

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République algérienne démocratique et populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique  
المركز الجامعي لعين تموشنت  
Centre Universitaire Belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent  
Institut de Technologie  
Département de Génie Mécanique



Projet de fin d'étude  
Pour l'obtention du diplôme de master :  
Domaine : TECHNOLOGIE  
Filière : GENIE MECANIQUE  
Spécialité : Construction Mécanique

Thème

**Admissibilité des défauts dans les Gazoduc**

Présenté Par :

- 1) **SEKLAL Rafik**
- 2) **GADRA Oussama**

Devant

Dr.BAHRAM KADDOUR	.....	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Encadrant
Dr.AMIRAT MOHAMED		C.U.B.B (Ain	Président
Dr.BELOUFA AMINE	.....	Temouchent)	Examinateur

*Année universitaire 2019/2020*

## Remerciements

---

*Louange à notre seigneur et créateur ALLAH qui nous a doté de la merveilleuse faculté de raisonnement et de nous avoir incité à acquérir le savoir*

*Tout d'abord Nous tenons à remercier sincèrement :*

*ALLAH qui nous donne la force et le courage de mener à terme ce travail.*

*Monsieur D.Bahram Kaddour qui nous a supervisés tout au long de ce travail car il nous a appris l'exactitude scientifique, l'encouragement, la disponibilité et une grande compréhension.*

*N'oubliez pas de remercier tous nos Masters class de 2020, avec qui nous avons passé un moment difficile et agréable grâce à leur compassion et leur esprit d'équipe.*

*Nous tenons également à remercier mes distingués amis avec qui ce travail a été réalisé grâce à leur aide très sincère et précieuse.*

*Nous remercions particulièrement nos chers parents et pères, et surtout nos chères mères qui nous ont permis de mener à bien ce travail grâce à leurs encouragements, leur disponibilité, leur patience, leurs conseils avisés et leur soutien extrêmement précieux.*

*Ce travail n'aurait pas été possible sans le soutien moral et émotionnel inlassable et le soutien de nos chers frères. Nous vous remercions toujours de nous offrir l'environnement idéal pour faire notre travail.*

*Enfin, un grand merci à tous nos amis et collègues. Cette gratitude ne serait pas complète sans la participation de tous. Il a contribué directement ou indirectement à la réalisation de ces travaux.*

Nous te remercions,

**SEKLAL Rafik**

**GADRA Oussama**

***Dédicace***

---

*Nous dédions ce travail à nos très chères mères, pères, sœurs et frères.*

***SEKLAL Rafik***  
***GADRA Oussama***

## Résumé

---

*Dans cette étude, nous avons essayé d'appliquer la méthode du diagramme d'évaluation des défaillances SINTAP sur un pipeline API X60 sous différentes pressions 50, 70 et 90 bars avec présence d'une fissure semi elliptique extérieure, ce travail est divisé en deux parties ; la première partie sera consacrée à la modélisation et à la simulation d'une canalisation sous différentes pression 50 ,70 et 90 bars avec présence de fissure extérieure à l'aide du code de calcul Abaqus. Cette simulation est effectuée dans le but de déterminer le facteur d'intensité de contrainte de plusieurs ratios de fissure  $a/t=0.05,0.1,0.15,0.2,0.25,0.3,0.35,0.4,0.45,0.5,0.55,0.6,0.65$  et 0.7. La seconde partie se concentrera sur l'exploitation de ces résultats et appliquant la méthode SINTAP pour dessiner le diagramme d'évaluation de la rupture (FAD) afin de se prononcer sur la vulnérabilité des fissures pouvant entraîner l'étude de la ruine du pipeline, sur le mode de ruine et les facteurs de sécurité proposés.*

*Mots clés :*

*FAD, APIX60, fissure extérieure, SINTAP, facteur de sécurité*

## Abstract

---

*In this study, we tried to apply the method of the diagram of evaluation of failures SINTAP on a pipeline API X60 under different pressures 50, 70 and 90 bars with presence of a semi elliptic external crack, this work is divided into two parties; the first part will be devoted to the modeling and simulation of a pipe under different pressures 50, 70 and 90 bars with the presence of an external crack using the Abaqus calculation code. This simulation is carried out with the aim of determining the stress intensity factor of several crack ratios  $a / t = 0.05, 0.1, 0.15, 0.2, 0.25, 0.3, 0.35, 0.4, 0.45, 0.5, 0.55, 0.6, 0.65$  and  $0.7$ . The second part will focus on the exploitation of these results and applying the SINTAP method to draw the failure assessment diagram (FAD) in order to rule on the vulnerability of cracks that can lead to the study of pipeline ruin, on the method of failure and the security factors proposed.*

*Keywords:*

*FAD, APIX60, exterior crack, SINTAP, safety factor*

## الملخص

في هذه الدراسة، حاولنا تطبيق طريقة الرسم التخطيطي لتقييم الفشل SINTAP على خط أنابيب API X60 تحت ضغوط مختلفة 50 و 70 و 90 بارًا مع وجود شق خارجي شبه مسير، ينقسم هذا العمل إلى قسمين؛ سيتم تخصيص الجزء الأول لنمذجة ومحاكاة الأنبوب تحت ضغوط مختلفة 50 و 70 و 90 بار مع وجود تشقق خارجي باستخدام كود حساب Abaqus. يتم تنفيذ هذه المحاكاة بهدف تحديد عامل شدة الإجهاد للعديد من نسب الشق 0.05، 0.1، 0.15، 0.2، 0.25، 0.3، 0.35، 0.4، 0.45، 0.5، 0.55، 0.6، 0.65 و 0.7. سيركز الجزء الثاني على استغلال هذه النتائج وتطبيق طريقة SINTAP لرسم مخطط تقييم التمزق (FAD) من أجل الحكم على ضعف الشقوق التي يمكن أن تؤدي إلى دراسة خراب خط الأنابيب، حول طريقة الفشل والعوامل الأمنية المقترحة.

### الكلمات الدالة:

FAD، APIX60، الشق الخارجي، SINTAP، عامل الأمان

# *Table des matières*

---

## Table des matières

---

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Abstract	
الملخص	
Table des matières	1
Liste des figures	3
Liste des tableaux	6
Notations	8
Abréviations	10
<b>Introduction générale</b>	<b>12</b>
<b>Chapitre I : Généralités sur les pipelines</b>	<b>14</b>
I.1 Développement des pipelines a haute résistance dans le temps :	15
I.2 Tubes utilisés dans la construction des gazoducs	18
I.2.1 Les tubes sans soudure :	19
I.2.2 Tubes soudés en spirale :	19
I.2.3 Tubes soudés longitudinalement :	22
I.3 Revêtement des gazoducs :	24
I.3.1 Revêtement intérieur	24
I.3.2 Revêtement extérieur	25
I.3.2.1 Le revêtement est constitué de :	25
I.3.2.2 Les étapes du revêtement :	26
I.4 Soudage des gazoducs	27
I.4.1 Qualification des modes opératoires de soudage pour les soudures	28
I.4.2 Spécification de mode opératoire	28
I.4.3 Contrôle de joints soudures- Soudure bout à bout	30
I.4.3.1 Contrôle avant soudage :	33
I.4.3.2 Contrôle pendant le soudage :	34
I.4.3.3 Contrôle après soudage	34
I.4.3.4 Interprétation des radiographies de soudures	38
I.5 La corrosion et les gazoducs	39
I.5.1 Introduction :	39



I.5.2	Différents processus de la corrosion :	39
I.5.3	Type de corrosion existante dans les gazoducs :	39
I.5.3.1	Corrosion électrochimique	40
I.5.3.2	Corrosion par piqûres	41
I.5.3.3	Corrosion par aération différentielle	42
I.5.3.4	Corrosion galvanique	42
I.5.3.5	Corrosion sélective	43
I.5.3.6	Corrosion par courants vagabonds	43
I.6	La protection des gazoducs contre la corrosion	44
I.6.1	Principe de la protection cathodique :	44
I.6.2	Technique de la protection cathodique :	45
I.6.2.1	Protection par anodes sacrificielles :	46
I.6.2.2	Protection par courant imposé :	47
I.6.3	Choix du mode de protection :	47
<b>Chapitre II : Méthodes d'évaluations des défauts</b>		<b>50</b>
II.1	Evaluation des défauts par la méthode FAD (Failure Assenment Diagram)	51
II.2	Principe de la méthode FAD :	52
II.2.1	Paramètres de rupture :	52
II.2.2	Niveaux d'investigation :	53
II.3	La procédure SINTAP :	54
II.4	Facteur de sécurité dans la méthode FAD :	57
<b>Chapitre III : Simulation Numérique</b>		<b>59</b>
III.1	Présentation du model géométrique	60
III.2	Analyse chimique de API X60 :	60
III.3	Calcul du Facteur d'intensité de contrainte	62
III.4	Diagramme de défaillance selon SINTAP	63
III.5	Facteur de sécurité	65
<b>Conclusion générale</b>		<b>68</b>
Références bibliographiques		70

# *Liste des figures*



## Liste des figures

Figure 1 : Pipelines.....	15
Figure 2 : développement des gazoducs en acier a haut résistance dans le temps [11].....	18
Figure 3 : Fabrication de pipe en soudure « Schéma du filage sur aiguille permettant d’obtenir un tube sans soudure » [11].....	19
Figure 4 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale.....	20
Figure 5 : Principe de fabrication d’un tube soudé en spirale .....	21
Figure 6 : Les tubes soudés sous la forme en spirale [13].....	21
Figure 7 : Tube soudé longitudinalement.....	22
Figure 8 : les étapes de fabrication de tubes soudés longitudinalement.....	22
Figure 9 : Machine d’expansion.....	24
Figure 10 : Tube revêtu .....	25
Figure 11 : Les couches de revêtement .....	26
Figure 12 : Les étapes de revêtement .....	27
Figure 13 : Emplacement des éprouvettes à soudure bout à bout pour l’essai de Qualification du mode opératoire.....	30
Figure 14 : éprouvette d’essais de traction.....	31
Figure 15 : Eprouvette d’essai de texture .....	32
Figure 16 : Eprouvette de pliage à l’envers et à l’endroit, épaisseur de paroi inférieures ou égale à 0.500” (12.7mm) .....	32
Figure 17 : Caniveau et défaut d’alignement .....	35
Figure 18 : Les étapes de ressuage .....	36
Figure 19 : montages de base pour la radiographie sur film [15].....	37
Figure 20 : contrôle par radiographie .....	37
Figure 21 : Manque pénétration [15].....	38
Figure 22 : Bilan des différentes formes de corrosion [20].....	40
Figure 23 : Corrosion électrochimique par couple galvanique [19].....	41
Figure 24 : Pile galvanique de corrosion : + Cathode, - Anode [20].....	41
Figure 25 : Exemples de morphologie des piqûres de corrosion [20] .....	42
Figure 26 : Corrosion par aération différentiel [27] .....	42
Figure 27 : corrosion galvanique [8] .....	43
Figure 28 : corrosion sélective [8].....	43
Figure 29 : Corrosion par courant vagabond.....	44
Figure 30 : La protection par anode galvanique et courant imposé [24] .....	45
Figure 31 : Principe de la protection cathodique.....	45
Figure 32 : Principes de la protection par anodes sacrificielles .....	46
Figure 33 : Principe de la protection par courant imposé [34] .....	47
Figure 34 : Choix du système de protection cathodique .....	48
Figure 35 : FAD pour les trois niveaux d’investigation .....	53
Figure 36 : diagramme d’intégrité de rupture pour trois niveaux d’investigations possibles.....	55
Figure 37 : Définition du facteur de sécurité dans un Diagramme FAD.....	58
Figure 38 : Géométrie et dimensions de la fissure .....	61
Figure 39 : Maillage de la fissure .....	61
Figure 40 : Conditions aux limites .....	61

Figure 41 La distribution des contraintes dans le tube .....	62
Figure 42 la distribution des contraintes dans la fissure.....	62
Figure 43 : Variation du facteur d'intensité de contraintes en fonction de (a/t) .....	63
Figure 44 : Diagramme de défaillance pour 70/90bar.....	64
Figure 45 : facteur de sécurité $F_s=2$ (a : pression interne = 50 bar ; b : pression interne = 70 bar ; c : pression interne = 90 bar).....	66

# *Liste des tableaux*

## Liste des tableaux

---

Tableau 1 : Evaluation des conditions de transport des gazoducs [9] .....	16
Tableau 2 : propriétés mécaniques des aciers pour tubes selon la norme API [10] .....	17
Tableau 3 : comparatif entre la protection cathodique par anode sacrificielles et par courant imposé .	48
Tableau 4 : propriétés géométrique et mécanique de API X60 .....	60
Tableau 5 : Composition chimique API X60 .....	60
Tableau 6 : Fissure critique pour les différentes pressions.....	64
Tableau 7 : Fissure critique pour les deux pressions .....	66

# *Notations*



## Notations

$\sigma_{ec}$	Contrainte d'écoulement	MPa
$\sigma_y$	Contrainte élasticité	MPa
<b>E</b>	Module de Young	MPa
<b>K<sub>I</sub></b>	Facteurs d'intensité de contrainte en modes I	MPa.m <sup>1/2</sup>
<b>a<sub>c</sub></b>	fissure critique	mm
<b>R<sub>m</sub></b>	Resistance a la traction	MPa
$\sigma_H$	la contrainte circonférentielle maximale admissible dans le tube soumis	MPa
<b>D</b>	le diamètre	mm
<b>E</b>	L'épaisseur	mm
<b>P</b>	La pression de service du tube	Pa
<b>B</b>	la largeur de bande	MPa
<b>D</b>	le diamètre extérieur	mm
<b>A</b>	l'angle d'introduction de la bande	--
<b>K<sub>r</sub></b>	Le paramètre de risque de rupture fragile	--
<b>S<sub>r</sub></b>	Les paramètres de risque de ruine plastique	--
<b>K<sub>I</sub></b>	le facteur d'intensité	--
<b>K<sub>Ic</sub></b>	ténacité du matériau autour du défaut	--
$\sigma_n$	la contrainte nominale	MPa
$\sigma_f$	la contrainte moyenne d'écoulement	MPa
$\sigma_e$	la limite d'élasticité	MPa
$\sigma_u$	La résistance ultime à la traction	MPa
$\sigma_g$	la contrainte globale	MPa
<b>P</b>	La charge appliquée	N
<b>P<sub>l</sub></b>	La charge limitée	N
$\sigma_{ref}$	la contrainte variee obtenue à partir de l'essai de traction	MPa
<b>Re</b>	la limite d'élasticité	MPa
<b>f<sub>s, σ</sub></b>	La charge	N
<b>f<sub>s, a</sub></b>	La taille de default	--
<b>f<sub>s, k</sub></b>	Le facteur d'intensité de contraintes	--

# *Abréviations*

## ***Abréviations***

---

ASTM	: American Society for Testing and Materials
API	: American Petroleum Institute
CND	: Contrôle non destructif
SINTAP	: Structural Integrity Assessment Procedure for european industry)
DAF	: Diagramme d'évaluation de la rupture
SMYS	: La limite d'élasticité minimale spécifiée.
DDP	: Différence de potentiel
FCC	: Fissuration par corrosion sous contrainte
JSME	: Société Japonaise d'ingénierie mécanique
UOE	: Processus de formation des pipelines.

*Introduction*  
*générale*

## ***Introduction générale***

---

La prévention des ruptures en service est un objectif permanent des concepteurs, des constructeurs et des utilisateurs qu'il s'agisse du secteur de l'énergie (centrales thermiques, alternateurs), du secteur pétrolier (gazoducs, oléoducs), du secteur aéronautique (cellules), des transports ferroviaires et routiers, des travaux publics (ponts, barrages, pilonnes), des biens de consommation (automobile) [1, 2].

Cette prévention a été longtemps réalisée par un surdimensionnement des structures, et des règles de contrôle et de maintenance très pénalisantes au niveau du coût d'exploitation. Un certain nombre "d'accidents", puis la nécessité d'alléger les structures et de faire face à des sollicitations mécaniques, thermiques, d'environnement, de plus en plus sévères, ont exigé une évaluation beaucoup plus précise des efforts et des déformations "locales", et une estimation aussi proche de la réalité des risques de rupture liés à la présence de défauts de fabrication ou créés en service [3, 4].

Le transport de gaz se fait par des canalisations sur des distances de plusieurs milliers de kilomètres entre les sites de production et les zones de consommation. Pour des raisons économiques les gazoducs sont de diamètres de plus en plus grands et fonctionnent sous des pressions de plus en plus élevées. Le risque important lié aux gaz transportés impose pour les gazoducs une conception et une exploitation dans des conditions de sécurité maximale. Lors de l'exploitation d'un gazoduc la sécurité peut être altérée par plusieurs phénomènes parmi lesquels on peut citer la fissuration dans les zones soudées, les surcharges dues aux mouvements des sols, la corrosion [5], ces types de défauts posent le problème de la caractérisation de sa nocivité et de prendre les décisions pertinentes pour la poursuite de l'exploitation dans les conditions de sécurité ou de la réparation, voire le type de réparation.

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

Ces accidents ont attiré l'attention sur l'importance de la gestion de l'intégrité des pipelines et gazoducs, dans un but de protéger les vies humaines et l'environnement, tout en assurant un transport continu sans interruption [6, 7]. Plusieurs méthodes ont été développées de préserver la sécurité et l'intégrité des pipelines pendant leurs existences.

L'intégrité des pipelines repose sur :

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

Dans ce qui suit, nous avons essayé de diviser cette mémoire en deux parties,

La première partie va être consacrée à un état d'art sur les normes, codes et les méthodes utilisés dans ce domaine d'intégrités des structures.

La deuxième partie elle va être consacrée à l'une des méthodes (SINTAP) utilisées pour évaluer l'intégrité structurelle des pipelines en présence d'un défaut dans le métal de base et dans le métal fondu.), ou en va simuler avec le logiciel Abaqus la présence d'un défaut semi elliptique avec différentes dimensions dans un pipeline dans le métal de base et dans le métal fondu en utilisant à la fois, les propriétés mécaniques du gazoduc et les propriétés mécaniques de la baguette soudée, afin de calculer le facteur d'intensité de contrainte pour chaque cas et l'injecter en suite ces résultats dans les formules fournies par la méthode SINTAP afin de se prononcer à la fois sur l'admissibilité de ces défauts et sur le type de la ruine.

*Chapitre I : Généralités*  
*sur les pipelines*

## I.1 Développement des pipelines a haute résistance dans le temps :

Un pipeline (originnaire de l'anglais) est une canalisation formée par un ensemble de tubes en acier soudés bout à bout, destinée à l'acheminement d'un endroit à un autre de matières gazeuses ou liquides ; Ces tubes sont souvent revêtus extérieurement et voir même intérieurement, et presque toujours enterrées sauf dans certaines régions [8].



Figure 1 : Pipelines

Un pipeline permet l'échange de produits entre raffineries, dépôts pétroliers et installations portuaires. Sa longueur peut varier de quelques kilomètres à des centaines de kilomètres, voire des milliers de kilomètres. Très souvent les pipelines sont interconnectés entre eux pour former un réseau parfois très dense, formant une sorte de « toile d'araignée ».

Selon le produit transporté, les pipelines sont nommés différemment. Leurs techniques de construction et d'exploitation diffèrent fonction de certaines réglementations.

Les principaux systèmes de transport par pipeline concernent :

- Les gazoducs pour le transport du gaz naturel.
- Les oléoducs pour le transport du pétrole et des hydrocarbures liquides.
- Les aqueducs, conduites ou émissaires utilisés pour l'eau douce et l'irrigation.

Le transport du gaz dans des conditions économiques nécessite l'utilisation de pressions de transport élevées, et donc l'utilisation d'aciers à haute limite d'élasticité. De plus, la sécurité des installations demande une bonne ténacité pour éviter la ruine de la structure par propagation rapide de fissures [9] .



Les sites de production de gaz sont souvent très éloignés des centres de consommation. Le gaz est alors acheminé à l'aide de canalisations sur des distances de plusieurs milliers de kilomètres. Pour augmenter la rentabilité d'un gazoduc, il est intéressant d'utiliser des structures de diamètre plus grand et de transporter le gaz sous une pression élevée. L'évolution des conditions de transport des gazoducs depuis 90 ans est présentée dans le Tableau 1. Nous voyons que, de 1910 à 2000, le diamètre des plus gros gazoducs ou pipelines utilisés a été multiplié par 4 et la pression de transport par 60 [9].

Tableau 1 : Evaluation des conditions de transport des gazoducs [9]

<i>Année</i>	<i>Pression (bar)</i>	<i>Diamètre (mm)</i>	<i>Capacité annuelle 10<sup>6</sup>(Nm<sup>3</sup>)</i>
1910	2	400	80
1930	20	500	650
1965	66	900	830
1980	80	1420	2600
2000	120	1620	52000

Ces augmentations de performance ont été possibles grâce à l'amélioration des caractéristiques mécaniques des aciers utilisés pour la fabrication des tubes. En effet, la contrainte maximale circonférentielle d'un tube mince soumis à une pression interne est donnée par la relation suivante :

$$\sigma_H = \frac{PD}{2e} \quad \mathbf{1}$$

Où  $\sigma_H$ : la contrainte circonférentielle maximale admissible dans le tube soumis (MPa)

$D$  : est le diamètre (mm)

$e$  : L'épaisseur (mm)

$P$  : La pression de service du tube (Pa)

Pour éviter une augmentation trop importante de l'épaisseur des tubes rendant les coûts de production et d'investissement rédhibitoires, il faut développer des aciers possédant une

limite d'élasticité de plus en plus élevée. Le développement des pipelines en acier dans le temps est ainsi donné par la Figure 2.

Les aciers sont classés d'après l'American Petroleum Institute (API). La Tableau 2 rassemble les propriétés mécaniques minimales requises pour les pipelines en acier. Les recherches sur la mise au point des aciers à très haute résistance sont essentielles. Pour l'acier X100, elles ont commencé dès 1978 et se poursuivent toujours [9].

Un gazoduc est une structure dont l'intégrité doit être garantie. En particulier, pour éviter tout amorçage de rupture, le dimensionnement de la structure est effectué pour travailler dans le domaine élastique avec un coefficient de sécurité adéquat, ce qui autorise une taille critique de défaut. De plus, la température de transition ductile-fragile de l'acier est choisie de façon à empêcher une rupture fragile du tube [9].

Tableau 2 : propriétés mécaniques des aciers pour tubes selon la norme API [10]

<b>Spécification API</b>	<b>Grade</b>	<b>Limite d'élasticité (MPa)</b>	<b>Résistance à la rupture (MPa)</b>
5L	A	206	422
5L	B	245	412
5LX	X42	284	412
5LX	X46	314	441
5LX	X52	363	461
5LX	X56	382	510
5LX	X60	402	539
5LX	X65	448	530
5LX	X70	483	566
5LX	X80	551	620

5LX	X100	690	770
5LX	X120	350	800-1000

La production annuelle des pipelines dans le monde est d'environ huit millions de tonnes. La grande partie de ces tubes est composée de matériaux de grade standard, inférieur aux aciers de grade X70.

Afin d'éviter d'atteindre des épaisseurs difficiles à souder et faire des économies d'acier, on a eu recours à de nouvelles nuances à caractéristiques mécaniques améliorées. C'est ainsi qu'on a vu apparaître les grades X60, X65, X70, X80 et même X100 ainsi très prochainement le grade X120 qui toujours en étude.

Les grades supérieurs X70 et X80 sont utilisés pour les pipelines sur de longues distances, et les grades X90 et X100 sont en cours d'évaluation. Les développements des aciers X100 et X120 sont en cours [10, 11].

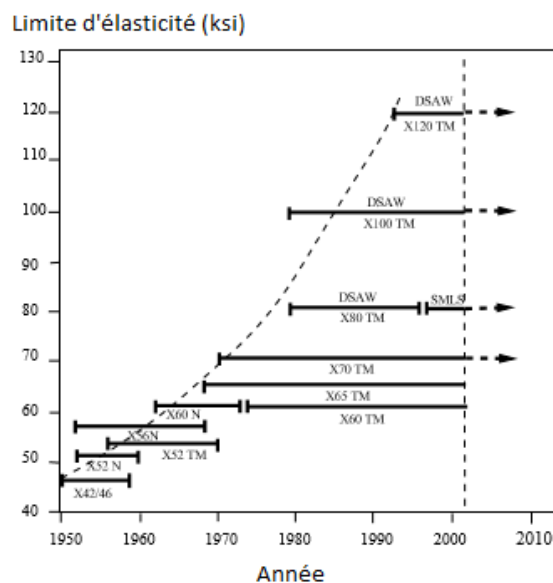


Figure 2 : développement des gazoducs en acier à haut résistance dans le temps [11]

## I.2 Tubes utilisés dans la construction des gazoducs

La multiplicité des diamètres et des épaisseurs de tubes et le développement avec le temps de leurs techniques de fabrication, constituent les raisons de la diversité des réseaux, On retrouve

- Les tubes non soudés,

- Les tubes soudés en spirale,
- Les tubes soudés longitudinalement.

### I.2.1 Les tubes sans soudure :

La technique utilisée pour la fabrication des tubes non soudés est le laminage. Le laminage est un procédé de déformation plastique continue, obtenue par les cylindres de laminoir. Cette déformation est caractérisée par un Superfin et un allongement (la pièce laminée ne s'élargie presque pas) [11].

Le laminage modifie la structure cristalline primaire du lingot, affine le grain, homogénéise la composition et améliore les caractéristiques, surtout dans le sens longitudinal, en raison de l'orientation donnée aux structures cristallines.

Le principe de fabrication des tubes non soudés est le suivant, sans soudure : une barre pleine en acier de section circulaire (billette) est petit à petit laminée à chaud au diamètre extérieur requis, et percée à chaud par repoussage du métal jusqu'à obtention de l'épaisseur et de la longueur de tube requises (**Figure 3**) [11].

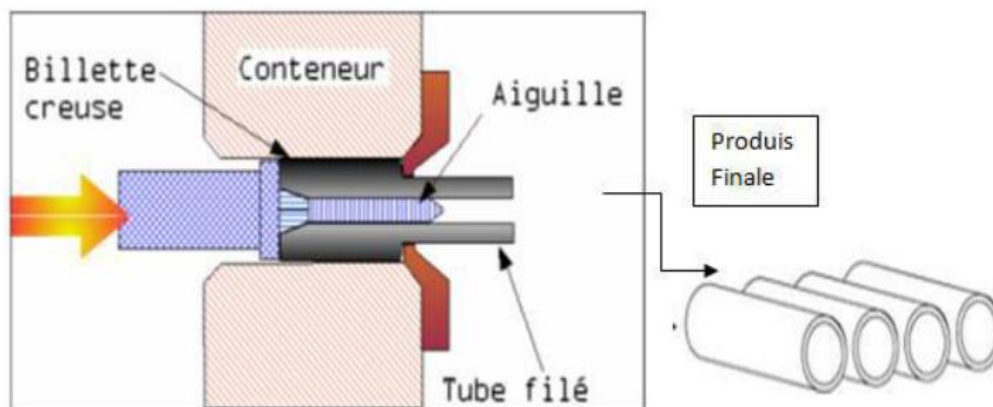


Figure 3 : Fabrication de pipe en soudure « Schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure » [11]

### I.2.2 Tubes soudés en spirale :

La fabrication des tubes soudés en spirale est réalisée en continu sur des machines à souder. Après déroulement de la bobine en bande par un train d'entraînement, la tôle est poussée dans la cage de formage où elle subit une déformation de cintrage sous l'action d'un vérin [12].

L'obtention du formage en spirale est réalisée par l'inclinaison d'un angle  $\alpha$  entre l'axe initial de la bande et l'axe de sortie du tube (Figure 4). L'enroulement des tubes en spirale permet d'obtenir

des tubes calibrés sans avoir besoin de recourir à des étapes de fabrication supplémentaires telles que l'expansion ou le calibrage.

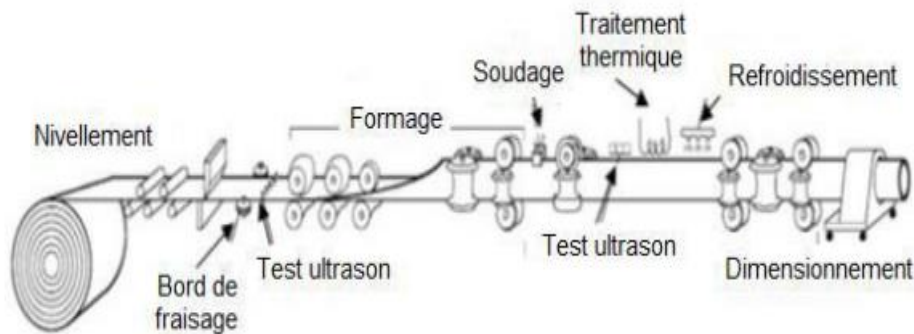


Figure 4 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale

Le processus de formage ou de cintrage du tube est conditionné par l'angle d'introduction de la bande selon la relation :

$$\sin \alpha = \frac{B}{D \cdot \alpha} \quad 2$$

Dans laquelle :

B, est la largeur de bande ;

D, est le diamètre extérieur ;

$\alpha$ , est l'angle d'introduction de la bande par rapport à la tête de formage. Les limites théoriques d'angle ne peuvent, en pratique, pas être exploitées. Si l'angle est trop aigu, il s'en suit une instabilité du processus de cintrage. Les valeurs limitent pour la fabrication, sont comprises entre 15° et 50°.

La gamme des diamètres, dans laquelle les tubes spirale sont fabriqués, s'étale de 400 à 3000 mm environ, avec des épaisseurs allant jusqu'à 30mm [12].

La fabrication des tubes spirale peut-être subdivisée suivant les opérations principales suivantes

- La préparation de la bande
- La bande de rabotage
- Le cintrage - Le soudage
- Le parachèvement
- La réception et l'inspection

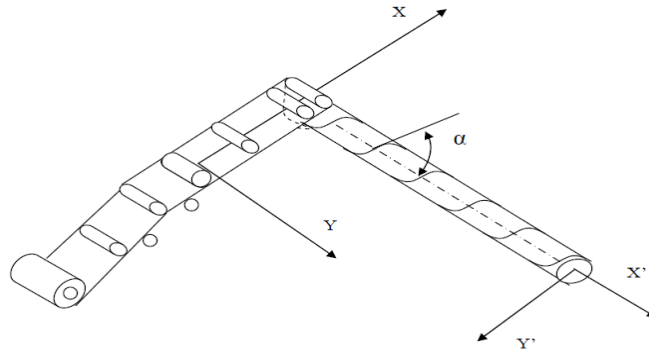


Figure 5 : Principe de fabrication d'un tube soudé en spirale

La préparation de la bande et des rives de la bande ainsi que des soudures de rabouillage influent directement sur la qualité du tube qui nécessite une attention particulière. A l'entrée de la machine pour tubes spirale, on effectue les opérations suivantes :

- Déroulage de la bande
- Dressage de la bande de cisailage
- Chanfreinage des rives de la bande
- Cambrage des rives pour éliminer l'effet de toit.

A l'entrée de la cage de formage, on effectue la passe intérieure de soudure alors que la passe extérieure est effectuée sur le tube formé[12].



Figure 6 : Les tubes soudés sous la forme en spirale [13]

### I.2.3 Tubes soudés longitudinalement :

Les tubes de grand diamètre soudés longitudinalement sont essentiellement utilisés pour le transport du pétrole et du gaz. Ils sont fabriqués par des tuberies comme Europipe par le procédé "UOE" (Figure 7). La fabrication de ces tubes comporte trois étapes : formage, soudage et expansion et calibrage. De plus, la première étape est divisée en trois sous étapes : croquage, formage en U et formage en O [8].

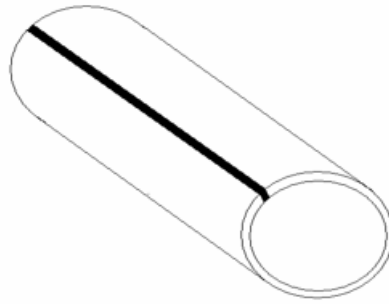


Figure 7 : Tube soudé longitudinalement

Le formage des gros tubes soudés longitudinalement s'effectue à partir de tôles dont la largeur est voisine du périmètre du tube fabriqué et l'épaisseur égale à celle du tube. La mise en forme de la tôle est réalisée de façon unitaire par croquage des rives (C-forming) et formage à la presse.

Plus précisément, la tôle est cisillée en largeur et chanfreinée. Les rives sont croquées au rayon du tube, soit à la presse, soit par des galets. La tôle est ensuite formée en "U" et "o" par des presses extrêmement puissantes (2000 à 20000 tonnes) [14].

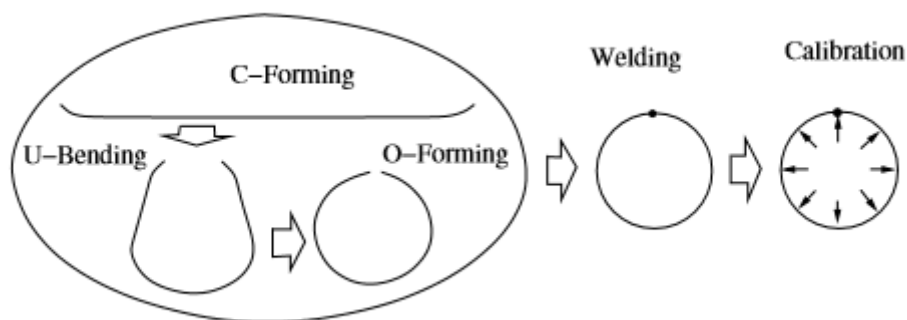


Figure 8 : les étapes de fabrication de tubes soudés longitudinalement

Pour obtenir des produits de haute qualité, il est nécessaire de comprendre parfaitement chaque étape de la mise en forme. L'effet de chaque opération de formage : croquage, U-formage et O-formage a été étudié par [14] en utilisant la méthode des éléments finis.

Ces opérations successives sont directement liées et influencent la forme finale ainsi que les caractéristiques mécaniques du tube.

La fabrication des tubes soudés longitudinalement comporte trois étapes :

— **Formage :**

Après croquage des rives de la tôle, celle-ci est pliée en deux étapes en utilisant deux presses de forme différente. La première confère au tube une forme en 'U', tandis que la seconde lui donne une forme circulaire (**Figure 7**).

— **Soudage :**

Le soudage est effectué intérieurement et extérieurement à l'aide de têtes soudeuses automatiques en utilisant la technique de soudage à l'arc sous flux. Le cordon intérieur est généralement réalisé en premier lieu [14] .

— **Expansion et calibrage :**

Dans le but d'obtenir des tubes de section parfaitement circulaire, ceux-ci sont soumis à une expansion mécanique qui leur fait subir une augmentation de diamètre de 1 à 1.5%. Cette troisième étape permet également de corriger l'inflexion longitudinale due au soudage.

La mise en forme du tube est complexe et les paramètres de fabrication influencent considérablement les caractéristiques mécaniques du produit final. Il est ainsi intéressant de comparer les caractéristiques mécaniques de la tôle servant à fabriquer un tube et celles du tube fini [8].

Le principe du calibrage est très simple, la machine d'expansion est équipée d'un expenseur mécanique dont la forme extérieure est circulaire. Il peut se déplacer radialement, donc tirer le tube suivant la direction circonférentielle et la section du tube devient circulaire. La tête de la machine d'expansion est assemblée à une longue poutre qui peut se déplacer suivant la direction longitudinale.

Un vérin hydraulique est utilisé pour maintenir la parfaite rectitude du tube. Comme le tube est très long (12 à 14 m), deux machines d'expansion symétriques sont utilisées pour le calibrage.



Chaque machine agit sur une moitié du tube. De plus, comme l'expandeur est d'environ 800 mm de long, la phase de calibrage est divisée en plusieurs étapes successives [14].

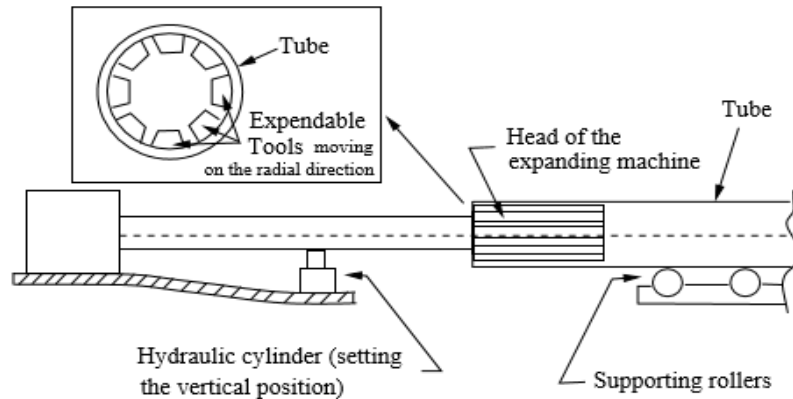


Figure 9 : Machine d'expansion

### I.3 Revêtement des gazoducs :

L'augmentation de la durée de vie des pipes demande une protection par des revêtements qui est constitué principalement par des résines et des métaux de polyéthylènes qui adhère aux parois externes et internes du tube pour éviter les effets des conditions d'environnementales (corrosions, érosion), et les actions mécaniques qui peut être défauts pendant l'installation ou pendant le service [13].

#### I.3.1 Revêtement intérieur

Le revêtement intérieur en résine époxyde s'applique sur les tubes destinés au :

- Transport et à la distribution du gaz sec.
- Transport du gaz humide, d'eau potable brute et industrielle.

L'aspect du revêtement est brillant, lisse et répond aux exigences de la norme API RP 51 (Pratique recommandée par l'American Petroleum 51). Principalement le revêtement est utilisé pour protéger la conduite contre la corrosion et de réduire là le frottement entre la substance transportée [13].

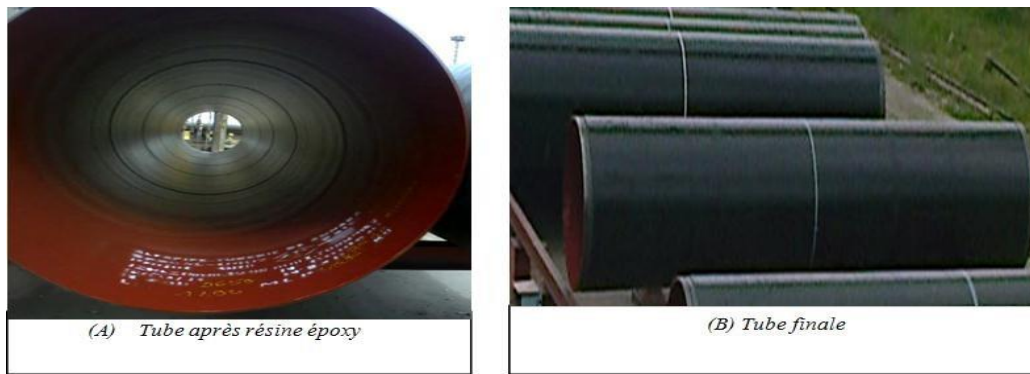


Figure 10 : Tube revêtu

### I.3.2 Revêtement extérieur

La protection contre la corrosion externe des canalisations comporte toujours un revêtement, très généralement complété par un système de protection cathodique quand elles sont enterrées ou immergées

Le revêtement externe protège les pipelines de la corrosion causée par le sol et les autres matériaux contenus dans le remblai.

La préparation et l'application de la surface du pipeline doivent être effectuées dans des conditions soigneusement contrôlées pour assurer une protection maximale du tuyau. Une défaillance du revêtement peut provoquer une corrosion externe localisée. Tous les revêtements doivent être soigneusement vérifiés pour les dommages justes avant la pose du tuyau dans le fossé [15].

Actuellement en utilise le polyéthylène en tri couches, il est utilisé principalement pour la canalisation enterrée ou posée en surface et les canalisations qui traversent des zones émergées en eau douce ou salée

#### I.3.2.1 Le revêtement est constitué de :

- Une couche de résine époxyde appliquée par pulvérisation électrostatique.
- Une deuxième couche en copolymère destiné à assurer l'adhérence polyéthylène.
- Une troisième couche de polyéthylène extrudé.

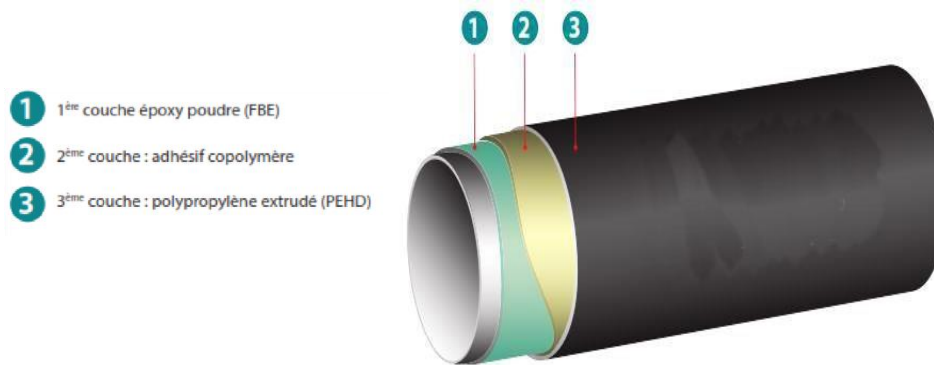


Figure 11 : Les couches de revêtement

### I.3.2.2 Les étapes du revêtement :

- 1<sup>ere</sup> étape : échauffement du pipe jusqu'à 170°C, 180°C.
- 2<sup>eme</sup> étape : bouchement de la pipe par des joints en mousse
- 3<sup>eme</sup> étape : la pipe est entraînée dans une machine de grenailage appelé grenailleuse. Puis, la machine bombarde la surface externe par des grains solides pour l'arrachement de la couche corrodé.
- 4<sup>eme</sup> étape : réchauffé le pipe jusqu'à la température de 170°C
- 5<sup>eme</sup> étape : la pipe est rentrée dans une machine pour une 1<sup>er</sup> couche de revêtement externe par une résine d'époxyde qui est anti corrosion. Puis, par une bobine support une résine d'adhésive, en même temps, il existe autre bobine ou rouleau de polyéthylène pour former une "manche" douille sur les deux premières couches, cette manche-là est utilisé pour résister aux effets externes de l'environnement.
- 6<sup>eme</sup> étape : refroidissement de l'ensemble pipe revêtement pour la solidification des douilles
- 7<sup>eme</sup> étape : incliné la pipe puis injecté de l'aire chaude pour qu'il sèche
- 8<sup>eme</sup> étape : brosser les bornes du pipe pour crée une zone de soudure entre deux pipes [15].

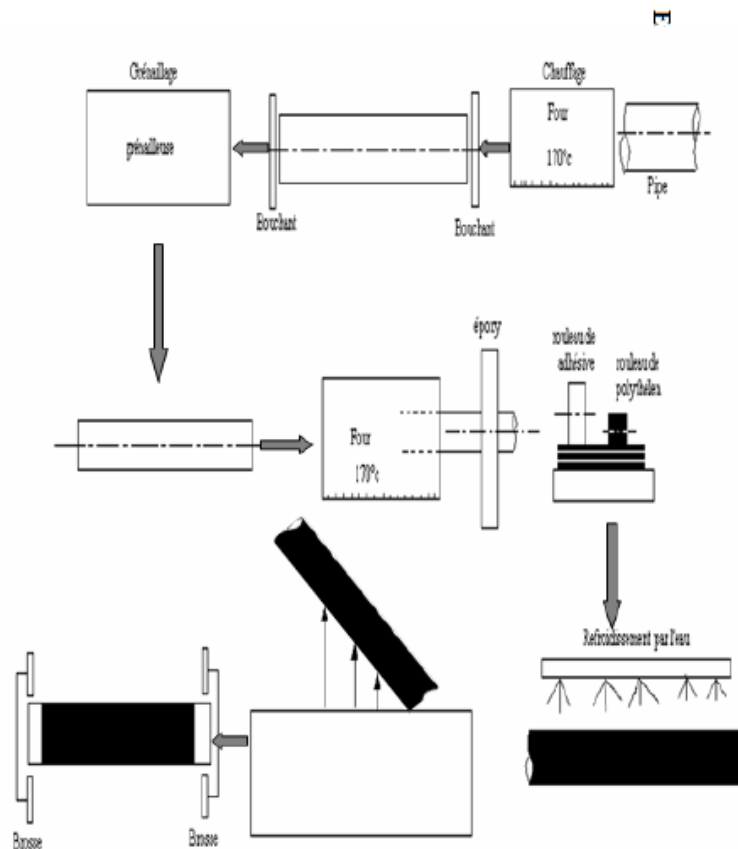


Figure 12 : Les étapes de revêtement

#### I.4 Soudage des gazoducs

- Procèdent à l'assemblage des tubes. Cette opération comporte plusieurs phases : – réalisent le chanfreinage des extrémités des tubes (soudés par le procédé automatique) dans une machine (chanfreineuse) maintenue et déplacée par un side-boom. – préchauffent les tubes à souder à l'aide de rampes de préchauffage afin de les amener à la température minimale requise par les modes opératoires de soudage. – assurent l'accostage des tubes : leur positionnement nécessite la mise en place d'un champ hydraulique intérieur permettant l'alignement du tronçon et l'écartement nécessaire. – soudent les extrémités des tubes (soudeurs).
- Pour le **soudage en ligne**, deux modes opératoires de soudage sont utilisés :
  - le **soudage manuel** à l'arc électrique avec des électrodes à enrobage cellulosique. La technique prévoit quatre soudeurs pour la première passe et deux soudeurs pour les quatre passes suivantes.

- le **soudage automatique** sous flux gazeux (CO<sub>2</sub> et Argon) avec mémorisation des différents paramètres pour chaque position de la torche et pour les cinq passes à effectuer. Ce type de soudage est réalisé à l'intérieur de cabines. Pour les raccordements des tronçons de ligne déjà posés en fond de fouille, notamment au droit des traversées de routes, l'assemblage des tubes est réalisé, à l'intérieur de niches de raccordement, par soudage manuel à l'arc électrique avec des électrodes à enrobage cellulosique pour la première passe et à enrobage basique pour les autres passes. L'énergie des postes à souder est fournie par des groupes autonomes (génératrices) montés sur des tracteurs à chenilles appelés « pay-welder » ou « twin-arc ». – meulent la soudure après la première passe et effectuent un brossage après chacune des autres passes.

#### **I.4.1 Qualification des modes opératoires de soudage pour les soudures**

Avant de commencer le soudage de production, il convient d'établir et de qualifier une spécification de mode opératoire détaillée afin de démontrer que des soudures saines et ayant des propriétés mécaniques appropriées peuvent être réalisées au moyen de ce mode opératoire. La qualité des soudures doit être déterminée par un essai destructif. Ces modes opératoires doivent être respectés l'or de l'exécution de soudage des gazoducs au chantier.

Le dossier de qualification des modes opératoires comportera les résultats complets de l'essai de qualification de mode opératoire.

#### **I.4.2 Spécification de mode opératoire**

##### **- Procédé :**

Le procédé ou la combinaison de procédés spécifiques utilisés doivent être identifiés. L'usage d'un procédé de soudage manuel, semi-automatique, ou automatique ou toute combinaison desdits procédés doit être spécifié.

##### **- Matériaux de tubes et raccords :**

Les matériaux auxquels s'applique le mode opératoire doivent être identifiés. Les tubes selon la spécification API 5L, ainsi que les matériaux conformes à des spécifications ASTM acceptables.

Les gammes de diamètres et d'épaisseurs de paroi auxquelles le mode opératoire est applicable doivent être identifiées

- **Conception du joint :**

La spécification du joint doit comporter un ou des croquis du joint montrant l'angle de chanfrein, la taille du méplat, et l'écartement des bords ou l'espace entre les membres en about. La forme et la taille des soudures d'angle doivent être indiquées.

- **Métal d'apport et nombre de cordons :**

Les tailles et le numéro de classification du métal d'apport ainsi que le nombre minimum et la séquence des cordons doivent être spécifiés.

- **Caractéristiques électriques :**

Le courant et la polarité doivent être précisés, et la gamme de tension et intensité pour chaque électrode, baguette, ou fil doit être indiquée.

- **Position :**

La spécification doit préciser s'il s'agit de soudage en position ou en rotation.

- **Sens du soudage :**

La spécification doit préciser si le soudage doit être réalisé en remontant ou en descendant.

- **Intervalle entre passes :**

L'intervalle de temps maximum entre l'achèvement de la passe de fond et le début de la deuxième passe, ainsi que l'intervalle maximum entre l'achèvement de la deuxième passe et le début des autres passes doivent être précisés.

- **Nettoyage et/ou meulage :**

La spécification doit indiquer si des outils mécaniques ou manuels doivent être utilisés pour le nettoyage, le meulage, ou les deux.

- **Vitesse d'avancement :**

La gamme de vitesse d'avance, en pouces (millimètres) par minute, doit être spécifiée pour chaque passe.

### I.4.3 Contrôle de joints soudures- Soudure bout à bout

Pour contrôler un joint soudé bout à bout, des éprouvettes doivent être découpées dans le joint aux endroits indiqués à la figure 13. (Voir les exigences d'essais pour le mode opératoire de soudage par étincelage à la section 13.) Le nombre minimum

D'éprouvettes et les essais auxquels elles seront soumises sont indiqués au tableau 2. Les éprouvettes doivent être préparées tel qu'indiqué aux figures 14, 15 ou 16. Pour les tubes de diamètre extérieur inférieur à 2,375 pouces (60,3 mm), deux soudures d'essai doivent être effectuées pour obtenir le nombre requis d'éprouvettes. Les éprouvettes doivent être refroidies à l'air à la température ambiante avant d'être contrôlées. Pour les tubes de diamètre extérieur inférieur ou égal à 1,315 pouce (33,4 mm), une éprouvette représentant un tronçon entier peut remplacer les quatre éprouvettes de tronçons réduits pour les essais de rupture avec entaille et de pliage à l'envers. L'éprouvette à tronçon entier doit être contrôlée conformément au paragraphe 5.6.2.2 et satisfaire aux exigences du paragraphe 5.6.2.3.

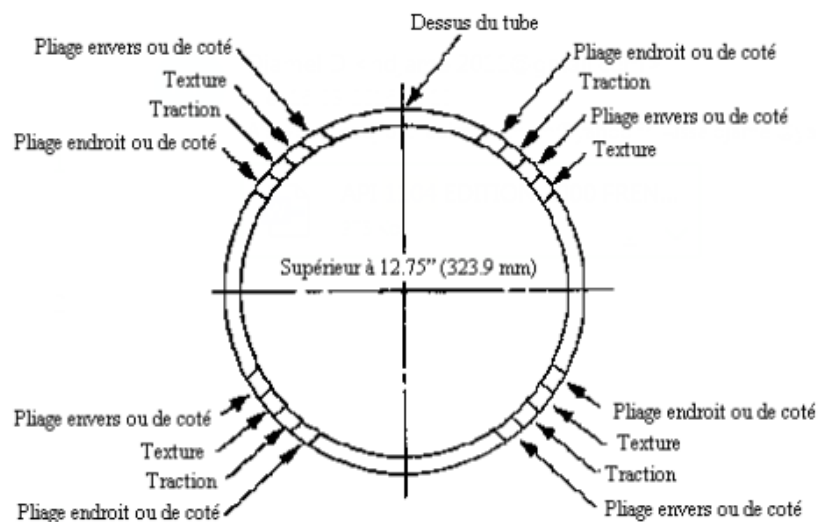


Figure 13 : Emplacement des éprouvettes à soudure bout à bout pour l'essai de Qualification du mode opératoire

#### - Essai de traction :

Les éprouvettes pour l'essai de traction (voir la figure 14) doivent être environ 9 pouces (2340 mm) de long et environ 1 pouce (25 mm) de large. Elles peuvent être découpées à la machine ou oxycoupées, et aucune préparation n'est nécessaire sauf si les côtés sont entaillés ou ne sont pas parallèles. Selon les besoins, les éprouvettes doivent être dressées de manière à ce que les côtés soient lisses et parallèles.

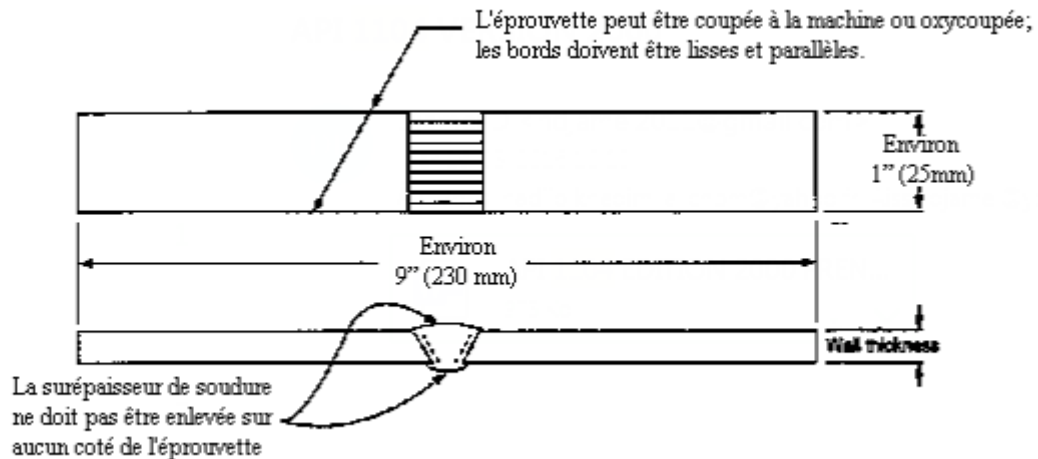
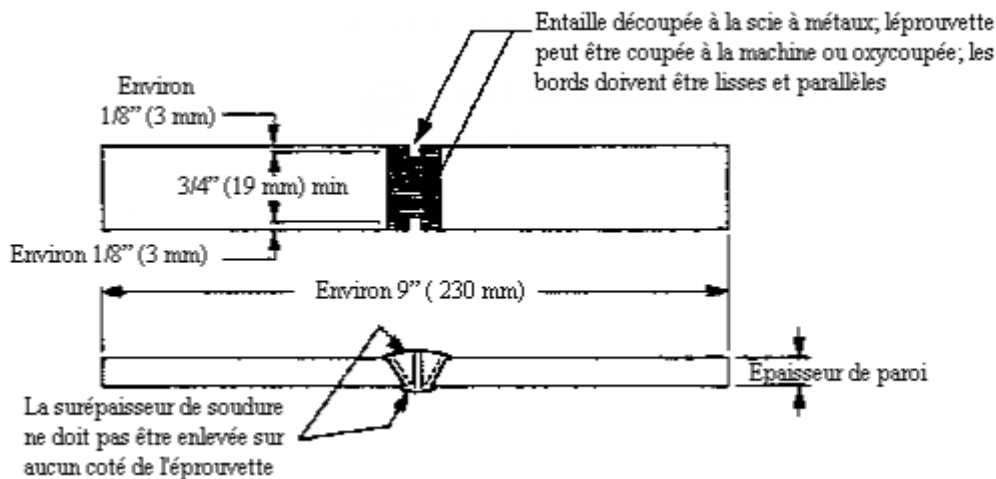


Figure 14 : éprouvette d'essais de traction

- Essai de rupture avec entaille :

Les éprouvettes pour l'essai de rupture avec entaille (voir la figure 15) doivent être environ 9 pouces (230 mm) de long et environ 1 pouce (25 mm) de large ; elles peuvent être découpées à la machine ou oxycoupées. Elles doivent être entaillées au moyen d'une scie à métaux de chaque côté au centre de la soudure, et chaque entaille doit avoir une profondeur d'environ 1/8 pouce (3 mm).





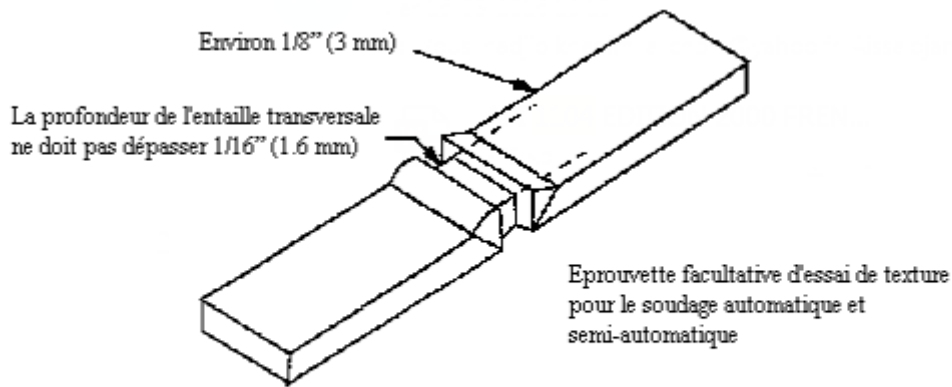


Figure 15 : Epreuve de texture

- Essai de pliage à l'envers et à l'endroit :

Les éprouvettes de pliage à l'envers et à l'endroit (**voir la figure 16**) doivent être environ 9 pouces (230 mm) de long et environ 1 pouce (25 mm) de large, et leurs bords longs doivent être arrondis. Elles peuvent être coupées à la machine ou oxycoupées. Les surépaisseurs de passes de fond et de couverture doivent être mises à niveau avec les surfaces des éprouvettes. Ces surfaces doivent être lisses, et toutes rayures existantes doivent être légères et transversales à la soudure.

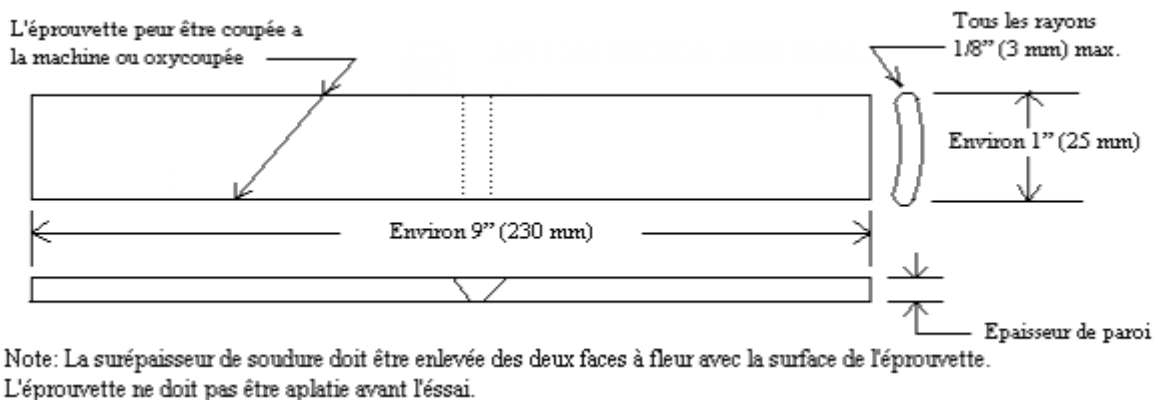


Figure 16 : Epreuve de pliage à l'envers et à l'endroit, épaisseur de paroi inférieures ou égale à 0.500'' (12.7mm)

La plupart des constructions soudées présentent des risques importants en cas de défaillance. Ces risques sont importants lorsque la défaillance peut conduire à des destructions brutales de la construction. C'est le cas des constructions soumises à des pressions. Les défaillances dans les joints de soudures peuvent entraîner des dégâts humains et matériels importants. Les défauts de soudures peuvent être à l'origine de ces défaillances. Le soudage comme moyen d'assemblage est un domaine de construction mécanique très vaste où les spécialistes, techniciens, ingénieurs et chercheurs continuent de faire des progrès très importants en vue de maîtriser tous ses aspects Métallurgique et Technologiques de mise en œuvre des opérations de soudage [16], de contrôle et de vérification de l'intégrité des soudures peut être classer en trois classes selon la norme (NF P22-471 et 474).

Cette norme exige qu'une classe de qualité soit attribuée à tout assemblage soudé et qu'elle soit portée sur les plans d'exécution.

- Classe 1 : niveau d'exigences très élevé en ce qui concerne le niveau d'acceptation des défauts ; réservée aux assemblages dont la ruine aurait des conséquences économiques très graves et dont le niveau de sollicitation est très élevé
- Classe 2 : adaptée aux assemblages principaux d'ouvrages courants dont la ruine met en jeu la stabilité d'ensemble
- Classe 3 : peu contraignante, adaptée aux assemblages secondaires d'ouvrages courants

Dans la construction pipelinière, le contrôle des soudures doit s'exercer à trois moments bien distincts :

#### **I.4.3.1 Contrôle avant soudage :**

Avant de procéder au soudage des pipelines, un le soudeur doit impérativement procéder à un contrôle, car ce simple contrôle préventif peut éviter plusieurs problèmes qui peuvent survenir par la suite.

Ce dernier doit obligatoirement vérifier :

- La qualité du métal d'apport (compatibilité avec le métal de base, état de surface, propriétés mécaniques, nature et dimension)
- La préparation des pièces (ouverture des chanfreins, écartement des bords et dénivellation, montage et fixation, positionnement, La température si le soudage nécessite un préchauffage etc. ...)

- Le matériel de soudage (état, les réglages de l'intensité du courant et le voltage, etc. ...)
- La qualification du soudeur

#### **I.4.3.2 Contrôle pendant le soudage :**

Il a surtout pour but de vérifier que les conditions d'exécution sont bien respectées, ainsi que les règles de l'art du soudage. Principalement le soudeur doit respecter plusieurs paramètres tels que la vitesse de soudage, la température entre les passes de soudage et à ne pas stocker les électrodes dans un milieu humide qui peut nuire à leur enrobage

- La nature et dimension du métal d'apport (soudabilité, état de surface, propreté)
- Le réglage de l'appareil de soudage (correspondance entre le réglage indiqué et le résultat obtenu, maintien du réglage)
- La disposition des passes (leur nombre, le sens de réalisation)
- Les cadences de soudage (vitesse, interruptions entre passes)
- Les déformations (décalage des pièces)

#### **I.4.3.3 Contrôle après soudage**

##### **I.4.3.3.1 Contrôle visuel**

L'examen visuel est le plus simple et le premier des contrôles devant être mise en œuvre. Il permet de déceler les défauts de formes aux autres défauts débouchant en surface des joints soudés [17].

Les défauts cités ci -après relèvent du contrôle visuel :

- La mise en œuvre des contrôles appropriés en conformité avec la réglementation
- Les défauts de soudures visibles directement à l'œil (les caniveaux externes, les morsures, les défauts plans débouchant en surface, les inclusions débouchant en surface)
- Les amorces aux voisinages du joint de soudure, La profondeur des arrachements de métal, des coups de meule et amorces ne doit pas dépasser les 8% de l'épaisseur de la paroi du tube.
- Les défauts de dénivellations, La valeur de la dénivellation ne doit en aucun cas dépasser 1,6 mm sauf dérogation :

$$\text{Dénivellation} = (e/20) + 1 \leq 1,6 \text{ mm}$$

Avec  $e$ : Épaisseur de la paroi du tube.

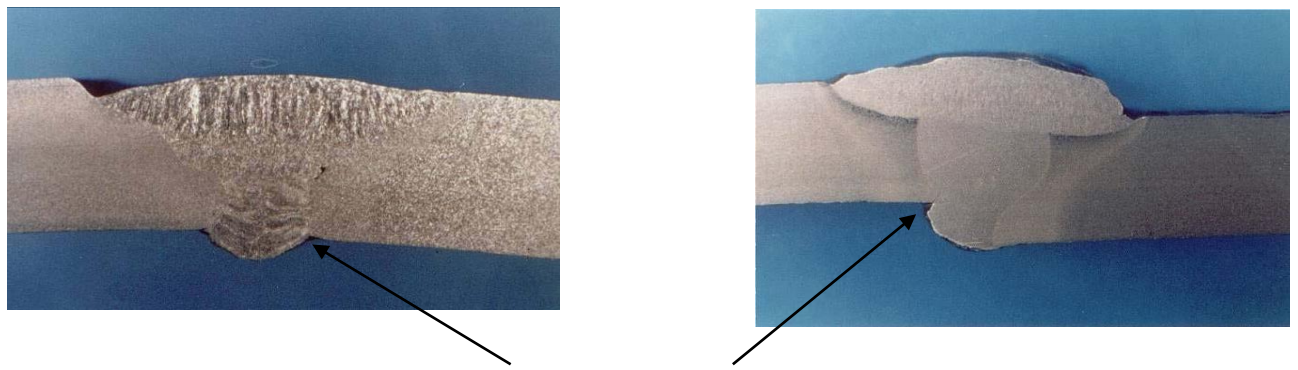


Figure 17 : Caniveau et défaut d'alignement

#### I.4.3.3.2 Contrôle après soudage

Il est nécessaire et de la plus haute importance de vérifier la santé des soudures de l'intérieur du cordon de soudure. Principalement pour ce type de contrôle les techniques de contrôle non destructif les plus couramment employées, actuellement peuvent être classées en deux familles principales, étroitement liées à la localisation de l'anomalie sur les joints de soudure.

- **La première famille** concerne la méthode de surface pour lesquelles l'anomalie est localisée en surface extérieure. Elle groupe les procédés suivants :
  - Examen visuel ;
  - Ressuage ;
  - Magnétoscopie ;
  - Courants de Foucault.
- **La deuxième famille** concerne la méthode de volume pour lesquelles l'anomalie est localisée dans le volume du cordon de soudure. Elle regroupe les procédés suivants :
  - Rayonnements ionisants,
  - La radiographie industrielle
  - Ultrason
  - - La magnétoscopie

Pour le contrôle des joints de soudure des gazoducs, souvent on utilise un amalgame des deux méthodes, principalement le ressuage pour détecter les défauts de surface et la radiographie pour détecter les défauts à l'intérieur des joints de soudures.

### I.4.3.3 Le contrôle par ressuage :

Est une méthode de CND qui consiste la prolongation logique du contrôle visuel. Cette méthode permet de mettre en évidence les discontinuités ouvertes et débouchant à la surface dans les joints de soudures et même dans le métal de base[18].

Le ressuage comprend trois étapes (figure 18), après un nettoyage soigné du cordon de soudure ou la surface désirant contrôlée, cette dernière est soumise à l'action d'un produit qui pénètre dans le défaut par capillarité, puis On procède au rinçage de l'excès du pénétrant à la surface de la pièce avec un chiffon. Une fois bien rincé un deuxième produit appeler le révélateur est appliqué, une fois ce dernier est en contact avec le premier produit, On observe la tache résultante florissante sous un éclairage adapté.

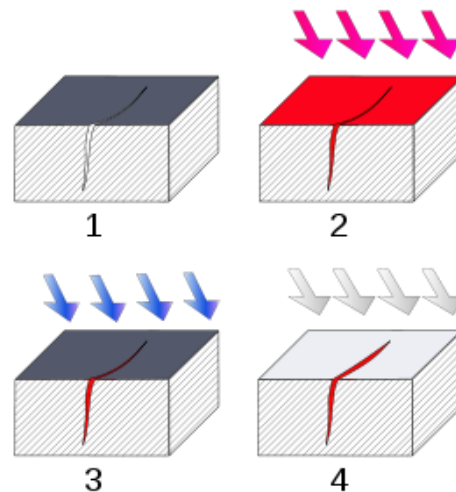


Figure 18 : Les étapes de ressuage

### I.4.3.4 Le contrôle par radiographie

La radiographie est une méthode non destructive d'examen des joints de soudure, ce contrôle radiographique est utilisé pour révéler les anomalies volumiques. La pièce à contrôler est soumise à un rayonnement X ou gamma. En plaçant un film derrière la pièce, celui-ci va être impressionné par les rayonnements traversant (figure 20).

Toutefois l'intensité de celui-ci va différer au droit des défauts. Cela se traduira par une tache plus sombre ou plus claire que la teinte générale du film. Cette technique demande un matériel lourd et présente des risques potentiels pour le personnel.

La radiographie industrielle est principalement concernée par les images d'enregistrement sur le film. Voici donc, les trois bases essentielles dans la production d'une radiographie : a. une

source de rayonnement des rayons X ou gamma b. l'objet à examiner c. une cassette contenant le film [6].

Supposons que l'objet examiné soit une pièce en acier renfermant une porosité gazeuse. Il y a une réduction de l'épaisseur de l'acier à l'endroit de la porosité. Par conséquent, il y aura plus de rayonnement qui traversera l'endroit en question par rapport au reste de la pièce. Une tache foncée correspondant à la position projetée de la bulle apparaîtra sur le film après qu'il soit développé. Une radiographie est semblable au négatif d'une photographie. Les régions les plus foncées sur la radiographie représentent les parties de l'objet les plus facilement pénétrées par le rayonnement, alors que les régions les plus claires représentent les parties les plus épaisses ou les plus denses de l'objet. [15]

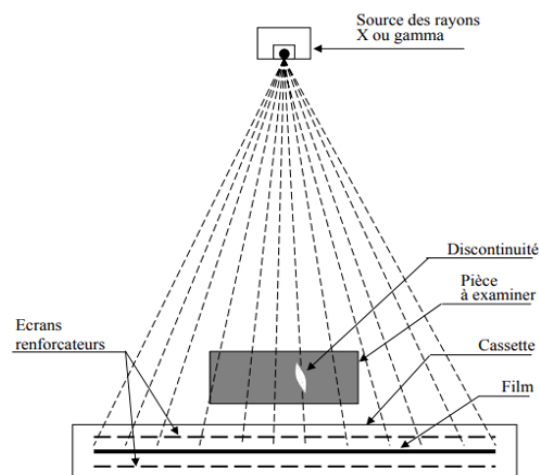


Figure 19 : montages de base pour la radiographie sur film [15]



Figure 20 : contrôle par radiographie

#### I.4.3.4 Interprétation des radiographies de soudures

En plus de la production des radiographies de haute qualité, l'inspecteur d'interprétation radiographique doit également être habile et certifier dans l'interprétation radiographique. Ces interprétations se basent principalement sur trois étapes.

- La détection des défauts
- L'interprétation du type de défaut.
- L'évaluation de la vulnérabilité du défaut.

Toutes ces étapes servent à l'inspecteur de détecter des discontinuités de la matière dans le métal de base. Le cordon de soudure ou la zone affectée thermiquement, le niveau d'expérience de ses derniers est primordiale pour identifier le type et le niveau de dangerosité du défaut afin de prendre une décision de réparer la soudure ou procéder carrément à la coupe du joint de soudure selon les spécifications (EN 13445 et EN 13480) et les critères d'acceptabilité des défauts utilisées dans la procédure de contrôle.

Attire d'exemple (figure 21), un défaut de manque de pénétration se produit quand il y a un remplissage incomplet du fond de la rainure de la soudure avec le métal de soudage. Elle est l'une des discontinuités de soudage les plus répréhensibles. L'aspect sur une radiographie donne une zone foncée avec des bords bien définis et rectilignes et qui est centrée sur la racine du joint soudé.

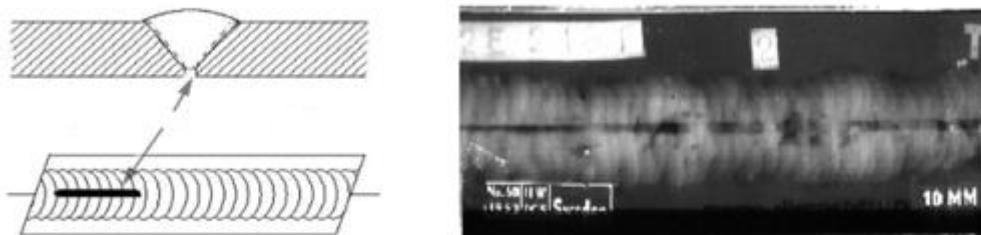


Figure 21 : Manque pénétration [15]

Les principaux défauts rencontrés dans les soudures sont :

- Les fissures qui ne sont jamais acceptées, si petites soient-elles
- Les manques de pénétration ou manques de fusion qui peuvent être acceptés, dans certains cas, à condition que ce soit sur une faible partie de la soudure.
- Les morsures aux bords de la soudure qui peuvent être acceptées, si elles ont une faible profondeur.

- Les porosités peuvent être acceptées, si elles sont isolées et de faibles dimensions (< 1,5 mm)
- Les inclusions de laitier peuvent être acceptées si elles ne sont pas importantes.

## **I.5 La corrosion et les gazoducs**

### **I.5.1 Introduction :**

La corrosion désigne le phénomène par lequel, les métaux tendent à revenir à l'état sous lequel ils se trouvent dans la nature. La présence permanente de la conduite dans un sol corrosif et une eau agressive augmente les probabilités d'activité des cellules de corrosion. C'est ainsi que l'application des procédures de protection contre l'évolution de la corrosion sur les conduites des réseaux est indispensable. La Protection des ouvrages métalliques contre la corrosion peut se faire par protection passive (revêtements), protection active (protection cathodique) et par inhibition[19].

### **I.5.2 Différents processus de la corrosion :**

Les causes de la corrosion sont multiples et complexes et elles résultent d'interactions chimiques et /ou physiques entre le matériau et son environnement. La corrosion jusqu'à ce jour n'est pas complètement éclairée et cela est expliqué par les essais de laboratoire qui ne permettent pas de prévoir avec certitude le comportement d'un métal ou d'un alliage donné lorsqu'il est exposé à la corrosion et de même il n'y a pas de métal résistant, d'une manière générale un métal résiste à la corrosion dans des conditions bien déterminées.

En général on peut résumer les différents processus de la corrosion comme ci-dessous[19] :

- Corrosion chimique (sèche).
- Corrosion électrochimique (humide).
- Corrosion biochimique.
- Corrosion accompagnée d'érosion (mécanique).

### **I.5.3 Type de corrosion existante dans les gazoducs :**

Il existe plusieurs formes de corrosion, la figure montre la répartition des différentes formes de corrosion pour les aciers inoxydables.



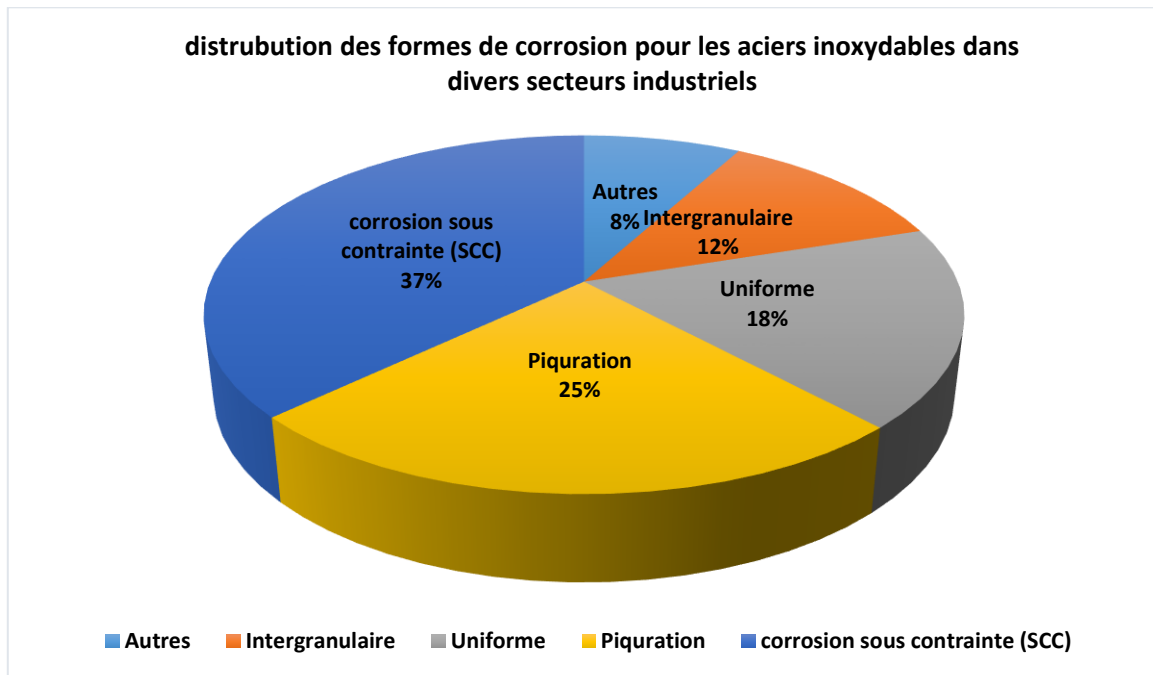


Figure 22 : Bilan des différentes formes de corrosion [20]

### I.5.3.1 Corrosion électrochimique

Le mécanisme du processus de corrosion électrochimique est étroitement lié d'une part à la structure de métal et d'autre part à la structure de la solution (la solution est caractérisée par le pH, il s'agit du milieu acide, basique ou neutre). La solution est caractérisée par la circulation (formation) de courant électrique, c'est-à-dire par le déplacement d'électrons au sein de la masse métallique et par le déplacement des ions positifs et négatifs au sein de l'électrolyte.

Les métaux, par la répartition des électrons sur les orbites autour du noyau ont tendance à perdre des électrons, il y a alors l'excès de charge positive, l'atome est devenu un ion positif [20].

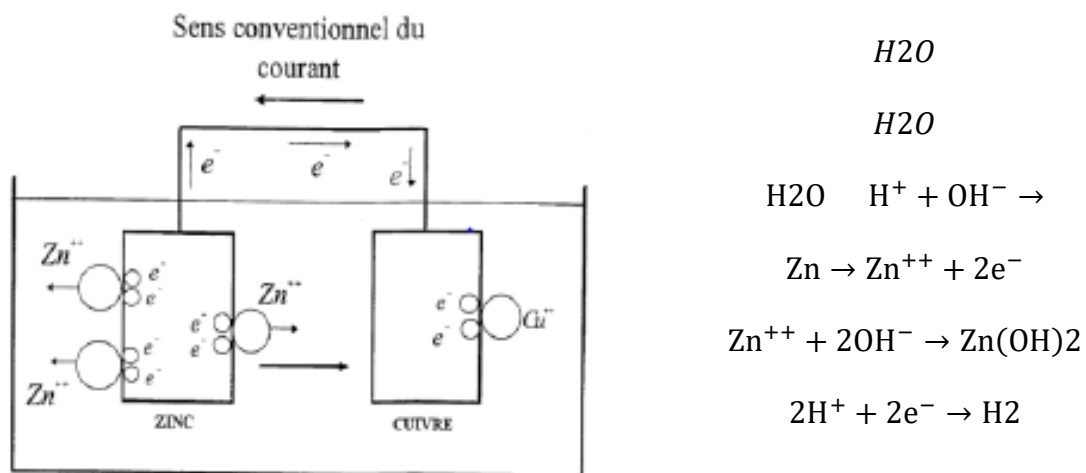


Figure 23 : Corrosion électrochimique par couple galvanique [19]

Le processus de corrosion s'accompagne d'un passage de courant électrique. Les électrons libérés par l'anode s'écoulent à travers le métal vers la cathode.

### I.5.3.2 Corrosion par piqûres

La corrosion par piqûre se développe localement en formant une pile galvanique de corrosion entre la surface extérieure, passive et cathodique, et l'intérieur de la piqûre, actif et anodique (voir figure 24) entraînant une Cavite qui peut rapidement devenir profonde bien qu'une petite quantité de métal se dissolve globalement.

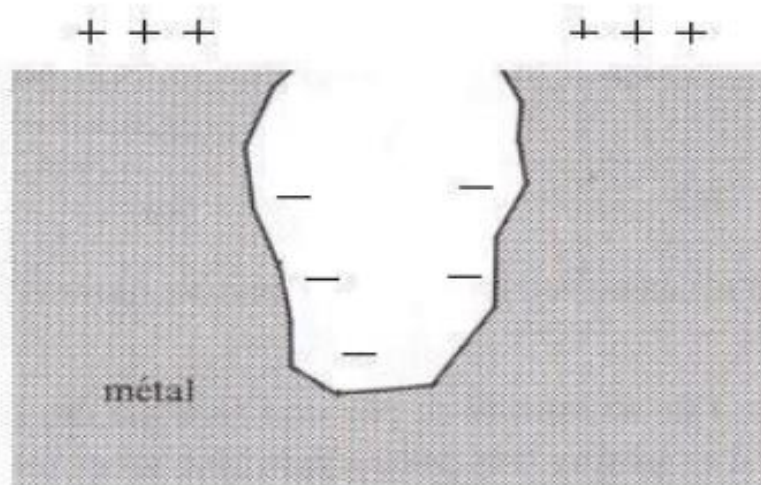


Figure 24 : Pile galvanique de corrosion : + Cathode, - Anode [20]

La morphologie des piqûres de corrosion peut prendre plusieurs aspects selon les conditions expérimentales. La figure 25 illustre des exemples de formes de corrosion [20].

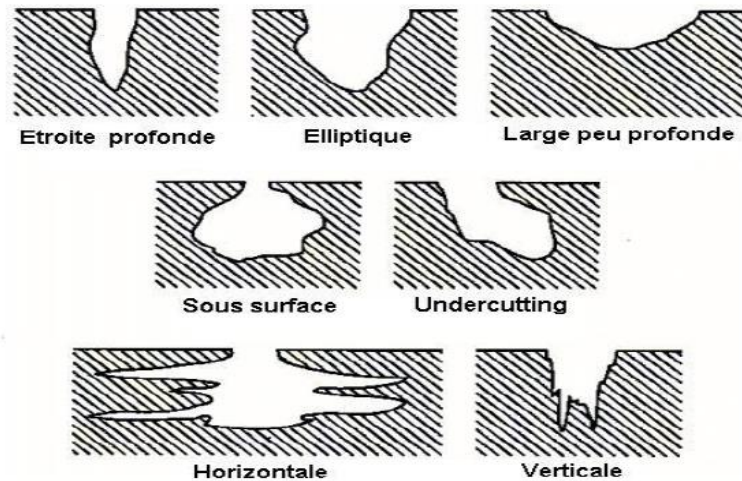


Figure 25 : Exemples de morphologie des piqûres de corrosion [20]

### I.5.3.3 Corrosion par aération différentielle

Elle est de nature électrochimique est due à une différence importante de concentration d'oxygène locale du milieu d'où formation de pile dite pile D'EVANS, cas de gouttes d'eau salie à la surface d'une tôle de fer parfaitement propre [21].

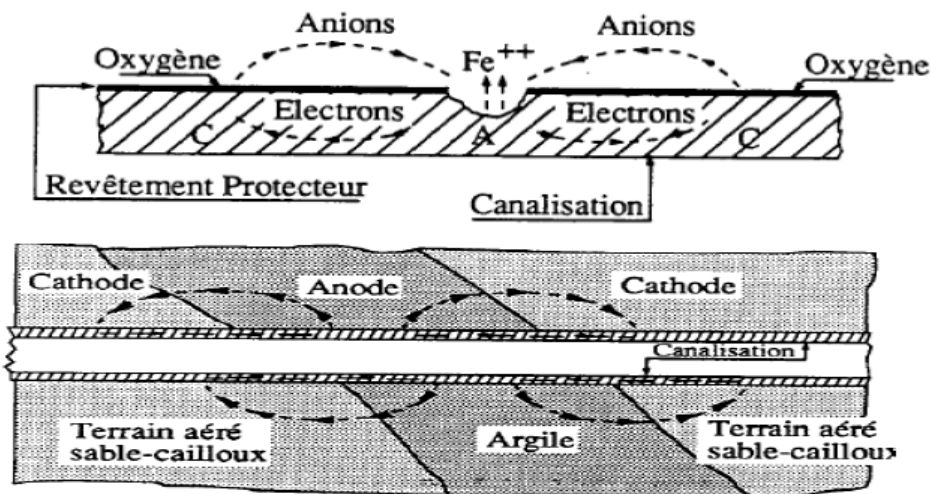


Figure 26 : Corrosion par aération différentiel [27]

### I.5.3.4 Corrosion galvanique

C'est, en générale, lorsque deux métaux différents sont en contact ou reliés électriquement dans un milieu corrosif aqueux. La corrosion s'établit sur le métal le moins noble et s'arrête sur le métal le plus noble. Les sites anodiques et cathodiques sont distincts. Mais elle se manifeste

aussi lorsque les deux parties d'un objet métallique d'un même métal ne sont plus au même potentiel à cause d'une hétérogénéité ou à cause d'un âge différent [20].

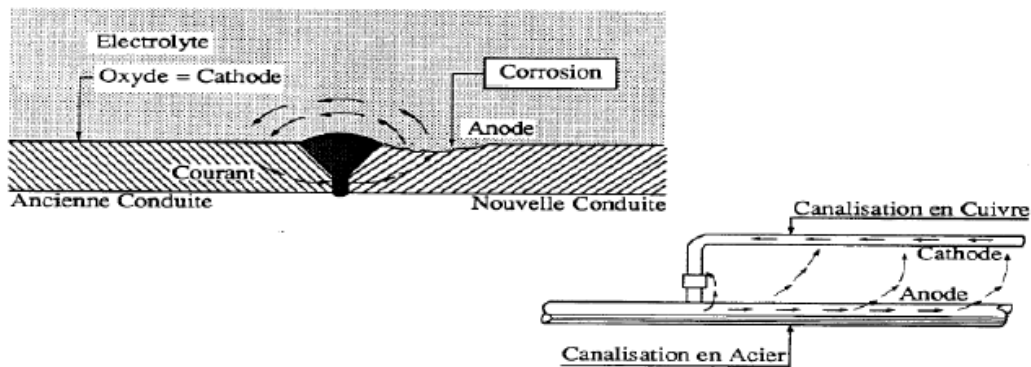


Figure 27 : corrosion galvanique [8]

### I.5.3.5 Corrosion sélective

C'est elle dont l'attaque se produit préférentiellement sur un des éléments de l'alliage, la Signification des alliages cuivre-zinc et le cas le plus typique. Cette corrosion peut être éliminée par la protection cathodique.

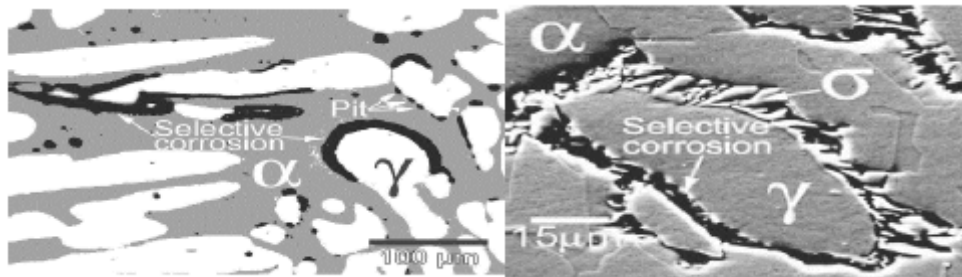


Figure 28 : corrosion sélective [8]

### I.5.3.6 Corrosion par courants vagabonds

Le courant vagabond comme son nom l'indique, circule en dehors des circuits normaux. Il cherche à suivre les circuits de moindre résistance, tel que les canalisations métalliques, l'endroit où il quitte celle a subit une attaque anodique quelque fois rapide et locale.

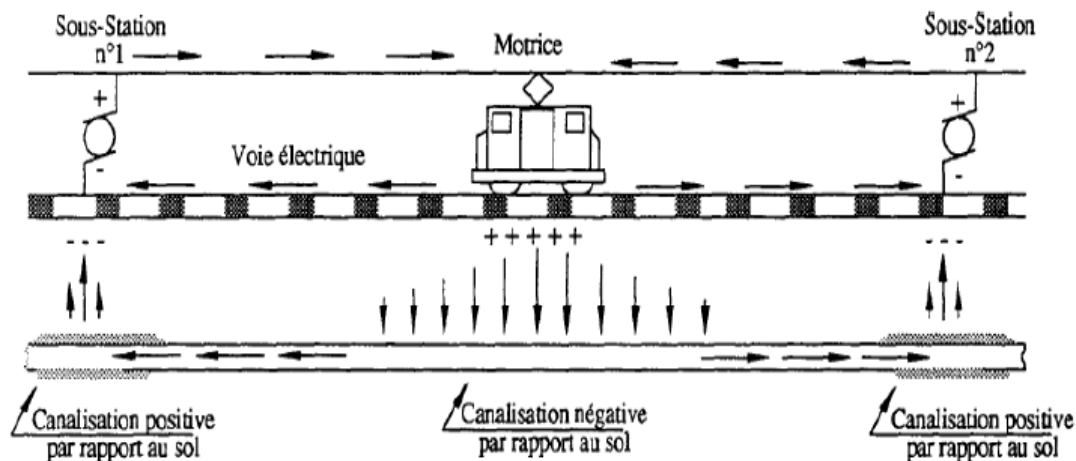


Figure 29 : Corrosion par courant vagabond

## I.6 La protection des gazoducs contre la corrosion

La protection cathodique est une technique de protection anticorrosion pour tous les ouvrages métalliques enterrés, immergés ou bétonnés. Cette méthode de protection anticorrosion est largement répandue dans le monde. Elle est connue pour être fiable et peu coûteuse par rapport aux risques encourus. Le monde du pétrole et du gaz a une obligation légale de mettre sous protection cathodique tous ses ouvrages dès lors qu'ils se trouvent dans le domaine public (arrêté du 4 août 2006). Depuis une dizaine d'années, il existe une certification en protection cathodique validant les capacités des agents selon trois niveaux, technicien, ingénieur expert. Cette certification a eu pour effet de faire monter en compétences les techniciens et ingénieurs, et d'assurer aux donneurs d'ordres une véritable qualification des sous-traitants. Actuellement, cette technique est utilisée sur de nombreux réseaux transportant de l'eau, même si elle n'est pas encore généralisée [22].

### I.6.1 Principe de la protection cathodique :

La protection cathodique d'un ouvrage métallique en contact avec un électrolyte consiste à placer cet ouvrage à un potentiel électrique négatif tel que la corrosion devienne thermodynamiquement impossible. Comme valeur de potentiel, au-dessous duquel l'acier ne peut se corroder dans un milieu ayant un pH compris entre 4 et 9, on admet le critère de -850mV, mesuré par rapport à l'électrode impolarisable au sulfate de cuivre en solution saturée.

Le principe de la Protection Cathodique trouve son application dans la pile élémentaire où l'une des électrodes (anode) est toujours corrodée alors que l'autre ne l'est pas. Voir (schémas de principe ci-dessous).

Deux méthodes sont utilisées pour rendre un ouvrage cathodique par rapport à une anode extérieure [23] :

- L'anode sacrificielle appelée encore anode réactive Figure 30/ Fig.1.
- Le soutirage de courant ou dispositif à courant imposé Figure 30/ Fig.2.

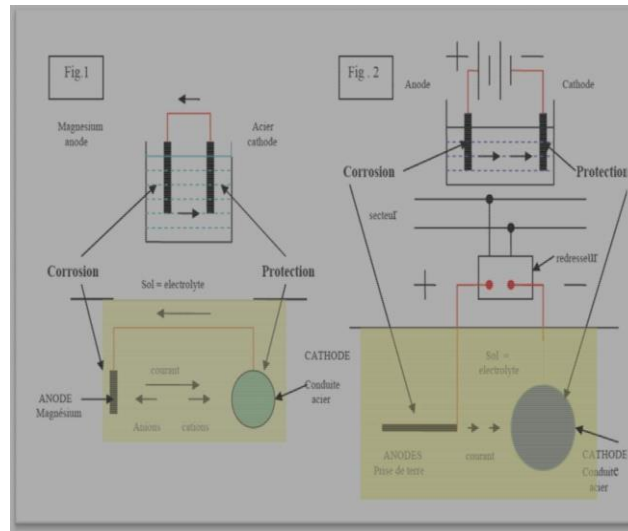


Figure 30 : La protection par anode galvanique et courant imposé [24]

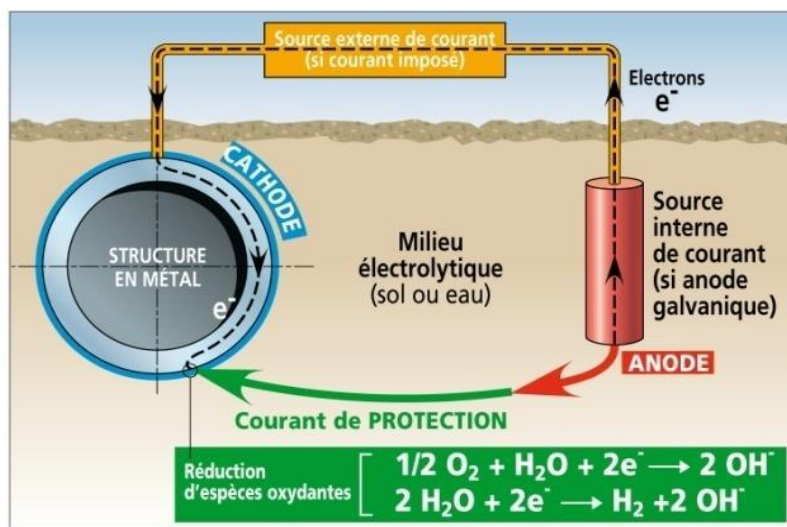


Figure 31 : Principe de la protection cathodique

### I.6.2 Technique de la protection cathodique :

La transformation d'une surface métallique corrodée à une surface protégée cathodiquement nécessite de ramener le potentiel naturel de celle-ci vers celui de la zone d'immunité. Pour y parvenir, on doit procéder à une installation d'un système de protection par courant continue

dans le même électrolyte. La mise en œuvre d'un tel système requiert l'application de l'un des deux types d'anodes suivants :

- Anodes galvaniques (sacrificielles) ayant un potentiel plus électronégatif que le métal à protéger.
- Anodes branchées à un générateur électrique assurant la protection par courant imposé.

### I.6.2.1 Protection par anodes sacrificielles :

Le principe de protection par anodes sacrificielles est basé sur la connexion d'une anode ou une série d'anodes sacrificielles avec la structure à protéger en présence d'un milieu électrolytique conducteur (sol ou eau) comme le montre la Figure 32.

La structure se polarise négativement jusqu'à ce qu'elle atteigne un niveau de potentiel suffisant et uniforme qui assure que les anodes sacrificielles du système de protection sont la source du processus de polarisation de la structure métallique.

Au fil des années, l'anode se consomme graduellement selon un principe électrochimique défini par la loi de Faraday qui stipule que la masse consommée d'une matière impliquée dans la réaction d'oxydo-réduction est directement proportionnelle à la quantité du courant délivré.

Ainsi, le taux de consommation de l'anode (g/A.ans) dépend de la quantité du courant émis par l'anode, de la taille de l'anode et sa composition chimique ainsi que de la structure à protéger et de l'environnement (C.S.R.P.P.G., 1986). La loi de Faraday (1.1).

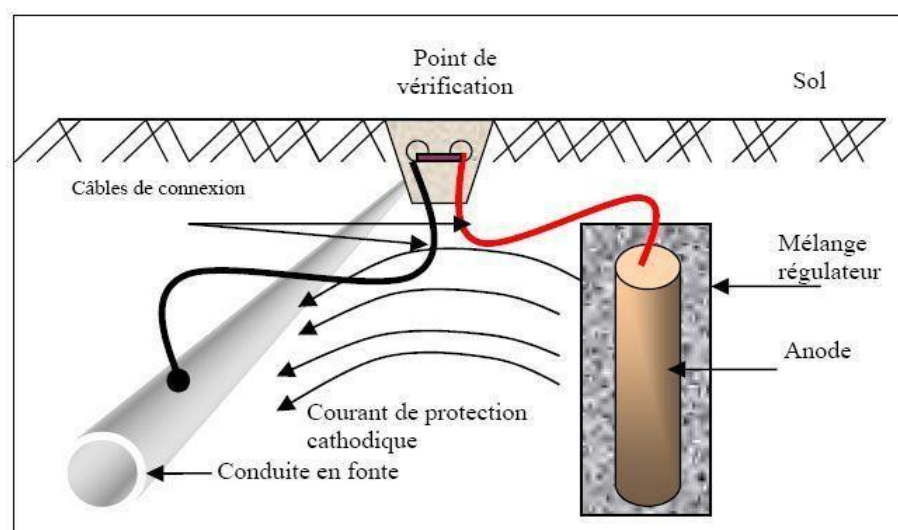


Figure 32 : Principes de la protection par anodes sacrificielles

### I.6.2.2 Protection par courant imposé :

La protection par courant imposé (ou de soutirage) utilise une source d'énergie électrique en courant continu qui débite dans un circuit comprenant.

- Masse anodique ou (un déversoir).
- L'électrolyte (sol ou eau).
- La structure à protéger.

Le pôle positif de la source est relié au déversoir alors que le pôle négatif est relié à la structure à protéger. Comme la montre la Figure 33 le courant venant du déversoir traverse l'électrolyte, puis entre dans la structure créant ainsi un abaissement de potentiel recherché correspondant à l'immunité du métal. Par exemple, pour de l'acier dans un sol type, la différence de potentiel (ddp) entre l'électrode de référence au sulfate de cuivre saturé est inférieure à  $-0,850$  V en tous points de la structure. En général, la valeur limite inférieure que l'on cherche à atteindre est d'environ  $-1$  V.

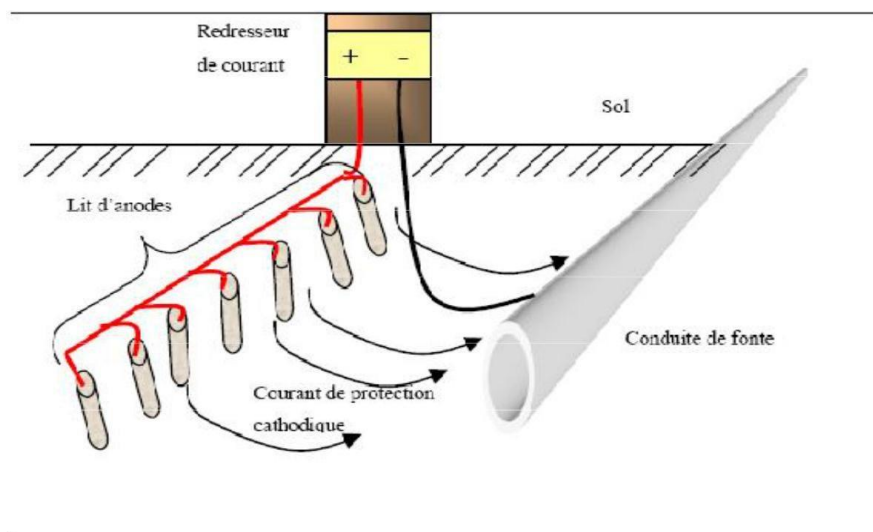


Figure 33 : Principe de la protection par courant imposé [34]

### I.6.3 Choix du mode de protection :

Le choix d'une méthode de protection par rapport à une autre selon baeckmann et scwenk, dépend essentiellement de la demande en courant et de la résistivité du sol (électrolyte) telle qu'illustré dans la Figure 34.



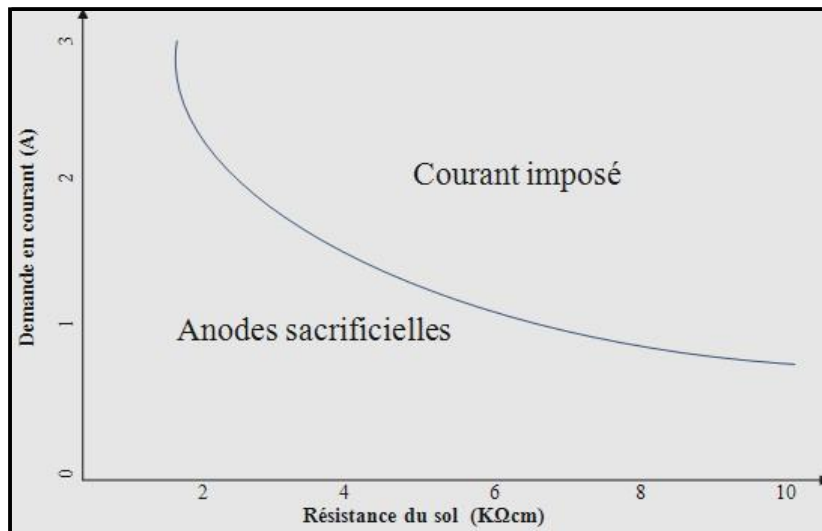


Figure 34 : Choix du système de protection cathodique

Aussi La sélection d'un système de protection par rapport à un autre devra être établi en tenant compte des comparaisons d'un certain nombre de facteurs économiques et aussi de problèmes de maintenance et de suivi de la protection par courant imposé qui sont très souvent limitatifs de leurs emploi tel que montré sur le tableau suivant Tableau (3).

Tableau 3 : comparatif entre la protection cathodique par anode sacrificielles et par courant imposé

	anode sacrificielle	système à courant imposé
Installation	Simple	Complexe
Source d'énergie	Non nécessaire	Indispensable
Distribution du courant sur la structure	Homogène	Souvent hétérogène
Influence de la résistivité du milieu	Non envisageable si la résistivité est trop grande	Aucune difficulté
Débit par anodes	Faible	Elevé
Nombres d'anodes	Important	Faible

Flexibilité dans les conditions de fonctionnement	Aucune	Grande
Risque de surprotection	Quasi nul sauf cas d'anode de magnésium	Possible
Interférences avec d'autres structures	Non	Possible
Risques humains	Non	Possible
Surveillance	Aisée et occasionnelle	Surveillance continue et nécessitant des techniciens spécialisés

*Chapitre II : Méthodes  
d'évaluations des  
défauts*

## II.1 Evaluation des défauts par la méthode FAD (Failure Assesment Diagram)

Les causes des défaillances dans les canalisations de transport d'hydrocarbures sont de diverses natures. Elles peuvent se manifester soit par une rupture, soit par fuite, dues à la présence de défauts comme les fissures ou les pertes de métal dû à la corrosion. Les exploitants des réseaux de transport étudient ces problèmes depuis longtemps et possèdent une bonne connaissance des méthodes permettant de les gérer ; le problème usuel posé à l'industrie est la maîtrise des risques de rupture dus à la présence de défauts dans les structures.

Lorsqu'un défaut est détecté dans un élément de structure, une décision doit être prise rapidement. Parmi les méthodes utilisées, c'est la méthode d'analyse des défaillances ou FAD (Failure assesment diagramme) ; elle est basée sur la méthode des deux critères (les modes de fissuration, et critère de Griffith) [25, 26] est postulée pour la première fois par Dowling et Townley en 1975 [27] qui ont identifié les deux principaux critères de rupture à savoir : La mécanique linéaire de la rupture et la ruine plastique.

Cette méthode (FAD) repose sur l'hypothèse que la rupture se produit lorsque la charge appliquée, atteint la plus faible des valeurs correspondant soit à :

- La rupture fragile, calculée en utilisant la mécanique élastique linéaire de la rupture.
- La ruine plastique qui dépend de la contrainte d'écoulement et de la géométrie de la structure.

Ces critères ont été ensuite utilisés par Harrison et al [28]. Pour définir le diagramme d'analyse des défaillances (FAD) dans la première publication de la procédure R6 pour l'analyse des défauts. Au fil des années cette approche a été mise à jour pour permettre le traitement des problèmes complexes, qui se produisent dans des applications pratiques.

En plus de la méthode FAD qui est largement reconnue, il existe d'autres procédures similaires qui sont contenues parfois dans d'autres procédures utilisées pour l'analyse des défauts, entre autres : [39]

- La procédure SINTAP issue d'un projet de coopération européen (entre 1996-1999) sur les procédures d'analyse de l'intégrité des structures dans l'industrie européenne [29].

- Document des normes britanniques BS 7910, élaboré à partir des méthodes contenues auparavant dans le document PD6493 [30] publié, relatif à la procédure suédoise d'évaluation de la sécurité.
- Guide d'évaluation des défauts élaboré au Japon, au profit du code de la société Japonaise d'ingénierie mécanique (JSME) [31].
- La procédure chinoise qui a été proposée comme une norme chinoise nationale [32].
- Un guide complet, API 579, publié par l'institut Américain du Pétrole [33].

Selon ces méthodes, le traitement d'acceptabilité d'un défaut, en termes de risque de rupture, repose sur le diagramme d'analyse des défaillances (FAD).

## II.2 Principe de la méthode FAD :

### II.2.1 Paramètres de rupture :

Ce diagramme nécessite le calcul de deux paramètres correspondants, respectivement : au risque de rupture fragile  $Kr$  (axe des ordonnées) et au risque de ruine plastique  $Sr$  (axe des abscisses), pour chaque défaut ces deux paramètres sont calculés comme suit :

Rupture fragile :

$$kr = \frac{k1}{k1c} \quad 3$$

$Kr$  : Le paramètre de risque de rupture fragile

Ruine plastique :

$$Sr = \frac{\sigma n}{\sigma f} \quad 4$$

$Sr$  : Les paramètres de risque de ruine plastique

Avec  $K1$ ,  $K1c$ ,  $\sigma n$ ,  $\sigma f$  qui sont respectivement : le facteur d'intensité des contraintes, ténacité du matériau autour du défaut, la contrainte nominale et la contrainte moyenne d'écoulement, égale à :

$$\frac{\sigma e + \sigma u}{2} \text{ pour } \sigma f < 1.2\sigma e \quad 5$$

$$1.2\sigma e \text{ pour } \sigma f \geq 1.2\sigma e$$

Avec  $\sigma e$  la limite d'élasticité et  $\sigma u$  la résistance ultime à la traction.

Une enveloppe limite est ensuite définie par une relation  $K_r = f(S_r)$ . La représentation graphique de cette relation dans le repère  $(S_r, K_r)$  constitue le diagramme FAD (Failure Assessment Diagram).

Un défaut est alors dit acceptable si le couple  $K_r, S_r$  calculé pour ce dernier est situé sous la courbe  $K_r = f(S_r)$  dans le FAD.

Différents niveaux d'investigation sont proposés. La figure 1 rassemble les niveaux 1, 2 et 3 :

### II.2.2 Niveaux d'investigation :

En fonction des données disponibles, on distingue trois types de courbes  $K_r = f(S_r)$  relatives à trois niveaux d'analyse. Plus le niveau d'investigation est élevé plus la confiance dans le résultat est grande et plus les facteurs de sécurité nécessaires sont faibles.

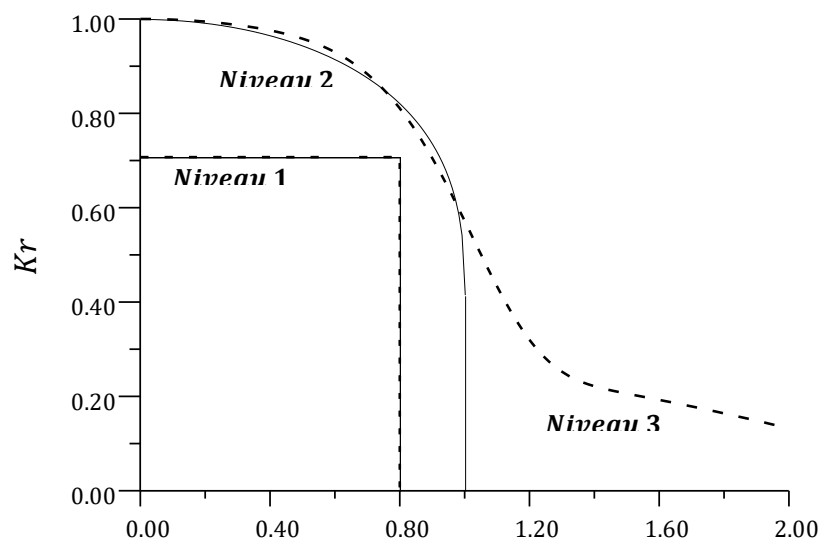


Figure 35 : FAD pour les trois niveaux d'investigation

- **Niveau 1** : Le plus basique, il est applicable dans le cadre de la rupture fragile (mécanique élastique linéaire de la rupture), où les données en comportement contrainte-déformation du matériau ne sont pas disponibles, l'investigation est rapide.

$$k_r < \frac{\sqrt{2}}{2} \text{ et } S_r < 0.8 \quad 6$$

- **Niveau 2** : Il est utilisé quand les données nécessaires sur les matériaux sont disponibles.

$$k_r = S_r \left[ \frac{8}{\pi^2} \ln \frac{1}{\cos\left(\frac{\pi}{2} S_r\right)} \right]^{-0.5} \quad 7$$

- **Niveau 3** : peut être utilisé quand la ruine est précédée d'une forte déformation plastique.

Les équations définissant l'enveloppe d'acceptabilité pour chaque niveau, sont données dans les équations ci-dessous.

$$kr = \left[ \frac{E \ln 1 + \varepsilon}{\sigma(1 + \varepsilon)} + \frac{\sigma^3 (1 + \varepsilon)^3}{2\sigma e^2 E \ln 1 + \varepsilon} \right]^{-0.5} \quad 8$$

Notons qu'une courbe rationnelle de traction du matériau dans lequel le défaut est situé est nécessaire, cette courbe de traction permet d'établir une relation  $\sigma = f(\varepsilon)$  utilisée dans l'équation. Dans le cas des investigations de niveaux 1 et 2 seules des données comme  $\sigma_e$  (la limite d'élasticité) et  $\sigma_u$  (résistance ultime à la traction) sont nécessaires. Le paramètre  $S_r$  est remplacé par  $L_r = \frac{\sigma(1 + \varepsilon)}{\varepsilon}$  pour caractériser la ruine par plasticité généralisée.

On donne aussi  $K_r$  pour le niveau 3 par une équation plus simple à utiliser :

$$kr = [1 - 0.14Lr^2][0.3 + 0.7\exp(-0.65Lr^6)] \quad 9$$

### II.3 La procédure SINTAP :

La rupture est un problème auquel l'homme aura à faire face aussi longtemps qu'il construira des édifices ou fabriquera des structures. Ce problème est actuellement plus crucial avec le décollement de structures complexe lié au progrès technologique. Les avancées dans la connaissance de la mécanique de la rupture permettent aujourd'hui, de mieux prévenir le risque de rupture [34].

L'une des méthodes les plus utilisées et plus répandue dans le domaine de diagnostic des fissures est la SINTAP, car elle offre plusieurs niveaux d'études dans notre approche nous avons choisis d'utiliser le code SINTAP [35, 36].

L'autre intérêt du code SINTAP est proposé à une procédure unifiée plusieurs niveaux. Ces différents niveaux sont liés à la disponibilité et la qualité des données qui se reflète dans l'erreur et l'exactitude des résultats. Pour cela, il existe plusieurs niveaux d'analyse, de plus en plus complexe, qui permettent selon les données d'obtenir un résultat précis. Le niveau le plus bas permet d'obtenir le résultat le plus conservatif [37].

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

$$kr = \frac{K_{Ie}}{K_C^*} = \sqrt{\frac{J_{app}}{J_{ic}}} \quad 10$$

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

$$S_r = \frac{\sigma_n}{\sigma_f} = \frac{P}{P_L} \quad 11$$

**P** : La charge appliquée

**PL** : La charge limitée

Ou

$$\begin{cases} \sigma_f = \frac{\sigma_y + \sigma_u}{2} \text{ for } \sigma_f < 1.2 \cdot \sigma_y \\ \sigma_f = 1.2 \cdot \sigma_y \text{ for } \sigma_f \geq 1.2 \cdot \sigma_y \end{cases} \quad 12$$

$\sigma_y$  :: Contrainte élasticité ;

$\sigma_u$  :: Contrainte ultime à la traction

La procédure SINTAP propose plusieurs niveaux d'investigation, comme le montre la Figure 36.

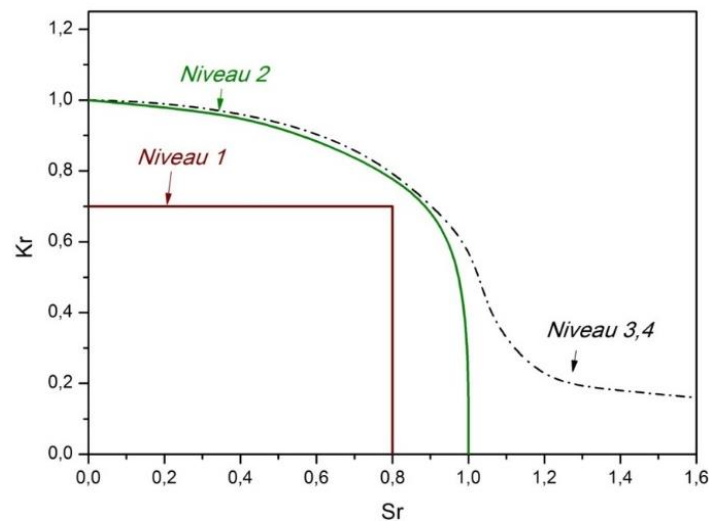


Figure 36 : diagramme d'intégrité de rupture pour trois niveaux d'investigations possibles

- **Niveau d'analyse 1 (matériau homogène)**

Pour un niveau d'analyse standard (niveau1), nécessite seulement la connaissance de la ténacité du matériau et ses principales caractéristiques mécanique (limite d'élasticité et limite à la rupture). Ces différents paramètres sont reliés au travers de l'équation suivante :

Avec



$$f(S_r) = \begin{cases} \left[1 + \frac{S_r^2}{2}\right]^{-\frac{1}{2}} [0.3 + 0.7 \cdot \exp(-\mu \cdot S_r^6)] \text{ for } S_r \leq 1 \\ f(1) \cdot S_r^{\frac{N-1}{2 \cdot N}} \text{ for } 1 \leq S_r \leq S_{rmax} \\ 0 \text{ } S_r \geq S_{rmax} \end{cases} \quad 13$$

$$\mu = \min \left[ 0.001 \cdot \left( \frac{E}{\sigma_y} \right); 0.6 \right] \quad 14$$

$$N = 0.3 \cdot \left( 1 - \frac{\sigma_y}{\sigma_u} \right) \quad 15$$

$$S_{rmax} = \frac{1}{2} \left( \frac{\sigma_y + \sigma_u}{\sigma_y} \right) \quad 16$$

▪ **Niveau d'analyse 2**

Pour un niveau d'analyse standard (niveau 1), nécessite seulement la connaissance de la ténacité du matériau et ses principales caractéristiques mécanique (limite d'élasticité et limite à la rupture) des deux matériaux métal de base et métal fondu. Ces différents paramètres sont reliés au travers de l'équation :

$$f(S_r) = \begin{cases} \left[1 + \frac{S_r^2}{2}\right]^{-\frac{1}{2}} [0.3 + 0.7 \cdot \exp(-\mu_m \cdot S_r^6)] \text{ for } S_r \leq 1 \\ f(1) \cdot S_r^{\frac{N_M-1}{2 \cdot N_M}} \text{ for } 1 \leq S_r \leq S_{rmax} \\ 0 \text{ } S_r \geq S_{rmax} \end{cases} \quad 17$$

$$\mu_M = \frac{M-1}{\left(\frac{F_{yM}}{F_{yB}} - 1\right) \mu_w + \left(M - \frac{F_{yM}}{F_{yB}}\right) / \mu_B} < 0.6 \text{ Simon } \mu_M = 0.6 \quad 18$$

$$\mu_B = 0.001 \cdot \left( \frac{E}{R_{0.2B}} \right) < 0.6 \text{ Simon } \mu_B = 0.6 \quad 19$$

$$\mu_w = 0.001 \cdot \left( \frac{E}{R_{0.2W}} \right) < 0.6 \text{ Simon } \mu_B = 0.6 \quad 20$$

$$S_{rmax} = \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{0.3}{0.3 - N_M} \right) \quad 21$$

$$N_M = \frac{M-1}{\left(\frac{F_{yM}}{F_{yB}} - 1\right) N_w + \left(M - \frac{F_{yM}}{F_{yB}}\right) / N_B} \quad 22$$

$$N_B = 0.3 \cdot \left( 1 - \frac{R_{p0.2B}}{R_{mB}} \right) \quad 23$$

$$N_W = 0.3 \cdot \left( 1 - \frac{R_{p0.2W}}{R_{mW}} \right) \quad 24$$

Pour la réalisation des diagrammes d'évolution de la défaillance à partir de ce niveau, la courbe complète contrainte déformation est nécessaire

$$f(S_r) = \begin{cases} \left[ \frac{E\varepsilon_{ref}}{\sigma_{ref}} + \frac{1}{2} \frac{S_r^2}{E\varepsilon_{ref}/\sigma_{ref}} \right]^{-\frac{1}{2}} & \text{for } 0 \leq S_r \leq S_{rmax} \\ 0 & S_r \geq S_{rmax} \end{cases} \quad 25$$

Avec

$$S_{rmax} = \frac{1}{2} \left( \frac{R_e + R_m}{R_e} \right) \quad 26$$

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

$$\sigma_{ref} = L_r R_e \quad 27$$

Ou  $R_e$  : est la limite d'élasticité

$$\sigma_{ref} = S_r R_{p0.2} \quad 28$$

Et

$$L_{rmax} = \frac{1}{2} \left( \frac{R_{p0.2} + R_m}{R_{p0.2}} \right) \quad 29$$

#### ▪ Niveau d'analyse 4

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

$$K_r = \left( \frac{J}{J_e} \right)^{1/2} \quad \text{pour } 0 \leq S_r \leq S_{rmax} \quad 30$$

$$S_{rmax} = \frac{1}{2} \left( \frac{R_e + R_m}{R_e} \right) \quad 31$$

### II.4 Facteur de sécurité dans la méthode FAD :

Dans un Diagramme FAD, les facteurs de sécurité sont définis par [47] (Figure 37) :

- La charge :

$$fs, \sigma = \frac{\text{charge qui produit la rupture}}{\text{charge appliquée}} = \frac{O'B}{O'A} \quad 32$$

- La taille de défaut :

$$fs, a = \frac{\text{taille limite du défaut}}{\text{taille de défaut considérée}} = \frac{OD}{OA} \quad 33$$

- Le facteur d'intensité de contraintes :

$$fs, k = \frac{\text{facteur d'intensité de contraintes}}{\text{facteur d'intensité de contraintes considéré}} = \frac{O'C}{O'A}$$

34

Les facteurs de sécurité, permettent de tracer une zone de sécurité dans le diagramme FAD, et de vérifier si le point de fonctionnement expérimental A, appartient bien à cette zone.

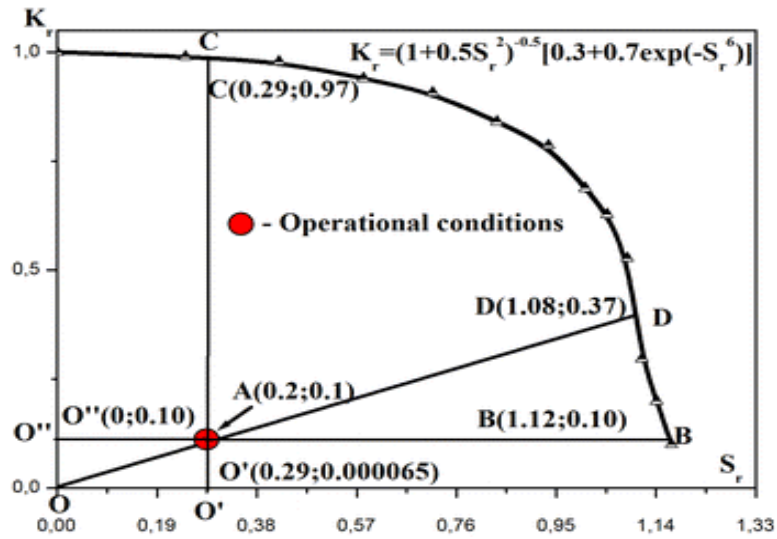


Figure 37 : Définition du facteur de sécurité dans un Diagramme FAD

***Chapitre III :***  
***Simulation Numérique***

### III.1 Présentation du model géométrique

Dans notre cas on dispose de peu d'informations tels que limite élastique, résistance à la traction et le facteur d'intensité critique qui sont issues d'une large recherche bibliographique, nous allons essayer d'appliquer la méthode SINTAP sur un API X60 sous différents pressions 50, 70 et 90 bar avec présence de défaut semi elliptique extérieur .vu les données disponibles à notre possession, on va se contenter d'étudier l'évolution de ces défauts avec le niveau 2 de la méthode.

Tableau 4 : propriétés géométrique et mécanique de API X60

Matériau	Dext mm	Epaisseur mm	Cy min MPa	Cu min MPa	E MPa	Kic
API X60	273.1	7.1	414	517	230000	120

### III.2 Analyse chimique de API X60 :

Une analyse chimique (tableau 5) a été réalisée au niveau centre de recherche et de développement de l'électricité et du gaz (CREDEG) dans le cadre d'homologation des joints isolant pour le compte de GRTG, l'acier considéré a pour composition chimique.

Tableau 5 : Composition chimique API X60

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

La figure 38 présente la géométrie et les dimensions de fissures utilisées dans la simulation.

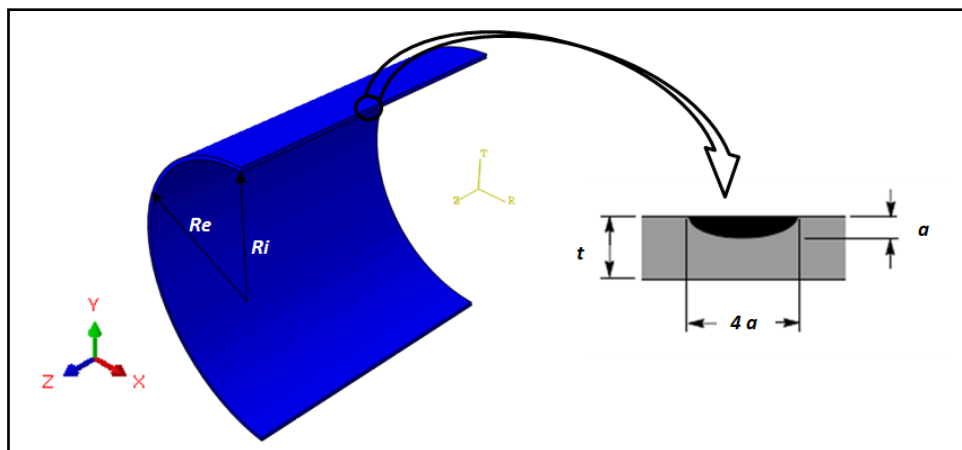


Figure 38 : Géométrie et dimensions de la fissure

Pour des raisons de symétrie du modèle géométrique utilisé (figure 38) et afin de minimiser le temps de calcul, nous allons utiliser un quart de tube, le maillage utilisé dans la simulation est un maillage structuré en éléments quadratiques à 8 nœuds avec un raffinement du maillage afin que plus la solution est fiable, cependant le temps de calcul doit être raisonnable.

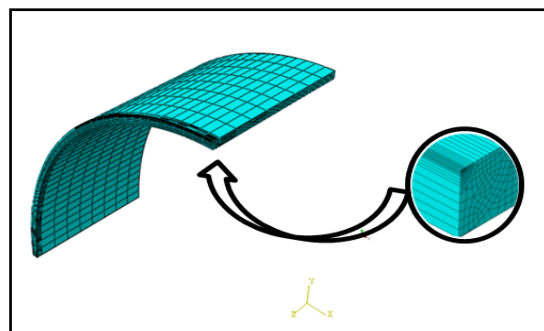


Figure 39 : Maillage de la fissure

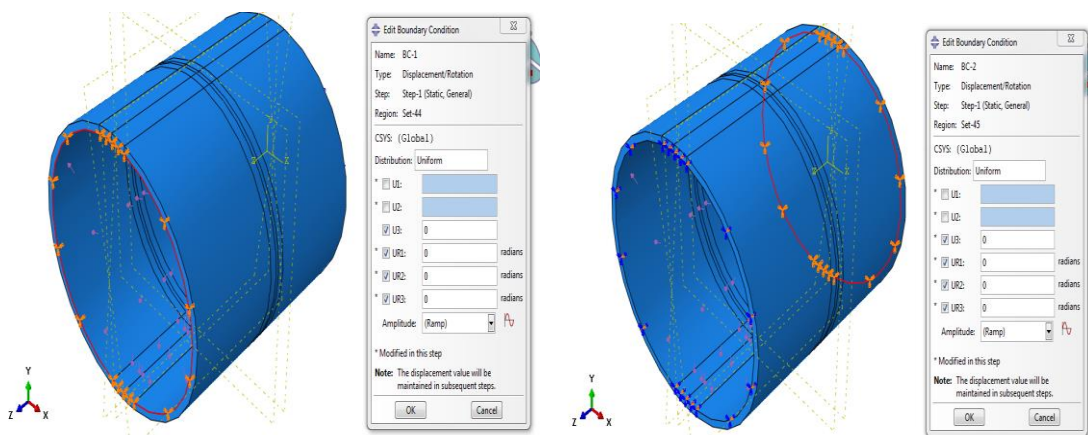


Figure 40 : Conditions aux limites

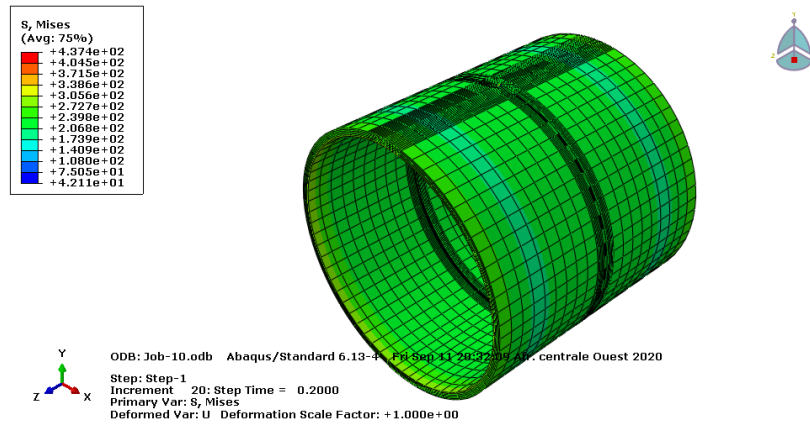


Figure 41 : La distribution des contraintes dans le tube

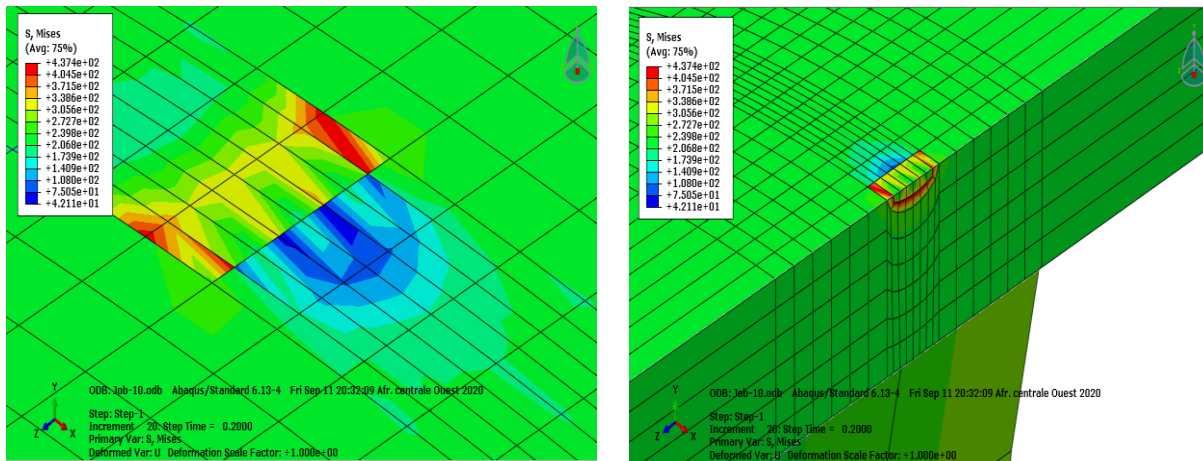


Figure 42 : la distribution des contraintes dans la fissure

### III.3 Calcul du Facteur d'intensité de contrainte

Le calcul du facteur d'intensité de contrainte les différentes pressions et pour les différents ratios  $a/t$  (0.05,0.1,0.15,0.2,0.25,0.3,0.35,0.4,0.45,0.5,0.55,0.6,0.65 et 0.7) a été déterminé par simulation à l'aide du code de calcul Abaqus

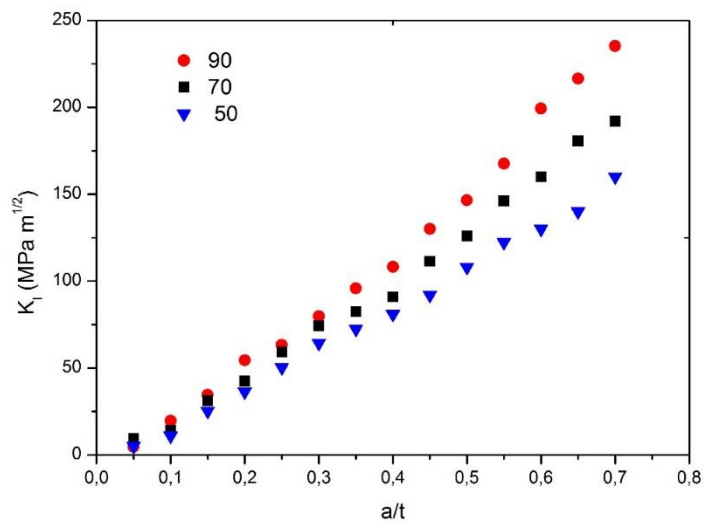


Figure 43 : Variation du facteur d'intensité de contraintes en fonction de  $(a/t)$

La figure 43, montre clairement que pour les différentes pressions 50,70 et 90 bar le facteur d'intensité de contrainte augmente avec la croissance de la fissure. Cette augmentation est dû à la réduction de l'épaisseur du tube causée par la croissance de la fissure ce qui augmente considérablement les contraintes exercées au front de fissure.

Il est également noté que pour les ratios  $(a/t)$  0,05, 0,1, 0,15, 0,2, 0,25, 0,3, 0,35, et 0,4 pour les deux pressions. Il se trouve au-dessus de la valeur critique du facteur d'intensité de contrainte

#### III.4 Diagramme de défaillance selon SINTAP

À partir du calcul de la paire  $(K_r, S_r)$  pour les différents ratios  $a / t = (0,05, 0,1, 0,15, 0,2, 0,25, 0,3, 0,35, 0,4, 0,45, 0,5, 0,55, 0,6, 0,65 \text{ et } 0,77)$ , on obtient le diagramme de la défaillance illustré dans la Figure 44.



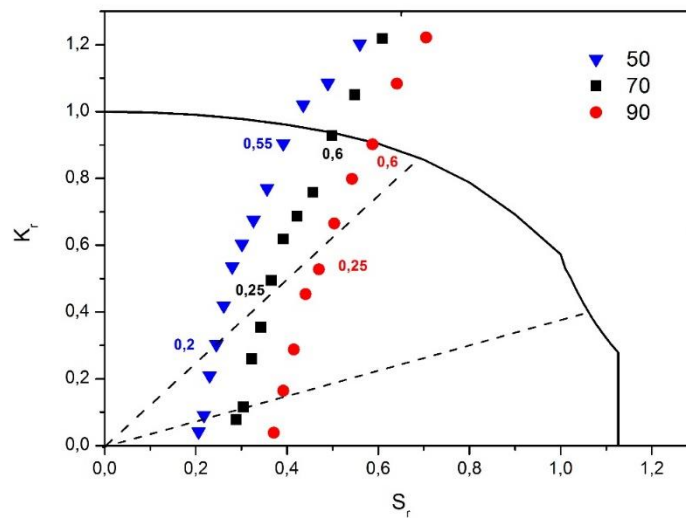


Figure 44 : Diagramme de défaillance pour 70/90bar

En analysant la courbe précédente (figure 44), plusieurs remarques peuvent être faites :

- Pour les différentes pressions, on voit clairement qu'il existe deux catégories de points, ceux qui se trouvent à l'intérieur de la ligne d'interpolation et d'autres qui se trouvent à l'extérieur de la ligne, ces derniers ils vont créer la ruine de notre canalisation.
- Pour les différentes pressions l'intersection des ratios de fissure se localise dans la partie de la rupture fragile, et plus que la pression augmente plus que l'intersection avec la ligne d'interpolation décale vers la zone de la rupture elasto-plastique.

Le tableau 5 présente les ratios critiques qui risquent de rompre la canalisation, pour les deux pressions 70 et 90 bar, les ratios critiques sont respectivement au ratio de 0,45 et 0,4, par contre pour la pression de 50 bar un ratio de 0,53. Soit une fissure de 3,82 mm (53,80% de l'épaisseur de la canalisation)

Tableau 6 : Fissure critique pour les différentes pressions

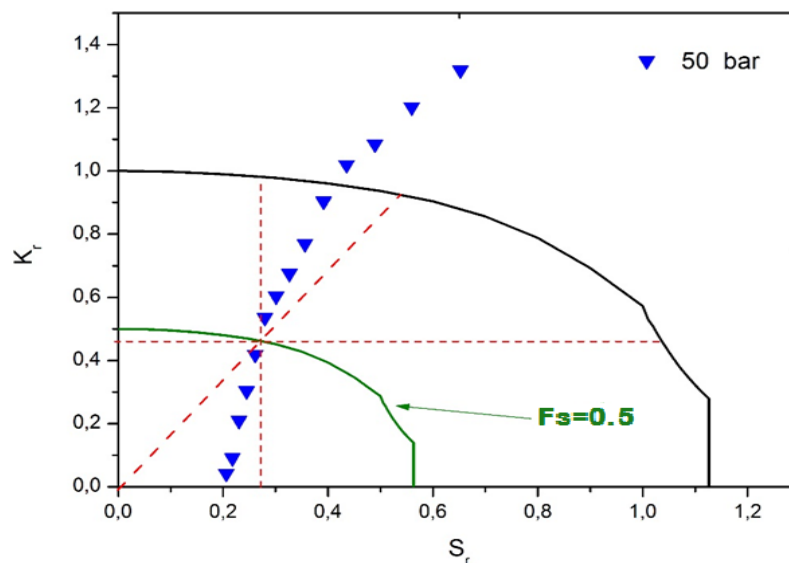
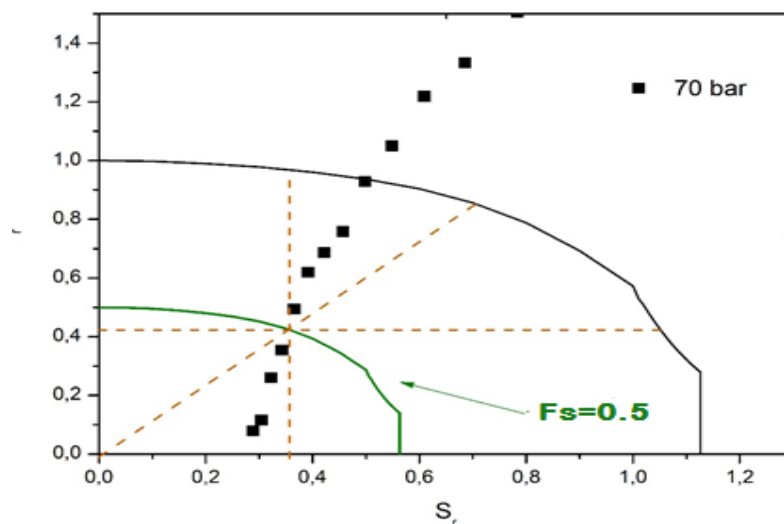
Pression (bar)	$a_c$ (mm)	$a/t$ (mm)	Manque d'épaisseur %
50	3.82	0.53	53.80
70	3.19	0.45	44.92
90	2.84	0.4	40

### III.5 Facteur de sécurité

Le facteur de sécurité peut être défini sur les diagrammes Intégrité-Rupture à partir de l'hypothèse d'un trajet radial, il peut être calculé de plusieurs façons

- Selon la charge appliquée :
- Selon la taille du défaut
- Selon le facteur d'intensité de contrainte :

Dans notre cas, on a posé un facteur de sécurité  $FS=0.5$ , afin de surveiller la propagation de la fissure selon sa taille et selon le facteur d'intensité de contrainte, mais on ne peut pas surveiller selon la charge appliquée parce qu'elle est constante.



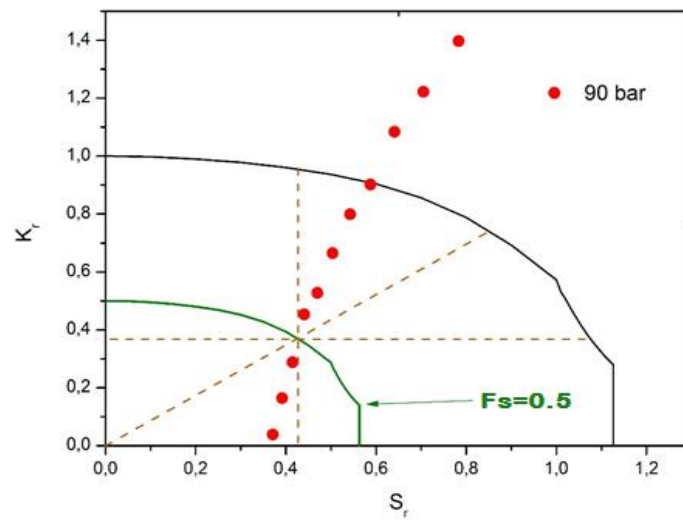


Figure 45 : facteur de sécurité  $F_s=2$  (a : pression interne = 50 bar ; b : pression interne = 70 bar ; c : pression interne = 90 bar)

Tableau 7 : Fissure critique pour les deux pressions

Pression	Selon la taille de la fissure		Selon le facteur d'intensité de contrainte
	$a$ (mm)	$a/c$	$K$ (MPa)
50	1.95	0,27	55.81
70	1.64	0,23	51.94
90	1.27	0,18	42.55

## *Conclusion générale*

## ***Conclusion générale***

---

Ce travail nous a été utile sur tous les plans, Sur le plan personnel il nous a permis de prendre une certaine maîtrise du logiciel de simulation numérique Abaqus et il nous a aussi permis d'enrichir nos connaissances dans le domaine de la construction des pipelines et les méthodes de protection cathodique de ces derniers. La méthode SINTAP est une bonne méthode à utiliser dans le diagnostic des fissures, plus on a des données plus les résultats sont précis.

A partir des résultats précédents on peut conclure que pour les pipelines API X60, l'association des petites fissures avec une pression moyennement petite peut être très dangereuse, elles peuvent mener à une ruine parfaitement plastique. Plus la pression augmente plus qu'on s'approche vers une rupture électrolytique et plus la pression augmente plus le ratio  $a/t$  diminue. Les informations recueillies au cours de la réalisation de ce travail pourront nous orienter sur d'autres travaux, on peut envisager de refaire un travail avec différentes dimensions, géométries et orientations de fissures ou dans le même joint de soudure on utilise deux métaux différents, tous ces travaux vont certainement contribuer au développement de la sûreté de l'industrie et au transport de gaz.

*Références  
bibliographiques*

## Références bibliographiques

- [1] F. Richards, "Failure analysis of a natural gas pipeline rupture," *Journal of failure analysis and prevention*, vol. 13, pp. 653-657, 2013.
- [2] G. Kabir, R. Sadiq, and S. Tesfamariam, "A fuzzy Bayesian belief network for safety assessment of oil and gas pipelines," *Structure and Infrastructure Engineering*, vol. 12, pp. 874-889, 2016.
- [3] L. H. H. P. Pham and R. Rusli, "A review of experimental and modelling methods for accidental release behaviour of high-pressurised CO<sub>2</sub> pipelines at atmospheric environment," *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 104, pp. 48-84, 2016.
- [4] C.-H. Chen, Y.-N. Sheen, and H.-Y. Wang, "Case analysis of catastrophic underground pipeline gas explosion in Taiwan," *Engineering Failure Analysis*, vol. 65, pp. 39-47, 2016.
- [5] i. p. d. P. Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST), Place du Centre ,4e étage ,Gatineau (Québec) CANADA, ed.
- [6] Y. Chemani, "Etude sur les procédés de traitement des tubes de pipelines corrodés acier API 5L X60."
- [7] D. Sonia, H. Rafik, B. B. Ali, and B. Fouad, "Contrôle des pipelines par ondes guidées: Evaluation de la méthode," in *International Conference on NDT and Materials Industry and Alloys*, 2014.
- [8] T. T. Luu, "Déchirure ductile des aciers à haute résistance pour gazoducs (X100)," 2006.
- [9] M. F. Ashby, *Choix des matériaux en conception mécanique*: Dunod, 2004.
- [10] F. MONTHEILLET and L. BRIOTTET, "Endommagement et ductilité en mise en forme," *Techniques de l'ingénieur. Matériaux métalliques*, 2009.
- [11] M. B. WALID, "MEMOIRE DE MASTER."
- [12] F. Oussama, "Etude FDM des machines a soudé en spirale de la tuberie ALFAPIPE sur la base des historiques maintenance," *mémoire de master en génie mécanique. Université Badji Mokhtar–Annaba*, vol. 2017, 2016.
- [13] M. Stewart and K. Arnold, "Surface production operations," *Pump and Compressor Systems: Mechanical Design and*, 2016.
- [14] M. Nahal, "Etude mecano-fiabiliste des pipelines destines aux hydrocarbures," These de doctorat en génie mécanique. Université Badji Mokhtar–Annaba, 2016.
- [15] F. Youcef and M. I. Eddine, "Analyse des risques (Etude de cas de l'entreprise ALFAPIPE ANNABA)," 2019.
- [16] B. Banks, E. Gordon, and H. Rawding, "La détection ultrasonique des défauts dans les matériaux," ed: Paris, 1966.
- [17] D. M. DU DIPLOME, "Identification expérimentale des caractéristiques mécaniques de l'acier X70 D'ALFAPIPE," 2016.
- [18] J. Dumont-Fillon, *Contrôle non destructif (CND)*: Ed. Techniques Ingénieur, 1996.
- [19] M. Naouel and P. A. Lhadi, "Mémoire de Master," *Mesure du taux de filtration glomérulaire à l'aide du DTPA–Tc99m, USTHB*, 2012.
- [20] D. Darazy-Choubaya, "La perception gustative des phytoecdystéroïdes par les larves de la pyrale du maïs, *Ostrinia nubilalis* Hübner (Lepidoptera, Pyralidae)," INAPG (AgroParisTech), 2002.
- [21] M. B. Ali and M. B. Baghdad, "Centre Universitaire BELHADJ BOUCHAIB d'Ain Témouchent Institut des Sciences et de la Technologie Département de Génie Mécanique."
- [22] C. Brière, "La protection cathodique par anodes sacrificielles: adaptation du système pour la Sphinge «au parapluie», épreuve en béton armé," *Technè. La science au service de l'histoire de l'art et de la préservation des biens culturels*, pp. 104-108, 2018.

- [23] D. t. s. P. r. a. r. a. s. l. t. t. d. g. s. l. f. d. r. e. l. a. P. N. 004.GRTG - R 1 (2008).
- [24] R. W. Revie, *Corrosion and corrosion control: an introduction to corrosion science and engineering*: John Wiley & Sons, 2008.
- [25] R. Roche, "Estimation pratique par la méthode des deux critères," *Journée d'Information sur l'Admissibilité des Défauts dans les Structures*, pp. 79-89, 1995.
- [26] R. Ainsworth, "Failure assessment diagram methods," 2003.
- [27] A. Dowling and C. Townley, "The effect of defects on structural failure: a two-criteria approach," *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 3, pp. 77-107, 1975.
- [28] I. Milne, "others," Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects," Central Electricity Generating Board, UK," R/H/R6-Rev. 31986.
- [29] S. Webster and A. Bannister, "Structural integrity assessment procedure for Europe—of the SINTAP programme overview," *Engineering Fracture Mechanics*, vol. 67, pp. 481-514, 2000.
- [30] B. S. BS, "Guidance on methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures," *British Standards Institution*, 2000.
- [31] H. Kobayashi and K. Kashima, "Overview of JSME flaw evaluation code for nuclear power plants," *International journal of pressure vessels and piping*, vol. 77, pp. 937-944, 2000.
- [32] P. Li, Y. Lei, Q. Zhong, and X. Li, "A Chinese structural integrity assessment procedure for pressure vessels containing defects," *International journal of pressure vessels and piping*, vol. 77, pp. 945-952, 2000.
- [33] T. L. Anderson and D. A. Osage, "API 579: a comprehensive fitness-for-service guide," *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 77, pp. 953-963, 2000.
- [34] W. Huang and N. Sridhar, "Fatigue failure risk assessment for a maintained stiffener-frame welded structure with multiple site cracks," *International Journal of Applied Mechanics*, vol. 8, p. 1650024, 2016.
- [35] G. Pluvinage and M. H. Elwany, *Safety, reliability and risks associated with water, oil and gas pipelines*: Springer Science & Business Media, 2007.
- [36] H. G. Pisarski and K. Wallin, "The SINTAP fracture toughness estimation procedure," *Engineering Fracture Mechanics*, vol. 67, pp. 613-624, 2000.
- [37] J. Capelle, "Etude de la nocivité d'un défaut de type éraflure sur une conduite destinée au transport de gaz naturel soumise à une pression d'hydrogène," 2008.