:** Exigence de la norme API 5L sur la composition chimique de l'acier X70 [1]

C (Max)	Mn (Max)	P (Max)	S (Max)	Nb +Ti+V (Max)
0.26	1.65	0.030	0.030	0.15

**Tableau 2.2** : Composition chimique de l'acier grade API X70

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Al	Co	Cu	Nb	Ti	V	W	Sn
0.07	0.34	1.58	0.021	0.005	0.026	0.018	0.002	0.038	0.001	0.025	0.057	0.002	0.089	0.002	0.01

## 2.4 Mesure de la dureté

Les mesures de la dureté de l'acier X70 ont été faites dans le laboratoire des essais mécaniques d'ALFAPIPE Annaba. Les mesures ont été prélevées au niveau de six points du métal de base de l'acier X70 en conformité avec la norme ASTM E92-82 [3]. Les résultats de la mesure ont donné une valeur moyenne de Hv10 de 218 au niveau de 6 points choisis sur le métal de base comme mentionnée sur la **Figure 3.3**

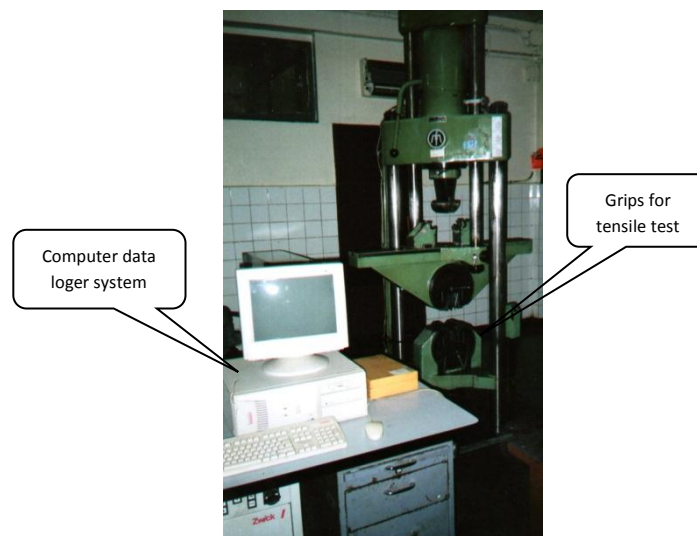


**Figure 2.3** : Points de mesure de la dureté au niveau du métal de base (points 1, 2, 3, 14, 15 et 16) de l'acier X70

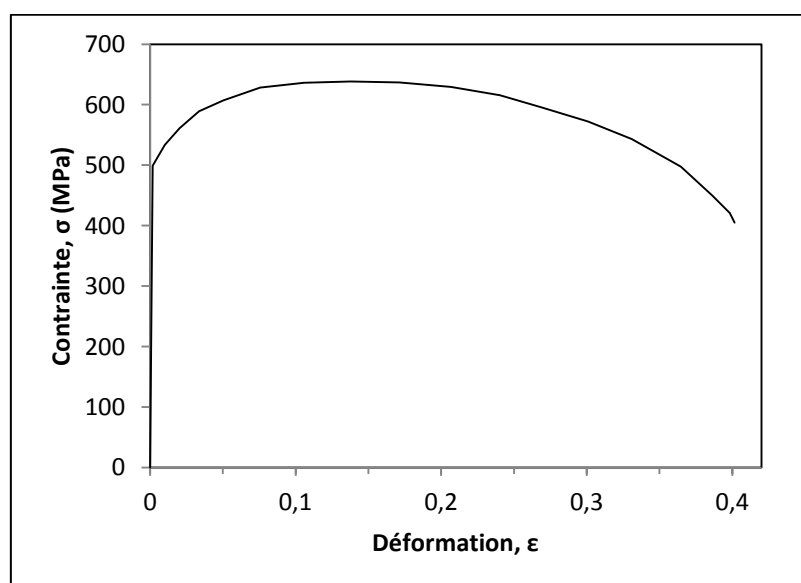
## 2.5 Essai de traction

Des essais de traction ont été faits sur des éprouvettes prélevées d'une virole d'un tube, produit par l'entreprise algérienne de fabrication de tubes soudés, ALFAPIPE dans la direction longitudinale. L'objectif est de déterminer les propriétés mécaniques du matériau, ensuite les résultats seront utilisés dans la partie de la modélisation par un logiciel de calcul des structures par la méthode des éléments finis. Selon la norme API 5L, les éprouvettes pour l'essai de traction doivent être de longueur 400mm et de largeur 50mm. La longueur utile est de 100mm. Les essais de traction sont réalisés sur une machine Mhor Fedehaf Amsler de capacité 600KN assistée par ordinateur comme illustré sur la **Figure 2.4**.

La **Figure 2.5** représente la courbe conventionnelle expérimentale de l'évolution de la contrainte en fonction de la déformation du matériau à la température ambiante, ainsi que les différentes étapes du début de chargement de l'éprouvette jusqu'à sa rupture. La **Figure 2.6** montre les éprouvettes de traction après essai, et la courbe contrainte-déformation réelle est illustrée sur la **Figure 2.7**. Les éprouvettes de l'essai de traction sont préparées d'un tube de diamètre 1219mm (48") et d'une épaisseur 14.3mm.



**Figure 2.4** Machine de l'essai de traction



**Figure 2.5** Courbe de traction conventionnelle de l'acier API 5L X70

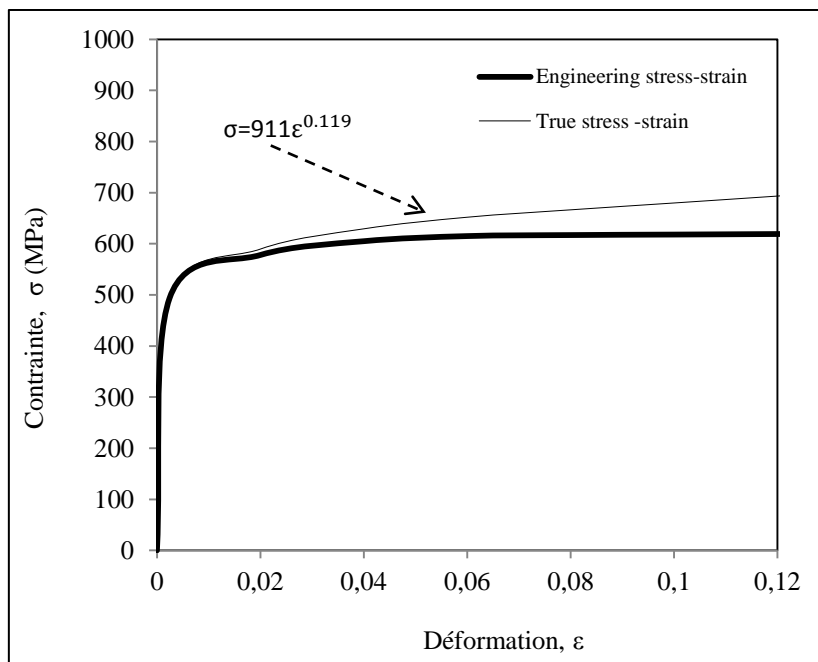


**Figure 2.6** Eprouvettes de de traction en acier API X70 (a) avant essais (b) rompues

Les propriétés mécaniques moyennes de l’acier grade API X70, obtenues par les essais de traction à la température ambiante, sont portées dans le **Tableau 2.3**

**Tableau 2.3** : Propriétés mécaniques de l’acier grade API X70

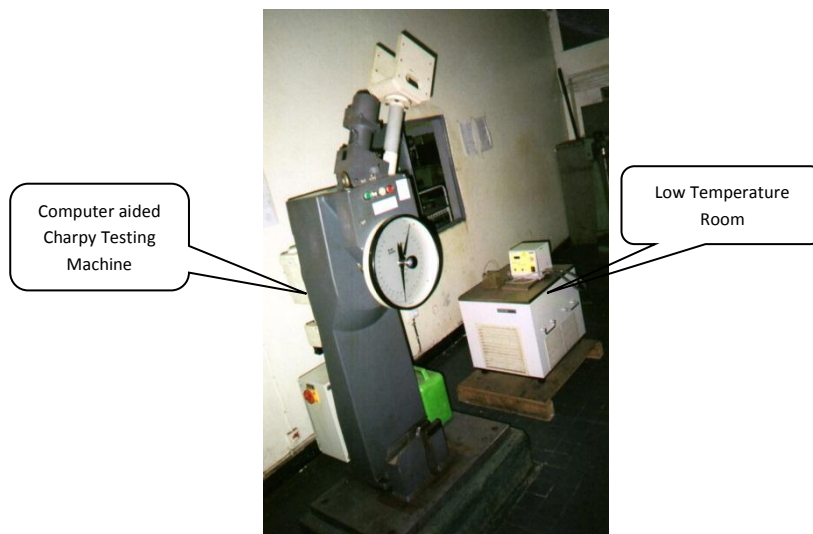
Désignation	Module d'élasticité	Coefficient de poisson	Limite d'élasticité	Résistance mécanique	Allongement à la striction	Allongement à la rupture
Symbole	E [MPa]	$\nu$	$\sigma_y$	Rm[MPa]	As[%]	Ar[%]
Valeur moyenne	244000	0.3	493.5	632.7	14%	41%



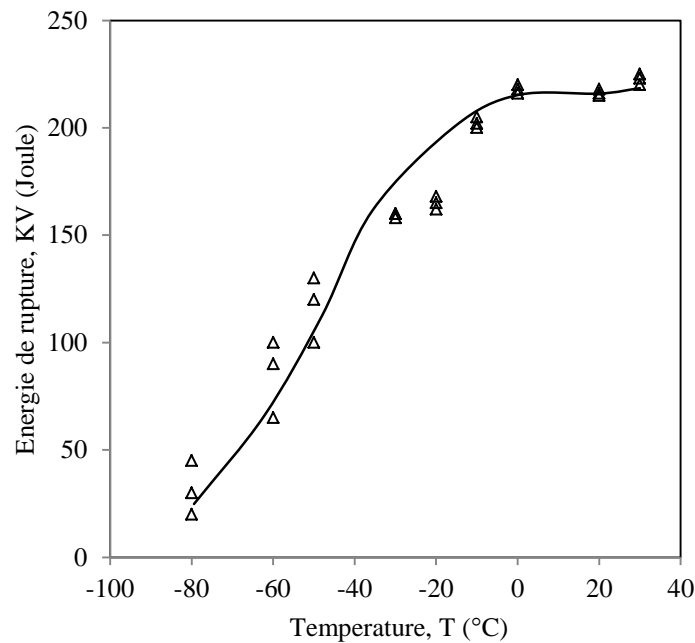
**Figure 2.7** Courbes de traction conventionnelle et réelle de l’acier X70

## 2.6 Essai de résilience

Des essais de résilience ont été faits, afin de caractériser la fragilité du matériau et déterminer le facteur d'intensité de contraintes critique  $K_{IC}$ , en se basant sur des corrélations globales. Pour ce faire, on a découpé à partir d'une virole du tube en acier X70, de diamètre 48 pouce, 36 éprouvettes de résilience transversales entaillées en V selon la normalisation NF A 03-508 de dimension  $10 \times 10 \times 55 \text{mm}^3$ . Une machine ROELL AMSLER type RKP 450 (**Figure 2.8**) a été utilisée pour obtenir l'énergie de rupture en joule, en conformité avec la norme NF EN 10045-2, dans la marge de température  $[-80^\circ, 30^\circ\text{C}]$  dans un dispositif spécial. Le temps de maintien en température est de 15mn dans le but d'avoir une température homogène jusqu'au cœur de l'éprouvette. Les résultats de l'essai de résilience obtenus sont illustrés sur la **Figure 3.9**.



**Figure 2.8** : Machine ROELL AMSLER type RKP 450 utilisée pour l'essai de résilience



**Figure 2.9 :** Evolution de l'énergie de rupture Charpy en fonction de la température de l'acier X70

La figure 3.9 illustre l'évolution de l'énergie de rupture Charpy en fonction de la température d'essai. La courbe fait apparaître qu'une zone de transition ductile-fragile se situe approximativement entre les températures  $-80^{\circ}\text{C}$  et  $0^{\circ}\text{C}$  pour les éprouvettes découpées dans le sens transversale. Un palier ductile est enregistré à une température supérieure à  $0^{\circ}\text{C}$  représentant le niveau d'énergie le plus haut, et une transition ductile-fragile est enregistrée à une température plus basse que  $0^{\circ}\text{C}$  et dont lequel l'augmentation de la fragilité conduit à la diminution de l'énergie de rupture.

## 2.7 Conclusion

Les mesures de la dureté au niveau du métal de base ont été prélevées au niveau de six points loin du cordon de soudure en conformité avec la norme ASTM E92-82. Des essais de traction ont été réalisés afin de déterminer la loi de comportement du matériau qui sera utilisée dans la partie modélisation par éléments finis. Une étude statistique a été faite pour la détermination des lois de distribution et des coefficients de variation des paramètres géométriques du tube et des propriétés mécaniques pour l'utiliser dans l'étude mécano-fiabiliste. Des essais de résilience ont été réalisées pour mesurer l'énergie de rupture du matériau et calculé le facteur d'intensité de contrainte critique en se basant sur des corrélations globales.

## 2.8 Références bibliographiques

- [1] Specifications, A. P. I. (2004) 5L, Specification for line pipe. Edition March
- [2] François, D. (2001). Essais mécaniques et lois de comportement. Hermès.
- [3] Norma, A. S. T. M. (1997). E92-82 (1997) E3 Standard Test Method for Vickers Hardness of Metallic Materials. Filadelfia (EE. UU.): American Society for Testing and Materials.

## **Chapitre 3**

# **Corrélations des Principaux Modèles d'Analyse de la Fiabilité d'un Pipeline**

Dans le premier chapitre, nous avons montré qu'il existe plusieurs modèles mathématiques pour estimer la durée de vie rémanente d'un pipeline en acier sous dominance de défauts de corrosion. L'objectif étant de déterminer la pression ultime à appliquer en présence d'un défaut qui peut prendre une forme de fissure d'une profondeur et longueur définies et qui éventuellement peut se propager jusqu'à la ruine du pipe. Ces modèles sont utilisés à l'appréciation des transporteurs des hydrocarbures et souvent posent des problèmes de prise de décision quant à la réparation ou changement du tube défectueux. Il est donc intéressant de trouver une corrélation entre ces différents modèles pour effectivement apporter des informations explicites aidant à prendre la bonne décision.

L'approche la plus explicite est une approche probabiliste combinant un modèle mécanique avec une analyse fiabiliste connue sous le nom d'approche mécano-fiabiliste. L'objectif de cette approche est de déterminer un indice de fiabilité qui détermine l'état du tube, c'est-dire les valeurs critiques de la profondeur et de la longueur du défaut. Cet indice de fiabilité est un paramètre très indicatif pour permettre de déterminer une corrélation entre les différents modèles de calcul. Dans ce chapitre nous présentons une méthode de corrélation des principaux modèles les plus communément utilisés pour le calcul de la durée de vie d'un pipeline sous défaut localisé à savoir, le modèle d'Irwin, le modèle SINTAP, le modèle ASME B31G, ASME B31G modifié. Cependant cette méthode pourrait être étendue vers les modèles de DNV PR101 et le modèle de CHOI.

Dans le présent travail, l'analyse fiabiliste est faite sur un tube en acier grade API X70 présentant des défauts de fissure et de corrosion localisée.

### **3.1 Approche de la fiabilité pour l'évaluation de la durée de vie rémanente**

Dans cette section, le code PHIMECA est utilisé pour faire l'analyse de fiabilité. Ce logiciel offre plusieurs méthodes d'évaluation de la fiabilité comme celle de la simulation de Monte Carlo et les approches FORM/SORM (First/Second Order Reliability Methods) [1-6].

Le principe du logiciel est basé sur quatre étapes à savoir :

- i) Description de du modèle géométrique du défaut
- ii) Développement du modèle mécanique

- iii) Intégration des incertitudes des paramètres du modèle mécanique à travers leurs densités de probabilité
- iv) Développement de la fonction d'état limite qui définit le domaine de sureté du domaine de défaillance
- v) Evaluation des résultats de fiabilité en se basant sur les simulations de Monté Carlo ou les approche FORM/SORM

### 3.2 Détermination des incertitudes

Les résultats de la fiabilité peuvent être exprimés en termes d'indice de fiabilité  $\beta$ , probabilité de défaillance  $P_f$ , sensibilité des variables  $\alpha^2$  et facteur de sécurité  $F_s$ . Pour l'analyse fiabiliste, les modèles mécaniques correspondants ont subis des transformations mathématiques dont l'objectif est d'avoir une seule équation régissant tous les paramètres qui contrôlent la propagation du défaut de corrosion ou de fissure. L'étape suivante est d'attribuer des modèles probabilistes respectifs à travers une analyse statistique qui nous a permis de représenter chaque paramètre par un variable aléatoire, et de décrire un type de distribution, pour chaque paramètre (généralement une moyenne et un coefficient de variation).

Dans le cas d'un tube acier, l'analyse est attribuée à trois facteurs principaux, les propriétés mécaniques, le chargement et les paramètres géométriques. Chaque facteur est exprimé par des paramètres auxquels sont associées leurs incertitudes respectives. Chaque paramètre est implicitement prédit et optimisé à travers sa valeur moyenne, son coefficient de variation en utilisant une analyse statistique. Les propriétés mécaniques sont obtenues expérimentalement au niveau du laboratoire de l'Algérienne de Fabrication de Pipes soudés (IMETAL) Algérie à Annaba. Les valeurs moyennes de la limite d'élasticité et la résistance mécanique sont respectivement 493.5MPa et 632.7MPa et les incertitudes correspondantes sont exprimées par leurs coefficients de variation de 5% et avec une distribution log normale. Les essais Charpy ont permis d'obtenir la valeur moyenne de la ténacité égale à 104 MPam<sup>1/2</sup> selon une distribution normale et avec un coefficient de variation de 10%. Le tube est initialement construit pour transporter un fluide sous une pression moyenne de 7MPa, mais souvent quand on charge du gaz, la pression de service fluctue entre une valeur de pression maximale et une valeur de pression minimale, en fonction des conditions de

service et de distribution. Cette fluctuation impose un coefficient de variation de 10% avec une loi de distribution normale. La géométrie englobe le diamètre extérieur du tube, l'épaisseur du tube et les dimensions du défaut exprimées par sa profondeur et sa longueur. Les valeurs moyennes du diamètre et de l'épaisseur du tube sont déterminées selon une étude statistique après d'intenses mesures effectuées sur différents points ; le long et autour du cylindre du tube. Les incertitudes associées ont montrés que les coefficients de variation pour un diamètre de tube de 1219.2 mm et une épaisseur de 14.3 mm sont respectivement 0.3% et 5% avec une loi de distribution normale. L'analyse statistique des dimensions des défauts étant bien établis dans la littérature [7], ont été reprises dans ce travail. Dans l'industrie du transport par canalisation en acier, la profondeur du défaut est admise jusqu'à ce qu'il atteigne 80% de la valeur de l'épaisseur du tube et les longueurs du défaut sont comprises dans un intervalle de à 5 à 10 fois la profondeur. Pour 5 ratios de a/L, le coefficient de variation a été déterminé statistiquement et associant des valeurs de 10% et 5% respectivement pour la longueur et la profondeur. Les distributions qui y sont adoptées suivent une loi normale.

L'analyse statistique des différents paramètres géométriques du pipeline ainsi que propriétés mécaniques de l'acier sont exprimés par les relations suivantes :

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (3.1)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (3.2)$$

$\bar{x}$  : Valeur moyenne du variable x

x : Le variable aléatoire

n : Le nombre des essais

$\sigma$  : Ecart type

Le **Tableau 3.1** présente les trois facteurs principaux et la description des paramètres de chaque facteur.

### 3.3 Fonction d'état limite pour l'analyse fiabiliste

Dans cette section, l'analyse fiabiliste est faite pour un pipeline en acier obtenu par soudage hélicoïdale. Les pipes sont enterrées et ils sont en service depuis trois décennies. Les pipelines sont exposés aux attaques de corrosion générant des défauts localisés de différentes longueurs et profondeurs. Le tube est utilisé pour le transport de gaz sous une pression de 7MPa. L'estimation de la fiabilité des pipelines en acier est développée en utilisant quatre modèles mécaniques à savoir, IRWIN, SINTAP, ASME B31G et ASME B31G modifiée. Pour chaque cas la fonction d'état limite  $G(x)$  [1-17] correspondant à une marge de sécurité conventionnelle définit selon un scénario de défaillance. La marge de sécurité est caractérisée par  $G(x_j) > 0$  qui indique le domaine de sureté et  $G(x_j) < 0$  qui correspond à la rupture conventionnelle,  $x_j$  sont les variables aléatoires dans le système. Donc, quatre expressions caractérisent les fonctions d'état limites et sont présentées dans le **Tableau 3.2**.

**Tableau 3.1** Variables aléatoires et paramètres correspondants

Type de variable	Symbole	Description	Distribution	Valeur moyenne	Ecart type	Unité
<b>Matériau</b>	$K_{IC}$	Ténacité	Normale	104	10.4	MPam <sup>1/2</sup>
	$\sigma_y$	Limite d'élasticité	Log normale	493.5	24.6	MPa
	$\sigma_u$	Contrainte ultime	Log normale	632.7	31.6	MPa
<b>Chargement</b>	$P$	Pression interne	Normale	7	0.7	MPa
<b>Modèle Géométrique</b>	$D$	Diamètre extérieur	Normale	1219.2	3.65	mm
	$t$	Epaisseur	Normale	14.3	0.715	mm
	$c$	mi-longueur de défaut	Normale	4	0.2	mm
	$a$	Profondeur de défaut	Normale	4	0.4	mm
	$L$	Longueur de défaut	Normale	8	0.4	mm

**Tableau 3.2** Fonctions d'état limites des modèles mécaniques

N°	Designation	Fonction d'état limite	N° de l'équation	Résultats
1	Modèle d'Irwin	$G=K_{IC} - K_I$	<b>(3.1)</b>	- Indice de fiabilité - Facteur de sécurité
2	SINTAP	$G=K_r - K_I / K_{IC}$	<b>(3.2)</b>	- Indice de fiabilité - Facteur de sécurité
3	ASME B31G	$G=P_f - P$	<b>(3.3)</b>	- Indice de fiabilité - Facteur de sécurité
4	ASME Modified B31G	$G=P_f - P$	<b>(3.4)</b>	- Indice de fiabilité - Facteur de sécurité

- i) Dans le modèle mécanique d'Irwin,  $G(x)$  correspond à la différence entre la ténacité du matériau et le facteur d'intensité de contraintes.
- ii) Dans le modèle mécanique SINTAP,  $G(x)$  est reliée à la différence entre le paramètre du facteur d'intensité de contraintes adimensionnel et le ratio du facteur d'intensité de contraintes à la ténacité du matériau.
- iii) Pour les deux standards ASME B31G,  $G(x)$  est attribuée à la différence entre la pression à la rupture et la pression de service du fluide

Pour évaluer la probabilité de défaillance, un certain nombre d'échantillonnages aléatoires est pris en compte dans les calculs pour générer différentes réalisations de pipeline grâce à des algorithmes itératifs qui sont commodément appliqués pour traiter des fonctions d'état limite non linéaires. Dans chaque cas, l'indice de fiabilité est défini comme la distance minimale entre l'origine et le domaine de défaillance dans l'espace gaussien équivalent,  $U_i$ . Cet indice est évalué en résolvant un problème d'optimisation sous contraintes, équation **(3.5)** [1,6]

$$\beta = \text{minimize} \sqrt{\sum_i U_i^2} \text{ , sous contrainte de } G(x_j) \leq 0 \quad \textbf{(3.5)}$$

### 3.4 Evaluation de la fiabilité par l'analyse limite

Dans cette section, les principaux résultats sont discutés par rapport à un indice de fiabilité cible. Dans les constructions générales comme les pipelines en aciers et les structures offshore, l'indice de fiabilité cible  $\beta$  est égale à 3.72 correspondant à une probabilité de défaillance de  $10^{-4}$  [24,26]. Dans la dernière décennie la valeur du point de conception pour l'évaluation de la fiabilité des structures, est obtenue au moyen de procédure nécessitant des connaissances en algorithmiques calculant un très faible indice cible de probabilité de défaillance de l'ordre de  $10^{-4}$  à  $10^{-7}$  [6]. L'analyse de la fiabilité a été réalisée en respectant un scénario de défaillance exprimé par un état limite. Le **Tableau 3.2** ci-dessus illustre la fonction d'état limite respective au modèle de calcul adapté.

#### 3.4.1 Analyse fiabiliste par les modèles d'IRWIN et SINTAP

Avant d'entamer l'analyse fiabiliste, il y a lieu de rappeler que dans le modèle d'Irwin et l'approche SINTAP, la philosophie de la notion de fonction d'état limite est caractérisée par deux paramètres de la mécanique de la rupture, le facteur d'intensité de contrainte et la ténacité (Equations (3.1) et (3.2) du **Tableau 3.2**). En conséquence cette philosophie nous mène à réaliser l'analyse fiabiliste pour les deux modèles avec le même contexte d'adoption de la fonction d'état limite.

L'indice de fiabilité dépend de la géométrie du défaut [3,5] caractérisé par le ratio de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube  $a/t$ . Le facteur d'intensité des contraintes doit être corrigé par un facteur qui correspond à la correction de la surface libre (back free-surface)  $M_k$ .

Quand le ratio de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube ( $a/t$ ) est inférieur à 50%, le facteur  $M_k$  sera égal à l'unité. Dans le 2<sup>ème</sup> cas, quand le ratio ( $a/t$ ) est supérieur à 50%, le facteur  $M_k$  sera supérieur à 1 est atteint sa valeur maximale pour les ratios, de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube, les plus faibles.

### 3.4.1.1 Analyse fiabiliste pour $M_k=1$

La **Figure 3.1** montre des résultats comparatifs de l'évolution paramétrique de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur de la fissure des défauts de corrosion localisée dans les pipelines acier en utilisant les modèles mécaniques d'IRWIN et SINTAP. Dans les deux approches, le concept d'Irwin pour la détermination du facteur d'intensité de contraintes  $K_I$  [5,7] est adopté.

L'analyse est faite par rapport à une valeur cible et acceptable de l'indice de fiabilité  $\beta$  égale à 3.72

L'observation la plus importante est que pour les ratios  $a/t \geq 50\%$  et pour les défauts de longueurs égale à 10 fois la profondeur de fissure, les résultats de fiabilité montrent que le pipe reste en sécurité dans les conditions opératoires actuelles. Cela veut dire qu'il n'y a pas de risque d'endommagement par corrosion si le tube continue à pomper du gaz sous la même pression. Par contre, pour chaque ratio ( $a/t$ ), les courbes de la figure obtenues par les deux approches sont similaires mais les valeurs des indices de fiabilité  $\beta$  obtenues par le modèle d'Irwin sont plus grandes que celles obtenues par la procédure SINTAP d'un facteur de 1.17 à 1.25. Pour une longueur de fissure égale à 31.95mm, l'indice de fiabilité est égale à 5.22 ce qui correspond au point d'intersection de la courbe de l'approche d'Irwin obtenue quand le ratio de la profondeur de fissure à l'épaisseur du tube  $a/t=50\%$ , et la courbe obtenue par la procédure SINTAP pour  $a/t=28\%$ . Dans ce cas, il est intéressant de faire sortir la sensibilité  $\alpha^2$  des variables aléatoires correspondants pour les deux modèles mécaniques. Cela peut être fait à travers l'analyse des approches directes de fiabilité FORM/SORM et les résultats de sensibilité sont illustrés sur la **Figure 3.2**

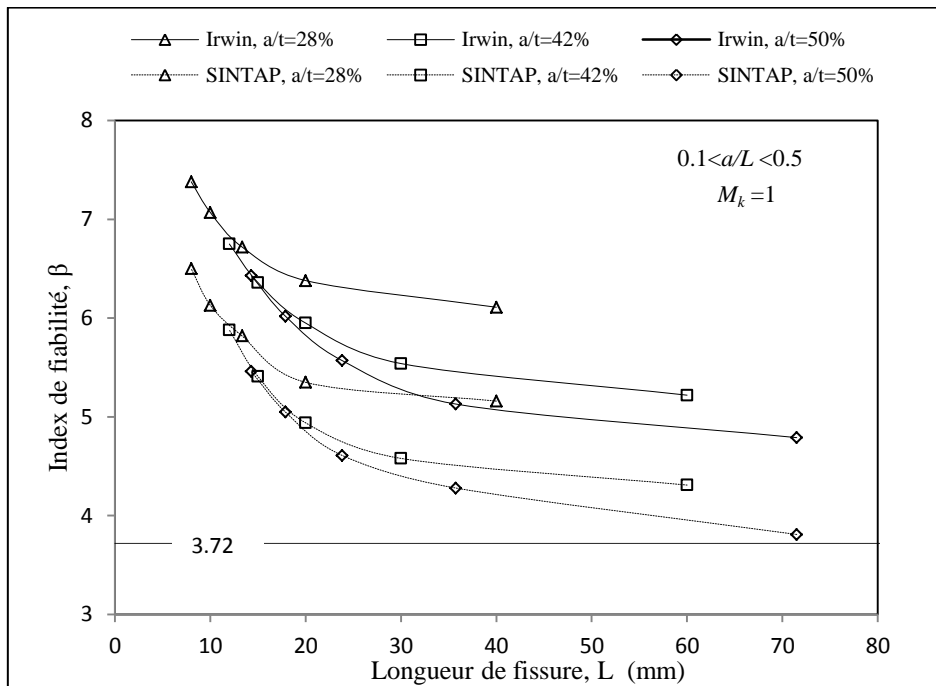


Figure 3.1 : Evolution de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur de fissure lorsque  $a/t \leq 50\%$ .

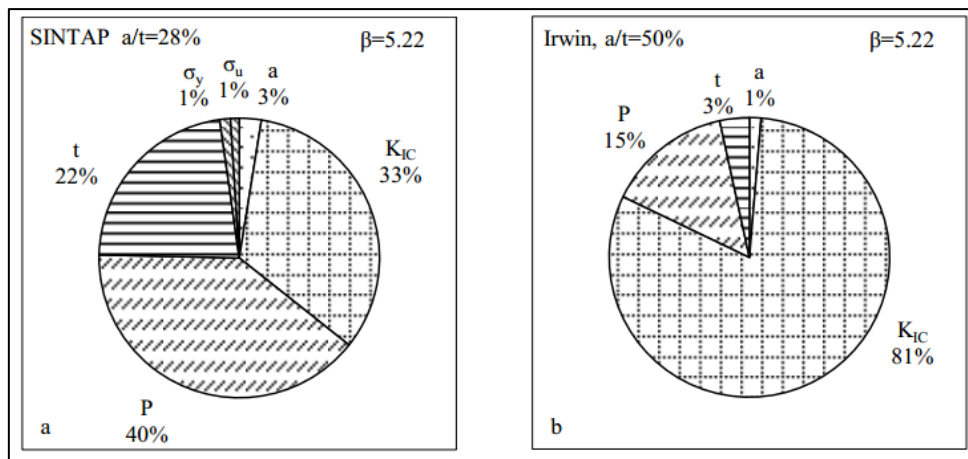


Figure 3.2 : Sensibilité des variables aléatoires pour  $M_k=1$  pour les modèles mécaniques, (a) Modèle d'IRWIN et (b) Modèle de SINTAP

La variable la plus importante dans l'approche d'irwin est la ténacité  $K_{IC}$  qui représente 81% suivie par la pression de service  $P$  de 15% de sensibilité respectivement. L'ensemble de la profondeur de défaut et l'épaisseur du tube participent uniquement avec 4%. Pour le modèle mécanique SINTAP, trois paramètres partagent les sensibilités les plus

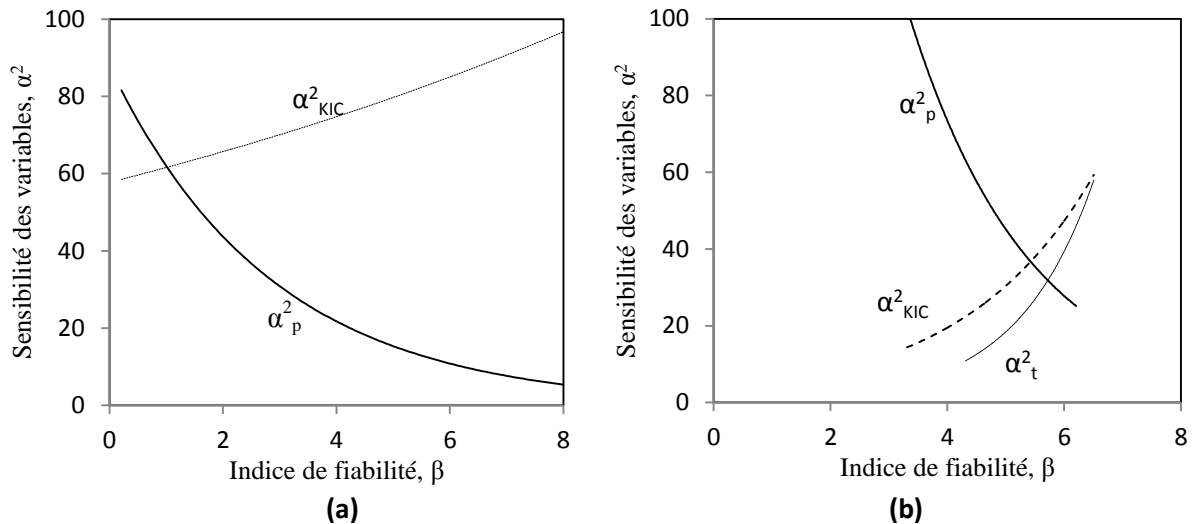
importantes, la pression  $P$  avec 40%,  $K_{IC}$  avec 33% et  $t$  avec 22%. Pour les deux approches, la profondeur de la fissure présente une sensibilité inférieure à 4%. En réalité ceci montre que ce n'est pas à la présence d'une fissure qui inquiète mais c'est plutôt le paramètre contrôlant la croissance de la profondeur de défaut et sa propagation. En effet la ténacité  $K_{IC}$  qui dépend de la profondeur de la fissure, la géométrie de la structure et les conditions de chargement est le paramètre le plus effectif. Dans les deux approches, il existe deux chemins pour arrêter la fissure de se propager. La première est d'essayer d'augmenter la ténacité du matériau, ce qui n'est pas faisable une fois le tube est fabriqué et le second chemin est de réduire la pression de service du gaz, ce qui est plus réaliste pour retarder la propagation de la fissure.

Pour le modèle mécanique utilisant l'approche d'Irwin, la sensibilité de la pression de service du gaz est de l'ordre de 15% quand la fissure est de 50% de l'épaisseur quant à l'approche SINTAP, la pression appliquée représente 40% quand la profondeur de la fissure est inférieure à 1/3 de l'épaisseur du tube.

Il est aussi intéressant d'observer l'évolution de la sensibilité  $\alpha^2$  des variables aléatoires pour une longueur de fissure donnée. La **Figure 3.3** illustre l'évolution de la sensibilité des variables aléatoires pour une longueur de fissure de 31.95mm en fonction de la profondeur de la fissure. L'effet de la profondeur de la fissure est exprimé en termes d'indice de fiabilité qui diminue avec l'augmentation de la profondeur de la fissure.

Dans le modèle mécanique utilisant l'approche d'Irwin, l'augmentation du ratio de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube  $a/t$  de 28% jusqu'à 50%, induit une évolution de la sensibilité des variables des deux paramètres de contrôle de fissure les plus dominants  $K_{IC}$  et  $P$ , **Figure 3.3a**. Les courbes de sensibilité suivent une évolution exponentielle. Il faut noter que les deux paramètres présentent effectivement la même sensibilité de 61.81% quand l'indice de fiabilité est égal à l'unité dans le point d'intersection des deux courbes. Pour le modèle mécanique utilisant la procédure SINTAP, quand  $a/t$  augmente de 28% jusqu'à 50%, les courbes de sensibilité sont descendantes pour la pression du service et ascendantes pour la ténacité comme illustré sur la **Figure 3.3b**. La courbe peut être exprimée par une loi exponentielle. Les deux paramètres  $K_{IC}$  et  $P$  présentent la même sensibilité de 33% pour un indice de fiabilité  $\beta$  de 5.6 au point d'intersection des deux courbes. Dans le domaine de sureté,  $\beta \geq 3.72$ , pour le modèle d'Irwin, la sensibilité de la ténacité  $K_{IC}$  augmente,

par contre la sensibilité de la pression P diminue et les deux courbes se croisent quand la valeur de l'indice de fiabilité est égale à 1. Dans le modèle mécanique utilisant l'approche SINTAP, l'allure des deux sensibilités est similaire, mais en plus il y a eu une augmentation de la sensibilité de l'épaisseur de tube. Les deux courbes de sensibilité de la ténacité et de la pression de service se croisent quand l'indice de fiabilité atteint une valeur de 5.2.

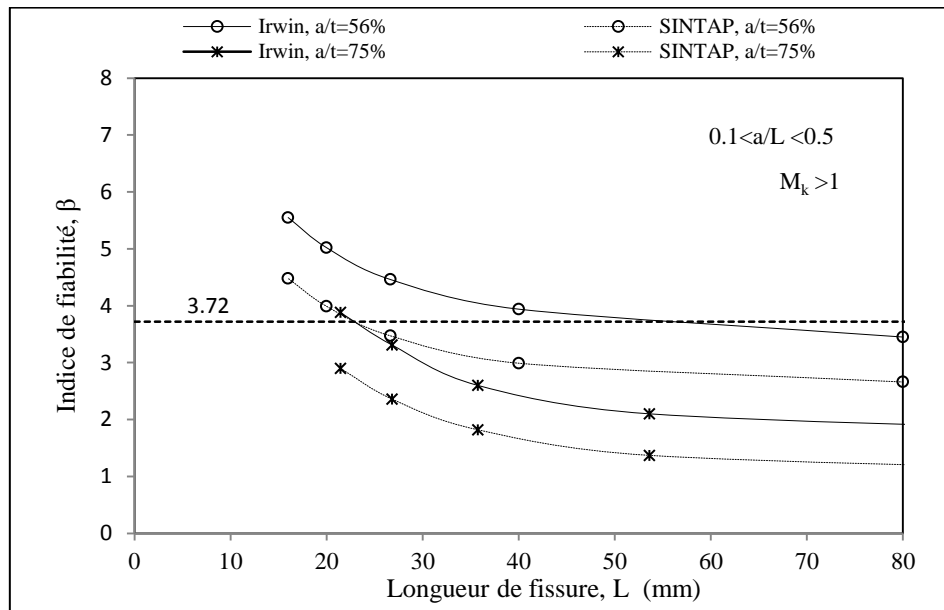


**Figure 3.3** : Effet de la profondeur de la fissure sur la sensibilité des variables lorsque  $M_k=1$   
 (a) Modèle d'IRWIN et (b) Modèle de SINTAP

### 3.4.1.2 Analyse fiabiliste pour $M_k > 1$

Lorsque le ratio  $a/t$  est supérieur à 50%, des courbes similaires de l'évolution de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur de la fissure ont été obtenues, **Figure 3.4**. Par contre les valeurs de  $\beta$  obtenues avec le modèle d'Irwin sont supérieures de 1.23 à 1.64 fois à celles obtenues avec le modèle SINTAP.

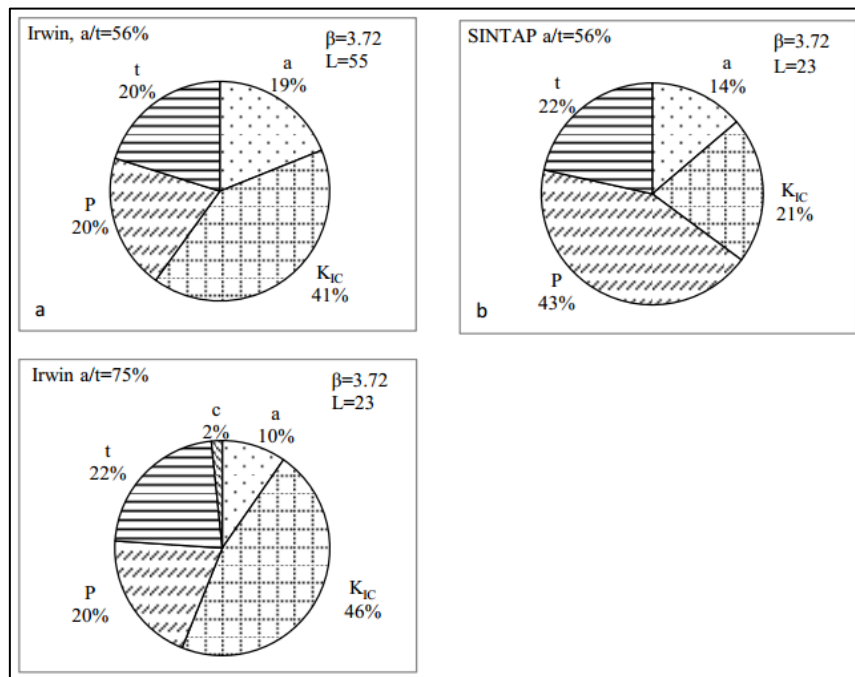
Selon l'indice de fiabilité cible ( $\beta=3.72$ ), l'approche d'Irwin propose pour un ratio  $a/t=56\%$ , une sécurité du tube jusqu'à une longueur de fissure de 55mm.



**Figure 3.4** Evolution de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur de fissure lorsque  $a/t > 50\%$ .

Lorsque  $a/t$  augmente à 75%, la longueur de fissure sécurisée chute à 40% ce qui correspond à une longueur de fissure de 23mm. L'approche SINTAP montre une longueur de fissure admissible de 23mm pour un ratio  $a/t$  de 56%. Pour un ratio de  $a/t=75\%$ , tous les résultats de l'indice de fiabilité sont inférieurs à la valeur cible et le système tombe dans la région de défaillance. Les deux fissures de longueurs 23mm et 55mm ont un grand intérêt à l'évaluation des sensibilités des variables des modèles mécaniques. La **Figure 3.5** montre les résultats de l'analyse de sensibilité pour l'indice de fiabilité cible.

La première constatation est lorsque le ratio de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube dépasse 50%, la profondeur de la fissure peut atteindre une sensibilité plus importante que celle obtenue quand le ratio  $a/t \leq 50\%$ . Pour une longueur de fissure égale à 23mm, lorsque qu'on utilise le modèle mécanique d'Irwin, le ratio de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube correspondant à  $a/t = 75\%$ , la ténacité  $K_{IC}$  est un facteur dominant avec une sensibilité de 46%, après viens l'épaisseur avec 22%, suivie par la pression de service appliquée avec 20% et finalement la profondeur de fissure de 10% de sensibilité.



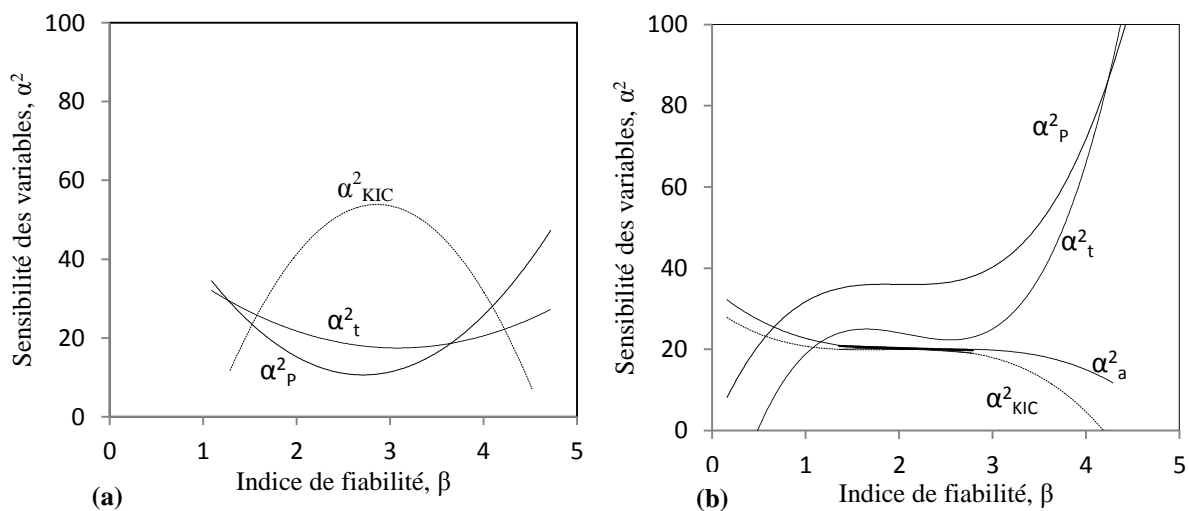
**Figure 3.5 :** Sensibilité des variables aléatoires pour  $M_k > 1$  pour les modèles mécaniques, (a) Modèle d'IRWIN et (b) Modèle de SINTAP

Pour le modèle mécanique SINTAP et dans le cas d'un défaut de ratio de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube  $a/t = 56\%$ , la pression appliquée est la plus dominante avec une sensibilité de 43% et apparait équilibrée par la somme des sensibilités de la ténacité et l'épaisseur du tube respectivement de 22% et 21% au moment où la profondeur de la fissure atteint une sensibilité de 14%. Le point le plus important est que dans les deux modèles mécaniques représentés par les deux approches, le paramètre le plus dominant est la ténacité  $K_{IC}$  pour le modèle d'irwin et la pression  $P$  pour le modèle SINTAP. Sur les sites de production, il est plus facile de contrôler la pression, par conséquent le modèle mécanique basé sur la procédure SINTAP apparait plus réaliste comme il peut offrir une large marge de sensibilité.

Pour le modèle mécanique d'irwin et dans le cas des ratios de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube  $a/t = 56\%$  et  $59\%$ , les sensibilités sont partagées par la pression  $P$ , l'épaisseur  $t$  et la profondeur de la fissure  $a$ . Une sensibilité de 41% est attribuée à la ténacité  $K_{IC}$ . Pour une longueur de fissure  $L$ , l'évolution de la sensibilité  $\alpha^2$  des variables aléatoires avec l'augmentation de la profondeur de la fissure est aussi étudiée. La **Figure 3.6**

illustre l'évolution des sensibilités des variables aléatoires de bases pour une longueur de fissure de 23mm en fonction de la profondeur de la fissure.

En utilisant le modèle mécanique d'Irwin (**Figure 3.6a**), lorsque le ratio de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube  $a/t$  augmente de 56% à 75%, des courbes paraboliques de la sensibilité des variables sont obtenues dont la ténacité  $K_{IC}$  est dominante. Dans le domaine de sureté,  $\beta \geq 3.72$ , la sensibilité de la ténacité diminue contrairement à celle de la pression et l'épaisseur, (**Figure 3.6a** et **3.6b**). Lorsque on utilise le modèle mécanique SINTAP, une fois le ratio de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tube  $a/t=56\%$ , le domaine de défaillance est atteint si la fissure est au-delà de 23mm de longueur. Les sensibilités de la pression  $P$  et l'épaisseur  $t$  augmentent au moment que celle de la ténacité  $K_{IC}$  et de la profondeur de fissure  $a$  diminuent pour les faibles valeurs du ratio  $a/t$ .



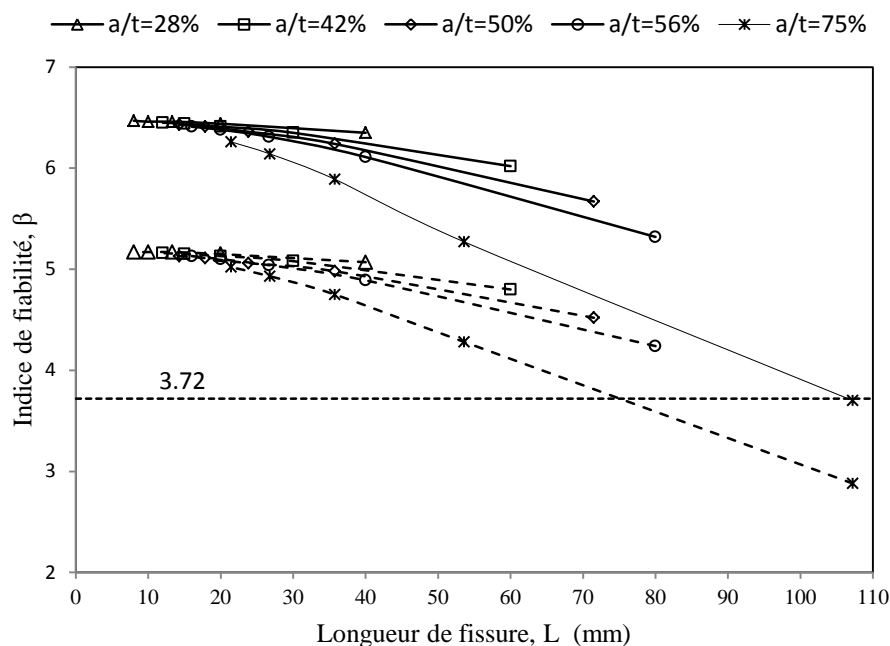
**Figure 3.6** : Evolution des sensibilités des paramètres pour  $M_k > 1$ ;

(a) Modèle d'IRWIN et (b) Modèle de SINTAP

### 3.4.2 Analyse fiabiliste par les modèles mécaniques ASME B31G

La philosophie de la fonction d'état limite par les méthodes B31G et B31G modifiée est caractérisée par la pression de service et la pression limite de défaillance. En conséquence dans ce qui suit, les discussions sont faites par rapport à cette philosophie (Equations (3.3) et (3.4)).

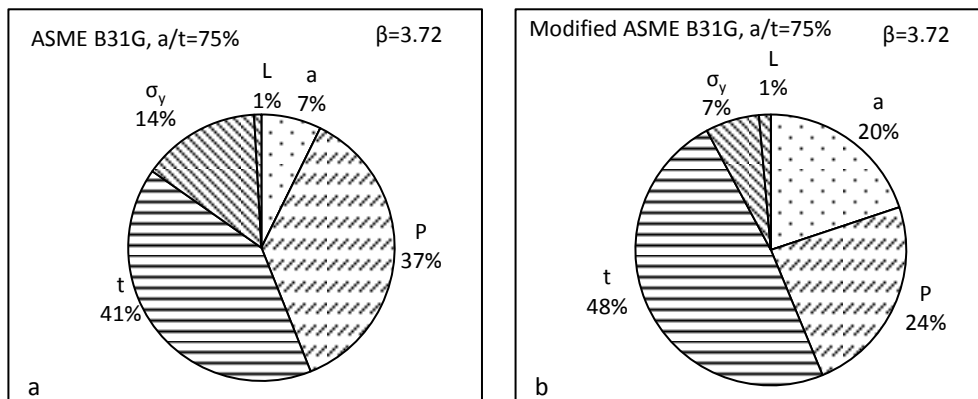
La **Figure 3.7** illustre les résultats de l'analyse fiabiliste en utilisant les modèles mécaniques ASME B31G et ASME B31G modifiée, en fonction de la longueur de défaut  $L$  pour des différents ratios de profondeur de défaut à l'épaisseur du tube,  $a/t$ . Cinq ratios  $a/t=28\%$ ,  $42\%$ ,  $50\%$ ,  $56\%$  and  $75\%$  ont été choisis après les résultats d'inspection [1] afin de bien mener cette investigation. Pour chaque ratio de la profondeur de défaut à sa longueur, la condition de  $0.1 \leq a/L \leq 0.5$  est respectée. Pour chaque ratio de la profondeur de défaut à l'épaisseur du tube  $a/t$ , seulement les longueurs de défauts correspondants sont considérées [28,29]. Donc, deux séries de résultats ont été obtenues tous en utilisant les deux modèles mécaniques. Les valeurs de l'indice de fiabilité  $\beta$  obtenues utilisant le modèle ASME B31G modifiée sont supérieures de 1.25 fois celles obtenues en utilisant le modèle mécaniques ASME B31G. Jusqu'à un ratio  $a/t \leq 56\%$ , tous les valeurs de l'indice de fiabilité obtenues sont au-dessus de la valeur cible 3.72. Lorsque  $a/t=75\%$ , la valeur de l'indice de fiabilité  $\beta$  chute en dessous de la valeur cible quand la fissure atteint une longueur de 107mm pour le modèle mécanique ASME B31G modifié et 75mm pour le modèle ASME B31G.



**Figure 3.7** : Evolution de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur du défaut pour les modèles mécaniques B31G et B31G modifié

Les modèles mécaniques ASME B31G et ASME B31G modifiée montrent que la structure est fiable lorsque le ratio de la profondeur du défaut à l'épaisseur du tube  $a/t$  est

supérieur à 56%. Lorsque le ratio augmente à 75%, le modèle mécanique ASME B31G modifié génère des valeurs sécurisées de l'indice de fiabilité montrant que la longueur de la fissure peut augmenter de 31mm additionnelle en comparaison au modèle mécanique ASME B31G. Cela nous ramène à développer une analyse de sensibilité des variables de base des deux modèles mécaniques pour l'indice de fiabilité cible  $\beta$ . La **Figure 4.8** montre l'évolution des sensibilités des variables des deux modèles mécaniques.



**Figure 3.8** : Sensibilité des variables aléatoires pour les modèles mécaniques

(a) ASME B31G (b) ASME B31G

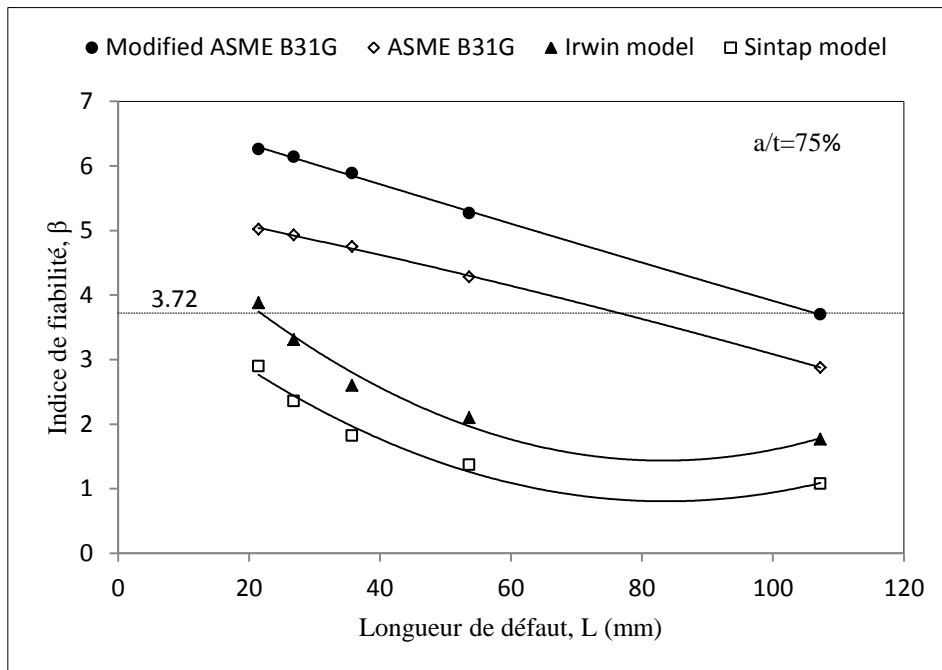
Les paramètres les plus importants sont la pression appliquée P et l'épaisseur du tube. Dans le modèle mécanique ASME B31G, les deux variables sont dominant ensemble avec une sensibilité de 78% en comparaison avec le modèle mécanique ASME B31G modifiée avec 72%. Il faut noter que la profondeur de défaut dans le modèle mécanique ASME B31G modifiée présente une sensibilité de 20% plus importante que celle obtenue avec le modèle mécanique ASME B31G ou la sensibilité est de 7%.

Sur les sites de distribution des hydrocarbures dans les pipelines acier, le seul moyen de contrôle de la durée de vie restante des structures est d'agir sur la pression de réseau. Le modèle mécanique ASME B31G est plus réaliste car il permet une diminution rationnelle de la pression de service à travers la longueur de défaut tant que les sensibilités des variables l'autorisent. En comparaison avec le modèle mécanique ASME B31G, la pression de service doit être réduite d'une manière significative ce qui va engendrer une grande perte dans le réseau de distribution des hydrocarbures.

### 3.5 Corrélation entre l'indice de fiabilité $\beta$ et les paramètres du défaut

Dans cette section, les méthodes Irwin, SINTAP, ASME B31G et ASME B31G modifiée sont utilisées comme modèles mécaniques pour estimer la durée de vie des pipelines aciers enterrés à la présence d'un défaut de corrosion localisée. L'approche est basée sur l'analyse fiabiliste d'un pipeline en acier caractérisé par ses propriétés mécaniques, et ses paramètres géométriques, le diamètre et l'épaisseur. Le pipeline est sous une pression  $P$  et comportant des défauts de corrosion de différentes longueurs et différentes profondeurs qui se sont développées après quelques années de service. Les inspections, d'une portion de pipelines après une période de 30ans de service a relevé des défauts de différents ratios ( $a/t$ ) de profondeurs de défaut à l'épaisseur du tube, et de différentes longueurs. En plus, pour chaque profondeur de défaut, il existe plusieurs longueurs et il n'existe pas de corrélation entre les deux paramètres du défaut  $a$  et  $L$ . Par conséquent, il serait fort intéressant de trouver une corrélation à travers une étude fiabiliste. Afin d'évaluer la fiabilité et la durée de vie restante des pipelines acier, cinq ratios de la profondeur du défaut à l'épaisseur du tube  $a/t$  sont choisis selon les résultats d'inspection. Donc, pour chaque ratio  $a/t$ , il y avait un maximum de longueurs de défauts. Un outil de décision pour donner une réponse réaliste à la conception et à la maintenance du tube, est proposé à la base de l'indice de fiabilité en fonction des deux paramètres principaux commun inclus et figurants dans les quatre modèles mécaniques précités ; le ratio de la profondeur du défaut à l'épaisseur du tube  $a/t$ , et la longueur du défaut  $L$ . La **Figure 3.9** illustre l'évolution de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur du défaut pour les quatre modèles mécaniques lorsque le ratio est égal à 75%. Ce ratio est choisi car il est souvent considéré comme une limite de tolérance des défauts de pipes avant rupture.

Selon les modèles mécaniques d'Irwin et SINTAP, le tube atteint son domaine de défaillance lorsque la fissure atteint une longueur de 20mm, ce qui veut dire le risque est très important si on continue à travailler avec la même pression de service. Le modèle mécanique basé sur le standard ASME B31G, propose une longueur de fissure 4 fois plus grande jusqu'à 76mm tandis que le modèle basé sur le standard ASME B31G modifié permet davantage une ouverture plus longue de la fissure jusqu'à 107mm.



**Figure 3.9 :** Indice de fiabilité  $\beta$  comme outil de décision pour l'estimation de la durée de vie restante des pipelines sous défaut de fissure et de corrosion localisée

Finalement, pour tous les ratios de la longueur de la fissure à l'épaisseur du tube, la corrélation correspondante peut être obtenue avec une régression générale caractérisée par l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction du ratio de la profondeur de défaut à l'épaisseur du tube et de la longueur de défaut, partagés entre les quatre modèles mécaniques basés sur les quatre standards précitées. L'expression générale des quatre modèles peut être écrite en utilisant le développement de série de Taylor- Maclaurin, [26]. Pour une fonction de deux variables  $f(x, y)$  proche d'un point  $M_0(x_0, y_0)$ , la formule de Taylor peut être exprimée par l'équation (3.6):

$$\begin{aligned}
 f(x, y) = & f(x_0, y_0) + \frac{1}{1!} \left[ (x - x_0) \frac{\partial f(x_0, y_0)}{\partial x} + (y - y_0) \frac{\partial f(x_0, y_0)}{\partial y} \right] + \frac{1}{2!} \left[ (x - x_0)^2 \frac{\partial^2 f(x_0, y_0)}{\partial x^2} + (y - y_0)^2 \frac{\partial^2 f(x_0, y_0)}{\partial y^2} + \right. \\
 & \left. 2(x - x_0)(y - y_0) \frac{\partial^2 f(x_0, y_0)}{\partial x \partial y} \right]
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

La formule de Maclaurin est l'approximation de la fonction  $f(x, y)$  au voisinage du point  $M_0(x_0, y_0) = (0,0)$ , alors le développement de l'équation (3.6) nous permet de l'écrire l'équation (3.7)

$$f(x, y) = f(0,0) + \frac{1}{1!} \left[ x \frac{\partial f(0,0)}{\partial x} + y \frac{\partial f(0,0)}{\partial y} \right] + \frac{1}{2!} \left[ x^2 \frac{\partial^2 f(0,0)}{\partial x^2} + y^2 \frac{\partial^2 f(0,0)}{\partial y^2} + 2xy \frac{\partial^2 f(0,0)}{\partial x \partial y} \right] \quad (3.7)$$

Dans notre travail, les deux variables  $x$  et  $y$  sont respectivement la longueur du défaut  $L$  et le ratio de la profondeur du défaut à l'épaisseur du tube  $a/t$ , et l'indice de fiabilité  $\beta$  est la fonction demandée ou la réponse du système. En supposant que les dérivées de la fonction réponse sont constantes et en substituant les variables, alors les coefficients de l'équation (3.7) sont rapportés dans le **Tableau 3.3**. La solution numérique est développée en utilisant le code MATLAB dont les valeurs correspondantes des coefficients de régression pour chaque modèle mécanique sont illustrées sur le **Tableau 3.3**. Alors, l'équation générale pour les quatre modèles mécaniques peut être exprimée selon l'équation (3.8):

$$\beta_{mm} = A_1 L^2 + A_2 (a/t)^2 + A_3 L + A_4 (a/t) + A_5 L(a/t) + A_6 \quad (3.8)$$

Une fois le modèle mécanique est développé (Equation (3.8)), il suffit d'introduire les résultats d'inspections collectés par l'outil intelligent, calculé l'indice de fiabilité  $\beta_{mm}$ , et prévoir un plan de maintenance en comparant les résultats trouvés à la valeur de l'indice de fiabilité cible. Si la valeur de  $\beta_{mm}$ , on doit faire une réparation par l'application d'un bondage ou d'un patch en matériaux composites. Dans le cas contraire, le pipeline est considéré en sécurité.

**Tableau 3.3** Coefficients de régression des quatre modèles mécaniques

Modèle de corrosion	Coefficients de regression						Coefficients de détermination
	$A_1$ = $\frac{1}{2!} \frac{\partial^2 f(0,0)}{\partial (L)^2}$	$A_2$ = $\frac{1}{2!} \frac{\partial^2 f(0,0)}{\partial (a/t)^2}$	$A_3$ = $\frac{\partial f(0,0)}{\partial L}$	$A_4$ = $\frac{\partial f(0,0)}{\partial (a/t)}$	$A_5$ = $\frac{\partial^2 f(0,0)}{\partial (a/t) \partial L}$	$A_6$ = $f(0,0)$	$R^2$
<b>Irwin</b>	75.21E-5	-5.80311	-0.03985	2.4816	-0.1074	7.4553	97.81%
<b>SINTAP</b>	68.57E-5	-5.49159	-0.04299	1.6059	-0.0869	6.7275	97.19%
<b>ASME B31G</b>	-6.26E-5	-0.31409	0.01426	0.9116	-0.0411	4.8913	99.71%
<b>Modified ASME B31G</b>	-5.17E-5	0.51348	0.01007	0.0798	-0.0458	6.4603	99%

### 3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, l'analyse de la fiabilité d'un pipeline en service depuis 30 ans pour le transport de gaz et présentant des fissures et des défauts de corrosion a été réalisée sur la base de modèle d'analyse limite. Quatre modèles mécaniques basés sur les méthodes Irwin, SINTAP, ASME B31G et ASME B31G modifiée ont été utilisés pour calculer l'indice de fiabilité et la sensibilité des variables de chaque modèle. Le point commun entre ces quatre modèles et la forme du défaut caractérisée par une géométrie en forme semi-elliptique de profondeur  $a$  et de longueur  $L$ . Bien que les deux paramètres ne soient corrélés par une fonction, ils ont été choisis de façon que le rapport ( $a/L$ ) doive être dans l'intervalle de 0.1 à 0.5. Les valeurs de l'indice de fiabilité  $\beta$  ne sont pas les mêmes et la réponse de la sensibilité des variables aléatoires qui y sont associées de même. Donc d'un modèle à un autre, la prise de décision n'est pas la même si on doit considérer les paramètres géométriques du défaut. L'innovation dans ce présent travail est qu'une corrélation entre la profondeur de la fissure et sa longueur est proposée à travers l'indice de fiabilité  $\beta$  quelque soit le modèle de calcul utilisé.

Cette corrélation, une fois murie, permet d'estimer la durée de vie restante du pipeline et peut-être utilisée comme outil d'aide à la décision quant au remplacement du tube défectueux ou bien à sa réparation.

### 3.7 Références bibliographiques

- [1] Amirat, A., Benmoussat, A., & Chaoui, K. (2009). Reliability assessment of underground pipelines under active corrosion defects. In *Damage and fracture mechanics* (pp. 83-92). Springer Netherlands
- [2] Srikanth, S., Sankaranarayanan, T. S. N., Gopalakrishna, K., Narasimhan, B. R. V., Das, T. V. K., & Das, S. K. (2005). Corrosion in a buried pressurised water pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 12(4), 634-651.
- [3] Fekete, G., & Varga, L. (2012). The effect of the width to length ratios of corrosion defects on the burst pressures of transmission pipelines. *Engineering Failure Analysis*, 21, 21-30.
- [4] Brown, J., Graver, B., Gulbrandsen, E., Dugstad, A., & Morland, B. (2014). Update of DNV recommended practice RP-J202 with focus on CO<sub>2</sub> corrosion with impurities. *Energy Procedia*, 63, 2432-2441.
- [5] Lotsberg, I., Sigurdsson, G., Fjeldstad, A., & Moan, T. (2016). Probabilistic methods for planning of inspection for fatigue cracks in offshore structures. *Marine Structures*, 46, 167-192.
- [6] Lemaire, M. (2013). *Structural reliability*. John Wiley & Sons.
- [7] Ditlevsen, O., & Madsen, H. O. (1996). *Structural reliability methods*(Vol. 178). New York: Wiley.
- [8] Ahammed, M., & Melchers, R. E. (1997). Probabilistic analysis of underground pipelines subject to combined stresses and corrosion. *Engineering structures*, 19(12), 988-994.
- [9] Amirat, A., Mohamed-Chateauf, A., & Chaoui, K. (2006). Reliability assessment of underground pipelines under the combined effect of active corrosion and residual stress. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 83(2), 107-117.
- [10] Melchers, R. E., & Beck, A. T. (2017). *Structural reliability analysis and prediction*. John Wiley & Sons.

- [11] Ahammed, M. (1997). Prediction of remaining strength of corroded pressurised pipelines. *International journal of pressure vessels and piping*, 71(3), 213-217.
- [12] Caleyó, F., González, J. L., & Hallen, J. M. (2002). A study on the reliability assessment methodology for pipelines with active corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 79(1), 77-86.
- [13] Li, S. X., Yu, S. R., Zeng, H. L., Li, J. H., & Liang, R. (2009). Predicting corrosion remaining life of underground pipelines with a mechanically-based probabilistic model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 65(3), 162-166.
- [14] Li, Q., Sun, C., Huang, Z., Xiao, X., Thang, H., & Zhao, S. (2015). Reliability analysis of Lan Chengyu corroded pipeline with associated defects. *Petroleum*, 1(3), 244-250.
- [15] Hailong, Z. (2010). Reliability Assessment of Corroded Pipeline Based on Correlation of Defects. *Lan zhou University of Teehnology, Lan zhou*, 42.
- [16] Lv, Z. (2009). Analysis of Structure Reliability and Reliability Sensitivity.
- [17] Yeom, K. J., Lee, Y. K., Oh, K. H., & Kim, W. S. (2015). Integrity assessment of a corroded API X70 pipe with a single defect by burst pressure analysis. *Engineering Failure Analysis*, 57, 553-561.
- [18] Weiguo, Z., Dongjing, L., Hai, W., & Xinxin, P. (2014). Remaining-life prediction and reliability assessment of buried gas pipelines under corrosion and alternating loads. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 6(1), 05014002.
- [19] Mustaffa, Z., & van Gelder, P. (2010, January). A review and probabilistic analysis of limit state functions of corroded pipelines. In *The Twentieth International Offshore and Polar Engineering Conference*. International Society of Offshore and Polar Engineers.
- [20] Mustaffa, Z., Van Gelder, P., & Vrijling, H. (2009, January). A Discussion of Deterministic vs. Probabilistic Method in Assessing Marine Pipeline Corrosions. In *The Nineteenth International Offshore and Polar Engineering Conference*. International Society of Offshore and Polar Engineers..

[21] Dzioba, I. (2005). Failure assessment analysis of pipelines for heat and power generating plants according to the SINTAP procedures. *International journal of pressure vessels and piping*, 82(10), 787-796.

[22] PHIMECA Engineering. PHIMECA-reliability-based design and analysis. User's manual, version 1.6, Aubière, France, (2002)

[23] Barthélémy, B. (1980). *Notions pratiques de mécanique de la rupture*.

[24] Bai, Y., & Song, R. (1997). Fracture assessment of dented pipes with cracks and reliability-based calibration of safety factor. *International journal of pressure vessels and piping*, 74(3), 221-229.

[25] Kirkemo, F. (1988). Applications of probabilistic fracture mechanics to offshore structures. *Appl. Mech. Rev.*, 41(2), 61-84.

[26] Goupy, J., & Creighton, L. (2007). *Introduction to design of experiments with JMP examples*. SAS Publishing.

[27] Veritas, D. N. (2006). Fracture control for pipeline installation methods introducing cyclic plastic strain. Recommended Practice DNV-RP-F108.

[28] Rolfe, S. T., & Barsom, J. M. (1977). *Fracture and fatigue control in structures: applications of fracture mechanics*. ASTM International.

[29] Broek, D. (2012). *Elementary engineering fracture mechanics*. Springer Science & Business Media.

## **Chapitre 4**

# **Analyse de la Fiabilité d'un Pipeline sous** **Défauts Localisés par la Méthode des** **Eléments Finis**

La méthode des éléments finis est considérée comme l'un des outils les plus précis et les plus importants pour l'analyse des structures [1]. Une grande variété de problèmes complexes doit faire appel à la méthode des éléments finis afin de trouver des solutions plus exactes et plus réalistes. Les codes éléments finis sont aujourd'hui des outils couramment utilisés lors de l'analyse des problèmes linéaires et non linéaires. La modélisation par la méthode des éléments finis a été utilisée avec un grand succès pour traiter les problèmes d'une manière déterministe des variables de calcul. Mais quand il s'agit d'associer les incertitudes à ces variables, la méthode des éléments finis est moins utilisée suite au temps de calcul très importants nécessaire pour la résolution des problèmes.

Dans la plus part des cas, le problème traité présente plusieurs difficultés comme une structure tridimensionnelle, non linéarité, singularité..., donc la fonction d'état limite n'est pas explicite et un couplage entre la méthode des éléments finis et les méthodes fiabilistes doit être pris en considération dont le code élément finis est piloté par le modèle fiabiliste [1-22]. Faire approximer la fonction d'état limite implicite par un polynôme représentant une surface de réponse, va transformer la fonction implicite en une fonction explicite et va réduire le nombre d'appels importants de la fonction d'état limite ce qui va réduire le temps de calcul. Donc, la méthodologie des surfaces de réponse a trouvé un écho largement admis en mécanique probabiliste, et elle est utilisée comme une extension de l'approche déterministe.

La surface de réponse quadratique est la plus utilisé comme base d'approximation de la fonction d'état limite car elle est considérée la plus performante dans le couplage avec la méthode des éléments finis. La forme quadratique de la surface de réponse ne permet pas l'anomalie résultante de l'oscillation des approximations ce qui limite le nombre de réalisations [1-7].

Les inspections de l'état de santé d'un pipeline après quelques années de service révèlent que les défauts sur pipelines peuvent être des défauts de corrosion ou de fissures sous forme semi-elliptique. Selon que le défaut prend une forme ou une autre, il est important d'appliquer le modèle d'analyse correspondant à chaque type de défaut. Donc dans un premier cas, le défaut a été modélisé sous forme d'un défaut de corrosion semi-elliptique et dans un deuxième cas sous forme de fissure.

Le modèle géométrique pour les deux cas de figures, prend la même forme pour l'application dans le code Abaqus, mais la différence réside dans l'appréciation du défaut. Le défaut de corrosion localisée est représenté par une géométrie de forme semi-elliptique où l'on a analysé les contraintes sur le point le plus bas de l'ellipse, par contre l'analyse de la fissure a suivi la procédure de la mécanique linéaire de rupture intégrée dans Abaqus.

#### 4.1 Modélisation d'un défaut de corrosion localisée

##### 4.1.1 Approximation de la fonction d'état limite

La forme générale de l'approximation de la fonction d'état limite  $G(X)$  dans l'espace de  $n$  facteurs aléatoires  $x_i$  est expliquée dans la rubrique **1.4.4** du **Chapitre 1**. Nous reprenons l'équation principale **(1.72)** pour mieux appréhender notre démarche

$$\hat{H}(x) = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i x_i + \sum_{i=1}^n b_{ii} x_i^2 \quad (1.72)$$

Avec  $a_0$ ,  $a_i$  et  $b_{ii}$  sont des constantes à déterminer et  $x_i$  représentent les variables aléatoires du modèle mécanique.

$X$  est le vecteur des  $n$  variables aléatoires de base ( $i$  varie de 1 à  $n$ ). Le polynôme  $\hat{H}(x)$  est défini au minimum par un nombre de points  $N_p$  pour la détermination de ces coefficients tel que (Equation **(4.1)**):

$$N_p = (n + 1)(n + 2)/2 \quad (4.1)$$

Où  $n$  représente le nombre de variables aléatoires

##### 4.1.2 Modèle de déformation du matériau

Dans toutes les modélisations et les simulations numériques, la principale donnée à intégrer dans le modèle de calcul par éléments finis est le modèle de déformation du matériau. Le modèle communément utilisé est le modèle de Ludwick exprimé par l'équation **(4.2)**.

$$\sigma = k\varepsilon^n \quad (4.2)$$

Avec :  $\sigma$ ,  $\varepsilon$ ,  $k$  et  $n$  représentent respectivement : La contrainte vraie, la déformation vraie, le facteur de charge et le coefficient d'écroutissage.

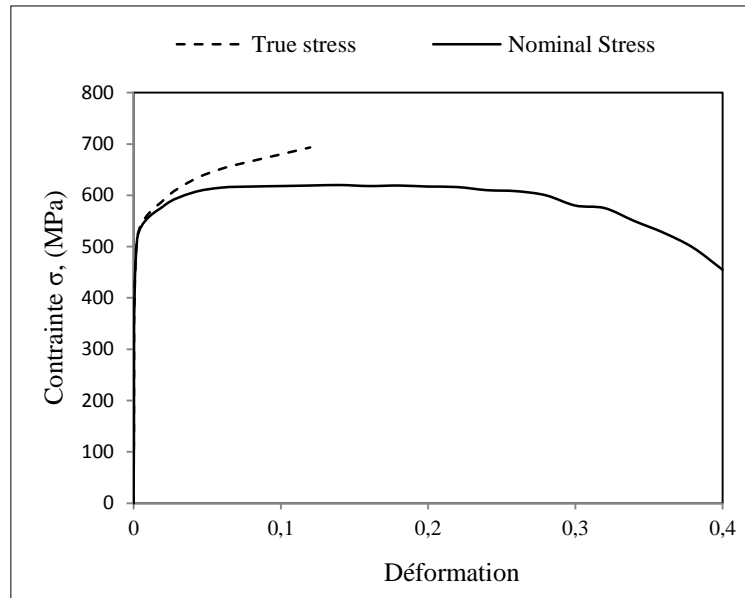


Figure 4.1 : Courbes de traction conventionnelle et réelle de l'acier X70

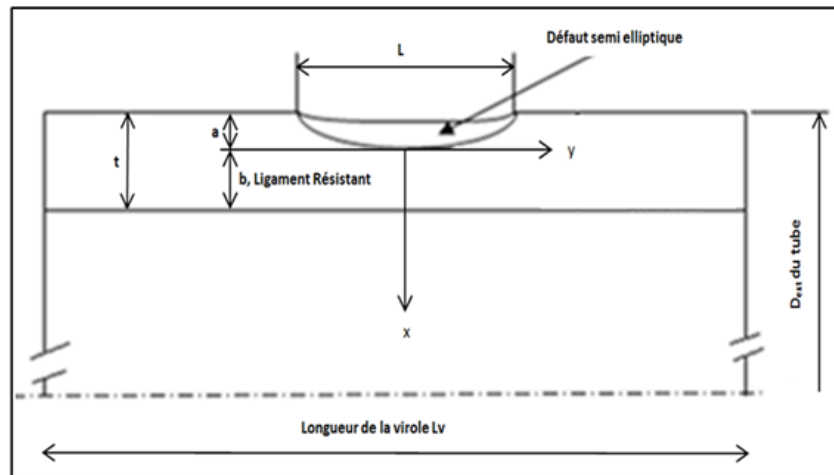
Les valeurs de  $k$  et  $n$  sont déterminées à partir des essais de traction. A cet effet, 15 éprouvettes selon la norme API 5L ont été usinées (Voir rubrique 2.5 du Chapitre 2) afin d'extrapoler la courbe vraie de traction, Figure 4.1, pour la mise en donnée du modèle de déformation.

Ainsi dans l'équation (4.2) le code de calcul déterminera automatiquement, les paramètres  $k$  et  $n$ .

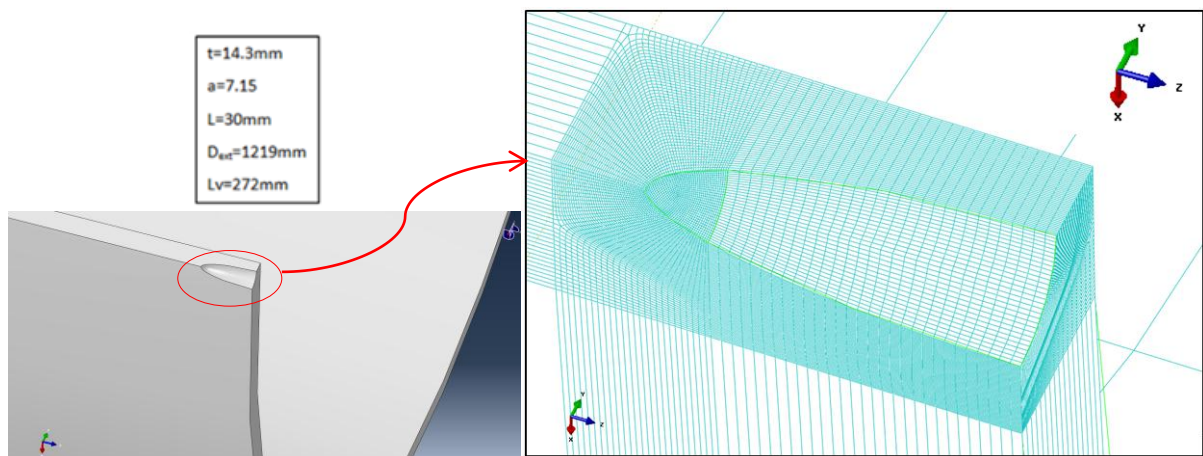
#### 4.1.3 Analyse par EF d'un pipeline sous défaut de corrosion localisée

L'analyse par éléments finis d'un pipeline sous défauts de corrosion localisée suit la procédure décrite par le logiciel Abaqus CAE. Elle consiste à la détermination de la distribution des contraintes élastiques et élastoplastiques obtenues par la méthode des éléments finis sur le ligament résistant de la paroi du tube ainsi que le facteur d'intensité de contraintes. La Figure 4.2 illustre le modèle géométrique d'un défaut de corrosion localisée

sur la paroi d'une virole extraite d'un tube, montrant la configuration semi-elliptique du défaut et la largeur du ligament résistant. Ce modèle a fait l'objet d'un maillage de type d'élément C3D8R, sous le code de calcul Abaqus, **Figure 4.3**.



**Figure 4.2 :** Modèle géométrique d'un défaut de corrosion localisée



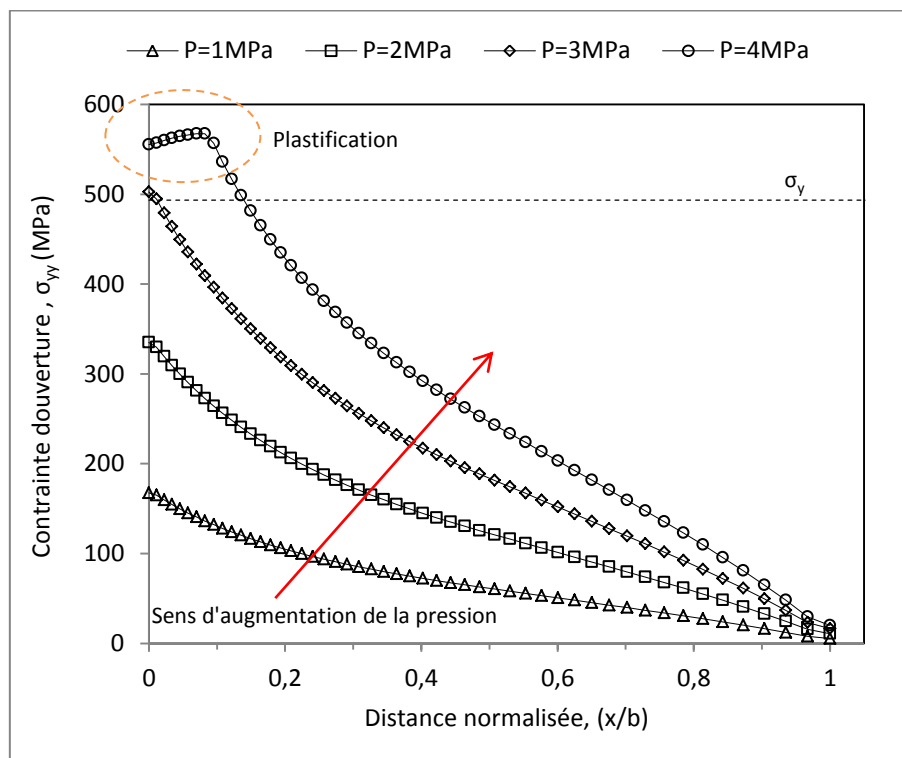
**Figure 4.3 :** Maillage d'une virole d'un tube en acier présentant un défaut de corrosion localisée

#### 4.1.3.1 Analyse du comportement élastique d'un tube avec un défaut localisé

L'analyse du comportement élastique d'un tube avec un défaut localisé consiste à déterminer la distribution des contraintes élastiques sur le ligament résistant du tube (**Figure 4.4**).

Les résultats de la distribution des contraintes élastiques, sur le ligament du tube API X70, sont développés par la méthode des éléments finis. Le tube comportant une entaille

semi elliptique dont la profondeur est de 50% de l'épaisseur et la longueur de 60mm a été soumis à une pression interne de 1MPa jusqu'à 4MPa avec un incrément de 1MPa. Les courbes montrent que les contraintes appliquées sur le tube restent dans le domaine élastique quand la pression augmente jusqu'à 3MPa. Au-delà, le comportement devient élastoplastique. L'allure de la distribution des contraintes élastiques  $\sigma_{yy}$ , **Figure 4.4** le long du ligament est la même, elle commence par une contrainte maximale au fond de l'entaille et elle diminue au fur et à mesure pour s'annuler quand  $x$  est égale à  $b$  c'est-à-dire sur la paroi interne du tube (**Figure 4.2**). Plus la pression interne augmente plus les contraintes augmentent. Le **Tableau 4.1** ci-dessous illustre les valeurs maximales des contraintes élastiques atteintes en fond d'entaille obtenues par la méthode des éléments finis à l'aide du code ABAQUS version 11.



**Figure 4.4** : Distribution des contraintes élastiques  $\sigma_{yy}$  sur le ligament à différentes pressions

**Tableau 4.1** Contraintes élastiques maximales en fond d'entaille pour différentes pressions internes

Pression de service, P (MPa)	1	2	3
Contrainte maximale, $\sigma_{yy}$ (MPa)	168	335	503
Contrainte circonférentielle, $\sigma_h$ (MPa)	42	83	125
Facteur de concentration de contraintes, $k_t$	4	4	4

Le **Tableau 4.1** montre que le rapport de la contrainte maximale à la contrainte circonférentielle pour le comportement élastique est quasiment constant égale à 4 et ceci pour la même configuration géométrique du défaut ( $a/t=50\%$  et  $a/L=0.12$ ), ce qui explique le comportement linéaire du matériau dans cette plage de pression.

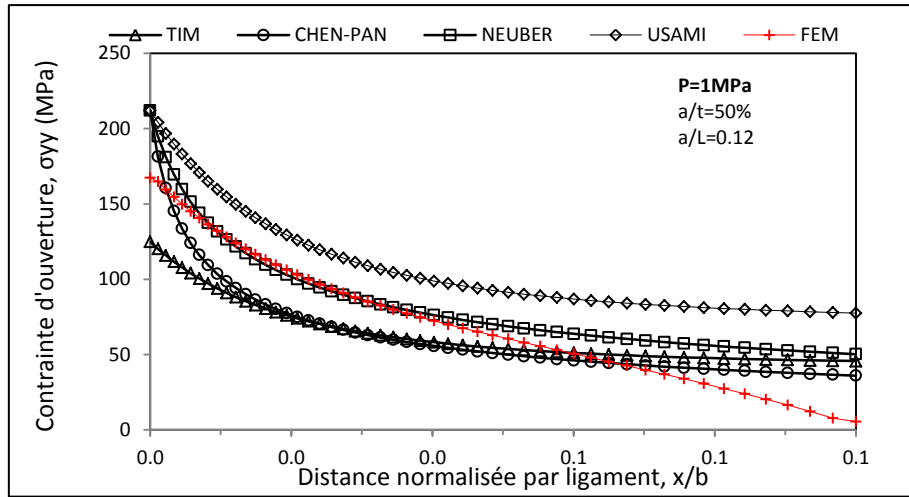
Afin de valider nos résultats, Les **Figures 4.5.a, 4.5.b et 4.5.c** illustrent la distribution des contraintes élastiques  $\sigma_{yy}$  sur le ligament, calculées à l'aide de quelque modèles pris de la littérature à savoir Usami, Neuber, Chen-Pan et Timoshenko (**Voir Tableau 1.1, Section 1.2.2.2 du Chapitre 1**) pour la même configuration du défaut et pour des pressions internes du tube de 1MPa, 2MPa et 3MPa respectivement. Il est intéressant de comparer les facteurs de concentration de contraintes  $k_t$  des différents modèles précités avec les résultats obtenus par éléments finis, **Tableau 4.2**

**Tableau 4.2** Facteurs de concentration de contraintes

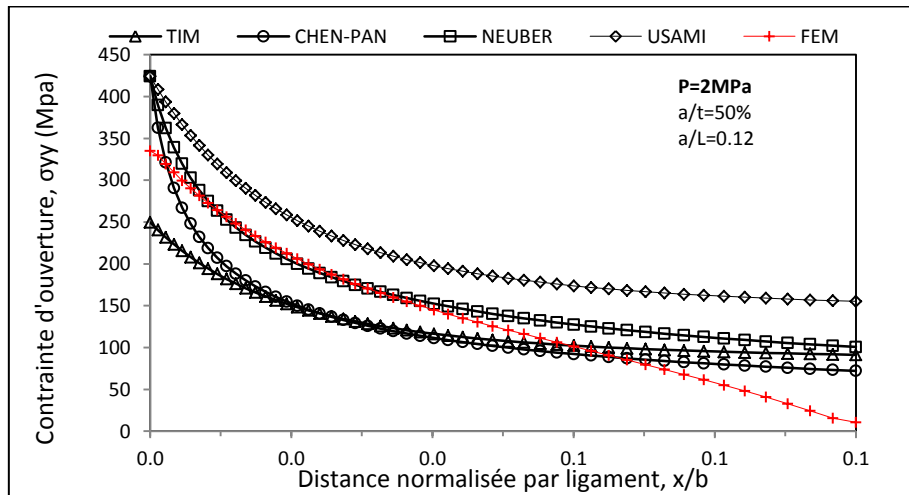
Pression	Modèle	$\sigma_h$	Usami	Neuber	Chen-Pan	Tim	FEM	Erreur
1	$k_t$	42	5.1	5.1	5.1	3	4	21%
2		83	5.1	5.1	5.1	3	4	21%
3		125	5.1	5.1	5.1	3	4	21%

Indépendamment de la pression à l'intérieur du tube, le facteur de concentration de contrainte  $k_t$  est constant. Les modèles Usami, Neuber et Chen-Pan donnent la même valeur du facteur de de concentration de contrainte  $k_t$  égale à 5.1. Le modèle développé par élément fini estime le facteur de concentration de contrainte à une valeur de 4, soit une erreur relative environ de 21%. En tête de l'entaille, Les résultats trouvés à l'aide du modèle de Timoshenko divergent des résultats obtenus par les modèles précités ainsi que celles obtenus par éléments finis.

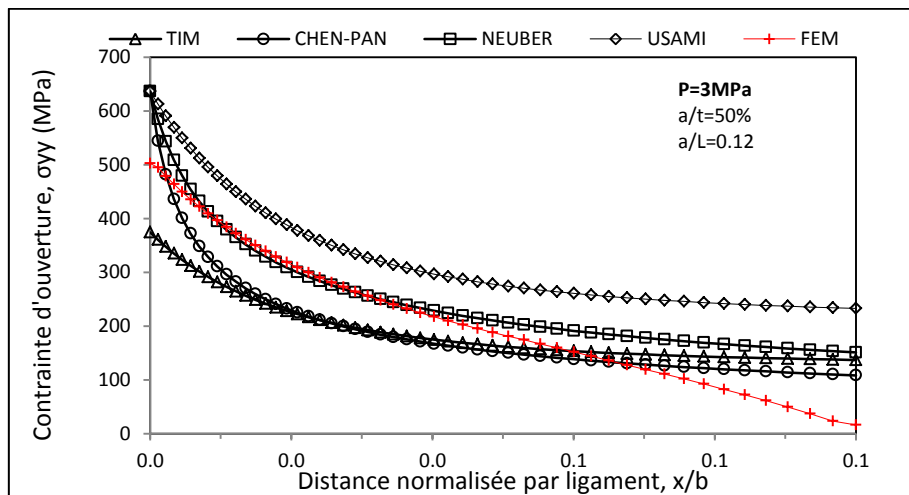
Dans la plage de pression de 1MPa à 3MPa, le modèle analytique le plus proche de nos résultats obtenus par éléments fini est le modèle de Neuber pour une distance normalisée à la longueur du ligament  $x/b$  inférieur ou égale à 0.4, **Figure 4.5**.



(a)



(b)



(c)

Figure 4.5 : Distribution des contraintes sur le ligament à différentes pressions, (a)  $P=1\text{MPa}$  (b)  $P=2\text{MPa}$  et (c)  $P=3\text{MPa}$

### 4.1.3.2 Analyse du comportement élastoplastique

Pour l'étude du comportement élastoplastique, on a adopté la même configuration du défaut faite pour l'analyse du comportement élastique, mais le tube est soumis à une plage de pression plus importante jusqu'à une pression limite  $P_0$  égale à 10MPa.

Les résultats de la distribution des contraintes élastoplastiques sur le ligament du tube ont été développés par la méthode des éléments finis. Le tube comportant un défaut de corrosion semi elliptique dans la direction longitudinale et soumis à une pression interne de 4MPa jusqu'à 10MPa avec un incrément de 1MPa. Les résultats sont présentés sur la **Figure 4.6**.

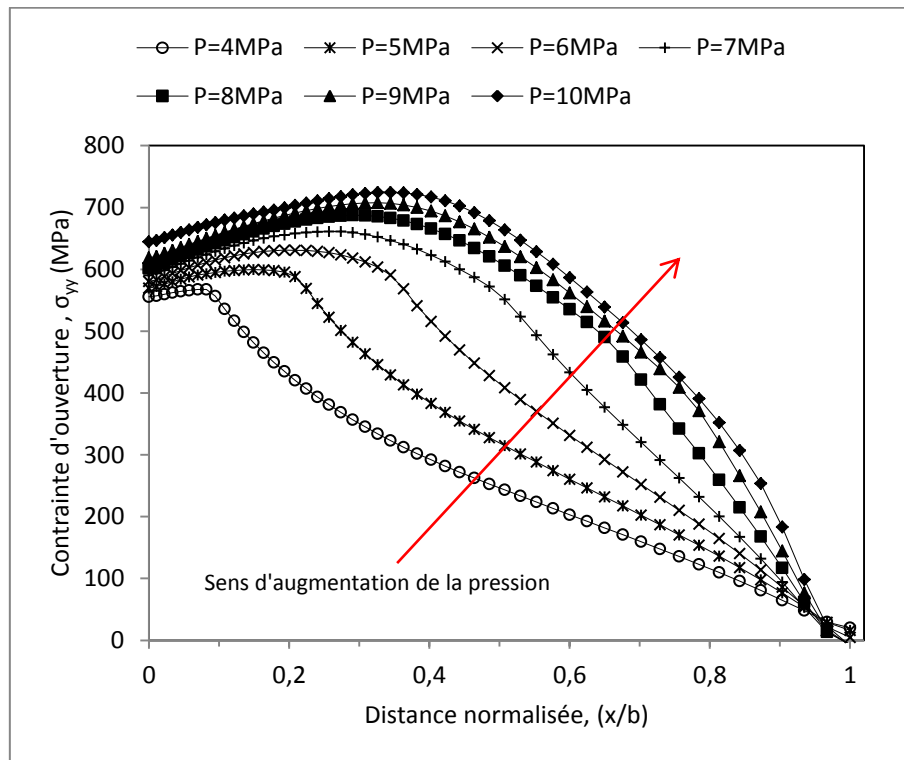
Contrairement aux résultats obtenus pour le comportement élastique, la contrainte élastoplastique  $\sigma_{yy}$  ne commence pas par un maximum, elle augmente du fond d'entaille jusqu'à une contrainte maximale, après elle diminue et se stabilise. La contrainte maximale au fond de l'entaille augmente avec l'augmentation de la pression à l'intérieur du tube. Le **Tableau 4.3** ci-dessous illustre les valeurs des contraintes d'ouverture élastoplastiques maximales sur le ligament obtenues par la méthode des éléments finis à l'aide du code de calcul ABAQUS version 11.

**Tableau 4.3** Contraintes d'ouverture élastoplastiques maximales atteintes en fond d'entaille

Pression de service. P (MPa)	4	5	6	7	8	9	10
Contrainte d'ouverture. $\sigma_{yy\max}$ (MPa)	568	600	631	661	687	708	725

La **Figure 4.6** montre que l'allure de la distribution des contraintes élastoplastiques sur le ligament est la même indépendamment de la pression interne du tube.

La contrainte d'ouverture maximale atteinte en fond d'entaille augmente avec l'augmentation de la pression interne. Plus la pression à l'intérieur du tube augmente plus la distance pour laquelle la contrainte est maximale, s'éloigne du fond d'entaille.



**Figure 4.6 :** Distribution des contraintes élastoplastiques  $\sigma_{yy}$  sur le ligament tu tube pour une pression interne variant de 4MPa à 10MPa

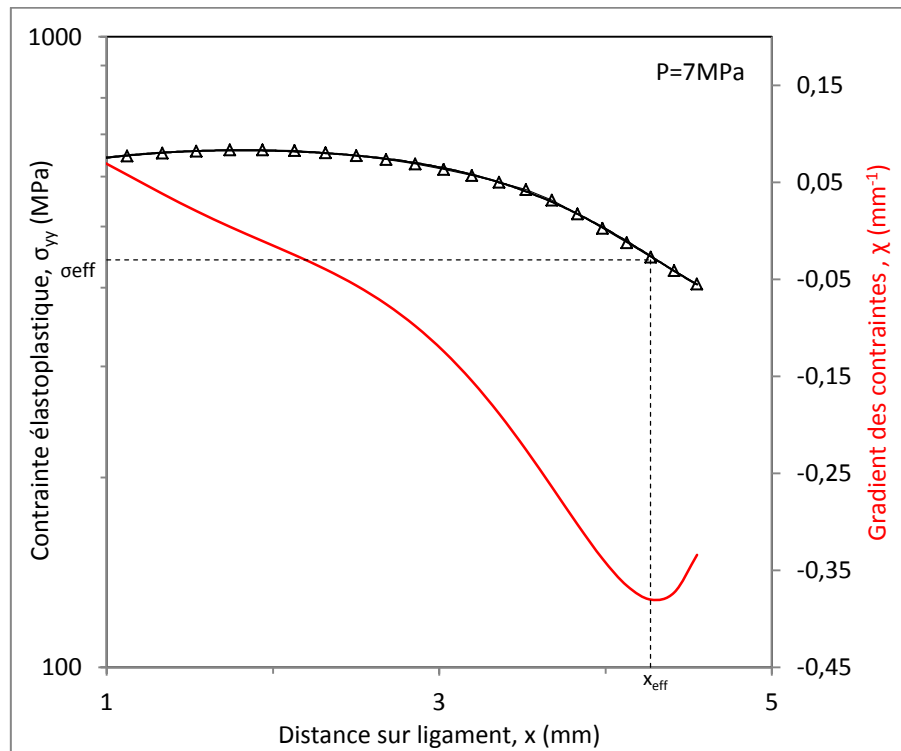
#### 4.1.4 Facteur d'intensité de contraintes d'entaille

La **Figure 4.7** est une représentation de la méthode volumétrique pour estimer le facteur d'intensité de contraintes. Cette courbe est une description de la distribution des contraintes élastoplastiques le long du ligament et du gradient relatif des contraintes dans un diagramme bi-logarithmique.

Pour le tube sous une pression interne de 7MPa, au fond d'entaille règne une contrainte de 595MPa. Cette dernière augmente le long du ligament jusqu'à une contrainte maximale de 661MPa. La distance au fond d'entaille,  $x_{max}$ , où cette contrainte est atteinte est de 1.93mm. Ensuite la contrainte d'ouverture chute graduellement et se stabilise à l'extrémité du ligament.

Une méthode graphique basée sur le minimum du gradient relatif de contraintes  $\chi$  est associée à une distance effective  $x_{eff}=4.27\text{mm}$

Selon l'équation **(1.33)** du **Chapitre 1**, la contrainte effective  $\sigma_{eff}$  à la rupture pour une pression de 7MPa est égale à 449MPa.



**Figure 4.7 :** Diagramme de la distribution des contraintes élastoplastiques et du gradient des contraintes en fond d'entaille pour une pression de 7MPa

Selon l'équation **(1.37)** du **Chapitre 1**, le facteur d'intensité de contraintes d'entaille  $K_{I_p}$  est égale à  $73.62 \text{MPa}^{1/2}$

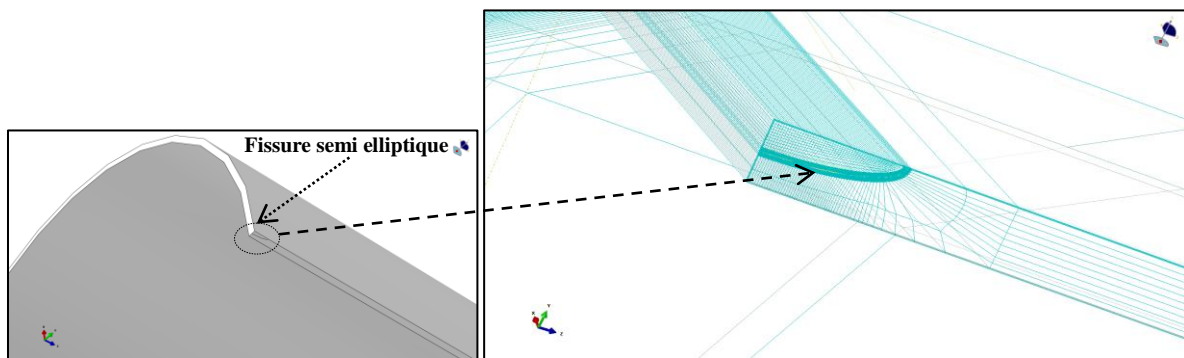
Le **Tableau 4.4** illustre les résultats obtenus par la méthode des éléments finis pour la même configuration du tube comportant le défaut de corrosion localisée ( $a/t=50\%$  et  $a/L=0.24$ ) et soumis à différentes pressions internes.

**Tableau 4.4** Facteur d'intensité de contraintes d'entaille, contraintes effectives et distances effectives d'un tube sous différentes pressions

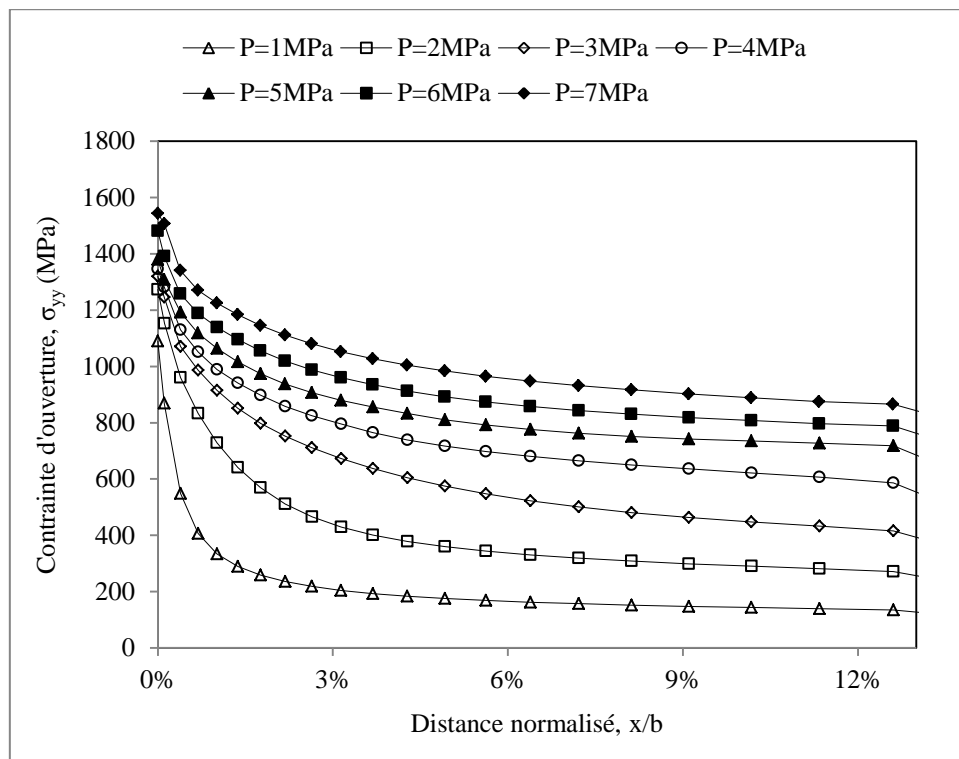
Pression de service, P (MPa)	4	5	6	7	8	9	10
Contrainte effective, $\sigma_{\text{eff}}$ (MPa)	443	462	451	449	541	573	603
Distance effective, $x_{\text{eff}}$ (mm)	1.4	2.32	3.35	4.27	4.3	4.27	4.25
Facteur d'intensité de contraintes effectif, $K_{I_p}$ (mm)	41.55	55.53	65.54	73.62	89.01	93.86	98.57

## 4.2 Modélisation 3D du tube comportant une fissure

Le tube en acier grade API X70, comporte la même configuration géométrique du défaut présentée dans la section 4.1.3.1 ci-dessus. La **Figure 4.8** illustre le maillage d'un quart de tube fissuré avec un type d'élément C3D8R. Le tube est soumis à une pression interne variant de 1MPa jusqu'à une pression limite  $P_0$  de 7MPa.



**Figure 4.8 :** Configuration géométrique et maillage du tube comportant une fissure semi elliptique



**Figure 4.9** Distribution des contraintes élastoplastiques  $\sigma_{yy}$  en tête de la fissure semi elliptique pour une pression interne variant de 1MPa à 7MPa

L'objectif est de développer un modèle mécanique basé sur la méthode des éléments finis afin de définir le facteur d'intensité de contraintes. Le couplage du modèle mécanique avec un modèle fiabiliste exprime l'estimation de la durée de vie des pipelines comportant un défaut de corrosion localisée via une surface de réponse quadratique. Les résultats de la simulation ont été validés en se basant sur le modèle d'IRWIN (**Chapitre 1, Equation (1.11)**). La **Figure 4.9** illustre l'évolution de la contrainte  $\sigma_{yy}$  en tête de la fissure semi elliptique du tube en acier grade API X70. Il est évident que l'allure des courbes est la même quel que soit la pression interne. La contrainte commence par un maximum en tête de fissure, ensuite elle chute et se stabilise à la paroi interne du tube. Ceci n'est pas similaire au cas du tube comportant un défaut de corrosion ou entaille dont la contrainte maximale n'est pas en fond du défaut. La contrainte maximale en tête de fissure augmente avec l'augmentation de la pression interne appliquée. L'augmentation de la pression interne de 1MPa à 7MPa, entraîne une augmentation de la contrainte maximale de 40%.

Le **Tableau 4.5** ci-dessous, illustre les valeurs des contraintes élastoplastiques maximales sur le ligament obtenues par la méthode des éléments finis à l'aide du code ABAQUS version 11.

**Tableau 4.5** Contraintes d'ouverture élastoplastiques maximales atteintes en tête de fissure à différentes pressions internes

Pression interne, P (MPa)	1	2	3	4	5	6	7
Contraintes maximale, $\sigma_{yy}$ (MPa)	1090	1272	1319	1345	1380	1481	1543

La **Figure 4.10** illustre l'évolution de l'intégrale J normalisée par la valeur limite  $J_0$  en fonction de la pression interne normalisée par la pression limite  $P_0$ , obtenue par la méthode des éléments finis à l'aide du code ABAQUS. L'intégrale J augmente avec l'augmentation de la pression interne. Cette courbe peut nous donner une information intéressante pour savoir s'il y a une propagation de la fissure en comparant les valeurs calculées de  $J_i$  à la ténacité  $J_{IC}$  du matériau API X70. Pour cette configuration de défaut de  $a/t=50\%$  et  $a/L=0.12$ , la corrélation entre l'intégrale J et la pression interne P est mentionnée sur le graphe de la **Figure 4.10**. Les résultats obtenus des tube comportant des défauts de corrosion localisée et des tubes fissurés seront exploités pour tracer un diagramme d'intégrité de rupture pour ces tubes afin d'estimer leur durée de vie et ou prévoir un plan de maintenance.

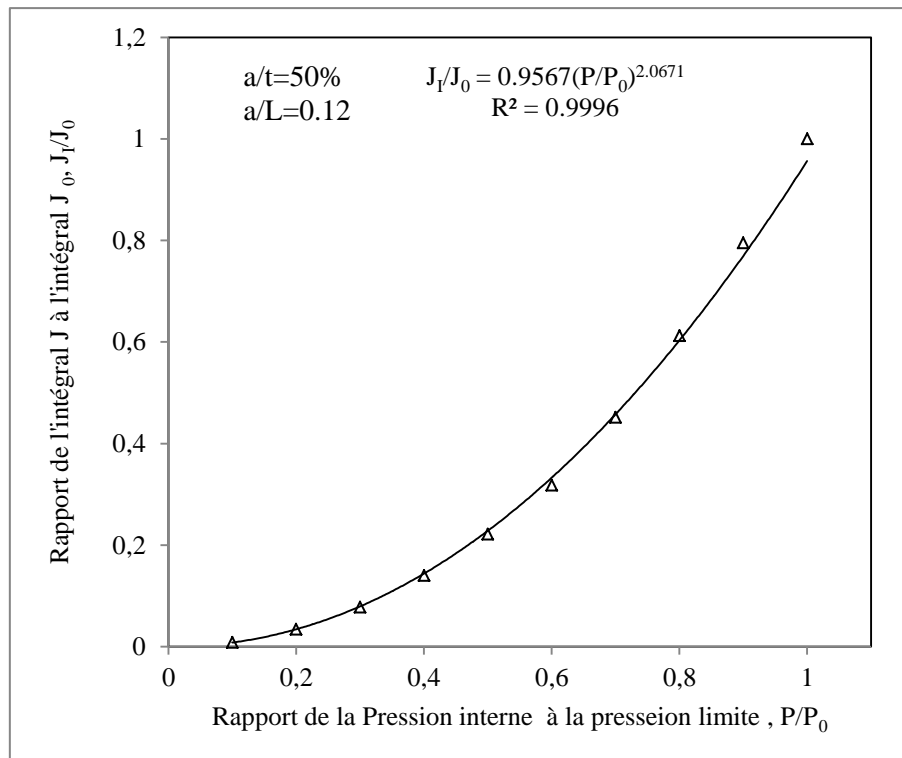


Figure 4.10 : Evolution de l'intégrale J normalisée en fonction de la pression interne normalisée

### 4.3 Diagramme d'intégrité de rupture basé sur la courbe d'interpolation de SINTAP

#### 4.3.1 Défaut sous forme d'une fissure

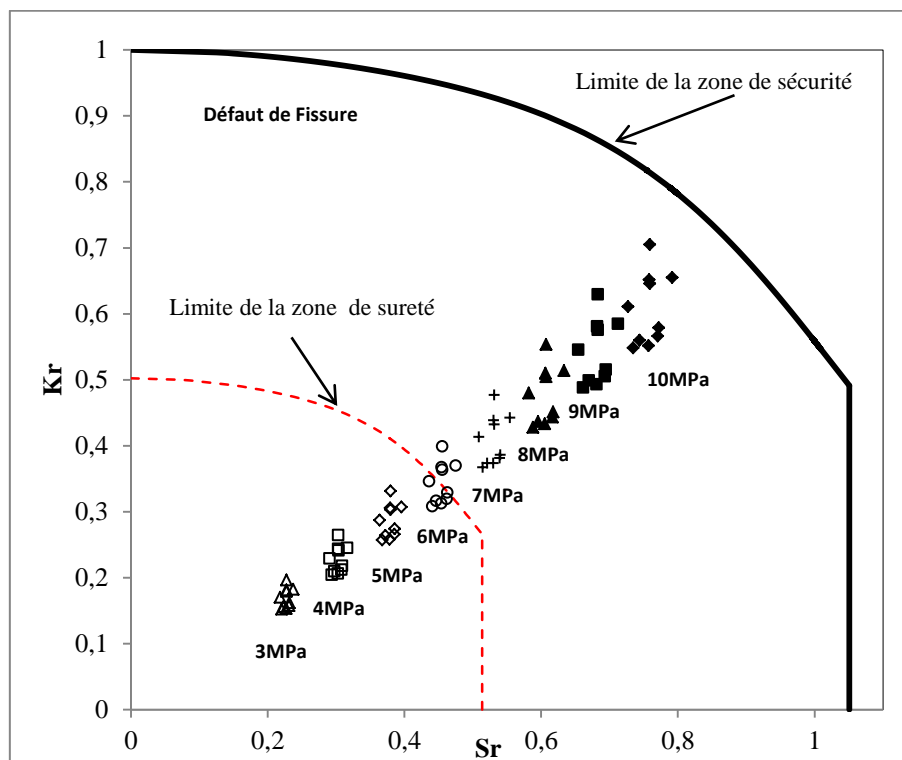
La Figure 4.11 illustre le diagramme d'intégrité de rupture pour un tube en acier grade API X70 sous une pression interne variant de 3MPa à 10MPa.  $S_r$  est le rapport de la contrainte circonférentielle appliquée à la contrainte globale (la moyenne de la contrainte ultime et la limite d'élasticité). L'ordonnée  $K_r$  est le rapport du facteur d'intensité de contrainte  $K_I$  à la ténacité du matériau  $K_{IC}$ , égale à  $104\text{MPam}^{1/2}$  en se basant sur des essais de résilience (**Chapitre II**). Les valeurs d'intensité de contraintes  $K_I$  en fonction de la pression interne du tube sont déterminées par la méthode des éléments finis à l'aide du code de calcul ABAQUS Vs11.

D'une manière déterministe, le résultat présenté sur la Figure 4.11 indique que le tube est fiable tant que la pression de service est inférieure à 6MPa dont les travaux de maintenance ne sont pas nécessaires parce que le tube se trouve dans le domaine de sureté. Au-delà de 6MPa, le tube sort du domaine de sureté vers la zone de sécurité et un plan de maintenance doit être prévu jusqu'à une pression de 10MPa. La zone délimitée par la courbe

discontinue en rouge représente la zone de sureté obtenue en divisant l'équation de la courbe d'interpolation de la procédure SINTAP par 2.

Pour tracer le diagramme d'intégrité de rupture probabiliste, une étude paramétrique a été faite afin d'estimer la probabilité de défaillance  $P_f$  en fonction de la pression de service qui sera développée dans la section 4.8 ci-dessous. Ensuite, une fois l'étude paramétrique est faite, le couplage du diagramme déterministe avec la méthode FORM nous permis de tracer le diagramme probabiliste. Le résultat obtenu est que la pression de service engendrant la défaillance est égale environ 6MPa pour une probabilité de  $10^{-6}$  et 7.5MPa pour une probabilité cible égale à  $10^{-4}$ .

Les **Figures 4.12** et **4.13** représentent les diagrammes d'intégrité de rupture probabilistes du tube en acier grade API X70 comportant un défaut sous forme d'une fissure semi elliptique. Ce diagramme est obtenu après couplage du diagramme déterministe avec une méthode fiabiliste FORM.



**Figure 4.11** : Diagramme d'intégrité de rupture déterministe

Si le point de conception se situe à l'intérieur de la zone délimitée par la probabilité cible ( $10^{-4}$  ou  $10^{-6}$ ), le tube est considéré fiable et sécurisé et par conséquent ça nécessite pas

de maintenance (La pression de service doit être inférieure à 6MPa pour  $P_f=10^{-4}$ , et pour  $P_f=10^{-6}$ , la pression de service ne doit pas dépasser 7.5MPa).

Si le point de conception se situe à l'extérieur de la zone de sûreté et délimité par la courbe d'interpolation, le tube est considéré sécurisé mais ça nécessite une réparation, cas où la pression de service fluctue entre 6MPa et 10MPa pour  $P_f=10^{-6}$ , et entre 7.5MPa et 10MPa pour  $P_f=10^{-4}$ ).

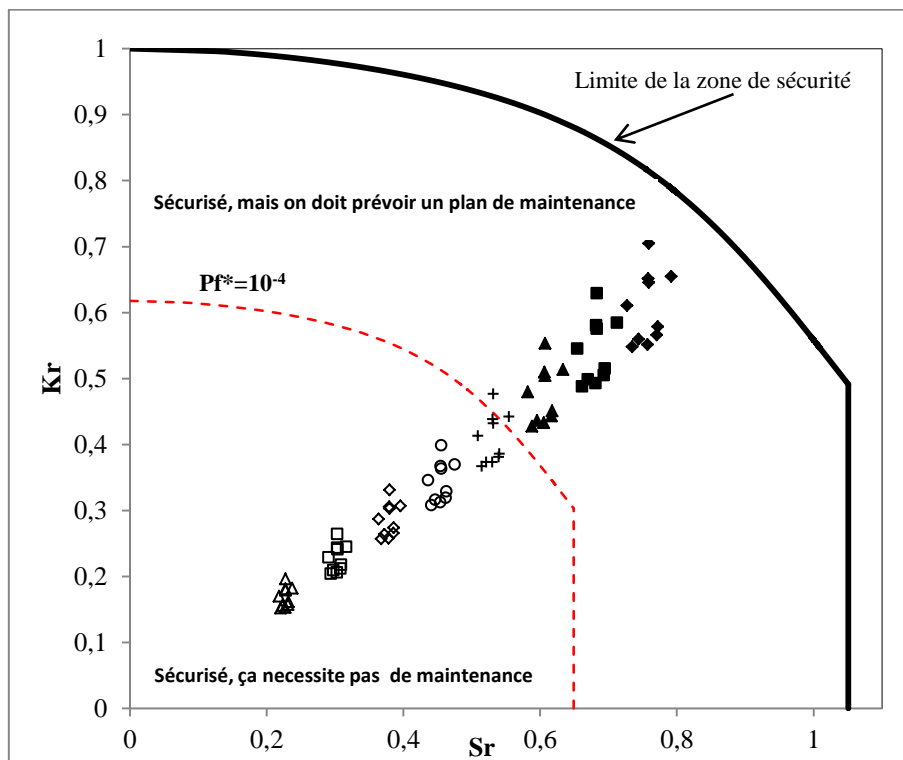


Figure 4.12 : Diagramme d'intégrité de rupture probabiliste pour une probabilité cible de  $10^{-4}$

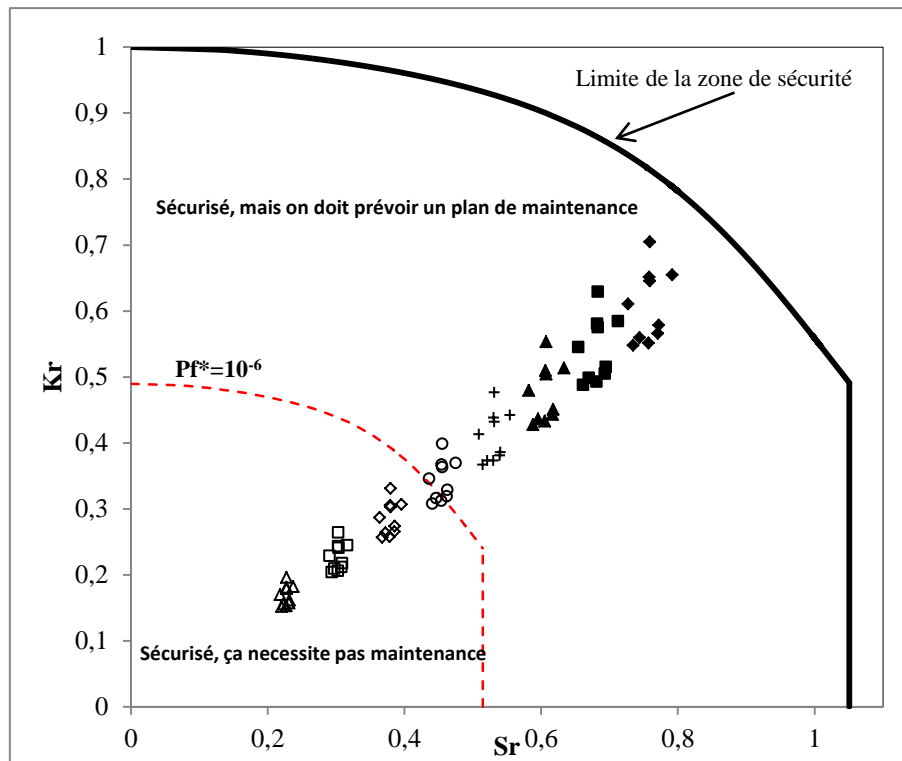


Figure 4.13 : Diagramme d'intégrité de rupture probabiliste pour une probabilité cible de  $10^{-6}$

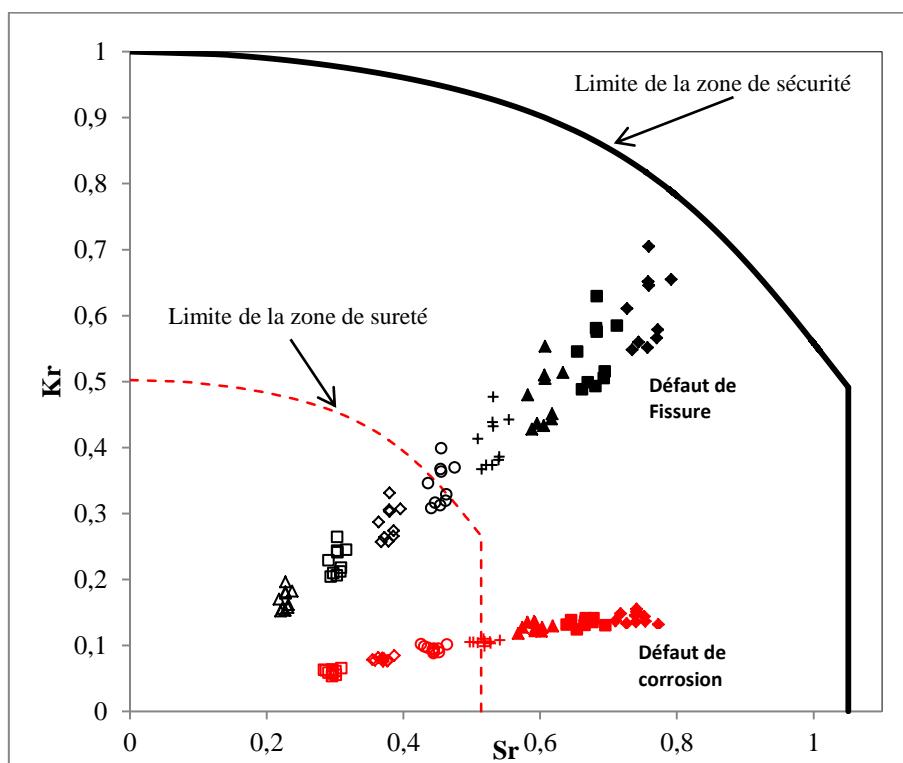
#### 4.3.2 Défaut sous forme d'une entaille

En se basant sur la méthode volumétrique, la **Figure 4.14** illustre le diagramme d'intégrité de rupture pour un tube en acier grade API X70 comportant la même configuration géométrique du défaut ( $a/t=50$  et  $a/L=0.12$ ) sous une pression interne variant de 4MPa à 10MPa.  $S_r$  est le rapport de la contrainte circonférentielle appliquée à la contrainte globale (la moyenne de la contrainte ultime et la limite d'élasticité). L'ordonnée  $K_r$  est le rapport du facteur d'intensité de contrainte  $K_p$  à la ténacité du matériau  $K_{pc}$ . Les valeurs d'intensité de contraintes  $K_p$  en fonction de la pression interne du tube sont déterminées par la méthode des éléments finis à l'aide du code de calcul ABAQUS Vs11, en se basant sur la méthode volumétrique.

Le facteur d'intensité de contraintes d'entaille à l'amorçage  $K_{pc}$  a été déterminé expérimentalement par Hadj Meliani et al [22], pour un tube en acier API X70 utilisé pour la construction de pipelines. Le tube a un diamètre de 610mm, une épaisseur de 5.8mm. Le facteur d'intensité de contraintes d'entaille critique  $K_{pc}$  a été estimé à  $700\text{MPa}m^{1/2}$  en se basant sur des essais de flexion 3 points, sur différentes éprouvettes. Cette valeur sera

utilisée pour la construction du diagramme d'intégrité de rupture pour le pipeline comportant un défaut de corrosion localisée.

Le résultat déterministe présenté sur la **Figure 4.14** montre que si le tube est sollicité jusqu'à une pression interne de 7MPa, on doit prévoir un plan de maintenance. En plus, même si la pression de service atteindra une pression de 10MPa, le point de fonctionnement est toujours loin de la courbe de défaillance et restera sécurisé avec la prévision d'un plan de maintenance.



**Figure 4.14** : Diagramme d'intégrité de rupture déterministe basé sur la méthode volumétrique

#### 4.4 Fiabilité d'un tube en acier API X70 comportant une fissure semi elliptique

##### 4.4.1 La fonction d'état limite

La fonction d'état limite est exprimée par l'équation implicite **(4.3)**

$$G = J_{IC} - J_I(E \cdot \sigma_y \cdot K) \quad (4.3)$$

Le **Tableau 4.6** illustre les lois de comportement élastoplastique de l'acier de tube API X70 pour les dix essais tel que  $\epsilon_p$  représente la déformation plastique et  $\sigma_i$  la contrainte correspondante (i le numéro de l'essai). Le calcul probabiliste à l'aide de la méthode des éléments finis nous a permis de tracer les surfaces de réponse de l'intégrale J en fonction des variables aléatoires de base représentant la loi de comportement E,  $\sigma_y$  et K.

**Tableau 4.6** Lois de comportement élastoplastique de l'acier de tube API X70 pour les dix essais.

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\epsilon_p$	$\sigma_1$	$\sigma_2$	$\sigma_3$	$\sigma_4$	$\sigma_5$	$\sigma_6$	$\sigma_7$	$\sigma_8$	$\sigma_9$	$\sigma_{10}$
0	463	470	497	466	523	539	481	502	502	454
1%	533	509	494	528	520	560	508	487	502	501
2%	578	553	537	574	565	608	552	529	545	545
3%	607	580	563	602	593	638	579	555	572	572
4%	628	601	583	623	614	660	599	575	592	591
5%	645	617	598	640	630	678	615	590	608	607
6%	659	630	611	654	644	693	629	603	621	621
7%	671	642	623	666	656	706	640	614	632	632
8%	682	652	633	676	666	717	650	624	642	642
9%	692	661	642	686	676	727	660	633	652	651
10%	700	670	650	695	684	736	668	641	660	660
11%	708	677	657	702	692	745	676	648	667	667
11.9%	715	684	663	709	699	752	682	654	674	673

Le **Tableau 4.7** illustre les valeurs moyennes des variables du modèle mécanique ainsi que les paramètres correspondants

**Tableau 4.7** Variables aléatoires de base et paramètres correspondants

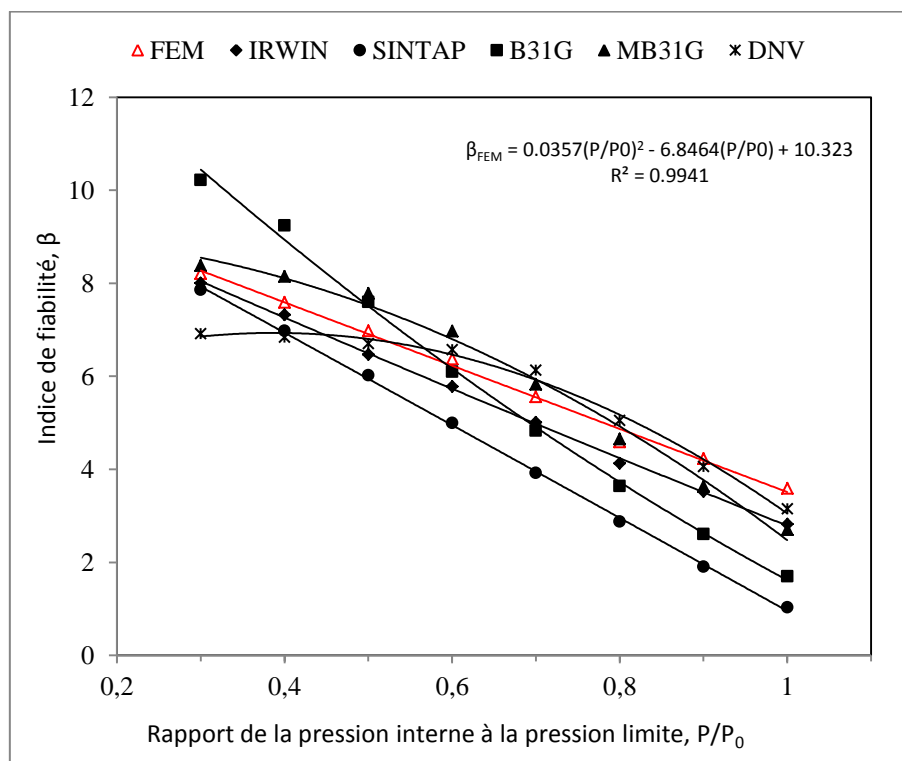
Désignation	Variable aléatoire	Loi de distribution	Coefficient de variation
Module Young	$E [MPa]$	Normale	0.5%
Limite d'élasticité	$\sigma_y$	Normale	5%
Ténacité	$J_{IC}$	Normale	13%
Paramètre de charge	$K$	Normale	5%

L'analyse mécano fiabiliste basée sur la fonction d'état limite exprimée par l'équation (4.3) ci-dessus, nous permet de tracer l'évolution de la fiabilité  $\beta$ , et ou la probabilité de défaillance  $P_f$ , en fonction de la pression interne du gaz.

Afin de valider nos résultats, la **Figure 4.15** illustre l'évolution de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la pression de service normalisée, obtenus par éléments finis, ainsi que les standards ASME B31G, ASME B31G modifié, DNV RP F101, IRWIN et SINTAP, couplés avec l'algorithme d'optimisation de Rackwitz-Fiessler.

Pour l'évolution de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction du chargement appliqué, une analyse paramétrique par éléments finis a été faite pour une pression interne variant de 4MPa à 10MPa. Une corrélation a été développée exprimant l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la pression de service du tube exprimée par l'équation (4.4). Cette corrélation développée pour les tubes comportant une fissure semi elliptique, va nous permettre de prévoir un plan de maintenance pour éventuelle réparation et ou remplacement des tubes endommagés.

$$\beta_{FEM} = 0.0357(P/P_0)^2 - 6.8464(P/P_0) + 10.323 \quad R^2 = 0.9941 \quad (4.4)$$



**Figure 4.15** : Evolution de la fiabilité en fonction du rapport de la pression interne à la pression limite

## 4.5 Conclusion

- Le modèle analytique le plus proche de nos résultats obtenus par éléments finis pour le comportement élastiques est le modèle de Neuber pour une distance normalisée sur ligament  $x/b$  inférieure à 0.4.
- Contrairement aux résultats obtenus pour le comportement élastique, la contrainte élastoplastique  $\sigma_{yy}$  ne commence pas par un maximum, elle augmente du fond d'entaille jusqu'à une valeur maximale, après elle diminue.
- L'estimation du facteur d'intensité de contraintes à l'aide de la méthode volumétrique a été faite pour décrire la distribution des contraintes élastoplastiques le long du ligament et du gradient relatif des contraintes. Au fond d'entaille, la contrainte augmente le long du ligament jusqu'à une contrainte maximale, ensuite la contrainte d'ouverture chute graduellement et se stabilise à l'extrémité du ligament.
- Un plan de maintenance peut être développé en se basant sur le diagramme d'intégrité de rupture pour les tubes comportant des défauts de corrosion localisée et des tubes fissurés.
- L'indice de fiabilité  $\beta$  a été estimé en se basant sur un couplage indirect entre un modèle fiabiliste et un modèle mécanique, à l'aide de la méthode des surfaces de réponse.

## 4.6 Références bibliographiques

- [1] Khennane, A. (2013). Introduction to finite element analysis using MATLAB® and abaqus. CRC Press.
- [2] PHIMECA Engineering. PHIMECA-reliability-based design and analysis. User's manual, version 1.6, Aubière, France, (2002)
- [3] Lemaire, M. (2013). Structural reliability. John Wiley & Sons.
- [4] Ditlevsen, O., & Madsen, H. O. (1996). Structural reliability methods (Vol. 178). New York: Wiley.
- [5] Ahammed, M., & Melchers, R. E. (1997). Probabilistic analysis of underground pipelines subject to combined stresses and corrosion. *Engineering structures*, 19(12), 988-994.
- [6] Amirat, A., Mohamed-Chateaneuf, A., & Chaoui, K. (2006). Reliability assessment of underground pipelines under the combined effect of active corrosion and residual stress. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 83(2), 107-117.
- [7] Melchers, R. E., & Beck, A. T. (2017). Structural reliability analysis and prediction. John Wiley & Sons.
- [8] Amirat, A., Benmoussat, A., & Chaoui, K. (2009). Reliability assessment of underground pipelines under active corrosion defects. In *Damage and fracture mechanics* (pp. 83-92). Springer Netherlands.
- [9] Ahammed, M. (1997). Prediction of remaining strength of corroded pressurised pipelines. *International journal of pressure vessels and piping*, 71(3), 213-217.
- [10] Caleyó, F., Gonzalez, J. L., & Hallen, J. M. (2002). A study on the reliability assessment methodology for pipelines with active corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 79(1), 77-86.
- [11] Li, S. X., Yu, S. R., Zeng, H. L., Li, J. H., & Liang, R. (2009). Predicting corrosion remaining life of underground pipelines with a mechanically-based probabilistic model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 65(3), 162-166.

- [12] Li, Q., Sun, C., Huang, Z., Xiao, X., Thang, H., & Zhao, S. (2015). Reliability analysis of Lan Chengyu corroded pipeline with associated defects. *Petroleum*, 1(3), 244-250.
- [13] Hailong, Z. (2010). Reliability Assessment of Corroded Pipeline Based on Correlation of Defects. *Lan zhou University of Teehnology, Lan zhou*, 42.
- [14] Lv, Z., Song, S. F., & Li, H. S. (2009). Analysis of Structure Reliability and Reliability Sensitivity.
- [15] Yeom, K. J., Lee, Y. K., Oh, K. H., & Kim, W. S. (2015). Integrity assessment of a corroded API X70 pipe with a single defect by burst pressure analysis. *Engineering Failure Analysis*, 57, 553-561.
- [16] Weiguo, Z., Dongjing, L., Hai, W., & Xinxin, P. (2014). Remaining-life prediction and reliability assessment of buried gas pipelines under corrosion and alternating loads. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 6(1), 05014002.
- [17] Mustafa, Z., & van Gelder, P. (2010, January). A review and probabilistic analysis of limit state functions of corroded pipelines. In *The Twentieth International Offshore and Polar Engineering Conference*. International Society of Offshore and Polar Engineers.
- [18] Mustafa, Z., Van Gelder, P., & Vrijling, H. (2009, January). A Discussion of Deterministic vs. Probabilistic Method in Assessing Marine Pipeline Corrosions. In *The Nineteenth International Offshore and Polar Engineering Conference*. International Society of Offshore and Polar Engineers.
- [19] Dzioba, I. (2005). Failure assessment analysis of pipelines for heat and power generating plants according to the SINTAP procedures. *International journal of pressure vessels and piping*, 82(10), 787-796.
- [20] Bai, Y., & Song, R. (1997). Fracture assessment of dented pipes with cracks and reliability-based calibration of safety factor. *International journal of pressure vessels and piping*, 74(3), 221-229.
- [21] Kirkemo, F. (1988). Applications of probabilistic fracture mechanics to offshore structures. *Appl. Mech. Rev.*, 41(2), 61-84.
- [22] Goupy, J., & Creighton, L. (2007). Introduction to design of experiments with JMP examples. SAS Publishing.

[23] Meliani, M. H., Azari, Z., Matvienko, Y. G., & Pluinage, G. (2011). The effect of hydrogen on the master failure curve of APL 5L gas pipe steels. *Procedia Engineering*, 10, 942-947.

## **Chapitre 5**

# **Prédiction de la Durée de Vie des Pipelines** **par l'Approche Mécano-Fiabiliste**

L'approche probabiliste est bien reconnue comme une méthode d'analyse qui permet d'avoir une réponse réaliste dans le design et la maintenance, et qui donc peut être considérée comme un outil puissant de prise de décision. Dans ce chapitre, l'estimation de la probabilité de défaillance des pipelines corrodés et transportant du gaz sous pression a été déterminée en utilisant l'approche FORM/SORM. L'analyse de sensibilité des variables aléatoires associées aux modèles mécaniques d'analyse de la fiabilité du pipeline permet d'identifier l'importance et le degré d'influence des paramètres de calcul. Le standard B31G modifié ainsi que le standard DNV-F101 ont été couplés comme des modèles mécaniques avec l'algorithme d'optimisation de Rackwitz. La fonction d'état limite est définie par la différence de pression entre la pression ultime et la pression appliquée. La pression ultime selon l'appréciation de l'utilisateur est calculée soit par le standards B31G modifié, soit par la méthode DNV-F101. Le but est de mettre en évidence l'importance de compétition de la pression de service, l'épaisseur et la géométrie du défaut représentée par sa profondeur en fonction de sa longueur. Un diagramme basé sur les résultats de l'indice de fiabilité a été proposé pour prédire la dégradation de la durée de vie des pipelines comportant un défaut de corrosion. Ainsi il pourrait être adapté comme un abaque d'outil d'aide à la décision pour un programme de maintenance.

## 5.1 Prédiction de la durée de vie d'un pipeline basée sur le standard B31G modifié

### 5.1.1 Modèles de prédiction de la durée de vie par le standard B31G modifié

La pression ultime et la fonction d'état limite sont exprimées respectivement par les équations (1.50) et (1.51) du **Chapitre 1**, respectivement. Les variables aléatoires et les paramètres correspondants sont mentionnés dans le **Tableau 3.1** du **Chapitre 3**.

En réalité, la géométrie du défaut de corrosion localisée, représentée par la profondeur et la longueur du défaut, se développe avec le temps d'exposition ou bien la durée d'exploitation des pipelines. Autrement dit la longueur du défaut  $L$  et sa profondeur  $d$  sont dépendants du temps et elles sont exprimées respectivement par les équations (5.1) et (5.2) [1, 14]

$$d(T) = d_0 + V_r(T - T_0) \quad (5.1)$$

$$L(T) = L_0 + V_a(T - T_0) \quad (5.2)$$

Tel que :

$d_0$ : La profondeur du défaut de corrosion initiale dès la première inspection

$L_0$ : La longueur de défaut de corrosion initiale dès la première inspection

$T_0$ : Le temps de la première inspection

$T$ : La durée exploitation des pipelines

$V_a$ : Vitesse axiale de la propagation de la corrosion

$V_r$ : Vitesse radiale de la propagation de la corrosion

Sous l'hypothèse du développement de la corrosion d'une manière uniforme ou avec une vitesse constante pendant le durée d'exploitation des pipelines, les vitesses de corrosion axiale et radiale sont données respectivement par les équations **(5.3)** et **(5.4)** [1, 14]

$$V_r = d_0/T_0 \quad (5.3)$$

$$V_a = L_0/T_0 \quad (5.4)$$

La substitution des équations **(5.3)** et **(5.4)** dans l'équation **(1.50)** du **Chapitre 1** permet d'établir le modèle de prédiction de la durée de vie par la méthode B31G modifié, exprimé par l'équation **(5.5)** :

$$P_B = 2(1.1\sigma_y + 69)(t/D)[1 - 0.85(d(T)/t)]/[1 - 0.85(d(T)/t)/M(T)] \quad (5.5)$$

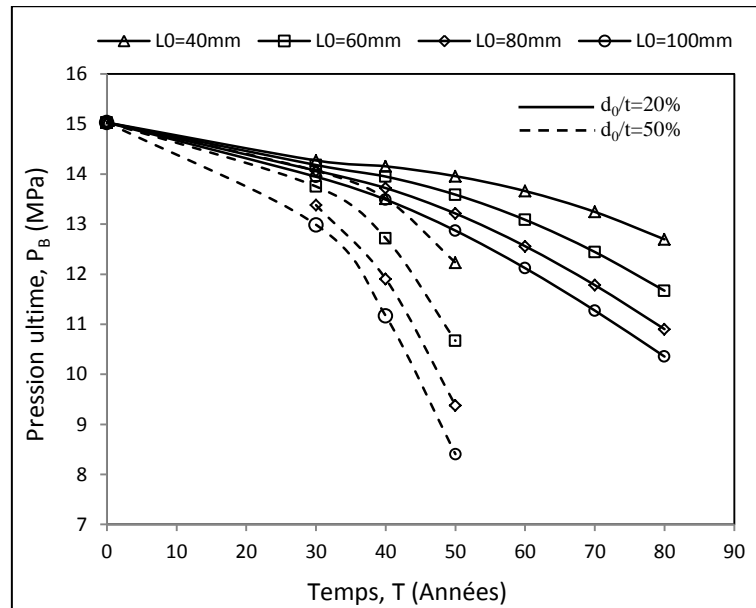
### 5.1.2 Analyse mécano fiabiliste basée sur le standard B31G modifié

La courbe de la **Figure 5.1** illustre l'évolution de la pression ultime  $P_B$  du modèle mécanique du standard B31G modifié en fonction du temps.

Pour un défaut semi elliptique, il est évident d'après les équations **(5.3)** et **(5.4)**, que le développement de la corrosion dans des deux directions axiale et radiale du tube ne se fait pas de la même vitesse.

100 essais de traction ont été faits pour attribuer un modèle probabiliste au modèle mécanique.

La **Figure 5.2** illustre la fonction de densité de probabilité des variables aléatoires de base

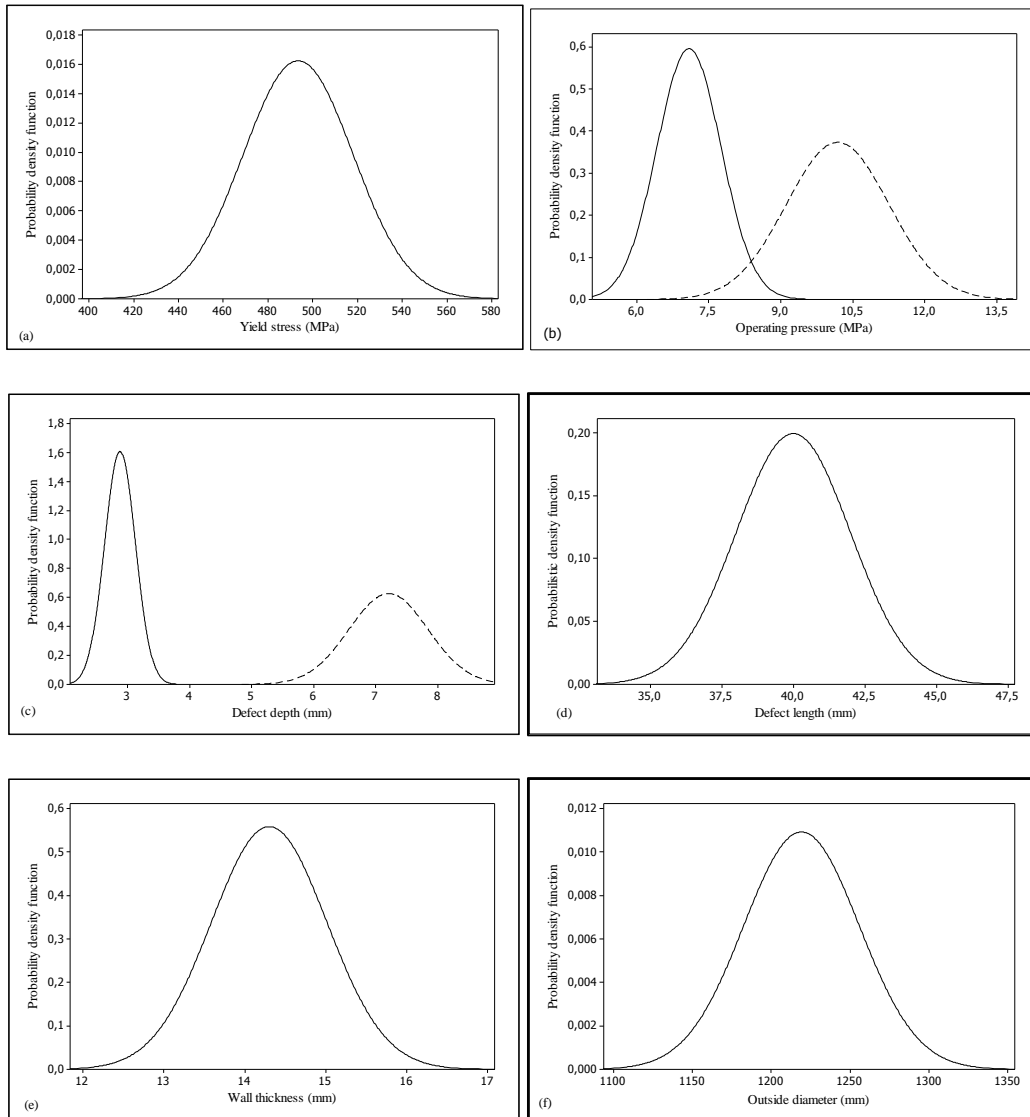


**Figure 5.1** : Effet de la corrosion sur la dégradation de la pression ultime des pipelines

Dans cette section, l'estimation de la probabilité de défaillance est basée sur l'effet de corrosion représentée par la profondeur et la longueur du défaut, sur la durée de vie des pipelines. Cette estimation en fonction du temps exprime un intérêt particulier pour prédire la dégradation et peut-être utilisée comme un outil d'aide à la décision.

A partir des inspections d'une portion d'un pipeline, deux rapports de profondeur du défaut à l'épaisseur ont été pris en compte ( $d_0/t=20\%$  et  $50\%$ ) pour l'analyse de fiabilité.

La pression ultime selon le modèle ASME B31G modifié est affectée par le développement des dimensions du défaut de corrosion au cours du temps (**Figure 5.1**). En effet, la valeur de la pression de service doit-être réduite afin de prévenir le pipeline de toute éventuelle dégradation, et par conséquent la fiabilité est assurée mais avec moins de débit.

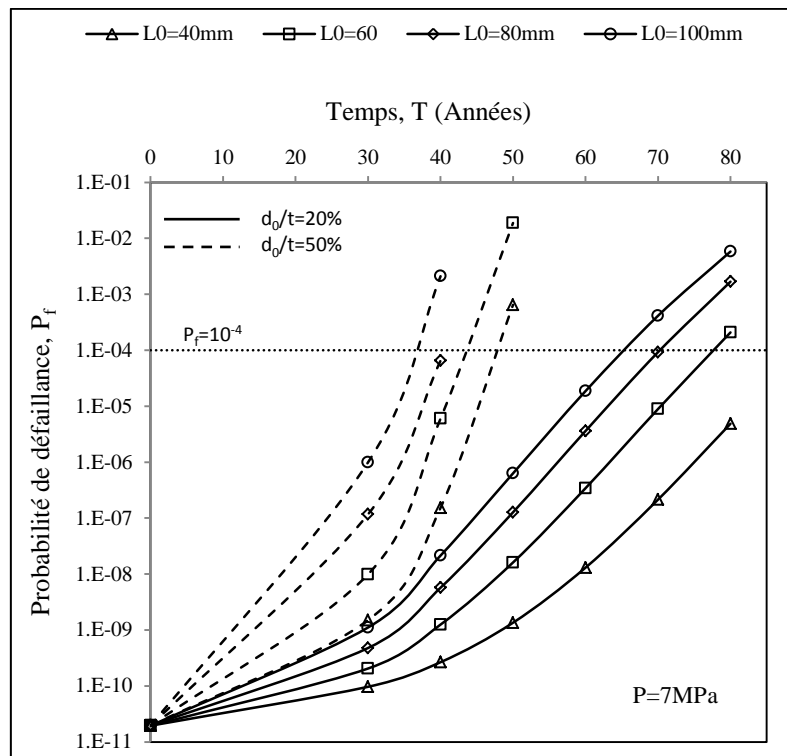


**Figure 5.2 :** Fonctions de densité de probabilité des variables aléatoires de base :  
(a)  $\sigma_y$ , (b) P, (c) a, (d) L, (e) t et (f) D

La Probabilité de défaillance a été calculée pour deux pressions : 7MPa et 10MPa

Pour les deux ratios de profondeur du défaut à l'épaisseur du tube, la **Figure 6.3** illustre l'effet de la longueur d'un défaut d'une profondeur donnée sur la durée de vie du pipeline dès sa mise en service sous une pression de 7MPa.

Pendant les 30 premières années, la probabilité de défaillance reste faible montrant que le pipeline reste fiable et ne pose pas de risque. Mais au-delà de 30 ans le risque s'agrandit, la probabilité de défaillance atteint  $10^{-4}$  et devient même évident de procéder à la réduction de la pression ultime et d'entamer les travaux de réparations.



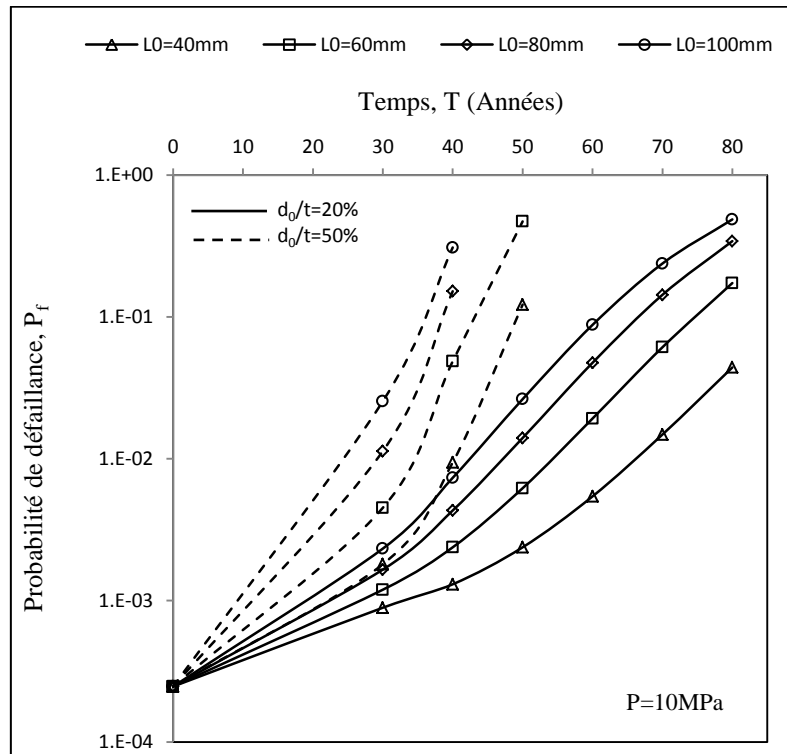
**Figure 5.3 :** Effet de la longueur du défaut de corrosion sur la durée de vie d'un pipeline après 30 ans de mise en service (Pression interne =7MPa)

Même si une grande attention doit être faite lors de l'installation du pipeline, il se trouve qu'il perd de sa fiabilité quand la pression monte à 10MPa. Après 30 ans de service, une inspection programmée révèle des défauts de corrosion bien avancés en profondeurs et avec des longueurs différentes.

La **Figure 5.4**, illustre l'effet de la longueur des défauts de corrosion sur la durée de vie d'un pipeline, ayant montré les premiers défauts significatifs après 30 ans de service. Des inspections fréquentes (tous les 6ans) permettent de surveiller la qualité du pipeline, sous l'hypothèse de la loi uniforme de la vitesse de corrosion durant toute la durée d'exposition (**Equations (5.1) et (5.2)**).

Il est évident que la probabilité de défaillance augmente avec l'augmentation de la pression de service. Sous des pressions de 7MPa et 10MPa, comme le montre les **Figures 5.3 et 5.4**, la probabilité de défaillance  $P_f$  augmente selon une évolution non linéaire quand la longueur du défaut augmente pour les deux ratios  $d_0/t$ , 20% et 50%. Pour le ratio  $d_0/t$  égal à 50%, la durée de vie restante du pipeline est inférieure à celle du ratio 20%. Par rapport à la longueur du défaut, la probabilité de défaillance augmente avec l'augmentation de la

longueur du défaut, ce que veut dire que la durée de vie restante dépend aussi de la longueur du défaut quel que soit le ratio de la profondeur du défaut à l'épaisseur du tube,  $d_0/t$ .



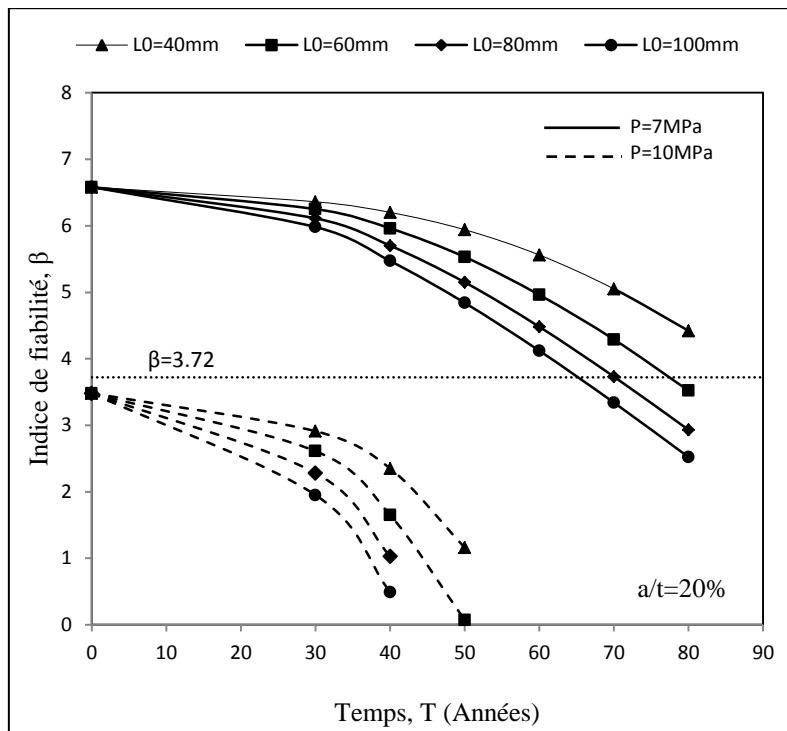
**Figure 5.4** : Effet du temps d'exploitation sur la probabilité de défaillance du pipeline pour différents ratios ( $d_0/t$ ) et longueurs de défauts

La **Figure 5.5**, illustre la dégradation de l'indice de fiabilité au cours du temps pour la portion de pipeline endommagé de ratio  $d_0/t$  égale à 20% sous une pression de service de 7MPa et 10MPa. Il est évident que la fluctuation de la pression, a une influence significative sur la fiabilité du pipeline. L'augmentation de la pression de service de 7MPa à 10MPa va entraîner une chute dramatique de l'indice de fiabilité  $\beta$ . La modélisation de l'effet de la corrosion sur la probabilité de défaillance peut être considérée comme un outil d'aide à la décision pour assurer la sécurité et la maintenance du pipeline. Le modèle présente un grand intérêt pour la détermination de la durée de vie restante des pipelines corrodés. Alors, la probabilité de défaillance peut être modélisée en fonction de la longueur du défaut et du temps écoulés.

L'expression mathématique pour le modèle développé de l'indice de fiabilité  $\beta$  est exprimée par l'équation (5.6).

$$\beta = A_1 T^2 + A_2 L_0^2 + A_3 T + A_4 L_0 + A_5 T L_0 + A_6 \tag{5.6}$$

Avec T est le temps de service et L<sub>0</sub> est la longueur initiale du défaut de corrosion. Avec l'augmentation de la longueur du défaut, la perte de métal est accentuée ce que affecte la durée de vie restante du pipeline. Le **Tableau 5.1** illustre les coefficients de regression correspondants A<sub>i</sub> pour i=1 à 6

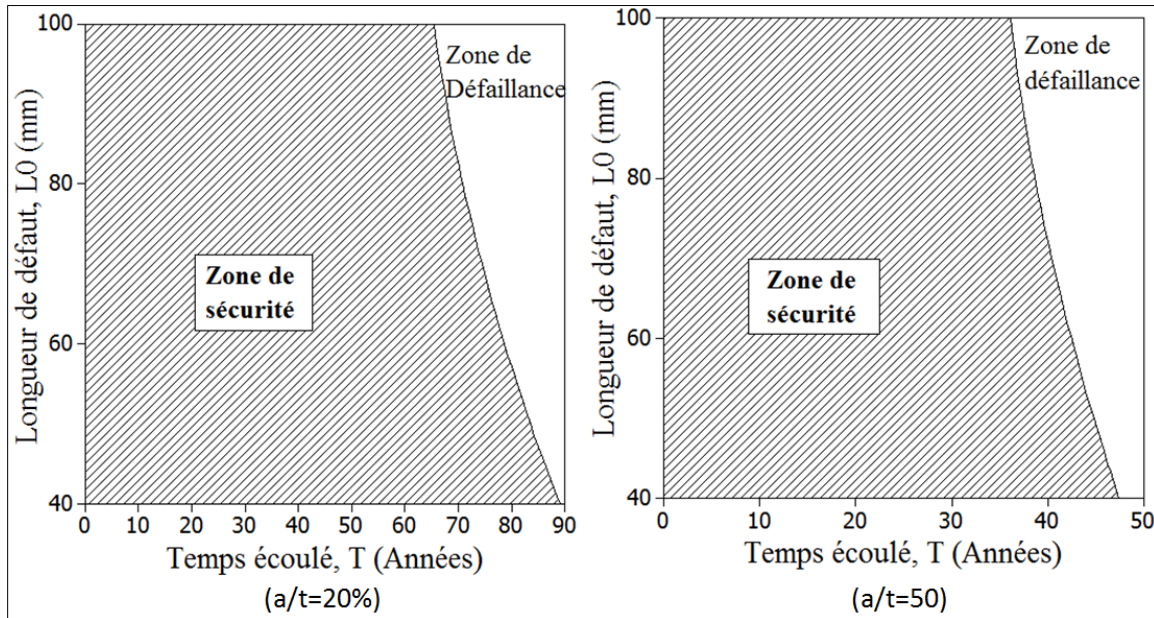


**Figure 5.5 :** Evolution de l'indice de fiabilité β en fonction du temps, pour un tube sous pression de 7MPa et 10MPa

**Tableau 5.1** Coefficients de régression des quatre modèles mécaniques

ASME B31G Modifiée	Coefficients de régression						Coefficients de détermination
	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	A <sub>5</sub>	A <sub>6</sub>	R <sup>2</sup>
20%	5.238E-4	1.205E-4	0.03687	-0.0086	-5.16E-4	6.583	99.79%
50%	29.668E-4	1.819E-4	0.13169	-0.0163	-10.88E-4	6.573	99.84%

La **Figure 5.6** illustre la fiabilité des pipelines en acier grade API X70 corrodés sous forme de contours. Si le point de fonctionnement représenté par la longueur du défaut et le temps écoulé se trouve dans la zone hachurée, le tube est sécurisé. Dans le cas contraire, on doit prévoir un plan de maintenance.



**Figure 5.6** : Diagrammes sous forme de contours définissant la fiabilité des pipelines corrodés

### 5.1.3 Analyse de sensibilité basée sur le standard B31G modifié

La **Figure 5.7** montre que les variables dominantes du modèle mécanique basé sur le standard ASME B31G modifié sont la pression de service, l'épaisseur du tube et la limite d'élasticité du matériau, et cela pour un tube comportant un défaut de ratio  $d_0/t=20\%$ . Durant la propagation de la corrosion dans le pipeline à partir du ratio  $d_0/t$  20% jusqu'à 30%, c'est-à-dire pendant 20 ans de service, les variables les plus compétitives sont la pression et l'épaisseur. Après une durée de 40 ans de service, la sensibilité de la profondeur s'est émergée à 2% aidant l'épaisseur à devenir plus dominant. Après 50 ans d'exploitation de ce pipeline, les sensibilités de la profondeur du défaut et de l'épaisseur deviennent 11% et 47% respectivement. Evidemment la durée de vie du pipeline est très sensible à la profondeur du défaut.

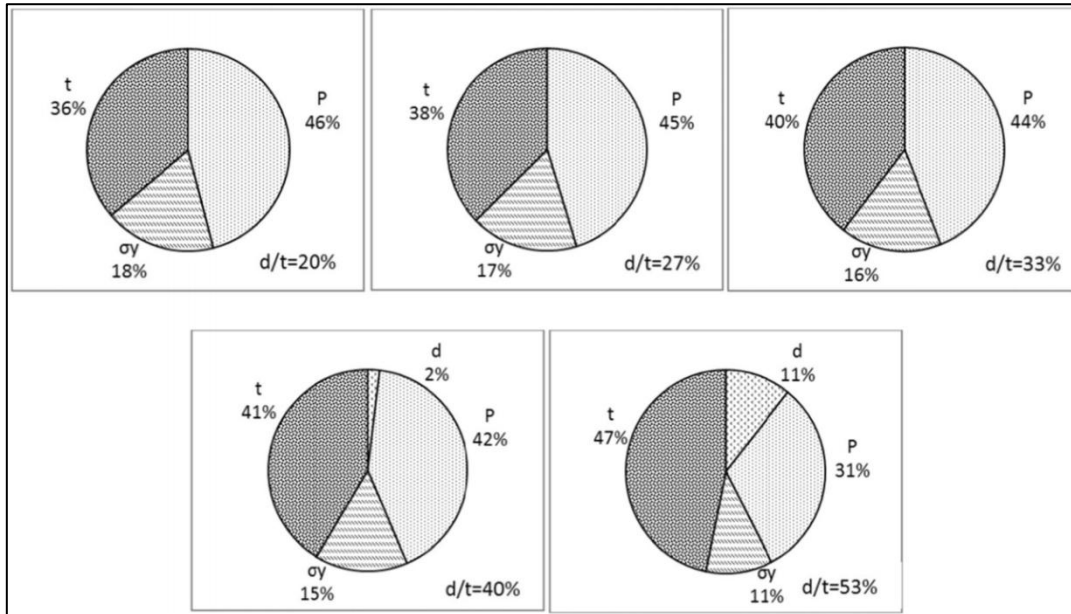


Figure 5.7 : Effet de la corrosion sur la sensibilité des variables du modèle mécanique

## 5.2 Prédiction de la durée de vie d'un pipeline basée sur le standard DNV F-101

### 5.2.1 Fonction d'état limite

La pression ultime a été développée dans le **Chapitre I** exprimée par l'équation (1.51) La fonction d'état limite  $G(x)$  est la différence entre la pression ultime du tube  $P_B$  et la pression interne du fluide à transporter  $P_{op}$ . L'expression mathématique de la fonction d'état limite est donnée par l'équation (5.7)

$$G = P_B - P_{op} \quad (5.7)$$

La fonction de performance ou la fonction d'état limite comme son nom l'indique sépare le domaine sécurisé,  $G(X_j) > 0$ , du domaine défaillant,  $G(X_j) < 0$ . Cette fonction d'état limite est considérée pour estimer la fiabilité des pipelines portant des défauts de corrosion localisée avec  $X_j$  sont les variables aléatoires du modèle mécanique [10, 11].

Avec la substitution de l'équation (1.51) dans l'équation (5.7), la fonction d'état limite devient (Equation (5.8))

$$G = \frac{2\sigma_u t}{(D-t)\left(1-\frac{d}{t}\right)} - P_{op} \quad (5.8)$$

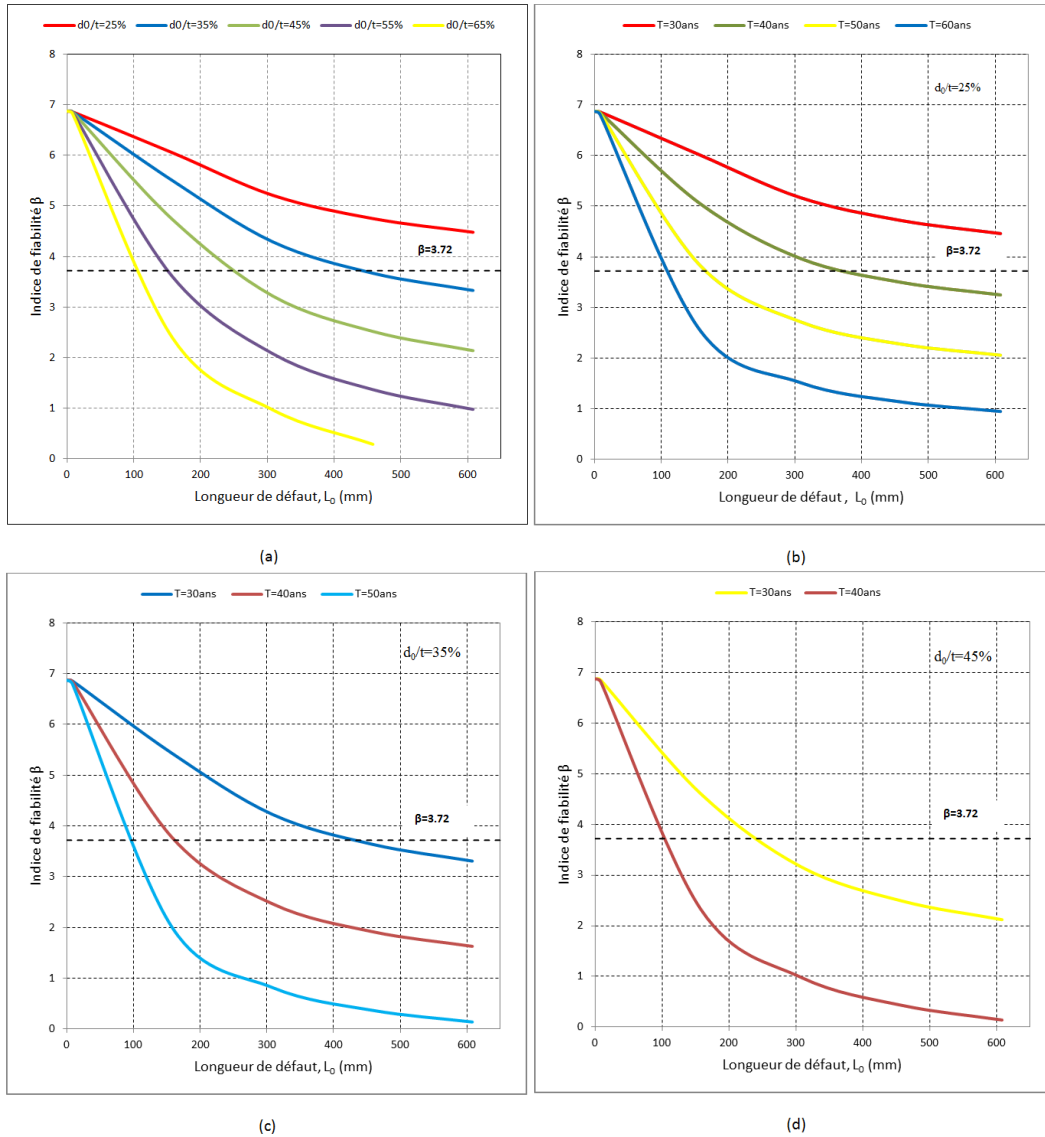
Une fois le modèle mécanique est développé, Equation (5.8), l'étape suivante est d'attribuer un modèle probabiliste pour les paramètres du modèle. La Figure 5.2 montre la fonction de densité de probabilité des variables aléatoires du modèle mécanique ainsi que les paramètres correspondants.

### 5.2.2 Analyse mécano-fiabiliste basée sur le standard DNV-RP-F101

La Figure 5.8 illustre les résultats de l'analyse fiabiliste basée sur le standard DNV-RP-F101, en fonction de la longueur du défaut  $L_0$  et pour différents ratios de la profondeur de défaut à l'épaisseur d'un tube,  $d_0/t$ . A partir des résultats d'inspection des défauts des pipelines [13] et pour bien mener l'investigation, on a choisi cinq ratios à savoir 25%, 35%, 45%, 55% et 65%. Il est évident comme illustré sur la Figure 5.8 que l'indice de fiabilité se dégrade avec l'augmentation de la longueur du défaut pour tous les ratios des profondeurs de défauts à l'épaisseur du tube. Les ratios les plus importants sont plus sensibles à la longueur des défauts par rapport aux faibles ratios. Pour une portion de pipelines endommagés et on se basant sur l'indice de fiabilité, pour un défaut plus profond il y a des longueurs de défauts admissibles moins par rapport à d'autres portions moins endommagées.

Il est intéressant d'analyser l'effet de la durée de pompage de gaz sur la dégradation de la fiabilité des pipelines en aciers pour chacun des tronçons endommagés. La modélisation du comportement est considérée comme un outil de décision pour des travaux de maintenance et ou remplacement des portions de pipelines endommagés.

Les Figures 5.8a, 5.8b et 5.8c illustrent l'effet du temps de service des pipelines sur la dégradation de l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la longueur du défaut pour chaque profondeur du défaut de corrosion. Comme prévue, la Figure 5.8 montre que pour les défauts les plus profonds, la tolérance du dommage en termes de longueurs de défauts est réduite par rapport aux défauts les moins profonds suite à la variation significative de la vitesse de propagation de la corrosion tout en considérant que cette vitesse est uniforme pendant toute la durée de service du pipeline.

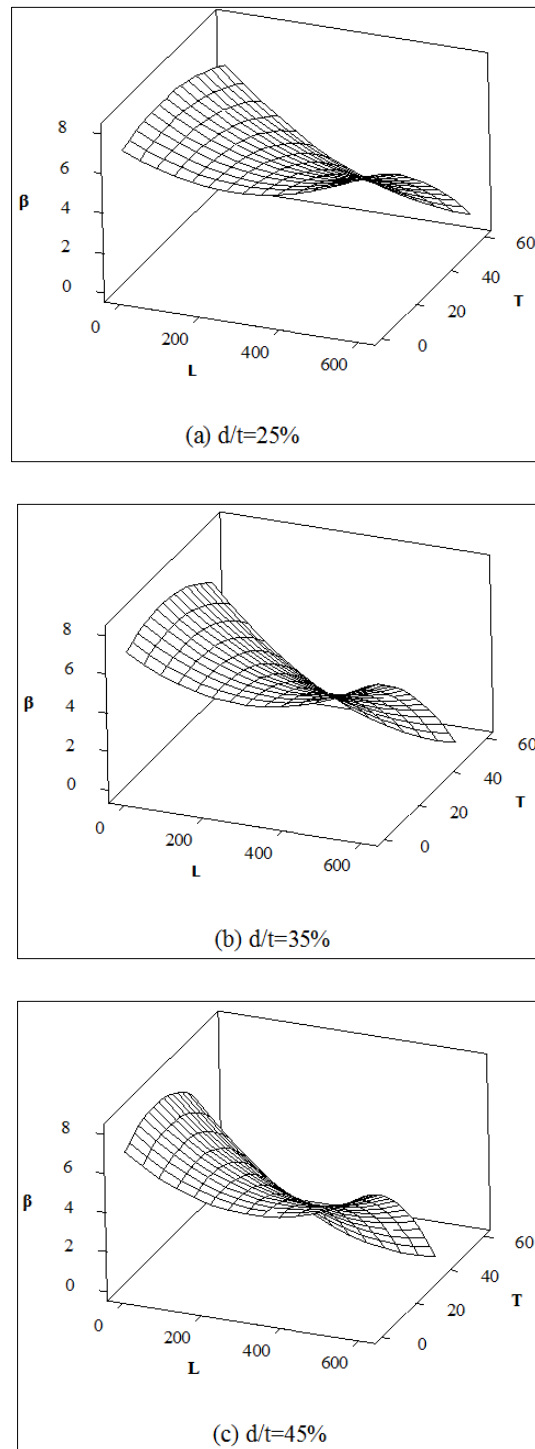


**Figure 5.8 :** Evolution de l'indice de fiabilité en fonction de la longueur du défaut de corrosion pour différents ratios de profondeur à l'épaisseur du tube : (a) Dès la première inspection, (b)  $d_0/t= 25\%$ , (c)  $d_0/t= 35\%$  et (d)  $d_0/t=45\%$

### 5.2.3 Analyse par surfaces de réponse sous le standard DNV-RP-F101

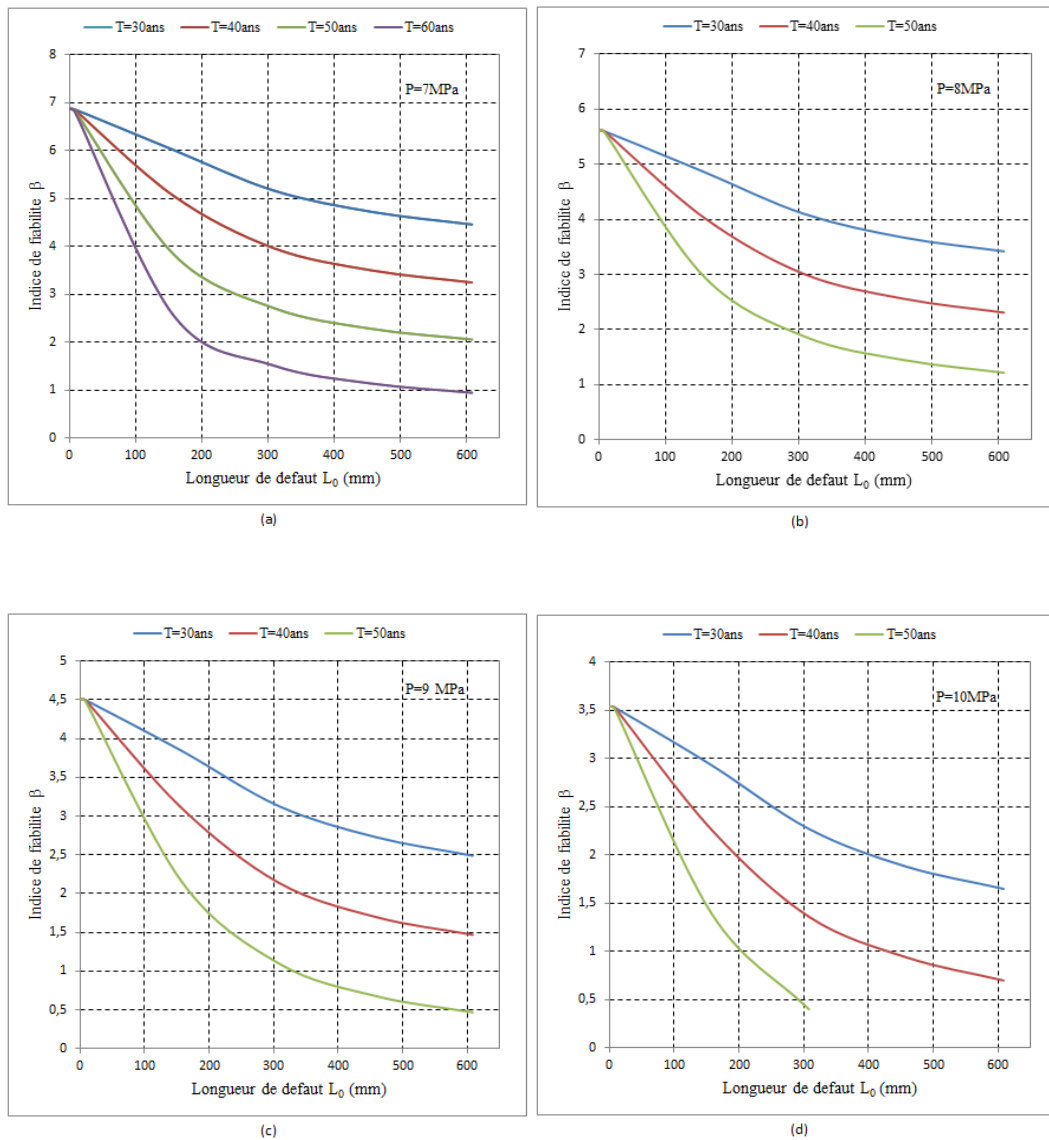
Les surfaces de réponse représentant l'indice de fiabilité  $\beta$  en fonction de la durée d'exploitation des pipelines et de la longueur du défaut sont schématisées sur la **Figure 5.9a**, **Figure 5.9b** et **Figure 5.9c**. Le plan horizontal pour équation  $Z=\text{constante}$  ( $Z=\beta=3.72$ ) est considéré comme un plan cible. Pour les trois ratios de la profondeur du défaut à l'épaisseur du tube,  $d_0/t$  égal à 25%, 35% et 45%, le plan cible découpe les trois surfaces de réponses en deux parties distinctes. Les pipelines travaillent dans la zone de sécurité si la surface de

réponse et au-dessus du plan cible. Dans le cas contraire, un plan de maintenance doit être établi pour éventuelle réparation ou changement des tronçons de pipelines endommagés.



**Figure 5.9 :** Surfaces de réponse de l'indice de fiabilité des pipelines en fonction de la géométrie de défauts et du temps de distribution du gaz, (a)  $d_0/t=25\%$ , (b)  $d_0/t=35\%$  et (c)  $d_0/t=45\%$

Généralement la pression de pompage dans les pipelines fluctue entre 4MPa et 7MPa. Cette dernière est la pression de base utilisée pour déterminer les points de conception. Il est intéressant de savoir l'effet de la variation de la pression de service du gaz sur l'évolution de la fiabilité des pipelines dans un intervalle de pression plus élevé. Pour ce faire, on a fait varier la pression de service de 7MPa à 10MPa pour la portion des pipelines endommagés de ratio  $d_0/t=25\%$  et on a calculé les points de conceptions à différentes longueurs de défauts et à durées de distribution de gaz variant de 30 ans (temps de la première inspection) jusqu'à 60 ans (temps de prédiction de la propagation de la corrosion) (Figures 5.10a, 5.10b, 5.10c et 5.10d).

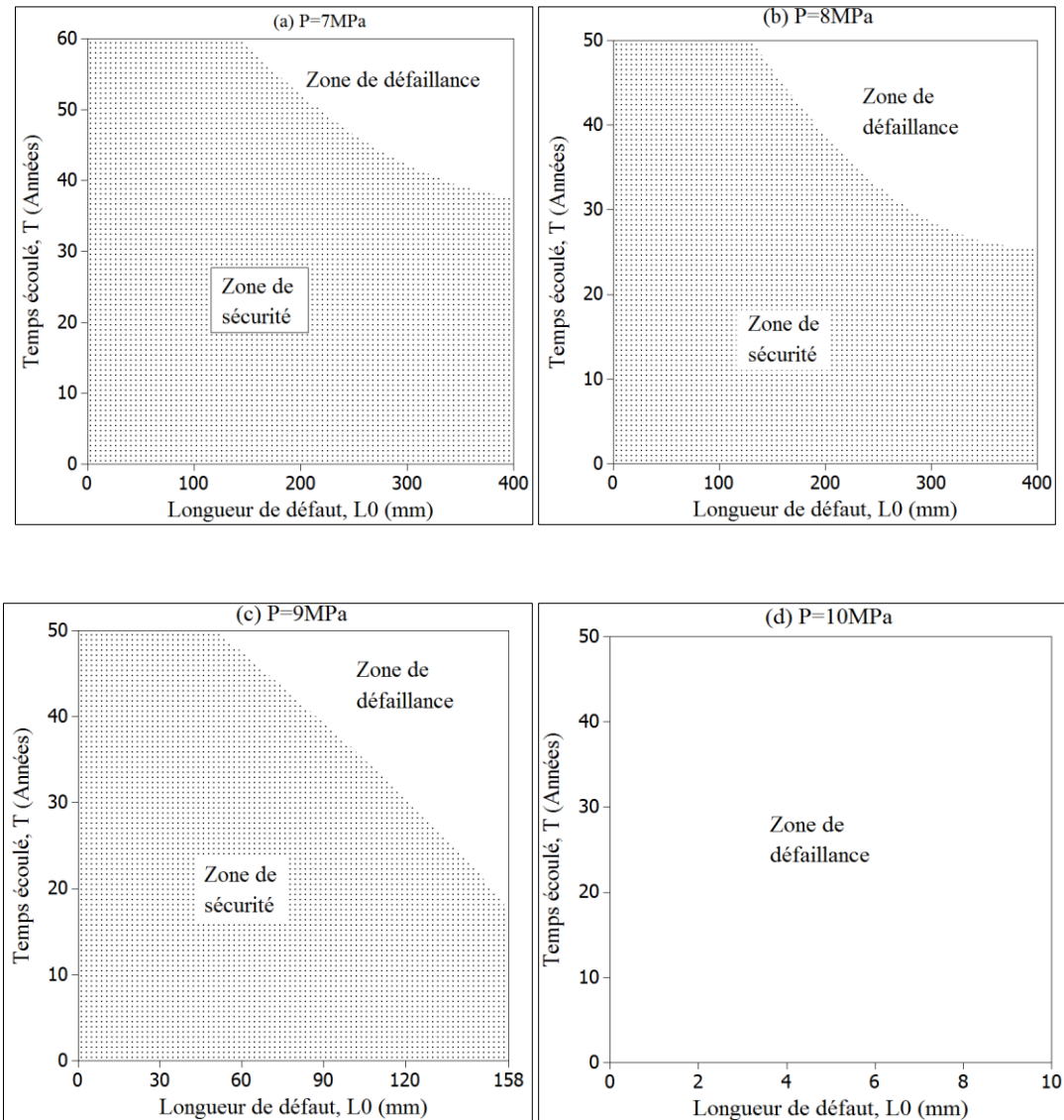


**Figure 5.10 :** Effet du temps d'exploitation et de la pression interne sur la dégradation l'indice de fiabilité  $\beta$  des pipelines, (a)  $P=7\text{MPa}$ , (b)  $P=8\text{MPa}$ , (c)  $P=9\text{MPa}$  et (d)  $P=10\text{MPa}$

Comme il était prévu, la dégradation de la fiabilité des pipelines est enregistrée avec l'augmentation de la pression de service. Cette dégradation est plus accentuée pour les ratios  $d_0/t$  les plus élevés. L'augmentation de la pression de service de 70bars à 100bars entraîne une chute significative de l'indice de fiabilité  $\beta$  d'où l'importance de tracer un diagramme sous forme de contours basé sur les résultats déterminés de l'indice de fiabilité en fonctions de la longueur du défaut et du temps d'exploitation pour chaque pression de service. La **Figure 5.11** peut être considérée comme un outil de décision pour un programme de maintenance, dont les diagrammes sous forme de contours de la fiabilité des pipelines API X70 corrodés sont schématisés. La partie du diagramme en nuage de points représente le domaine où les pipelines sont en toute sécurité et il n'y a pas de risque sur la production. Pour la deuxième partie du diagramme délimité par le contour cible,  $\beta=3.72$ , (Zone de couleur blanche), on doit prévoir un plan de maintenance.

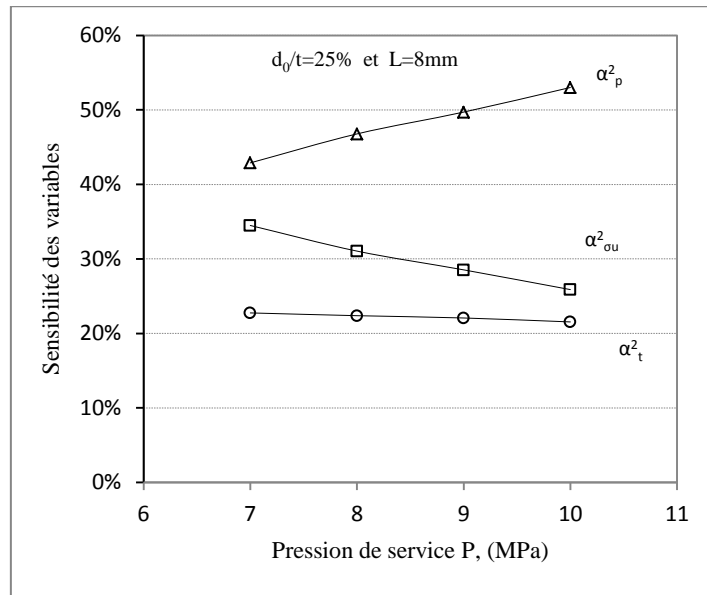
Comme illustré sur la **Figure 5.11**, l'augmentation de la pression de gaz à l'intérieur des pipelines engendre l'augmentation du domaine de défaillance d'une manière catastrophique. Quand on fait augmenter la pression à 100bars, les pipelines portant des défauts de corrosion de ratio  $d_0/t = 25\%$  et de longueur de défaut de 8mm et 158mm ne sont plus fiables, et la probabilité de défaillance est inférieure à la valeur limite recommandée qui est égale à  $10^{-4}$ . L'analyse de sensibilité nous permis aussi de connaître quelle sont les variables de base les plus dominants du modèle mécanique. La contribution de chaque variable aléatoire de la fonction d'état limite  $G(x)$  peut être estimée par la sensibilité des variables du modèle mécanique et elle est exprimée par l'équation **(5.9)**

$$\alpha_i^2 = \frac{1}{\sum_{i=1}^n (\partial G(x)/\partial x_i)^2} \left( \frac{\partial G(x)}{\partial x_i} \right)^2 \quad (5.9)$$

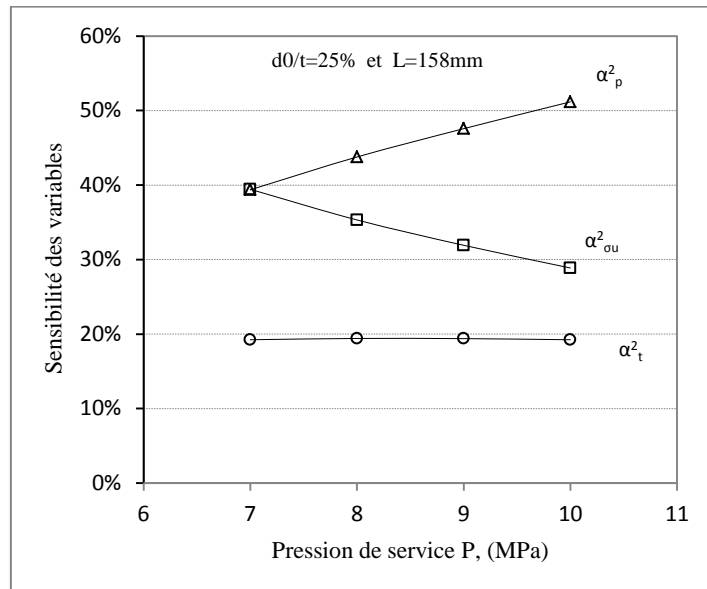


**Figure 5.11** : Diagramme de fiabilité pour la portion des pipelines endommagés de ratio  $d_0/t=25\%$ , (a) P=7MPa, (b) P=8MPa, (c) P=9MPa et (d) P=10MPa

Les **Figures 5.12** et **5.13** ci-dessous illustrent la sensibilité des variables du modèle mécanique développé. Les trois variables en l'occurrence la pression, la contrainte ultime et l'épaisseur sont les variables les plus importants du modèle mécanique. L'épaisseur du tube a une sensibilité quasiment constante et elle n'est pas influencée par la variation de la pression, tandis que les deux autres variables sont très sensibles, et une compétition entre les deux sensibilités est engendrée.



(a)



(b)

**Figure 5.12 :** Effet de la pression du gaz sur l'évolution des sensibilités des variables du modèle mécanique : (a)  $d_0/t=25\%$  et  $L=8\text{mm}$  (b)  $d_0/t=25\%$  et  $L=158\text{mm}$

### 5.3 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats de l'analyse mécano-fiabiliste pour l'estimation de la durée de vie restante des pipelines en acier grade API X70. Ces pipelines sont utilisés pour le transport du gaz durant trois décennies dans lesquelles, ils ont connus des défauts de corrosion localisée de différents profondeurs et longueurs. Les

modèles mécaniques utilisés sont basés sur le standard B31G modifié et le standard DNV RP-F101.

L'approche probabiliste basée sur le standard B31G modifié nous a donné les résultats suivants :

- Les variables les plus dominants du modèle mécanique basé sur le standard ASME B31G modifié sont la pression de service, l'épaisseur du tube et la limite d'élasticité du matériau, et cela pour un tube comportant un défaut de ratio  $d_0/t$  de 20%.
- Après 20 ans de service, les variables les plus compétitifs sont la pression de service et l'épaisseur du tube.
- La sensibilité de la profondeur s'est émergée à 2% aidant l'épaisseur à devenir plus dominant, et cela après une durée de 40 ans d'exploitation des pipelines.

L'approche probabiliste développée basée sur le standard DNV-RP-101 nous a donné les résultats suivants :

- Les surfaces de réponse de la fiabilité sont déterminées en fonction de la géométrie du défaut et en fonction du temps d'exploitation des pipelines pour trois ratios de la profondeur du défaut à l'épaisseur du tube  $d_0/t$ , égales à 25%, 35% et 45%.
- Un Diagramme de probabilité de défaillance à différentes pressions est développé pour la portion des pipelines endommagés de ratio  $d_0/t=25%$  en fonction de la durée d'exploitation des pipelines et de la longueur du défaut de corrosion.
- Les résultats de l'analyse de sensibilité montrent que le trio de la pression de service du fluide à transporter, la contrainte ultime du matériau et l'épaisseur des pipelines sont les facteurs les plus dominants. A cet effet, le contrôle des fluctuations de la pression de gaz doit être strict pour le contrôle de la probabilité de défaillance des pipelines endommagés.

## 5.4 Références bibliographiques

- [1] PHIMECA Engineering. PHIMECA-reliability-based design and analysis. User's manual, version 1.6, Aubière, France, (2002)
- [2] Caleyó, F., Gonzalez, J. L., & Hallen, J. M. (2002). A study on the reliability assessment methodology for pipelines with active corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 79(1), 77-86.
- [3] Keshtegar, B., & Miri, M. (2014). Reliability analysis of corroded pipes using conjugate HL–RF algorithm based on average shear stress yield criterion. *Engineering Failure Analysis*, 46, 104-117.
- [4] Chouchaoui, B. A., & Pick, R. J. (1994). Behaviour of circumferentially aligned corrosion pits. *International journal of pressure vessels and piping*, 57(2), 187-200.
- [5] Cosham, A., & Hopkins, P. (2003, March). The assessment of corrosion in pipelines—Guidance in the pipeline defect assessment manual (PDAM). In *International Colloquium Reliability of High Pressure Steel Pipelines* (pp. 1-30).
- [6] Ahammed, M., & Melchers, R. E. (1997). Probabilistic analysis of underground pipelines subject to combined stresses and corrosion. *Engineering structures*, 19(12), 988-994.
- [7] Ahammed, M., & Melchers, R. E. (1996). Reliability estimation of pressurised pipelines subject to localised corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 69(3), 267-272.
- [8] Ahammed M. "Prediction of remaining strength of corroded pressurized pipelines", *Int. J. Press. Ves & Pip*, Vol. 71 (3), (1996) 213-217.
- [9] Ahammed, M., & Melchers, R. E. (1994). Reliability of underground pipelines subject to corrosion. *Journal of transportation engineering*, 120(6), 989-1002
- [10] PROCACCIA, H., & MORILHAT, P. (1996). Fiabilité des structures des installations industrielles, *Coll. DER EDF*, (94).

- [11] Lemaire, M. (2013). Structural reliability. John Wiley & Sons.
- [12] Ditlevsen, O., & Madsen, H. O. (1996). Structural reliability methods(Vol. 178). New York: Wiley.
- [13] Amirat, A., Benmoussat, A., & Chaoui, K. (2009). Reliability assessment of underground pipelines under active corrosion defects. In Damage and fracture mechanics (pp. 83-92). Springer Netherlands
- [14] Cosham, A., & Hopkins, P. H. I. L. (2004, May). An overview of the pipeline defect assessment manual (PDAM). In 4th International Pipeline Technology Conference, May (pp. 9-13).
- [15] Qian, G., Niffenegger, M., Zhou, W., & Li, S. (2013). Effect of correlated input parameters on the failure probability of pipelines with corrosion defects by using FITNET FFS procedure. International Journal of Pressure Vessels and Piping, 105, 19-27.
- [16] Nessim, M., Zhou, W., Zhou, J., & Rothwell, B. (2009). Target reliability levels for design and assessment of onshore natural gas pipelines. Journal of Pressure Vessel Technology, 131(6), 061701.

## **Conclusions Générales et Perspectives**

## Conclusions générales

Cette thèse est une contribution à l'évaluation de la durée de vie restante des pipelines en acier grade API X70, utilisés pour le transport du gaz en service pendant au moins 3 décennies. Les fréquentes inspections de routine de l'état de santé du pipeline révèlent souvent qu'au fil du temps, des défauts de corrosion localisée de différentes profondeurs et longueurs sont générés. A cet effet, plusieurs modèles d'estimation de la durée de vie restante du pipeline sous corrosion localisée ont été développés. Cependant, qu'ils soient des modèles basés sur des méthodes analytiques comme le modèle d'Irwin, la méthode B31G, la méthode B31G modifiée, la procédure SINTAP, la méthode DNV-RP-F101, ou bien des modèles numériques utilisant des codes de calcul puissants comme Abaqus, il existe des informations incomplètes qui mettent en confusion la décision de réparation ou de changement de la partie défaillante du pipeline.

Dans ce travail, nous avons repris les principaux modèles communément utilisés et intégrant les deux paramètres géométriques du défaut à savoir le rapport de la profondeur du défaut à l'épaisseur du tube et la longueur du défaut dont l'objectif est de mettre en évidence le concept de chaque modèle mécanique dans l'estimation de la durée de vie et comparer leur philosophie. Cet objectif est atteint en adoptant une approche mécano-fiabiliste qui permet d'adapter respectivement un scénario de défaillance et de développer une corrélation entre les résultats des différents modèles à travers un indice de fiabilité.

Les principales conclusions sont énumérées ci-dessous :

1. Une analyse mécano-fiabilité d'un pipeline en service et comportant des fissures et des défauts de corrosion a été réalisée sur la base des modèles d'analyse limite et de la mécanique de la rupture.
2. Les méthodes analytiques restent très appréciées mais ne sont pas aussi explicites à cause des incertitudes associées aux paramètres de calcul qui souvent impliquent des erreurs d'estimation.
3. La description du champ de contraintes élastoplastiques et du gradient relatif des contraintes au fond d'entaille ont été estimés à l'aide de la méthode des éléments finis, en se basant sur le code de calcul commercial ABAQUS version 11. Pour le défaut de

corrosion localisée, le principe de la méthode volumétrique a été adopté, et le concept du facteur d'intensité de contraintes d'entaille, a été utilisé.

4. Des méthodes numériques par éléments finis apportent des possibilités d'utiliser un diagramme d'intégrité de rupture pour les pipelines comportant des défauts de corrosion localisée et les tubes fissurés afin de développer un plan de maintenance.
5. Le principe de l'analyse mécano-fiabiliste se repose sur l'évaluation de l'indice de fiabilité et de la sensibilité des variables de calcul. L'analyse fiabiliste est réalisée sous le code de calcul PhimecaSoft qui permet d'appliquer une approche d'approximation FORM/SORM à travers l'algorithme de Rackwitz.
6. Une fonction d'état limite implicite respective a été adoptée pour estimer l'indice de fiabilité  $\beta$ , en se basant sur un couplage indirect entre le modèle fiabiliste et le modèle mécanique. Dans le cas de la méthode par élément finis, la méthode des surfaces de réponse a été appliquée.
7. Une corrélation entre la profondeur du défaut et sa longueur est proposée à travers l'indice de fiabilité  $\beta$  quel que soit le modèle mécanique de calcul utilisé afin d'estimer la durée de vie restante du pipeline. Cette corrélation apporte plus d'informations pour rendre plus efficace la prise de décision quant à la réparation d'un tube défaillant ou bien procéder à son remplacement.

### **Perspectives**

1. Couplage mécano-fiabiliste par surface de réponse pour différentes géométries de défaut de fissure et défaut de corrosion localisée.
2. Couplage directe entre un modèle mécanique représenté par un tube endommagé et un modèle fiabiliste, à l'aide des algorithmes plus avancés
3. Développement d'un nouveau diagramme d'intégrité de rupture après l'exécution du plan de maintenance.
4. Utiliser la courbe d'interpolation de SINTAP pour un niveau d'analyse plus élevé afin de minimiser le degré de conservatisme.

## Production Scientifique

### . Publications Internationales

1. **D. Zelmali**, O. Ghelloudj, A. Amirat, Reliability estimation of pressurized API 5L X70 pipeline steel under longitudinal elliptical corrosion defect, The International Journal of Advanced Manufacturing Technology, 90.9-12: 2777-2783, (2017).
2. **D. Zelmali**, O. Ghelloudj, A. Amirat, Correlation between defect depth and defect length through a reliability index when evaluating of the remaining life of steel pipeline under corrosion and crack defects. Engineering failure analysis. (2017)
3. O. Ghelloudj, **D. Zelmali et al**, Reliability of the High Strength Pipeline Steel under Corrosion Defect, ActaPhysicaPolonica A, 131.3 , 420-422, (2017).

### . Communications internationales

1. **D. Zelmali**, O. GHelloudj, M. Hassani, Fiabilité des pipelines fabriqués en aciers micro alliés destinés au transport des hydrocarbures. Caractérisation des matériaux complexes, 2<sup>ème</sup> journées scientifiques Franco-Magrébines, 10-13 Octobre 2015 Annaba.
2. O. GHelloudj, **D. Zelmali, et al**, Etude mécano-fiabiliste des pipes en acier avec présence des défauts localisés, 10-13 Octobre 2015, Annaba.
3. **D. Zelmali**, O. Ghelloudj, A. Amirat, Estimation de la fiabilité des pipelines en acier à la présence d'un défaut de corrosion localisée. 3<sup>èmes</sup> journées scientifique franco Magrébines, JSFM-CMC 2016, Paris-Est Créteil-France.
4. **D. Zelmali**, et al, Etude de la nocivité des défauts de corrosion dans les pipelines de transport des hydrocarbures, Colloque International sur les Matériaux et leurs Applications, CIMA'2017, 29 –31 Octobre 2017, Khenchela.
5. **D. Zelmali**, et al, Estimation de la durée de vie des pipelines HSLA par la méthodologie des surfaces de réponse, 6<sup>ème</sup> Congrès Algérien de Mécanique, 27 au 30 novembre 2017, Constantine.
6. O. Ghelloudj, **D. Zelmali**, et al, Evaluation de la fiabilité des pipelines en acier API 5L X70 avec défaut de corrosion, 3<sup>ème</sup> Conférence internationale de mécanique, 26-27 Avril 2017, Annaba.
7. O. Ghelloudj, **D. Zelmali**, et al, Crack propagation resistance in hydrocarbon transport pipelines."17<sup>th</sup>EuropeanConference on Applications of Surface and Interface Analysis ECASIA'17, 24-29 Septembre 2017, Montpellier-France.