

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي و البحث 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'études
Pour l'obtention du diplôme de Master en :
Domaine : TECHNOLOGIE
Filière : GENIE MECANIQUE
Spécialité : CONSTRUCTION MECANIQUE

Thème

**Analyse d'endommagement d'une fissure
circonférentielle elliptique dans un pipeline API 5L X65
soumis aux chargement mixte (pression & moment).**

Présenté Par :

- 1) BENABDELMOUMENE YOUCEF.
- 2) CHERGUI ABDALLAH.

Devant les jurys composés de :

Mr. Guendouz	C.U.B.B Ain Témouchent	Président
Dr. BELHAMIANI Mohamed	C.U.B.B Ain Témouchent	Examineur
Pr. OUDAD Wahid	C.U.B.B Ain Témouchent	Encadrant

Année universitaire 2019/2020

REMERCIEMENT

Nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué au succès de notre travail et qui nous ont aidée lors de la rédaction de mémoire

Nous voulons dans un premier temps remercier, notre encadreur **M. OUDAD Wahid**, pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion

Nous remercions également toute l'équipe pédagogique de Centre Université BELHADJ BOUCHAIB et spécialement institut de technologie.

DEDICACES

À mes parents pour leur amour inestimable, leur soutien, leurs sacrifices et toutes les valeurs qu'ils ont su m'inculquer.

À tous les membres de la famille **CHERGUI** et **BENABDELMOUMENE**.

À tous nos collègues de centre universitaire BELHADJ BOUCHAIB.

À tous les membres de l'organisation étudiante du l'Union Générale des Etudiants Libre de Ain Témouchent.

Résumé :

Un pipeline est une canalisation transportant des fluides, qu'ils soient sous forme liquide ou gazeuse. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir des tubes d'aciers soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol.

Ces pipelines s'avèrent être soumis à des endommagements causés par plusieurs facteurs externe et/ou interne. Notre étude qui s'inscrit dans ce domaine consiste à modéliser une fissure circonférentielle dans un pipeline en acier API 5L X65

La simulation numérique basée sur la méthode des éléments finis tridimensionnels à l'aide du code de calcul ABAQUS 6.14 est utilisé pour analyser l'effet du chargement complexe du pipeline ainsi que l'effet de la géométrie de la fissure sur le facteur d'intensité de contraintes en mode I.

Mots clés : pipeline, fissure, moment, acier API 5L X65, facteur d'intensité de contrainte.

ملخص

خط الأنابيب هو خط لنقل البضائع ، سواء كان في شكل سائل أو غازي. غالبًا ما يتم بناء خطوط الأنابيب من أنابيب فولاذية ملحومة من طرف إلى طرف ، ملتفة من الخارج أو داخليًا ويتم دفنها بشكل عام في الأرض. تم العثور على خطوط الأنابيب هذه عرضة للتلف الناجم عن العديد من العوامل الخارجية و / أو الداخلية. تتكون دراستنا التي تعد جزءًا من هذا المجال في نمذجة الشق المحيطي في خط أنابيب الصلب API 5L X65

يتم استخدام المحاكاة العددية القائمة على طريقة العناصر المحدودة ثلاثية الأبعاد باستخدام رمز الحساب لتحليل تأثير تقدم الكراك وهندسة الكراك وكذلك تأثير السماكة على عامل شدة الضغط في الوضع ABAQUS 6.14 الأول

الكلمات الرئيسية:

تناكل . API 5L X65 خط الانابيب. صدع. غرق. صلب

Abstract

A pipeline is a pipeline transporting goods, whether in liquid or gaseous form. Pipelines are most often constructed from end-to-end welded steel tubes, clad externally or internally and generally buried in the ground.

These pipelines are found to be subject to damage caused by several external and / or internal factors. Our study which is part of this field consists in modeling a circumferential crack in a steel pipeline API 5L X65.

Numerical simulation based on the three-dimensional finite element method using the calculation code ABAQUS 6.14 is used to analyze the effect of the advancement of the crack, the geometry of the crack as well as the effect of the thickness on the stress intensity factor in mode I.

Key words: pipeline, crack, sinking, API 5L X65 steel, corrosion

Sommaire :

Chapitre I :

INTRODUCTION GENERALE :	6
1.Introduction :	7
2.Procède de fabrication des tubes de pipelines :	7
3.Les tubes soudés sous forme spirale :	8
4.Les tubes soudés sous forme longitudinale :	9
4-1.Croquage et formage:	9
4-2.Soudage.....	10
4-3.Expansion et calibrage :	10
5.Les tubes sans soudure :	11
6.Définition de l'opération de soudage :	11
7.Différentes zones d'une entité de soudage :	12
7-1.La zone fondue :	12
7-2.La zone affectée thermiquement (ZAT ou ZAC) :	12
7-3.La zone de liaison :	12
7-4.Le métal de base :	12
8.Classification des techniques de soudage :	13
8-1. Le soudage.....	13
8-2. Le brasage	13
8-3. Le soudo-brasage	13
9.Caractéristiques des tubes :	13
10.Les aciers pour pipelines :	14
10-1.Définition de l'acier	14
10-2.Classification des aciers :	14
10-3.Définition d'acier de construction	14
10-4.Caractérisation et propriétés :	14
11.Evolution des caractéristiques mécaniques des tubes :	17
11.2 Caractéristiques métallurgiques :	17
11-3.Composition chimique :	19
12.Revêtement des tubes :	20

12-1.Revêtements extérieurs :	21
12-1-1.Revêtement Fusion Bonded Epoxy :	21
12-1-2.Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches :	21
12-2.Revêtements extérieur :	22
12-2-1.Revêtements pour l'amélioration du débit :	22
13.Les types de pipeline :	22
Chapitre II:	
1.Introduction :	23
2-Différents types de défauts précurseurs de la rupture des pipelines :	23
3-Les cratères de corrosion :	24
3-1.Les types de corrosion :	24
3-1-1.La corrosion généralisée (uniforme) :	24
3-1-2.La corrosion localisée (par piqûre) :	25
3-1-3.Mécanisme de corrosion des pipelines :	25
2-Les fissures :	25
3-Les éraflures :	27
4.L'enfoncement :	28
5.Les défauts combinés :	29
6.Méthode et outil pour évaluer et contrôler la nocivité des défauts :	30
6-1.L'analyse limite.....	30
6-2.Code ASME B31G :	30
6-3.Code DNV RP-F101.....	33
6-4.Tubes Fissurés :	33
6-5.Tubes enfoncés:	34
6-6.La mécanique de la rupture :	36
7.Techniques de détection des défauts dans les pipelines:.....	36
7-1.Détection Visuelle :	36
7-2.Détecteurs Magnétiques :	37
7-3.Détection par Radiographie :	37
7-4.La détection par ultrason:	38
7-5.La détection par outils intelligents:.....	39

Chapitre III:

1.Introduction	40
2.Présentation du logiciel ABAQUS/CAE.....	40
2-1.Le module Part :.....	41
2-2.Le module Property :.....	42
2-3.Le module Assembly :	42
2-4.Le module Step :.....	43
2-5.Le module Interaction :.....	43
2-6.Le module Load :.....	44
2-7.Le module Mesh :.....	45
2-8.Module Job :.....	45
2-9.Module Visualisation :.....	45
3.Modèle géométrique :.....	45
4.Résultats et interprétations :.....	46
Reference bibliographie :	56

Figure I. 1:Tubes soudés en spirale.	8
Figure I. 2:Technique de fabrication des tubes soudés en spirale.	9
Figure I. 3:croquage.	9
Figure I. 4:Formage sous forme "U".	10
Figure I. 5:Formage sous forme "O".	10
Figure I. 6:Expansion	11
Figure I. 7:Fabrication de pipe sans soudure « Schéma du filage sur aiguille permettant »...	11
Figure I. 8:Différentes zones de soudage.	12
Figure I. 9:Caractéristiques des tubes	13
Figure I. 10:A) Microstructure ferrito –perlitique ;B) Microstructure bainitique.	15
Figure I. 11:Exemple de propriétés à concilier dans un acier HSLA.	15
Figure I. 12:Effet de la taille du grain ferritique sur la limite d'élasticité et la température de transition (acier à0.1%C, 0.5%Mn, 0.2%Si, 0.006%N, d'après IRVINE.	16
Figure I. 13:Microstructure de l'acier API 5L X65, analyse longitudinale avec un grossissement de X570 et de X1150.	17
Figure I. 14:Taux de carbone dans les aciers pour tubes.	18
Figure I. 15::Taux de carbone équivalent dans les aciers pour tubes	18
Figure I. 16:l'influence des éléments d'additions sur résistance du matériau.	19
Figure I. 17:Revêtement FBE.	21
Figure I. 18:Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches	21
Figure I. 19::Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau.	22
Figure II. 1:corrosion dans un pipeline.	24
Figure II. 2:exemple des corrosion uniforme.	24
Figure II. 3:corrosion localisé.	25
Figure II. 4: fissuration par corrosion.	26
Figure II. 5: Soudure de raboutage et longitudinale dans une canalisation.	26
Figure II. 6: Fissure dans des joints soudés.	27
Figure II. 7:engins provoquant une éraflure.	27
Figure II. 8: Photo d'un pipeline enfoncé.	28
Figure II. 9: Géométrie d'un enfoncement.	29
Figure II. 10: Photo d'une éraflure dans un enfoncement.	29
Figure II. 11:Géométrie d'un défaut combiné.	30
Figure II. 12:Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline selon ASME B31 G.	31
Figure II. 13:Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline.	31
Figure II. 14:courbe de B en fonction (d/t).	32
Figure II. 15:Solution pour la pression ultime d'un tube avec une fissure externe et interne..	34
Figure II. 16:Schéma d'une indentation symétrique.	35
Figure II. 17:détection visuelle.	36
Figure II. 18:Principe du contrôle radiographique ou gamma graphique.	38
Figure II. 19:onde ultrasonore.	38

Figure II. 20:outil intelligent d'inspection.	39
Figure II. 21:outil intelligent algérienne de détecter les défauts à l'intérieur des pipelines.	39
Figure III. 1:Etapes à suivre pour la programmation	41
Figure III. 2:Le modèle géométrique.....	42
Figure III. 3:Assemblage des structures.	43
Figure III. 4: Modèle géométrique représente ¼ de pipeline.	43
Figure III. 5: Déclaration du front de la fissure (a), exemple d'une partie d'interactions coté pipe (b).	44
Figure III. 6:déclaration des conditions aux limites.	44
Figure III. 7: le maillage du modèle géométrique.	45
Figure III. 8:Le model géométrique étudié.....	46
Figure III. 9: géométrie de la fissure.	46
Figure III. 10: Les conditions aux limites du modèle.....	47
Figure III. 11:variation du FIC le long du front de fissure en fonction du moment (1)	48
Figure III. 12: variation du KI max pour le moment (1) variable et pression constante P=70 bar.....	48
Figure III. 13: variation du FIC le long du front de fissure en fonction de la pression.	49
Figure III. 14: variation du FIC KI max en fonction de la pression interne.	49
Figure III. 15: Les conditions aux limites du modèle (2)	50
Figure III. 16: variation du FIC KI le long du front de fissure.	50
Figure III. 17: variation du FIC KI le long du front de fissure.	51
Figure III. 18: Les conditions aux limites du modèle.....	51
Figure III. 19: variation du FIC KI le long du front de fissure en fonction de la pression.....	52
Figure III. 20: variation du KI max pour en fonction de la pression.	52
Figure III. 21: variation du FIC le long du front de fissure en fonction de la pression.	53
Figure III. 22: variation du FIC en fonction des combinaisons des chargements.	53
Figure III. 23: géométries de fissure.....	54
Figure III. 24: variation des FIC's KI sur la ligne normalisé du front de fissure pour différentes géométries de fissures.	54

Chapitre I : Généralité sur les pipelines.

INTRODUCTION GENERALE :

L'augmentation de la demande d'énergies telles que le gaz et le pétrole nécessite de plus en plus la construction de nouvelles lignes de pipelines. En effet, ces derniers, sont devenus, ces 50 dernières années le moyen d'acheminement le moins coûteux et le plus sûr pour de grandes quantités d'énergies et sur des longues distances (plusieurs centaines voire plusieurs milliers de kilomètres).

Quelque soit l'endroit que le pipeline traverse (mer ou terre), ce dernier est toujours exposé aux risques d'endommagements que ce soit par des interférences externes ou environnementales.

Il faut bien noter que la majorité des ruptures des pipelines qui se trouvent sur terre ou immergés en mer sont causées principalement par des agressions externes. Ces dernières se résument à des enfoncements, des éraflures ou aussi les combinaisons enfoncements + éraflures.[1]

Pour remédier à ce problème et pour assurer la protection des structures, il est souvent nécessaire d'associer une procédés et qui sont la protection passive (revêtement ti couches) , les conduites seront protégées par un revêtement externe qui a pour but d'isoler au maximum le métal du milieu corrosif et du les agressions extérieurs.

L'étude réalisée durant le Mémoires dédiée à l'analyse des éléments du revêtement extérieure des pipelines. [2]

1.Introduction :

Un pipeline est une canalisation enterrée ou aérienne transportant des biens, qu'ils soient sous forme liquide ou gazeuse. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés, en zone de risque sismique ou politiquement instable. Au contraire de leur investissement initial ; leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances.

C'est vers les années 20 qu'on a commencé à faire sortir les premiers tubes soudés en acier à partir de feuillard chauffé. Dans cette technique, le soudage se fait par rapprochement des bords en fusion. Par la suite, l'invention de la soudure électrique permet, par effet de joule, de fondre le métal a conduit au développement de l'industrie des petites soudures par résistances puis par induction [2]

A partir des années 40, le développement de la sidérurgie s'est concentré sur les produits plats, et vu l'importance prise par le secteur de la construction mécanique, l'industrie des tubes soudés a dû répondre à la demande sans cesse croissante, par l'invention de nouveaux procédés tel le soudage automatique sous flux avec apport de métal, ce flux étant constitué, soit d'un gaz rare, soit de poudre composée d'éléments favorables à l'homogénéité du métal déposé par un fil métallique ayant des caractéristiques mécaniques et une composition chimique voisine des tubes à souder. Ce n'est vraiment qu'à partir de ces nouveaux procédés de soudage que la fabrication des tubes soudés a connu son véritable essor [3]. Il existe trois grandes familles de tubes soudés :

- 1 - les petits tubes soudés dont le diamètre ne dépasse pas 219 mm.
- 2 - les moyens tubes soudés dont le diamètre est compris entre 219 et 406 mm.
- 3 - Les gros tubes soudés dont le diamètre est supérieur à 406 mm.[3]

2.Procède de fabrication des tubes de pipelines :

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

- les tubes soudés sous la forme en spirale.
- Les tubes soudés sous forme longitudinale.
- Les tubes formés sans soudure.[4]

3. Les tubes soudés sous forme spirale :

Les procédures de fabrication des tubes soudés en spirale sont faites par cintrage de bande de feuilles d'acier de la forme d'un tuyau et la soudure ensemble. Cette technique de production passe par des étapes, comme le précise la figure 1. Le soudage se produit ici sur la production de tubes en spirale qui sont généralement fournis.[4]



Figure I. 1: Tubes soudés en spirale.[3]

La fabrication des tubes spirale peut être subdivisée en opérations principales suivantes :

- La préparation de la bande.
- La bande de raboutage.
- Le cintrage Le soudage.
- La parachèvement.
- La réception et inspection.[5]

La préparation de la bande et des rives de la bande ainsi que des soudures de raboutage influent directement sur la qualité du tube. A cause de l'importance, nous attachons à cette dernière, dans cet exposé, 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.[5]

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

Les procédés usuels pour la coupe sont :

- Oxycoupage
- Découpage au plasma.[5]

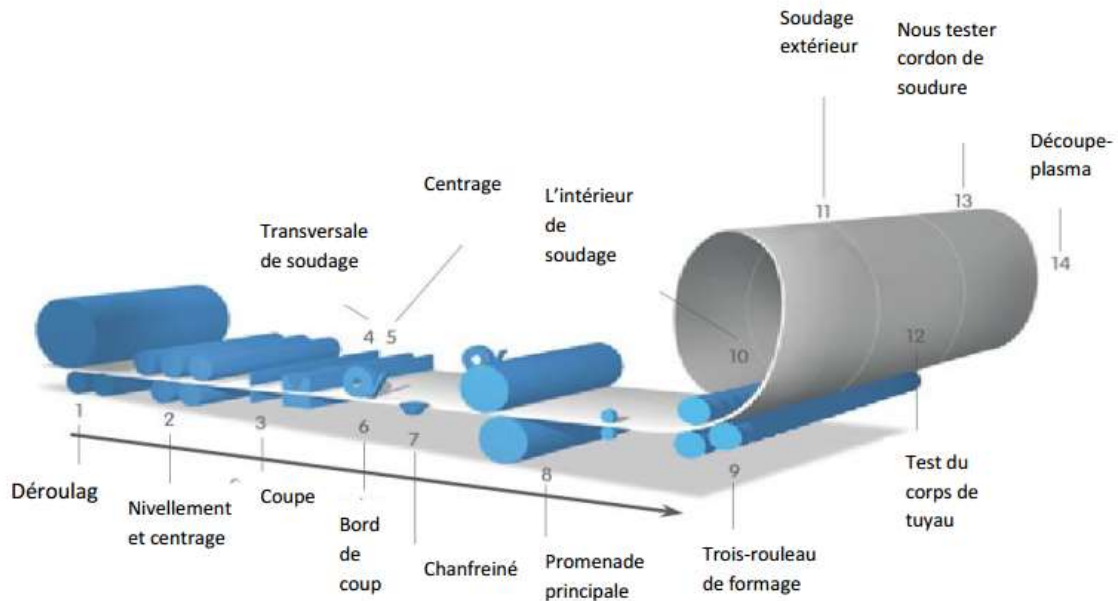


Figure I. 2: Technique de fabrication des tubes soudés en spirale.[2]

4. Les tubes soudés sous forme longitudinale :

La technique de fabrication des tubes soudés sous forme longitudinale est généralement formé à froid de la plaque à travers le processus "UOE", elle est spécifique aux tubes avec des diamètres plus que 406.4 mm (16"). Cette technique passe par trois étapes de formage :[4]

4-1. Croquage et formage:

Cette étape où la plaque va être pliée aux niveaux de l'extrémité. L'objectif de cette opération est de faciliter le processus de pliage par les étapes suivantes: à partir de la tôle ou la plaque unitaire est pliée en deux types de presse la première confère la plaque sous forme "U" et la seconde lui donne une forme "O" comme c'est illustré aux figures I.3, figure I.4 et figure I.5.



Figure I. 3: croquage.

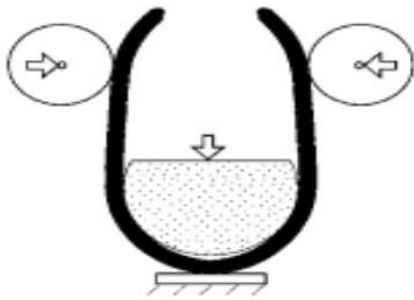


Figure I. 4:Formage sous forme "U".

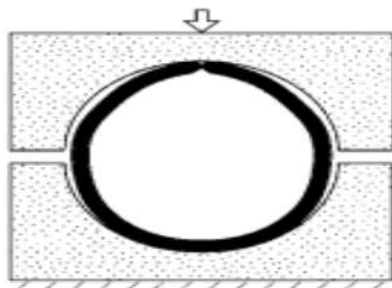


Figure I. 5:Formage sous forme "O".

4-2.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 en général réalisé le premier.[5]

4-3.Expansion et calibrage :

L'objectif de cette opération est de façonner les tubes pour aboutir à une section parfaitement circulaire. L'expansion des diamètres ici est de plus de 1.5 au maximum (Voir principe sur la figure I.6).[6]

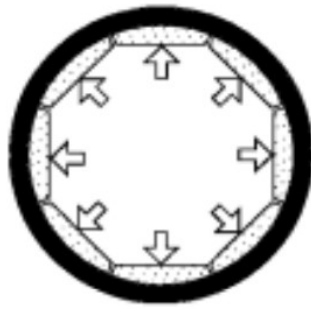


Figure I. 6:Expansion .[6]

5. Les tubes sans soudure :

Les tubes sans soudure qui, sont des produits tubulaires en acier forgés sans ligne de soudure, seront obtenus à partir d'une ébauche cylindrique par un travail du métal à chaud (laminage) en vue de produire la forme, les dimensions et les propriétés requises. Ils sont généralement de petits diamètres (moins de 450 mm). Le principe de fabrication de ce type de tube se base sur la présentation du métal d'une manière qu'il soit contenu entre la filière et l'aiguille. On obtient ainsi un tube monobloc sans soudure. Il existe une variante dite filage sur nez d'aiguille où l'aiguille est fixe.[7]

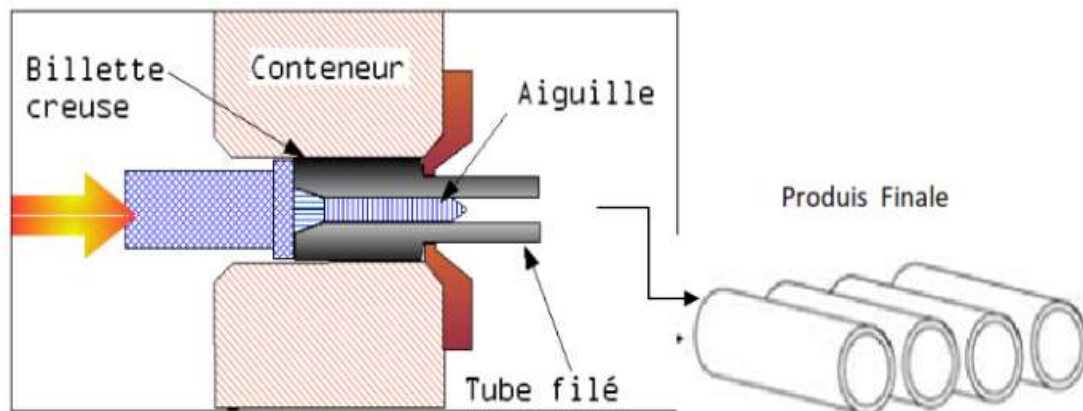


Figure I. 7:Fabrication de pipe sans soudure « Schéma du filage sur aiguille permettant ».[7]

6. Définition de l'opération de soudage :

Le soudage est une opération consistant à assembler deux éléments métalliques, par fusion. En d'autres termes, il s'agit d'assurer la continuité mécanique entre les parties à assembler avec ou sans l'aide d'un produit d'apport permettant un meilleur lien entre les pièces. Dans le cas de l'utilisation d'un métal d'apport, ce composé doit avoir des propriétés au moins égales et une température de fusion du même ordre de grandeur que celle des matériaux à assembler.[8]

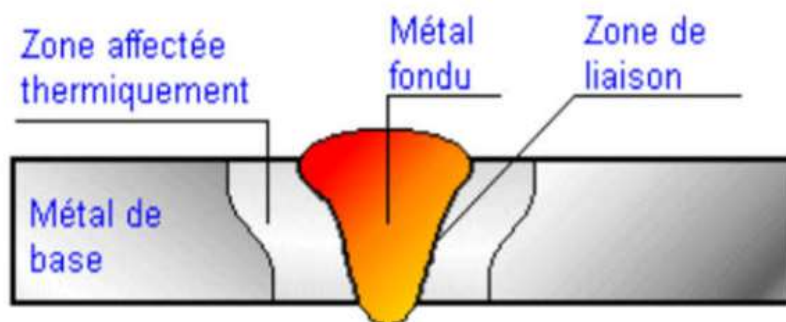


Figure I. 8: Différentes zones de soudage.[8]

7. Différentes zones d'une entité de soudage :

7-1. La zone fondue :

La zone fondue (nommée ZF) où l'état liquide a été atteint et dans laquelle a été élaborée la composition chimique. La structure métallurgique obtenue après solidification dépend du cycle de refroidissement. On distingue, au sein de cette zone, des gradients de composition, de la partie la plus chaude vers la moins. Il est donc possible d'examiner la composition d'une soudure ainsi que les variations de dureté.

7-2. La zone affectée thermiquement (ZAT ou ZAC) :

La zone affectée thermiquement (nommée ZAT ou ZAC) cette zone se trouve en bordure de la zone fondue sur une largeur plus ou moins grande ayant été soumise à l'élévation de température sans être portée à la fusion.

Le chauffage, la composition chimique et la vitesse de refroidissement de cette zone génèrent des modifications plus ou moins importantes de la structure métallurgique.

7-3. La zone de liaison :

La zone de liaison: cette zone, située à la frontière entre la zone fondue et la zone affectée thermiquement, correspond à la surface sur laquelle la solidification du métal fondu a commencé.[7]

7-4. Le métal de base :

Au-delà de la zone affectée thermiquement, l'élévation de température est insuffisante pour engendrer une quelconque transformation structurale. Cette zone est aussi dite non affectée. La composition chimique de la zone fondue résulte principalement de celle du métal de base et du métal d'apport presque toujours additionné lors de l'opération de soudage. La dilution est alors définie par la proportion de métal de base dans la zone fondue.[8]

8. Classification des techniques de soudage :

Il y a trois techniques d'assemblages :

8-1. Le soudage : c'est une opération qui consiste à provoquer la fusion de proche en proche des bords des pièces à assembler, généralement de natures très voisines. L'emploi d'un métal d'apport peut être utilisé.

8-2. Le brasage : c'est une opération qui consiste à assembler deux pièces métalliques de natures identiques ou différentes par capillarité d'un métal d'apport dans un joint à recouvrement.

Ce dernier a un point de fusion toujours inférieur à ceux des métaux de base qui ne fondent pas durant l'opération.

8-3. Le soudo-brasage : technique qui se rapproche du soudage par son mode opératoire (joint réalisé de proche en proche) et du brasage (utilisation de métal d'apport dont le point de fusion est inférieur à ceux des deux métaux de base).[11]

9. Caractéristiques des tubes :

La plupart des pipelines sont faits d'acier, bien que le plastique et l'aluminium soient parfois utilisés pour les réseaux de distribution de gaz naturel. Les pipelines d'acier est fabriqué en soudant de courtes sections de tuyaux (20 m) les uns aux autres. Après la radioscopie de l'assemblage, le tuyau est ensuite enveloppé d'une couche protectrice avant d'être enterré. Tous les pipelines, sans exception, font l'objet d'une inspection en plus d'être soumis à une épreuve de pression avant leur utilisation. Ces caractéristiques principales (diamètres, épaisseur, type d'acier, spécifications de construction, température et pression d'exploitation...) sont régies par tout un ensemble de règles et font l'objet de multiples calculs et de compromis économiques. (Figure 9) Le diamètre d'une canalisation est déterminé en fonction du débit des produits à acheminer, de leur viscosité et de leur densité, de façon à réaliser un compromis économique entre la puissance des stations de pompage ou de compression à installer et l'importance de l'investissement total à réaliser.[12]

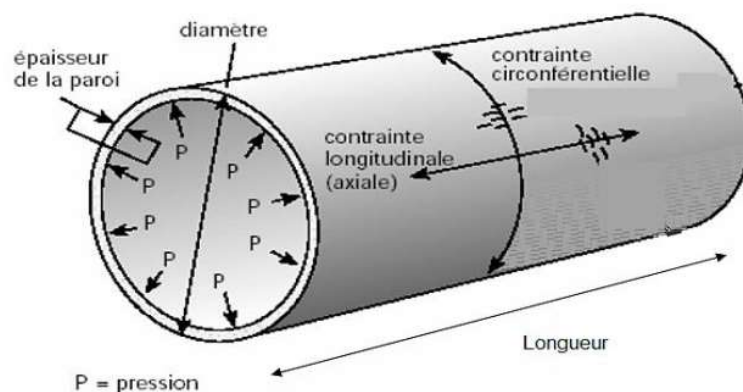


Figure I. 9:Caractéristiques des tubes .[12]

10. Les aciers pour pipelines :

10-1. Définition de l'acier : L'acier est un alliage de fer contenant moins de 2 % de carbone. Il peut être répertorié selon cette teneur en carbone qui fixe son niveau de dureté maximale à l'état trempé. Un acier de haute teneur en carbone sera employé pour sa grande dureté alors qu'un acier de teneur plus faible est moins dur et plus malléable. Il contient généralement de petites quantités d'autres éléments outre le fer et le carbone, incorporés, volontairement ou non, au cours de son élaboration. On peut également y ajouter des quantités plus importantes d'éléments d'alliage; il est considéré alors comme un acier allié.[9]

10-2. Classification des aciers :

Les aciers peuvent être classifiés selon :

- ❖ La composition, telle que le carbone, faiblement allié, ou les aciers inoxydables... ;
- ❖ Les méthodes de fabrication, telles que le four Thomas, processus de base de l'oxygène, ou méthodes de four électrique
- ❖ La méthode de finition, telle que le laminage à chaud ou laminage à froid
- ❖ La forme de produit, telle que la barre, le plat, la feuille, la bande, la tuyauterie, ou la forme structurale.
- ❖ L'utilisation des désoxydants, telle que l'acier calmé, semi calmé, couvert, ou bordé
- ❖ La microstructure, telle que de ferrite, perlitique, et martensitique.....
- ❖ Le niveau exigé de force, comme indiqué dans des normes d'ASTM
- ❖ Le traitement thermique, tel que le recuit, et le traitement thermomécanique. [10]

10-3. Définition d'acier de construction : Les aciers de construction sont des aciers au carbone et au manganèse présentant un niveau minimal garanti de résistance (limite d'élasticité et résistance à la traction) et une ductilité satisfaisante. Ils conviennent à de nombreuses applications et sont disponibles auprès des distributeurs et centres de service dans les combinaisons de dimensions et de formes les plus courantes.[9]

10-4. Caractérisation et propriétés :

L'une des exigences du cahier des charges que doit remplir l'acier pour gazoducs est la réconciliation des propriétés d'emploi ; une limite d'élasticité maximale, une bonne ténacité, ainsi qu'une bonne soudabilité, une bonne résistance à la corrosion et un faible coût de revient. Pour répondre à ces exigences la classe des aciers dits (HSLA) (High Strength Low Alloy Steels) a été développée au fil des quarantes dernières années. 95% des aciers utilisés pour gazoducs sont des aciers micro-alliés à haute résistance (HSLA). La figure 10 illustre les différentes propriétés d'emploi à concilier pour les aciers HSLA pour gazoducs. La figure 1.4 montre l'effet de la taille du grain ferritique sur la limite d'élasticité et la température de transition. Pendant que la limite d'élasticité augmente avec la diminution de la taille du grain, la température de transition prend le sens inverse pour augmenter.[12]

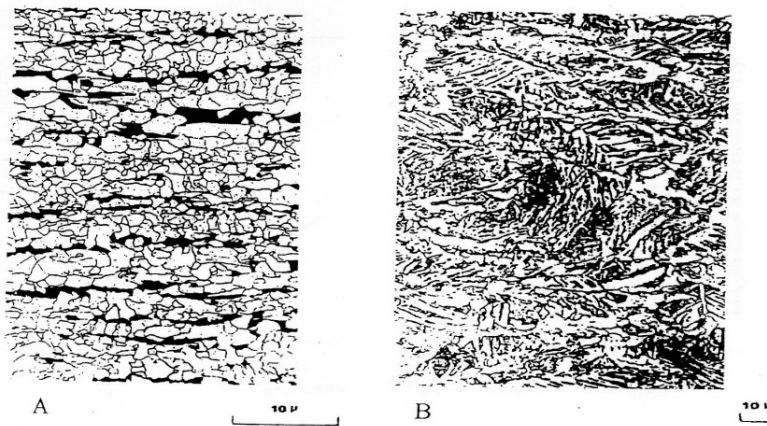


Figure I. 10:A) Microstructure ferrito –perlitique ;B) Microstructure bainitique.[12]

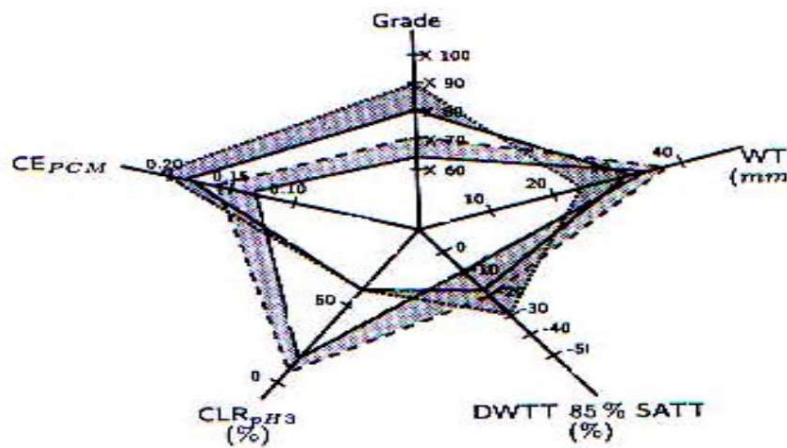


Figure I. 11:Exemple de propriétés à concilier dans un acier HSLA.[12]

Grade : limite d'élasticité ;

WT : wall thickness ;

DWTT : 85% température de transition à 85% de rupture ductile (C°) ;

CLR : indice de résistance au test Hic (%) ;

C E PCM : carbone équivalent (soudabilité)

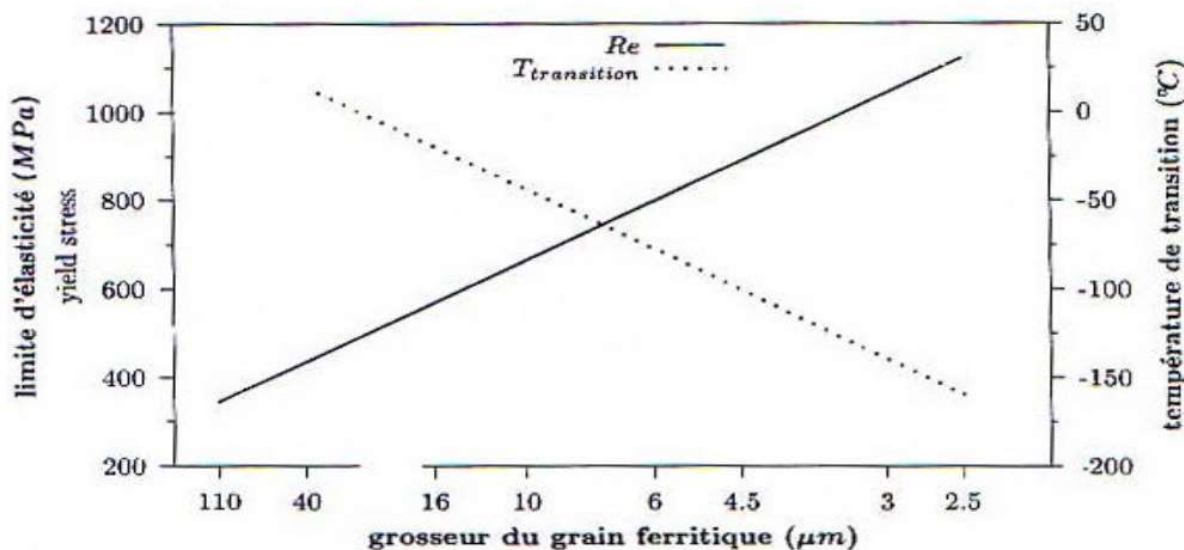


Figure I. 12: Effet de la taille du grain ferritique sur la limite d'élasticité et la température de transition (acier à 0.1%C, 0.5%Mn, 0.2%Si, 0.006%N, d'après IRVINE.[12])

Cependant, pour arriver aux propriétés requises par les gazoducs, différents mécanismes peuvent être employés pour parvenir à satisfaire les exigences d'un gazoduc, et encore l'impact sur la ténacité et les autres propriétés. Dans ce qui suit, nous développons quelques principaux mécanismes d'amélioration des propriétés du matériau.

On pendant longtemps utilisé les grades A et B, actuellement, on utilise presque exclusivement pour les pipelines de diamètres fort et moyen et à forte pression de service, des aciers à haute résistance, X42 à X65, qui pour des prix à la tonne très peu différent, permettant d'effectuer de très importantes économies de métal.

Les spécifications américaines API STD et 5LX fixent pour chaque diamètre, l'épaisseur standard et leurs tolérances de fabrication :

Pour les tubes de diamètres inférieurs ou égaux à 18", soudés ou étirés les tolérances sont de +15% à -12.5%. Pour les tubes de diamètres supérieurs à 18", en ce qui concerne les tubes étirés sans soudure, les tolérances vont de +17.5% à -10% et pour les tubes soudés longitudinalement de +19.5% à -8%. [12]

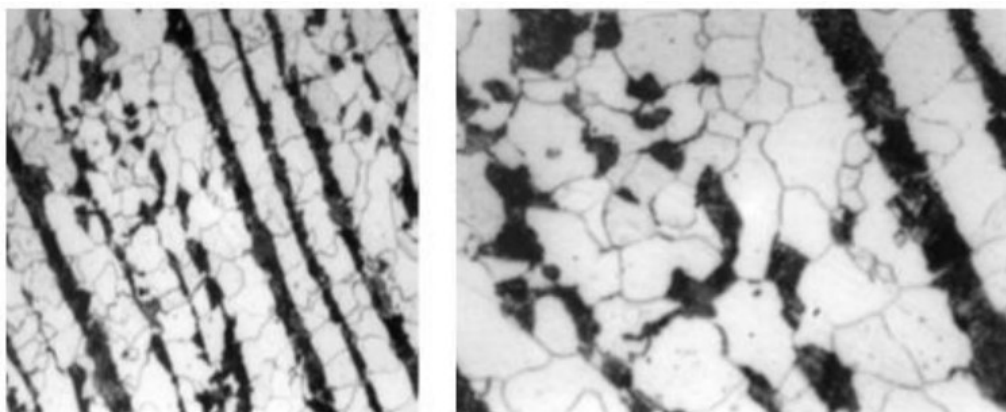


Figure I. 13: Microstructure de l'acier API 5L X65, analyse longitudinale avec un grossissement de X570 et de X1150.

11. Evolution des caractéristiques mécaniques des tubes :

11.1 Elaboration des aciers pour tubes :

Les tubes modernes de transport de gaz sont produits à partir de tôles obtenues par laminage contrôlé. Ce procédé consiste à optimiser les conditions de laminage en imposant certains paramètres du procédé de mise en forme et de traitement thermique. Les propriétés des aciers de structure ferrite-perlite obtenus par laminage dépendent essentiellement de :

- ✓ La taille du grain ferritique,
- ✓ Du durcissement par précipitation sous forme de nitrures, carbures ou carbonitrures formés par réaction du carbone et de azote avec certains éléments de microalliage (V , Nb etc...).
- ✓ Durcissement de solution solide[7]

11.2 Caractéristiques métallurgiques :

Les producteurs des aciers pour tubes de transport de gaz ont sans cesse doublé leurs efforts pour améliorer les caractéristiques mécaniques de ces matériaux. Ils sont souvent contraints de rechercher un compromis entre des propriétés antagonistes. Parmi celles-ci, on peut citer :

- La limite d'élasticité,
- La résilience et la température de transition, ductile/fragile,
- La soudabilité.

La soudabilité est l'une des contraintes imposées qui limite le taux de carbone dans l'acier et, à un degré moindre, le taux de carbone équivalent lié à la présence d'éléments d'addition. L'analyse chimique réalisée sur les aciers pour tubes constituant le réseau gazier montre que, dans l'ensemble et plus particulièrement pour les aciers récents, le taux de carbone est inférieur à la limite pour mener une bonne soudabilité des aciers. Ce taux de carbone faible dans les aciers récents est compensé par l'augmentation des teneurs en éléments d'addition.

Chapitre I : Généralité sur les pipelines.

L'évolution du taux de carbone équivalent et du manganèse les aciers pour tubes est tracée en fonction du temps sur les figures (14) et (15). Le taux fictif de carbone équivalent est calculé par la formule suivant :

$$C_{eq} = C + Mn / 6 + (Cr + Mo + V) / 5 + (Ni + Cu) / 15.[7]$$

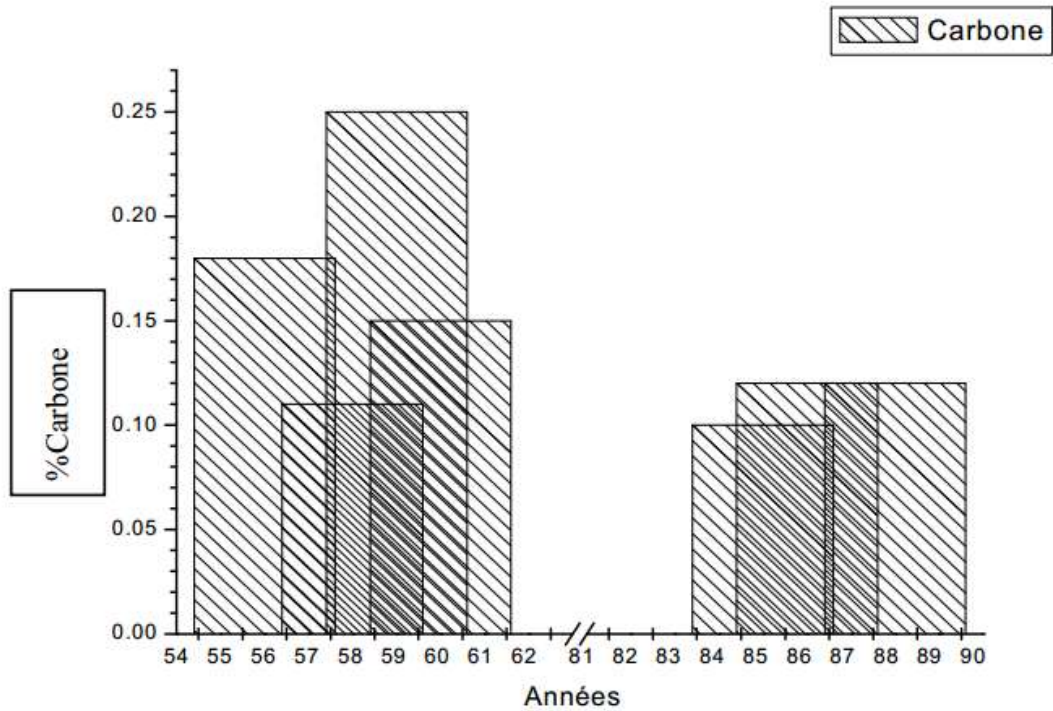


Figure I. 14: Taux de carbone dans les aciers pour tubes.[7]

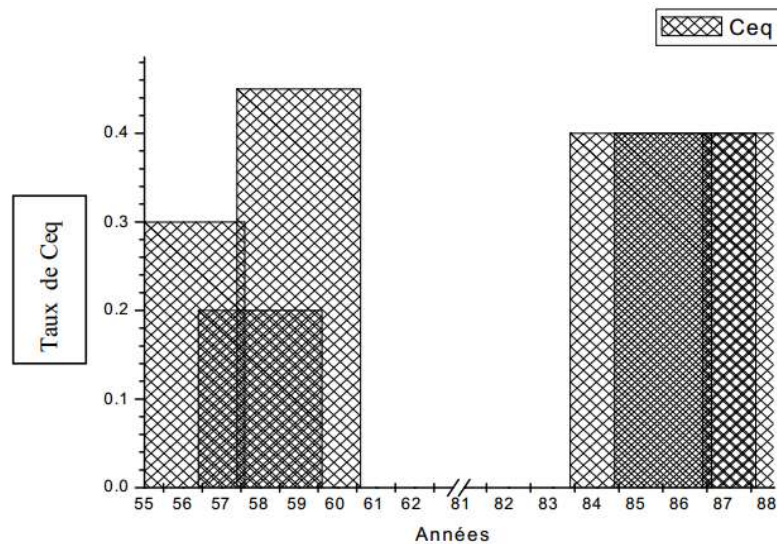


Figure I. 15:: Taux de carbone équivalent dans les aciers pour tubes .[7]

Chapitre I : Généralité sur les pipelines.

11-3.Composition chimique :

Le tableau 1, présente la composition chimique typique des aciers pour tubes communément utilisés.

GRADE	C	Mn	Nb	V	Ceq Max
B	0.06 à 1.2	0.7 à 1	-	-	0.320
X52	0.06 à 1.2	1 à 1.400	0.03 à 0.05	-	0.400
X65	0.06 à 1.0	1.300 à 1.600	0.04 à 0.07	0.03 à 0.07	0.420
X70	0.06 à 1.20	1.450 à 1.650	0.04 à 0.07	0.04 à 0.07	0.420

Le tableau 1 : composition chimique typique des aciers pour pipelines, norme API [12]

Chaque élément d'addition a un effet spécifique que l'on résume ci-dessous :

- ❖ La faible teneur en carbone et en éléments d'alliage permet de garantir la bonne soudabilité de l'acier.
- ❖ Les éléments d'alliage gammagènes (Mn, Ni, Cu) abaissent la température de transition $\gamma \rightarrow \alpha$ de l'acier, favorisant ainsi la germinative des grains fins de ferrite. Ces éléments l'influence éléments d'adition sur la résistance du matériau.

Ont également un effet de durcissement par solution solide. La figure 16 montre l'influence éléments d'addition sur la résistance du matériau

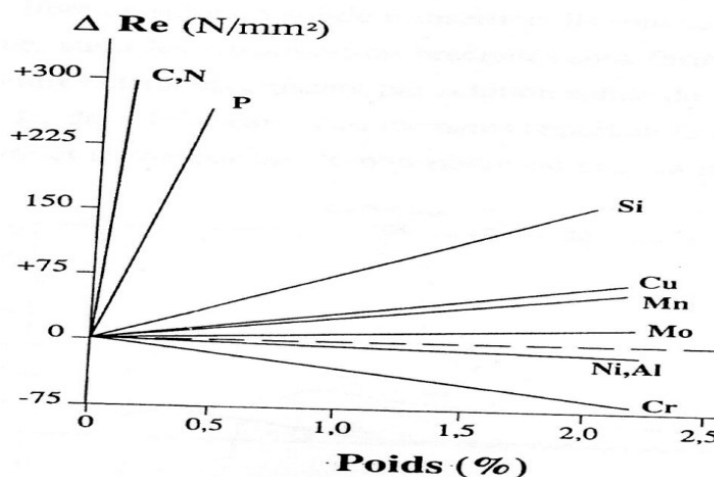


Figure I. 16::l'influence des éléments d'additions sur résistance du matériau.[12]

- ❖ Le silicium agit principalement par effet de solution solide, il a également un rôle de désoxydant.
- ❖ L'aluminium est employé comme désoxydant lors des traitements en poche de l'acier liquide, l'aluminium et le silicium sont des éléments alphagènes, mais ils sont présents de faibles teneurs.
- ❖ La très faible teneur en impuretés (S et P) est caractéristique d'une faible teneur inclusionnaire et d'une bonne résistance à la corrosion.

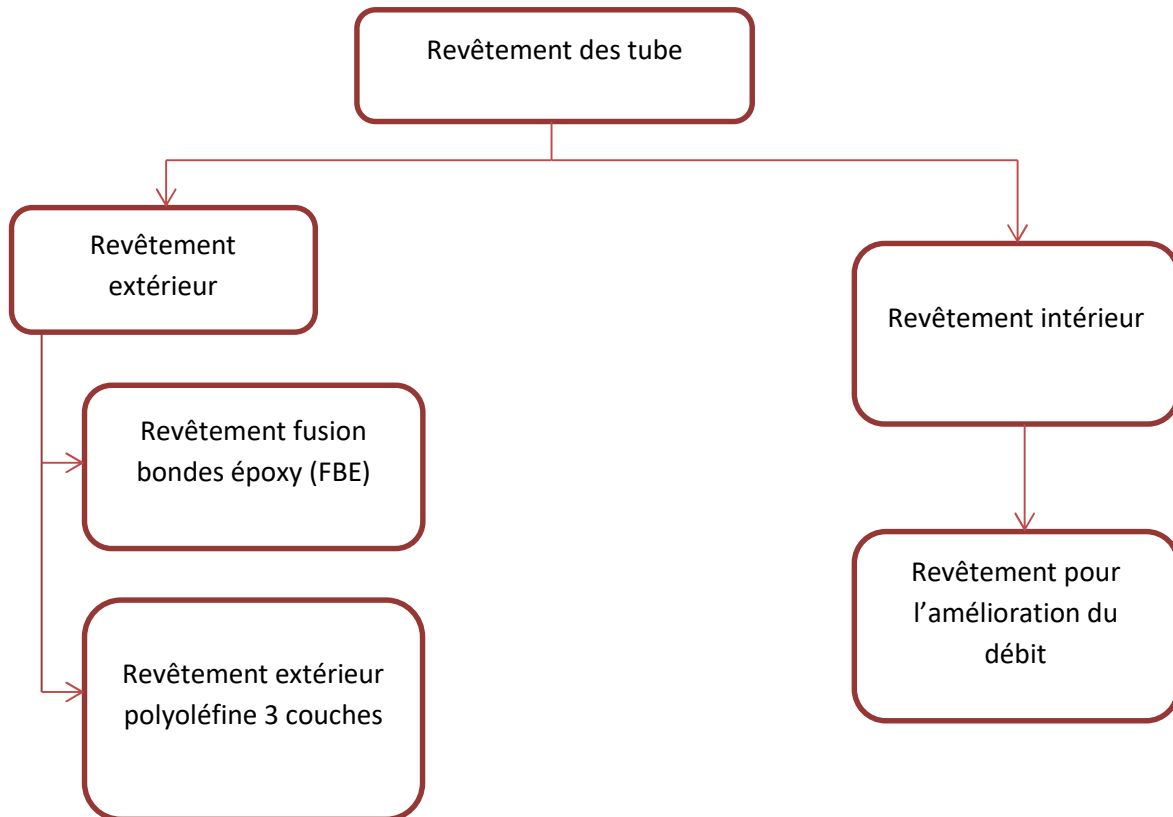
Chapitre I : Généralité sur les pipelines.

- ❖ L'addition de calcium est effectuée lors du traitement de l'acier liquide en poche pour contrôler la morphologie des inclusions.
- ❖ Le vanadium et le titane précipitent à plus basse température, participent au durcissement final de la ferrite.

Chacun de ces éléments a un rôle vis-à-vis du durcissement par solution solide ou par précipitation.[12]

12.Revêtement des tubes :

On utilise généralement la technique classique des trois couches et du Fusion-Bonded Epoxy (FBE) pour l'isolation extérieure. Nous utilisons aussi bien de la polyoléfine que du polyéthylène (PE) et du polypropylène (PP). L'objectif principal est de protéger le tube par le processus de Revêtement de la corrosion interne et externe.[4]



12-1.Revêtements extérieurs :

12-1-1.Revêtement Fusion Bonded Epoxy :

Les revêtements FBE constituent des couches de résine durcissant thermoplastiques, qui sont apposées par un procédé thermostatique sur les tubes d'acier et les protègent de la corrosion. Le FBE peut être utilisé à des températures d'exploitation allant jusqu'à 110 degrés C, l'épaisseur typique est comprise entre 350 et 450 micromètres. Une deuxième couche entraîne une excellente résistance aux détériorations du pipeline, même dans les conditions environnementales les plus difficiles.[4]

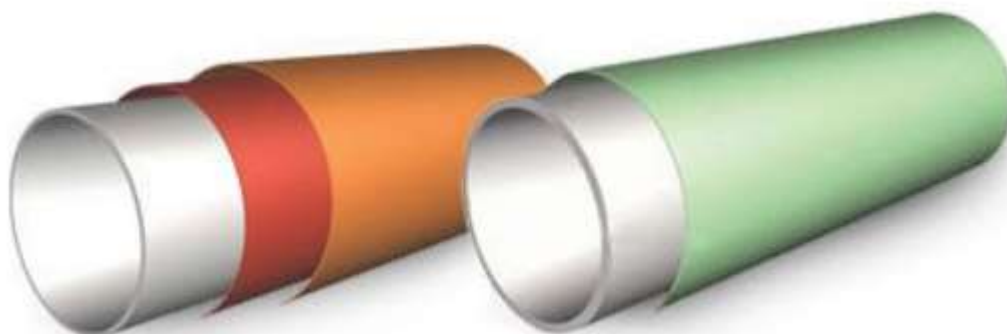


Figure I. 17:Revêtement FBE.[4]

12-1-2.Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches :

Le revêtement polyoléfine 3 couches est une combinaison de résine thermoplastique durcissant, de couche d'adhérence copolymère et de thermoplastique apposée sur les tubes d'acier afin de garantir leur protection contre la corrosion et les détériorations mécaniques.



Figure I. 18:Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches .[4]

12-2.Revêtements intérieur :

12-2-1.Revêtements pour l'amélioration du débit :

Une résine époxy liquide est pulvérisée sur la paroi interne des tubes dans une épaisseur typique de 60 à 100 micromètres. Il en résulte une amélioration de la capacité de transport du gaz, une minimisation des résistances de friction et donc une réduction des stations de compresseurs. La simplification du nettoyage et la protection temporaire contre la corrosion font du revêtement « Flow Coating » une solution unique et économique pour le transport du gaz.

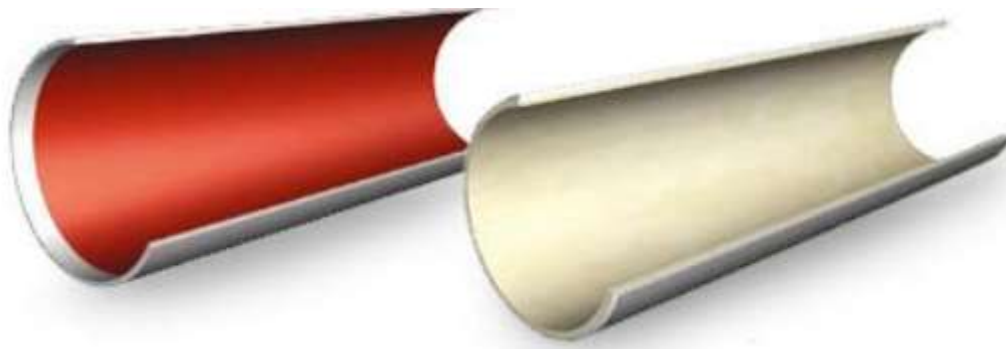


Figure I. 19::Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau.[4]

Une résine époxy liquide est pulvérisée sur la paroi interne des tubes dans une épaisseur de 400 à 500 micromètres. Pour ce faire, nous utilisons une nouvelle génération de résines époxy sans solvants.

Un objectif permanent de l'exploitation des pipelines est d'assurer des transports massifs d'hydrocarbures dans le respect de l'Environnement et de la Sécurité. Cet objectif est atteint par la mise en œuvre de plan de surveillance et de maintenance qui est destiné à maintenir l'intégrité des lignes et éviter toute perte de confinement. La présentation expose les risques auxquels sont soumis les pipelines et les mesures qui sont mises en œuvre pour y répondre.[4]

13.Les types de pipeline :

Le type et le nom d'une canalisation dépendent de la caractéristique physique et des conditions d'acheminement du produit à déplacer.

- ✓ Pour le gaz naturel, on parle de gazoduc.
- ✓ Pour le pétrole, on parle d'oléoduc.
- ✓ Pour l'eau industrielle, il s'agit de conduite ou d'émissaire. Le terme d'aqueduc est plutôt réservé aux ouvrages maçonnés avec écoulement libre de l'eau.
- ✓ Pour l'eau salée, on utilise le terme de saumoduc.
- ✓ Pour l'oxygène, on utilise le terme d'oxygénoduc.
- ✓ Pour l'hydrogène, on utilise le terme d'hydrogénoduc.[7]

CHAPITRE II : INTEGRITE DES PIPELINES.

1.Introduction :

Les pipelines de transport de pétrole et de gaz ont un bon dossier de sécurité. Cela est dû à une combinaison de bonne conception, de bons matériaux et les pratiques d'exploitation. Cependant, comme toute ingénierie structure, les pipelines échouent parfois. Les principales causes de défaillance de pipelines dans le monde sont les interférences externes et corrosion ; par conséquent, comme des méthodes d'évaluation sont nécessaires pour déterminer la gravité de ces défauts lorsqu'ils sont détectés dans pipelines.[1,2]

Les défauts survenant lors de la fabrication d'un pipeline sont généralement évalués par rapport à un contrôle de qualité reconnu et éprouvé (exécution) limites. Ces limites de fabrication sont quelque peu arbitraires, mais elles ont été prouvées au fil du temps. Cependant, un le pipeline contiendra de façon variable des défauts plus importants à un certain stade au cours de sa vie, et ceux-ci nécessitent une « aptitude à l'emploi » évaluation afin de déterminer s'il convient ou non de réparer le pipeline. En conséquence, les 40 dernières années ont vu un grand nombre de tests grandeur nature de défauts dans les pipelines, et le développement d'un nombre de méthodes pour évaluer l'importance des défauts. Certaines de ces méthodes ont été intégrées aux directives de l'industrie, d'autres se trouvent dans la littérature publiée. Cependant, il n'existe pas d'orientation définitive réunissant des techniques d'évaluation, ou évalue chaque méthode par les données de test publiées ou recommande les meilleures pratiques application.[13]

Pour répondre à ce besoin de l'industrie, un projet industriel commun a parrainé par quinze sociétés pétrolières et gazières internationales élaborer un manuel d'évaluation des défauts de pipeline (PDAM).[13]

PDAM documente les meilleures techniques disponibles actuellement disponible pour l'évaluation des défauts de pipeline (tels que la corrosion, les bosses, les défauts de soudure, etc.) dans un manuel simple et facile à utiliser, et donne des conseils sur leur utilisation. Dans cet article présente les meilleures pratiques pour l'évaluation de la corrosion dans les pipelines. Plein des tests à l'échelle, des analyses théoriques et des méthodes d'évaluation sont également discutés, et les méthodes incluses dans PDAM sont décrites.[14]

2-Différents types de défauts précurseurs de la rupture des pipelines :

Les canalisations sont largement employées pour le transport de fluides et de gaz car c'est le mode d'acheminement actuellement le plus économique. L'accroissement de leur diamètre et de la pression de service augmentent le risque de rupture amorcée à partir de défauts. La présence d'un défaut dans une canalisation associée à l'effet de la pression interne pourra provoquer une rupture localisée induisant une fuite et éventuellement une explosion.

Généralement, pour les canalisations, on distingue les défauts suivants : les cratères de corrosion, les fissures, les enfoncements, les éraflures et le défaut dit combiné (enfoncement + éraflures).[2]

3-Les cratères de corrosion :

La corrosion est l'interaction physico-chimique entre un métal et son milieu environnant entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même, de son environnement où du système technique constitué par les deux facteurs. Cette définition admet que la corrosion est un phénomène nuisible, elle détruit le matériau et réduit ses propriétés. [15]



Figure II. 1:corrosion dans un pipeline.[15]

3-1.Les types de corrosion :

3-1-1.La corrosion généralisée (uniforme) :

La corrosion uniforme est caractérisée par un taux de corrosion relativement uniforme sur l'ensemble d'une surface exposée. Ce type de corrosion est habituellement prévu pour les pièces faisant partie d'élément structural qui peuvent être sacrifiés au fil du temps, mais elle affecte tous les métaux communs. Dans le cas des aciers au carbone, le fer réagit avec l'oxygène pour former de la magnétite minérale, qui est de l'oxyde de fer dont la formule chimique est Fe_3O_4 . [4]

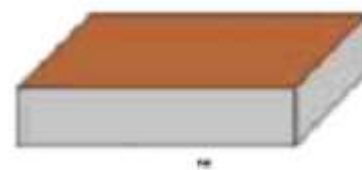


Figure II. 2:exemple des corrosion uniforme.[4]

3-1-2.La corrosion localisée (par piqûre) :

Est le plus dangereux car les dégâts qu'elle provoque en profondeur diminue fortement la résistance du métal en générale ce type de corrosion se manifeste sur les matériaux qui présente une hétérogénéité sur leur surface.[16]



Figure II. 3:corrosion localisé.[16]

3-1-3.Mécanisme de corrosion des pipelines :

La corrosion des matériaux et plus particulièrement celle des canalisations désigne l'altération de ce matériau (cette canalisation) par réaction avec un oxydant (le dioxygène et le cation H^+ en majorité).

L'étude fondamentale des phénomènes de corrosion relève essentiellement de l'électrochimie. La corrosion des matériaux métalliques est électrochimique par nature ; elle peut se définir aussi comme la destruction d'un métal par le biais de réactions de transfert d'électrons.

Ce type de corrosion se produit uniquement dans les conditions typiques d'une cellule électrochimique :

- Présence d'une anode et d'une cathode ; la connexion entre l'anode et la cathode permettant le transfert des électrons.
- La présence d'une solution électrolytique qui conduira les ions entre l'anode et la cathode.

On distingue deux types de corrosion dans les pipelines.[1]

2-Les fissures :

La fissure est un défaut ou une discontinuité brutale apparue ou apparaissant dans un matériau sous l'effet de contraintes internes ou externes, où la matière est séparée sur une certaine surface. Tant que les forces de contraintes ne sont pas libérées, elle entraîne une grande concentration de contrainte à son fond. Sa propagation, sous l'effet de contraintes suffisantes, combinée ou non avec un environnement agressif (corrosion sous contrainte) mène à la rupture.[17]

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

La figure suivante présente une fissuration par corrosion sous contrainte.

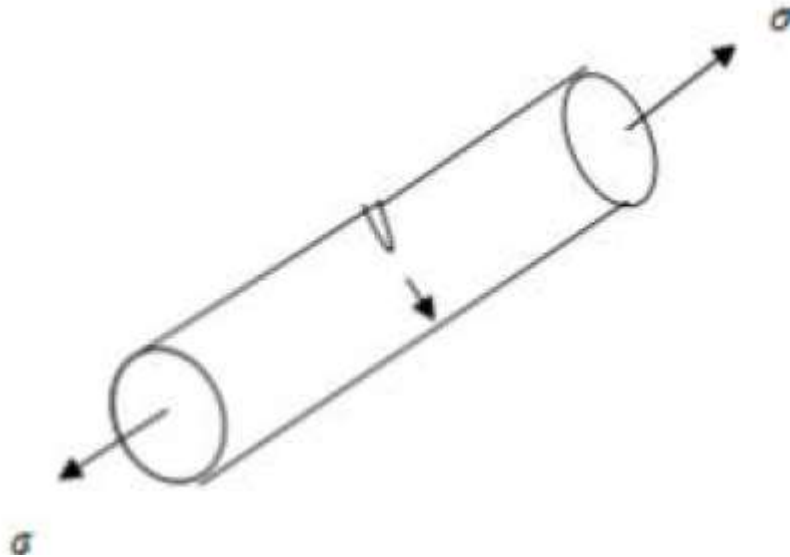


Figure II. 4: fissuration par corrosion.[17]

Les défauts de soudures peuvent être considérés comme défauts de conception ou de fabrication dans le cas des joints de soudures longitudinaux ou hélicoïdaux (spiraux) réalisés automatiquement en usine, ou de construction dans le cas de défauts de soudures circonférentielle ou de raboutage réalisées sur chantier dans des conditions parfois difficiles, qui sont plus critiques que les premières.[3]

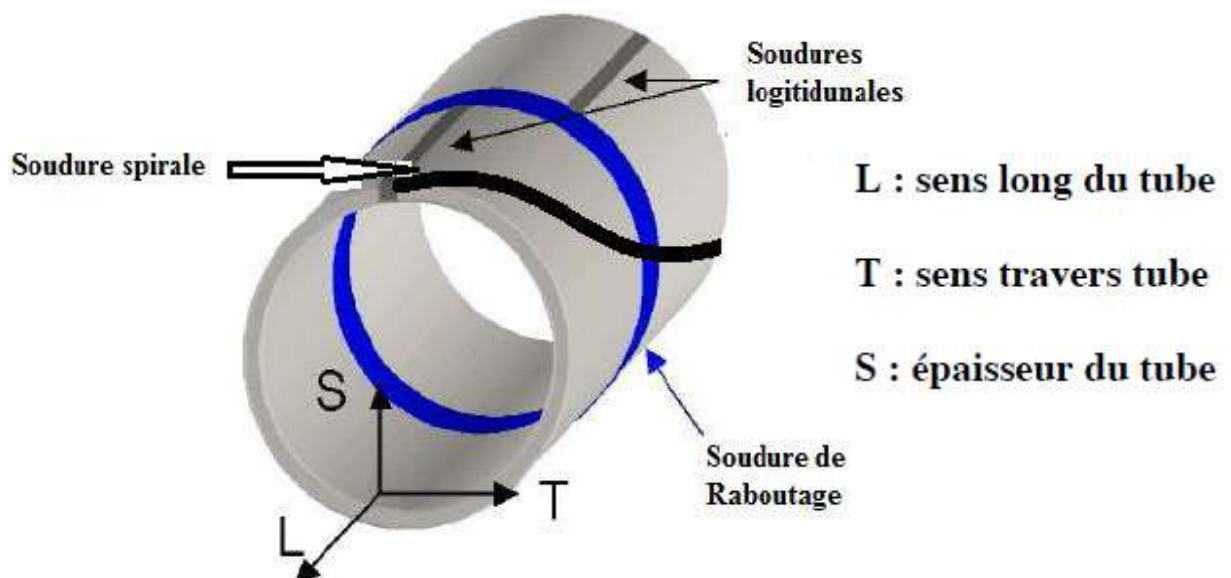


Figure II. 5: Soudure de raboutage et longitudinale dans une canalisation.[3]

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

Les soudures longitudinales réalisées lors du formage du tube en usine sont considérées comme moins critiques vis-à-vis de la rupture de la canalisation, car elles sont contrôlées avant de transférer les tubes sur chantier. Par contre, les soudures réalisées sur chantier (soudage bout à bout) peuvent présenter des fissures car elles sont parfois réalisées dans des conditions difficiles. De plus, elles ne sont pas forcément contrôlées. Les défauts rencontrés dans les joints soudés sont généralement assimilés à des fissures, comme celles résultant d'un manque de pénétration de la matière.[1]

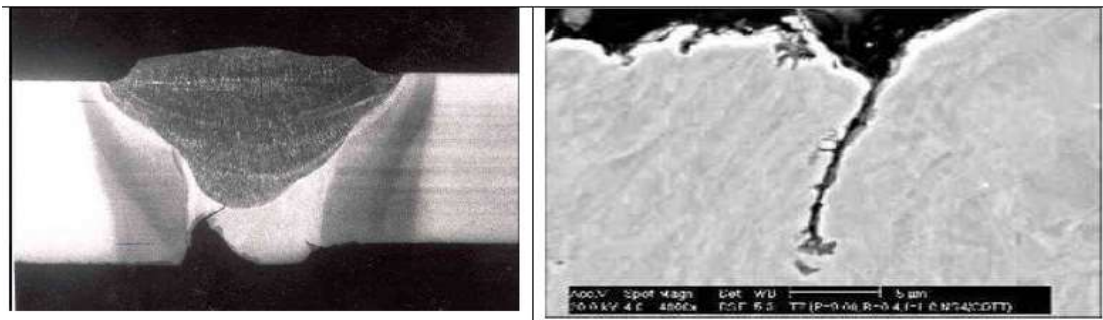


Figure II. 6: Fissure dans des joints soudés.[1]

3-Les éraflures :

Une éraflure est un endommagement superficiel de la surface dû à un contact avec un objet étranger qui provoque un enlèvement de matière.

Cette éraflure peut être considérée comme une entaille. Les dimensions d'une éraflure sont définies de façon que la longueur soit plus grande que la largeur. L'outil de l'intervenant provoque un choc (coup de pic par exemple) ou un engin de chantier (choc d'une dent de godet par exemple) ; la plupart du temps, l'incident passe inaperçu ou n'est pas signalé tout simplement.[18]

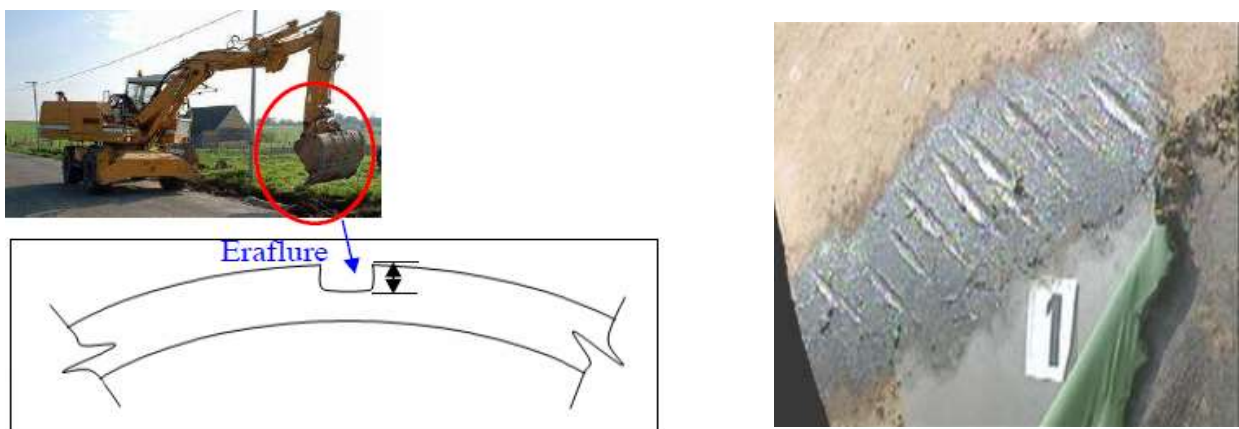


Figure II. 7: engins provoquant une éraflure.[18]

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

Le choc causé par l'agression externe peut néanmoins provoquer de graves endommagements au tuyau. En service, l'action de la pression pourra provoquer une rupture localisée qui provoquera elle-même une fuite et éventuellement une explosion.

4.L'enfoncement :

Lors des opérations de maintenance des canalisations, il arrive par maladresse ou négligence que le tuyau soit soumis à une agression externe. Les enfoncements sont l'un des endommagements qu'on peut rencontrer sur les tuyaux impactés.

Définition d'un enfoncement :

Un enfoncement dans un pipeline est une déformation plastique permanente de la section circulaire de la paroi du tube dû à un impact avec un corps étranger (exemple : le godet d'un engin en travaux pour les canalisations enterrées ou posées par terre, les ancrs des bateaux pour les pipelines immergés). Autrement dit un enfoncement est un changement de la courbure de la paroi du pipeline sans changement d'épaisseur. La profondeur de cet enfoncement est définie comme la réduction maximale du diamètre du tuyau par rapport à son diamètre initial.

[19]

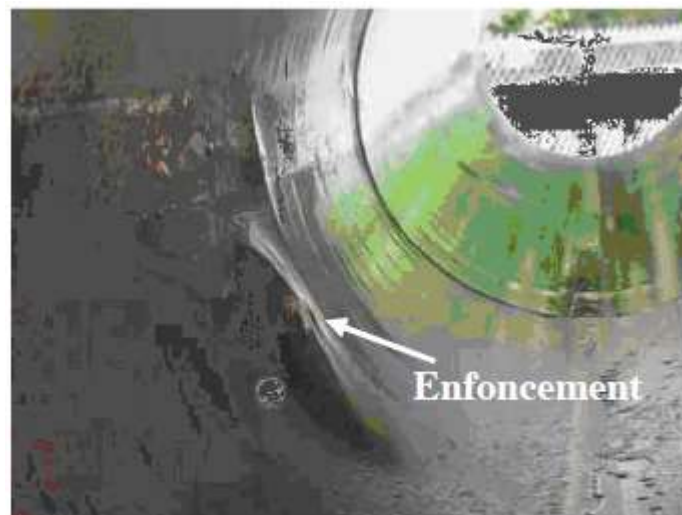


Figure II. 8: Photo d'un pipeline enfoncé.[19]

Un enfoncement provoque une concentration locale de contrainte et de déformation et une réduction locale du diamètre du tuyau. La présence des enfoncements dans les tuyaux peut se résumer aux cas suivants [6,7, 8, 12] :

- Indentation lisse (Plain dent) : ce type d'enfoncement correspond à celui où il n'y a pas de réduction de l'épaisseur de la paroi du tube.
- Indentation pliée (kinked dent) : c'est un enfoncement qui provoque un changement brusque de la paroi du pipeline

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

- Indentation dans des soudures, cette configuration traduit la combinaison d'un enfoncement et d'un autre défaut car les soudures sont susceptibles de présenter des fissures, ...

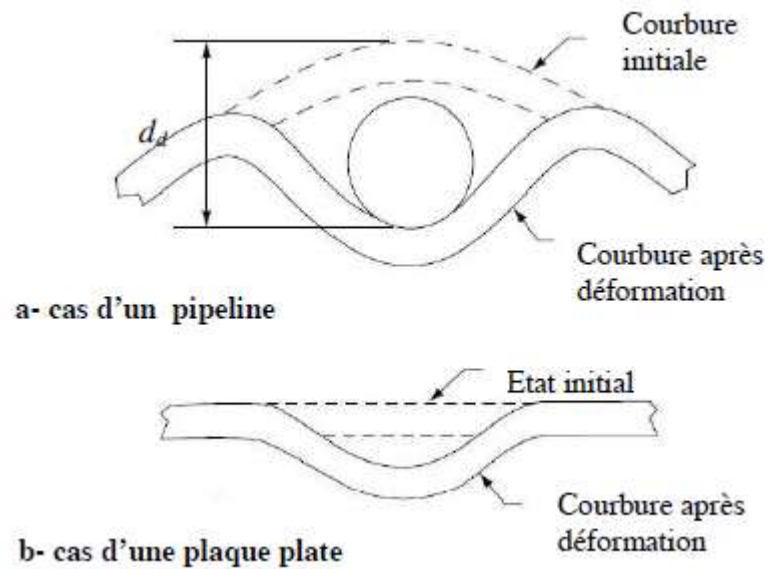


Figure II. 9: Géométrie d'un enfoncement.[12]

5. Les défauts combinés :

Un enfoncement est une déformation plastique permanente de la section du pipeline dû à un contact avec un corps étranger (agression externe), ce même contact peut aussi provoquer un enlèvement de la matière. Dans ce cas, on se retrouve dans une situation où on a un défaut combiné (enfoncement + éraflure). Ce type de défaut est très compliqué car il implique des non linéarités géométriques et matérielles. [3,7]



Figure II. 10: Photo d'une éraflure dans un enfoncement.[3]

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

La présence d'un défaut tel qu'un enfoncement + éraflure dans une canalisation est très dangereuse. En effet, en plus de la concentration de contraintes provoquée par l'agression externe, il y a aussi une réduction de l'épaisseur du pipeline due à la présence de l'éraflure. En conséquence, on constate une diminution locale de la résistance mécanique de la canalisation. [3,7]

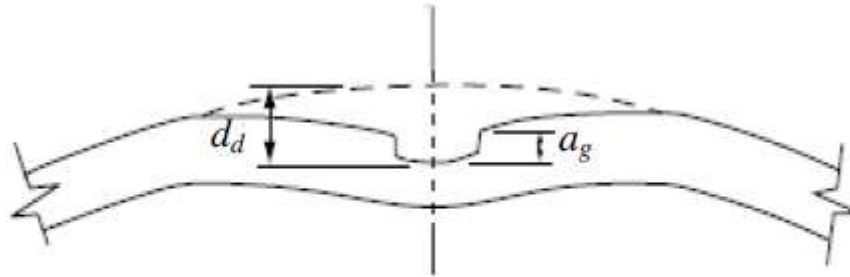


Figure II. 11: Géométrie d'un défaut combiné. [3]

6. Méthode et outil pour évaluer et contrôler la nocivité des défauts :

On sait bien que les défauts de corrosion dans les canalisations sont traités par des codes basés sur l'analyse limite tels que l'ASME B31G et le DNV. Les fissures dans les joints soudés sont traitées par la mécanique de la rupture et le Diagramme Intégrité Rupture. Les entailles telles que les éraflures et les rayures sont examinées par le concept de la mécanique de rupture d'entaille. Les enfoncements sont généralement traités par l'analyse limite. [19]

6-1. L'analyse limite

La théorie de l'analyse limite a fait son apparition à la fin des années 30, elle constitue une partie de la théorie de la plasticité liée à un comportement élastique parfaitement plastique. A partir des années 50, plusieurs études ont débuté sur les défauts dans les pipelines en utilisant l'analyse limite et plus particulièrement les études menées à l'institut Battelle au USA.

L'objectif de ces études étant de donner des solutions analytiques pour le calcul des charges ultimes (Pression ultime). Cela a conduit par la suite à un remplacement progressif du concept de dimensionnement basé sur la notion de la contrainte admissible par celui basé sur les états limites de chargement. L'analyse limite a été utilisée dans un premier temps pour les tubes corrodés, par la suite elle a été appliquée aux tubes fissurés et récemment on a étendu son utilisation aux tubes enfoncés. [1]

6-2. Code ASME B31G :

Le code ASME B31G est un code destiné à évaluer la résistance résiduelle à la rupture d'un tuyau corrodé (défaut de corrosion). [7]

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

La profondeur d'une fosse de corrosion peut être exprimée en pourcentage de l'épaisseur nominale de la paroi du tuyau par : [13] $\% \text{ pit depth} = 100d/t$ (1)
(pit depth :profondeur de la fosse)

Où d : profondeur maximale mesurée de la zone corrodée (voir figure 1)

Et t : épaisseur de paroi nominale de la canalisation. L'épaisseur de paroi supplémentaire requise pour les charges externes simultanées ne doit pas être incluse dans les calculs.

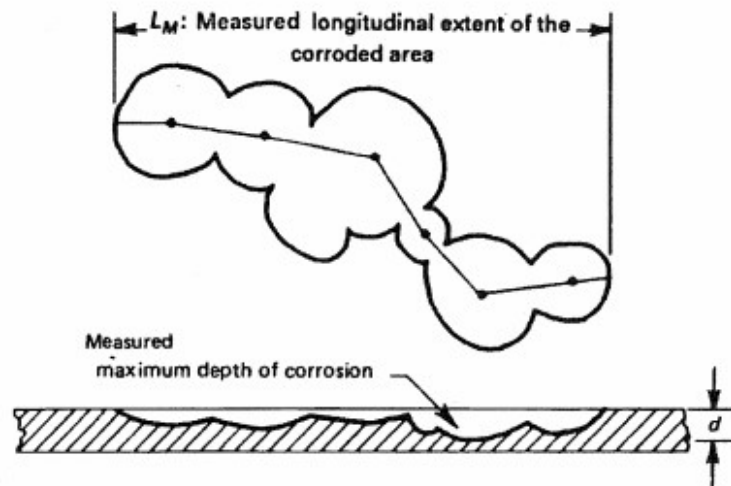


Figure II. 12:Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline selon ASME B31 G.[13]

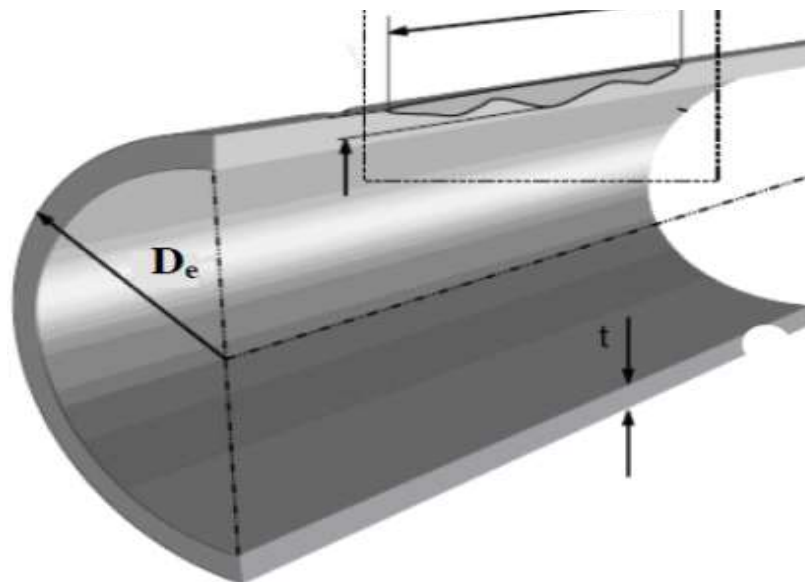


Figure II. 13:Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline.

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

Une zone corrodée contiguë ayant une profondeur maximale supérieure à 10% mais inférieure à 80% de l'épaisseur nominale de la paroi du pipe ne doit pas s'étendre le long de l'axe longitudinal du pipe sur une distance supérieure à celle calculée à partir de :

$$L = 1.12B\sqrt{Dt} \quad (2)$$

Ou L : étendue longitudinale maximale admissible de la zone corrodée, en pouces, colinéaire avec

L_M sur la Figure 31.

D = diamètre extérieur nominal du pipe.

B = une valeur qui peut être déterminée à partir de la courbe ou à partir de :

$$B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{1.1 d/t - 0.15}\right)^2 - 1} \quad (3)$$

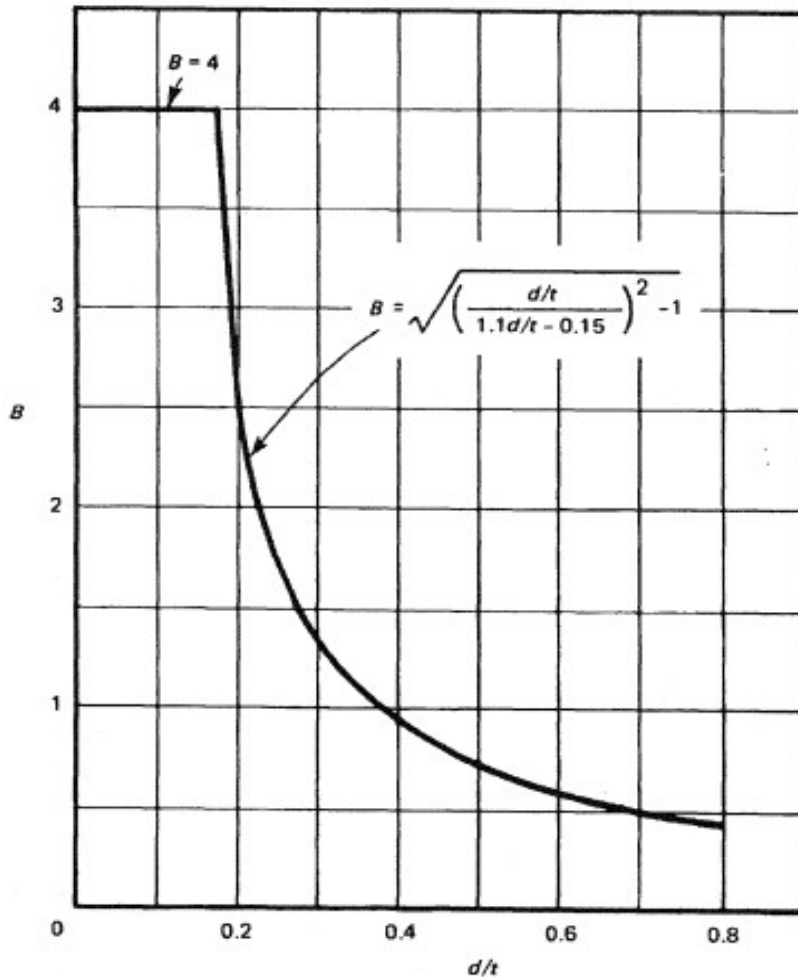


Figure II. 14: courbe de B en fonction (d/t).

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

Sauf que B ne doit pas dépasser la valeur 4. Si la profondeur de corrosion est comprise entre 10% et 17,5%, utilisez B = 4,0 dans l'équation (2)

6-3.Code DNV RP-F101 :[5,14]

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

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

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

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

$$P_{ult} = \frac{2 \sigma_0 t}{D_e - t} \left[\frac{1 - (a/t)}{1 - (a/t)/Q_g} \right] \quad (1)$$

Avec Q_g est le facteur de correction géométrique :

$$Q_g = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_e t}} \right)} \quad (2)$$

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

6-4.Tubes Fissurés :

La sensibilité des matériaux aux fissures est moindre si le matériau a un caractère ductile. En effet, la présence de telles fissures entraîne la redistribution des contraintes localement. La rupture débute au voisinage de cette fissure où les contraintes seront élevées et peuvent être comparés à la résistance à rupture du matériau. Ce fait permet d'utiliser des méthodes de calculs simples pour estimer les dimensions critiques des fissures à partir de la limite d'écoulement ou de la limite d'élasticité ou de la combinaison de la limite d'élasticité et de la résistance à la rupture.

Ces méthodes simplifiées de détermination de la limite d'admissibilité et dimension critique des fissures dans un tube nécessitent de connaître les données géométriques du tube et de la fissure ainsi que les caractéristiques mécaniques du matériau. Le code SINTAP par exemple donne quelques solutions analytiques pour les pressions ultimes dans les tuyaux comportant des fissures suivant différentes configurations.[1]

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

Le tableau suivant résume deux solutions pour un tube fissuré extérieurement et intérieurement :

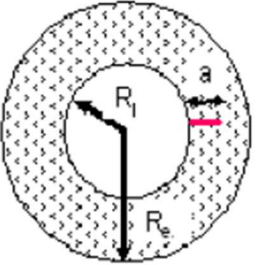
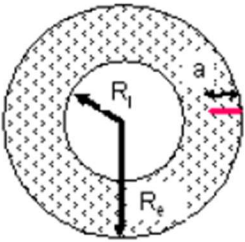
	<p>La pression ultime pour une fissure débouchante axiale interne dans un tube soumis à une pression interne est donnée par la formule :</p> $P_{ult} = \sigma_0 \cdot \ln\left(\frac{R_e}{R_i + a}\right)$
	<p>La pression ultime pour une fissure débouchante axiale externe dans un tube soumis à une pression interne est donnée par la formule :</p> $P_{ult} = \sigma_0 \cdot \left(\frac{R_i}{R_i + a}\right) \cdot \ln\left(\frac{R_e}{R_i + a}\right)$

Figure II. 15: Solution pour la pression ultime d'un tube avec une fissure externe et interne.[19]

Il y a d'autres travaux qui ont été réalisés sur les canalisations fissurées en utilisant la méthode d'analyse limite basée sur des résultats d'essais d'éclatements ou des résultats d'analyse par éléments finis [19]

6-5. Tubes enfoncés:

Les indentations (enfoncements) sur les pipelines est un sujet compliqué, Il est impossible d'obtenir une solution théorique complète sans aucune simplification. Quand la déformation provoquée par un enfoncement est grande, l'énergie élastique stockée dans le tube peut être négligée.

Quelques travaux ont été réalisés par Orynyak, basés sur le modèle des rotules plastiques.[23] Le modèle au niveau de l'enfoncement se fait par un mécanisme de rotule plastique dont le moment plastique est affaibli par un terme $(1-\alpha^2)$. La résistance non dimensionnelle d'un tuyau avec une indentation (enfoncement) a été déterminée en fonction des paramètres géométriques du pipeline et de l'enfoncement, il est donné par la formule suivante : [19]

$$\alpha = \frac{PR}{\sigma_u t} = \sqrt{\frac{R^2}{t^2} \left(\frac{l}{R}\right)^4 + 1} - \frac{R}{t} \left(\frac{l}{R}\right)^2 \quad (1)$$

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

Avec P , R , σ_u , t et l sont respectivement, la pression interne, le rayon de courbure de l'enfoncement, la contrainte ultime, l'épaisseur de la canalisation et la demi-largeur de l'enfoncement.

$$\text{On pose, } \gamma = \frac{l}{\sqrt{Rt}}, \text{ l'équation (1) devient: } \alpha = \sqrt{\gamma^4 + 1} - \gamma^2$$

Condition d'acceptabilité d'un enfoncement:[19]

Des études récentes ont été menées par l'EPRG (European Pipelines Research Group) sur la nocivité d'un enfoncement simple. Ces dernières montrent qu'un enfoncement qui se situe "loin" par rapport à un joint de soudure avec une profondeur allant jusqu'à 10% du diamètre extérieur du pipeline ne conduit pas à la rupture si la contrainte de membrane est inférieure à 72% de la limite d'élasticité.

$$\frac{d_d}{D} \leq 10\% \quad (3)$$

Dans l'équation (3), d_d est la profondeur de l'enfoncement dans le cas d'un tube sans pression et D ($D=2R$) est le diamètre externe du tube.

L'EPRG a trouvée une relation empirique entre la profondeur de l'enfoncement dans le cas d'une canalisation non pressurisée et celle soumis à une pression interne, cette relation est donnée par la formule suivante:

$$d_d = 1.43 d_d^p \quad (4)$$

Cependant, selon l'EPRG, le critère donné par l'équation (4) est corrigé sous la forme suivante dans le cas de l'application d'une pression interne:

$$\frac{d_d^p}{D} \leq 7\% \quad (5)$$

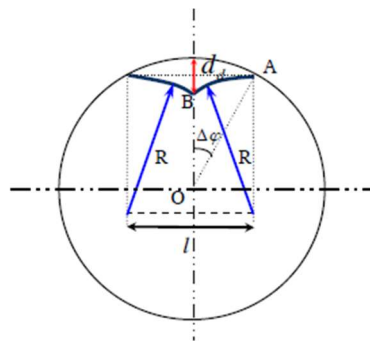


Figure II. 16:Schéma d'une indentation symétrique.

6-6.La mécanique de la rupture :

Le calcul à la rupture est une méthode ancienne qui est associée à un coefficient de sécurité. Il s'appuie sur la connaissance de la géométrie de la structure et des caractéristiques mécaniques du matériau utilisé pour sa fabrication.

La mécanique de la rupture (**Fractures Mechanics**) est une approche qui considère l'état de contrainte près d'une discontinuité existante : fissure ou défaut géométrique de rayon nul. Elle permet de prévoir, en fonction des dimensions d'une fissure, de l'état de chargement, des caractéristiques du matériau et notamment la ténacité, le chemin de propagation de cette dernière et la condition de rupture associée.[13]

7.Techniques de détection des défauts dans les pipelines:

Pour surveiller leurs pipelines, les sociétés pipelinières s'appuient sur une vaste gamme de méthodes, qui vont de technologies particulièrement avancées à des patrouilles le long de l'emprise du pipeline.[24]

Parmi ces moyens de détection nous pouvons citer :

- La détection visuelle.
- Détecteurs magnétiques.
- La détection par radiographie.
- La détection par ultrason.
- La détection par outils intelligent.

7-1.Détection Visuelle :

Une équipe de contrôleurs expérimentés inspecte toutes les surfaces extérieures du tube. Ils signalent toutes les anomalies d'aspect ou de forme qui pourront être corrigés.



Figure II. 17:détection visuelle.

Chapitre II : Intégrité des pipelines.

Notons que cette détection visuelle peut se faire selon un échancier préétabli souvent appelé plan de maintenance préventif et intègre la politique préventive des entreprises.[25]

7-2.Détecteurs Magnétiques :

Détecteurs Magnétique se fait par des produits suivants :[26]

Liqueur magnétique :

La détection des défauts fins est réalisée avec une liqueur magnétique constituée de poudres magnétiques très fines colorées ou fluorescentes (de 0,1 micron à 2 microns) en suspension dans de l'eau avec un agent mouillant, un anti moussant, un agent bactéricide et un inhibiteur de corrosion ou bien dans un produit pétrolier à base d'huile légère. Cette liqueur est régulièrement brassée par agitation pour conserver une concentration uniforme. La concentration est de l'ordre de 2 à 10 grammes de poudre colorée par litre et de 0,5 à 2 grammes de poudre fluorescente par litre.

Poudre sèche magnétique :

La détection des défauts plus grossiers est réalisée avec une poudre sèche constituée de grains de spinelle de fer $Fe_3 O_4$ - Fe O et de fer oxydé finement divisés (de l'ordre de 10 à 30 microns).

7-3.Détection par Radiographie :

Le contrôle radiographique par rayonnements ionisants (X ou δ permet de détecter des défauts de compacité internes souvent très fins (fissures, soufflures, inclusions, manque de liaison, manque de fusion) dans les parois des matériaux métalliques. Ce contrôle est réalisé à l'aide d'un tube générateur à rayons X ou δ d'une source radioactive qui émettent des rayonnements ionisants, de films radiographiques ou d'une caméra pour l'acquisition numérique de l'image transmise placés sur la face inverse au rayonnement. Les rayons électromagnétiques de faible longueur d'onde sont partiellement absorbés par les hétérogénéités du milieu en traversant la paroi du matériau irradié. Le faisceau impressionne le film radiosensible en fonction des rayonnements transmis à travers la pièce contrôlée pour donner naissance à l'image radiographique. La présence d'un défaut se traduit par une variation de l'absorption du rayonnement émis et donc à une variation de la densité optique du film au droit de l'image du défaut. [26]

Les sources de rayonnements :

Les sources de rayonnements ionisants sont choisies en fonction de la nature des matériaux à contrôler, de l'épaisseur traversée, de la qualité d'image demandée et des conditions techniques de réalisation. [26]

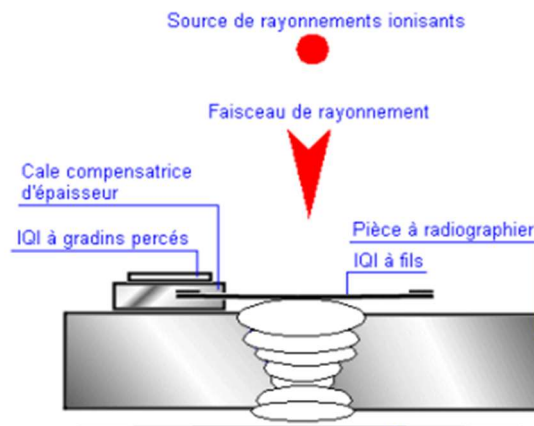


Figure II. 18: Principe du contrôle radiographique ou gamma graphique.

7-4. La détection par ultrason:

L'ultrason est une onde mécanique et élastique, qui se propage au travers de supports fluides, solides, gazeux ou liquides. La gamme de fréquences des ultrasons se situe entre 20 000 et 10 000 000 Hertz, trop élevées pour être perçues par l'oreille humaine. Le contrôle par ultrason est appliqué aux fabrications, aux demi-produits et éventuellement aux produits finis, en petite ou grande série, il est capable de mettre en évidence les défauts en préservant l'intégrité des produits contrôlés. [27]

Les ultrasons sont des vibrations élastiques d'origine mécaniques qui se propagent dans un milieu matériel. Les ultrasons sont de même nature que le son mais de fréquence plus élevé. [27]

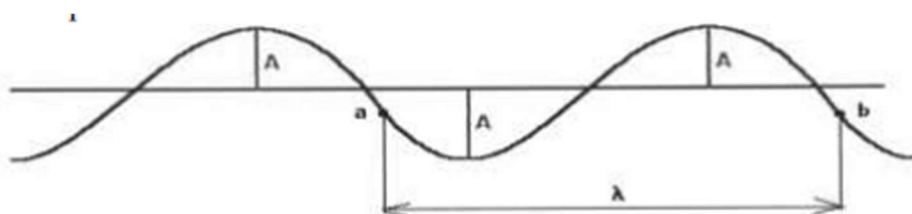


Figure II. 19: onde ultrasonore.

7-5.La détection par outils intelligents:

C'est une technologie de pointe qui permet de détecter les déformations, fissures à l'endroit exacte sur de longues distances de canalisations.[25]

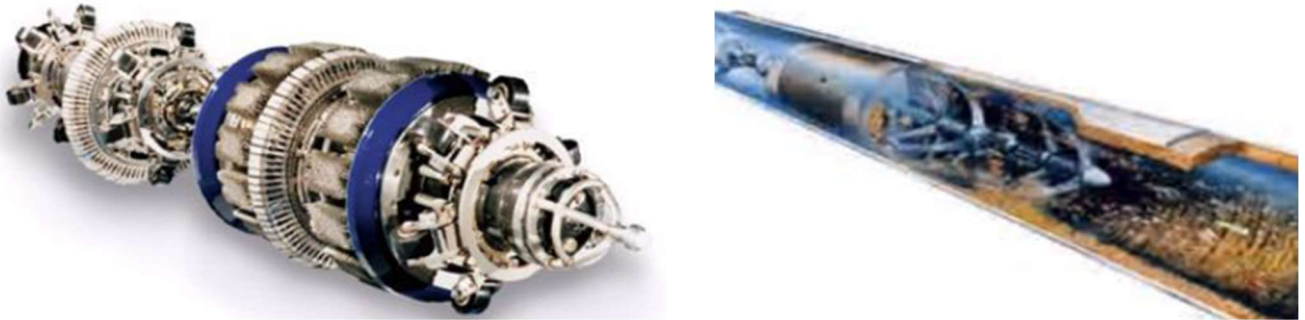


Figure II. 20:outil intelligent d'inspection.



Figure II. 21:outil intelligent algérienne de détecter les défauts à l'intérieur des pipelines.

CHAPITRE III :
MODELISATION ET
SIMULATION NUMERIQUE.

1.Introduction

Le secteur industriel doit faire face au remplacement des structures ou des composants présentant des signes de rupture, des fissures ou des anomalies diverses. En raison des contraintes de sécurité qui amènent à utiliser les structures dans de bonnes conditions de fiabilité, maîtrisées aussi longtemps que possible, des inspections sont périodiquement programmées pour détecter les défauts ou les dommages. En générale les structures métalliques sont soumises en service à des sollicitations mécaniques donnant lieu à des états de contraintes généralement multiaxiaux et à amplitude variable, ce qui provoque un phénomène d'endommagement par fatigue.

Notre étude se place dans le contexte d'étude du comportement en rupture d'un pipeline comportant une fissure circonférentielle soumis a des chargement complexe., elle porte sur une analyse numérique par la méthode des éléments finis tridimensionnelle. Une approche locale de la mécanique linéaire de la rupture fondée sur le facteur d'intensité de contrainte est utilisée pour décrire le comportement d'une fissure sollicitée en mode d'ouverture.

L'effet de la géométrie de la fissure sous des chargements mixtes (exemple : pression moment) sur le facteur d'intensité de contraintes en mode I sont pris en considération.

2.Présentation du logiciel ABAQUS/CAE

ABAQUS/CAETM est un code de calcul qui résout les problèmes de divers champs par la technique des éléments finis (M.E.F). Dans ce cadre il présente un système complet intégrant non seulement les fonctions de calculs proprement dites mais également des résultats (post-traitement). ABAQUS/CAETM est un programme qui traite des problèmes d'élasticité linéaire dans les domaines statiques et dynamiques, des problèmes non linéaires, des problèmes thermiques etc...

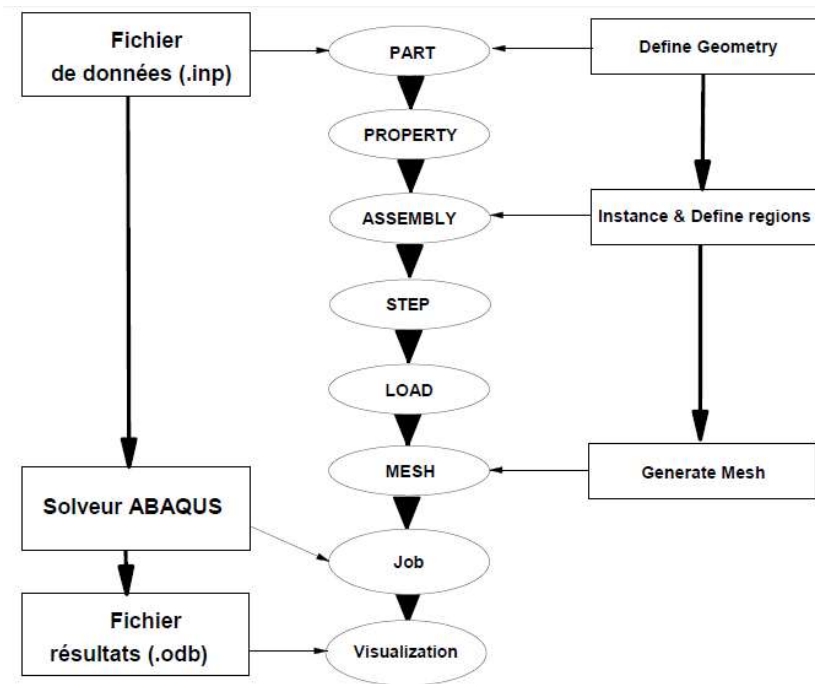


Figure III. 1:Etapes à suivre pour la programmation .[6]

Comme le présente la figure 0 ABAQUS/CAE est divisé en unités fonctionnelles appelés modules. Chaque module contient les outils qui sont propres à une partie de la tâche de modélisation.

2-1.Le module Part :

Le module part nous permet de créer tous les objets géométriques rentrant dans le cadre de notre modèle soit en les dessinant dans ABAQUS CAE soit en les important d'un logiciel de dessin (CAO). Dans notre cas il s'agit de la conception du pipeline.

Dans cette simulation, nous avons essayé de travailler sur un modèle complet, mais en raison du grand nombre d'éléments et du temps pris par le calcul avec un pc portable de 4GB RAM, nous avons dû utiliser que le quart du modèle puisque on a symétrie par rapport aux plans (XZ) et (XY).

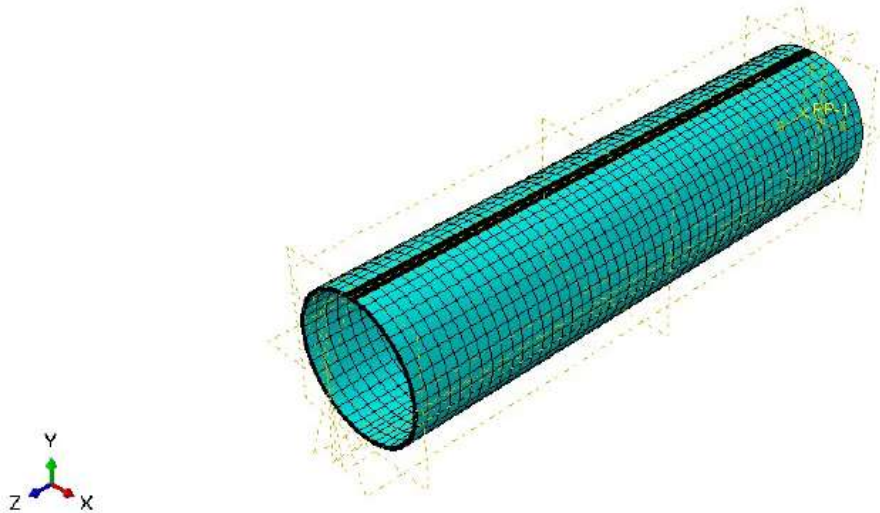


Figure III. 2:Le modèle géométrique

2-2.Le module Property :

Le module property permet de définir les propriétés des différents composants, Les propriétés mécaniques du pipeline de l'adhésif ainsi que du patch sont illustrés dans le tableau III.2-2 suivant.

Propriété	Matériaux 1
	API 5L X65
E(GPa)	210
ν	0,3

Tableau III.2 2 : Propriétés mécaniques des différents matériaux

2-3. Le module Assembly :

Le module assembly nous permettra d'assembler les différents objets géométriques créés dans un même repère.

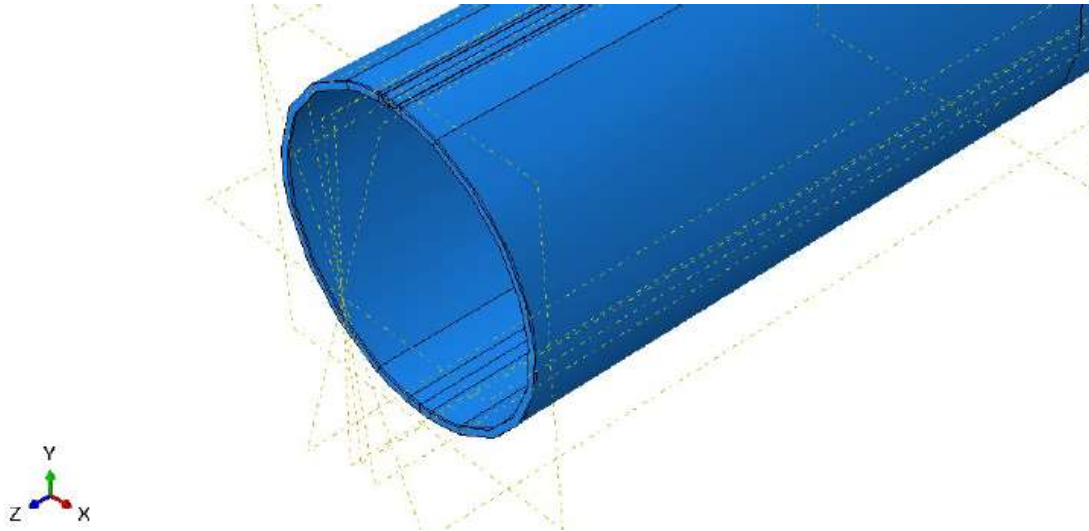


Figure III. 3: Assemblage des structures.

2-4. Le module Step :

Ce module permet de définir toutes les étapes pour le post traitement, il est possible de créer des forces ou des conditions limites qui s'activent à des moments donnés.

Dans ce module ont définies aussi les ressorties de nos résultats , pour notre étude on demande dans le sous-module 'OUTPUT HISTORY' le calcul du Facteur d'intensité de contrainte avec « Maximum tangential stress » ,la nature de calcul est statique générale.

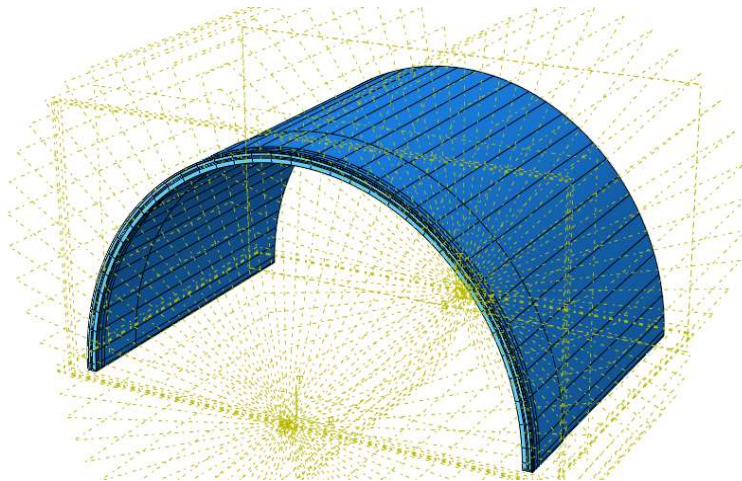


Figure III. 4: Modèle géométrique représente 1/4 de pipeline.

2-5. Le module Interaction :

Le module interaction permet de spécifier toutes les interactions entre les différentes parties et régions du model, la seule proximité ou contacte entre les points n'étant pas suffisant.

Dans ce module deux interactions est déclaré à savoir :

- on configure notre fissure dans le pipeline avec un front de fissure semi elliptique de direction " Normal to plane"

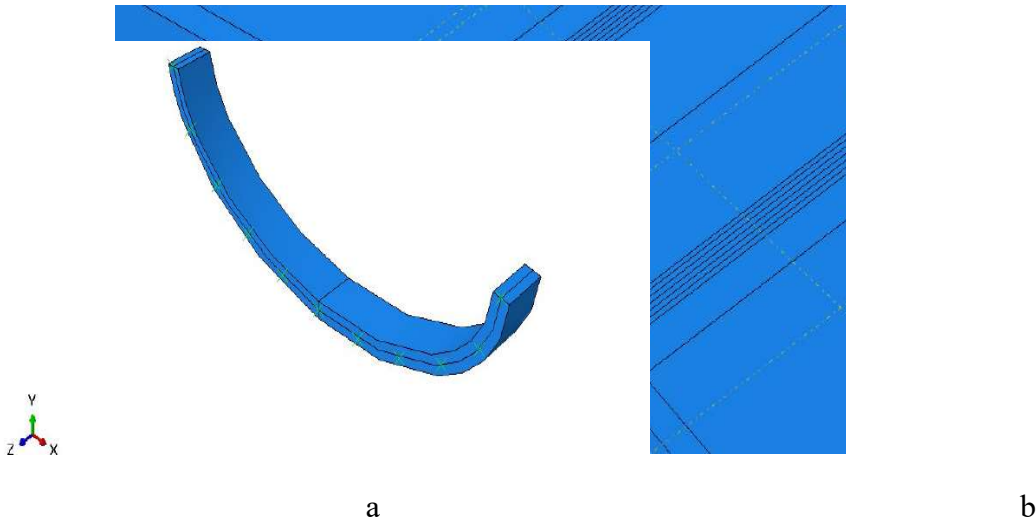


Figure III. 5: Déclaration du front de la fissure (a), exemple d'une partie d'interactions coté pipe (b).

2-6.Le module Load :

Dans le module load on détermine toutes les conditions aux limites, tel que la pression les encastremets. Dans la présente étude le pipe est soumis à une pression interne de $P=70 \text{ Bar}=7 \text{ MPa}$, les deux faces du plan (x,y) sont bloquées suivant l'axe Z et les deux faces du plan (x,z) sont bloquer suivant l'axe Y.

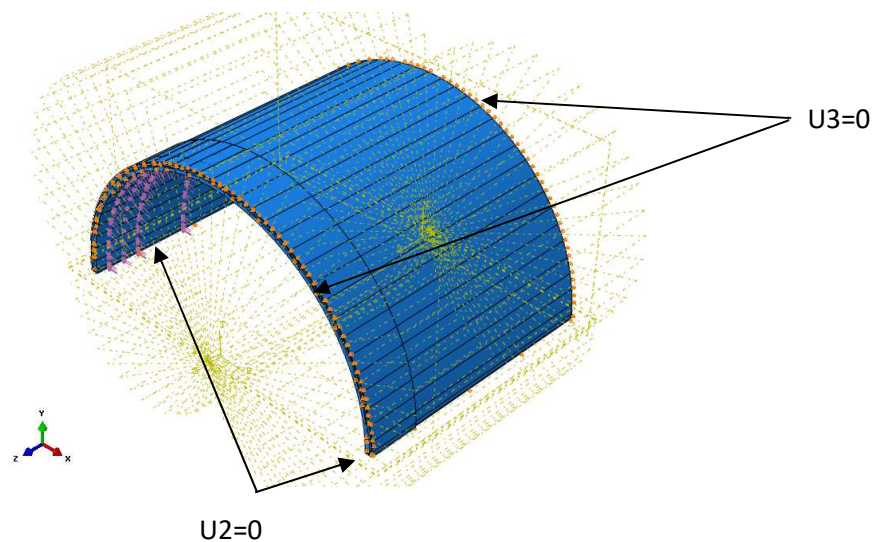


Figure III. 6:déclaration des conditions aux limites.

2-7. Le module Mesh :

Le module mesh nous permettra de générer un maillage en élément fini sur notre assemblage, le maillage est de type quadratique structuré C3D20R.

Le maillage utilisé est représenté par la figure 0, Un maillage régulier est effectué pour toute la structure. Ce maillage reste le même tout au long du calcul afin d'éviter toute influence du maillage sur les résultats. A ce niveau précisons que le maillage est de type quadratique (hexaèdres).

La fissure dans le pipeline entraîne une singularité géométrique provoquant une concentration de contrainte. Par conséquent, un maillage raffiné est effectué autour de la fissure ou la taille des éléments au voisinage du front de la fissure est de 0,08mm. Le nombre total d'élément de la structure étant de 103202 c'est-à-dire 102690 éléments pour le pipeline.

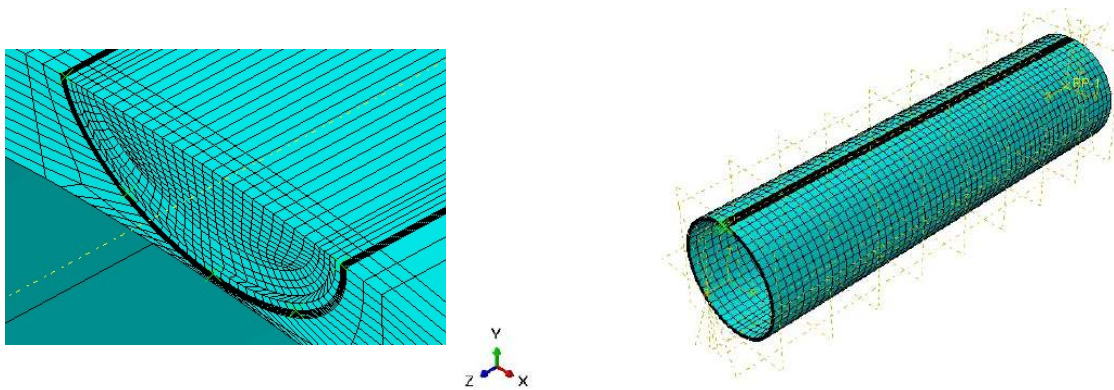


Figure III. 7: le maillage du modèle géométrique.

2-8. Module Job :

Une fois que toutes les tâches de définition du modèle ont été réalisées, il faut utiliser le module Job pour analyser ce modèle. ABAQUS va alors réaliser tous les calculs nécessaires et en tirer des résultats dans un fichier *.inp*

2-9. Module Visualisation :

Comme son nom l'indique, ce module nous permet tend autre de visualiser le model et les résultats obtenus, les concentrations de contrainte ainsi que les déformations.

3. Modèle géométrique :

Le modèle géométrique du pipeline est représenté sur la figure III.8. La pipe en acier API 5L X65 est caractérisée par une longueur $L_p=500\text{mm}$, un rayon extérieur $R_{\text{ext}}: 350\text{mm}$, une

Chapitre III : Modélisation et simulation numérique

épaisseur e_{pipe} : 12.7mm. Ce pipeline présente une fissure semi elliptique .Le pipeline est soumis à une pression interne de 70 Bar.

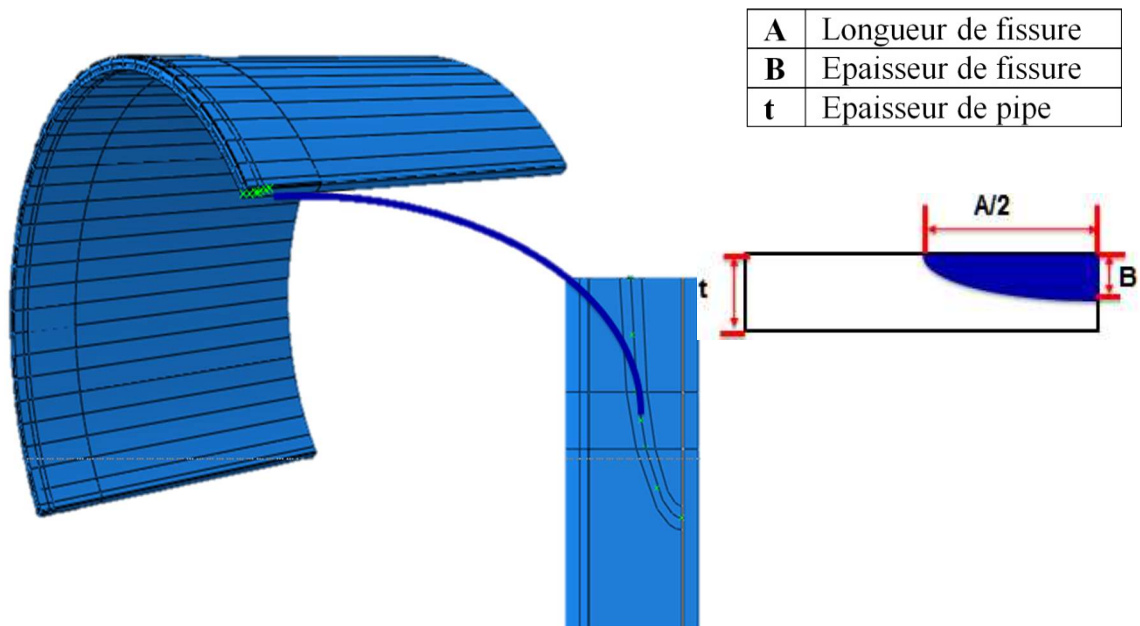


Figure III. 8:Le model géométrique étudié.

4.Résultats et interprétations :

1.Effet de chargement complexe :

On se place dans le cas du front 1 (figure III.9) de la fissure circonférentielle., le type de chargement mixte est pris en considération à savoir :

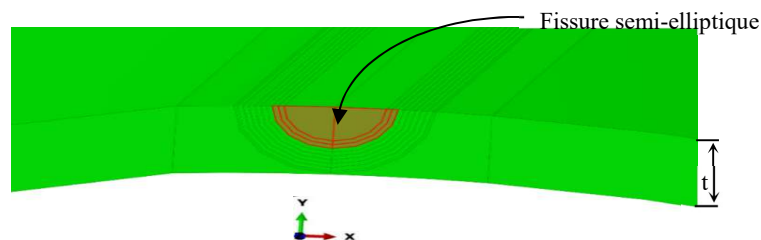


Figure III. 9: géométrie de la fissure.

a. Chargement mixte : pression - moment 1 (figure III.10) :

Théoriquement les pipelines sont soumis à une pression interne mais les sollicitations externes existent aussi dans les cas réels, tel que les enfoncements et les éraflures causés par les engins lors des travaux de maintenances aussi il y a les glissements du terrain qui peuvent engendrer des moments par rapport des appuis du pipe, dans cette vision se pose le modèle de sollicitations suivant qui suppose la présence d'un moment (1) par un déplacement de la surface extrême avec un déplacement U_2 et une pression interne.

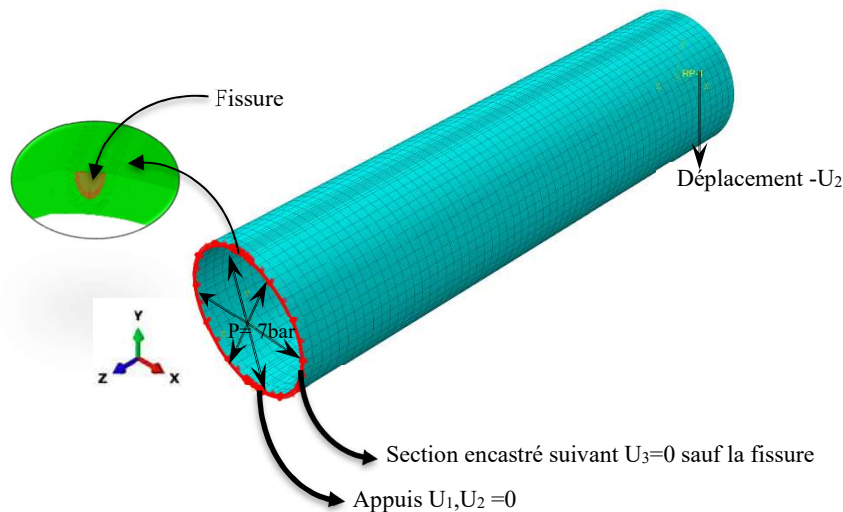


Figure III. 10: Les conditions aux limites du modèle.

- **Déplacement variable avec une pression constante :**

La figure (III.11) présente la variation des facteurs d'intensité de contrainte en mode I en fonction de la ligne normalisée du front de fissure pour une pipe fissurée chargée en pression et un moment par rapport à l'axe Z avec un déplacement de la surface extrême du pipe suivant l'axe (-Y). La pression est constante 70 bar. On remarque que le comportement des FICs est non linéaire et donne lieu à la présence de trois zones. Deux zones présentent le FIC K_I minimal au bord extrême de la fissure et la zone médiane présente le maximum du K_I donnant importance aux contraintes circonférentielles. On note aussi que l'augmentation du moment engendre systématiquement l'élévation du FIC qui garde son profil, pour quantifier cette élévation on a tracé la figure (III.12) qui montre la variation du $K_{I\max}$ pour les cinq sollicitations appliquées sur le pipeline.

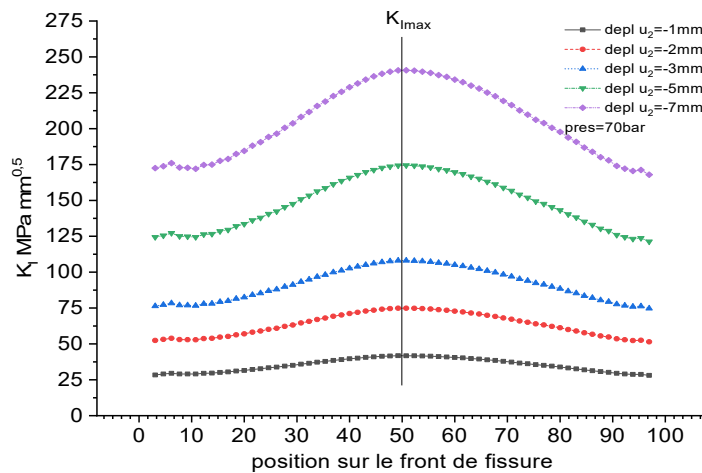


Figure III. 11: variation du FIC le long du front de fissure en fonction du moment (1)

Le facteur d'intensité de contraintes maximale en mode I est proportionnelle avec le chargement même en présence d'une sollicitation combinée entre une pression et un moment pour une fissure semi elliptique circonférentielle

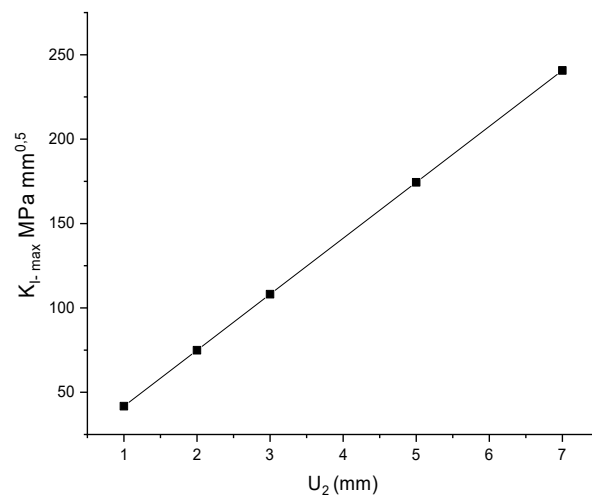


Figure III. 12: variation du KI max pour le moment (1) variable et pression constante P=70 bar.

- Pression variable avec un déplacement constant :

Dans cette partie le moment est maintenue constant avec un déplacement $U_2 = -2\text{mm}$, la pression est variée de 10 à 90 bar, sachant que la pression de service est de 70 bar.

La figure III.13 représente la distribution du facteur d'intensité de contrainte en mode I le long du front de la fissure pour un pipe endommager, en effet le mode I est toujours dominant dans la zone médiane de la fissure mais avec des taux d'augmentation moins élevés par rapport aux augmentations des moments remarqué à la figure (III.12). On note une nette réduction du FIC K_I

Chapitre III : Modélisation et simulation numérique

$K_{I,max}$ en fond de fissure pour les deux configuration à titre d'exemple pour $P_r=70\text{bar}$ et $U_2=-7\text{mm}$, le $K_{I,max}=235\text{ MPa mm}^{0.5}$, Alor que pour $P_r=90\text{bar}$ et $U_2=-2\text{ mm}$ le $K_{I,max}=78\text{ MPa mm}^{0.5}$.

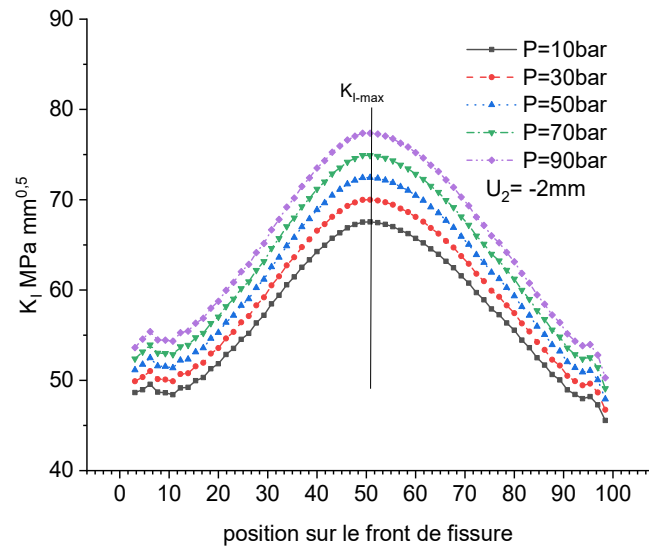


Figure III. 13: variation du FIC le long du front de fissure en fonction de la pression.

Sur la figure III.14 est représenté l'évolution du FIC en fonction de la pression, cette dernière confirme les remarques de la figure III.13 puisqu'il est clair que le FIC augmente proportionnellement avec le chargement est toujours sur la médiane de la fissure semi-elliptique utiliser dans cette modélisation.

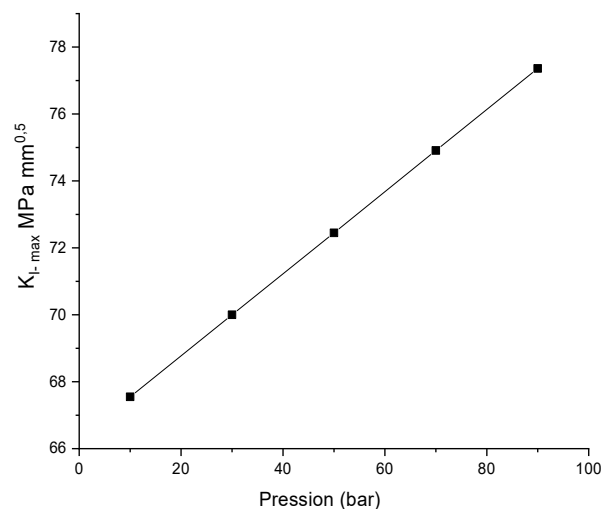


Figure III. 14: variation du FIC KI max en fonction de la pression interne.

b. Pression-moment (2) :

Dans cette configuration le pipeline est soumis à un chargement mixte, une rotation de la surface extrême avec une rotation UR_3 suivant l'axe Z et une pression interne toujours en présence une fissure circonférentielle semi-elliptique.

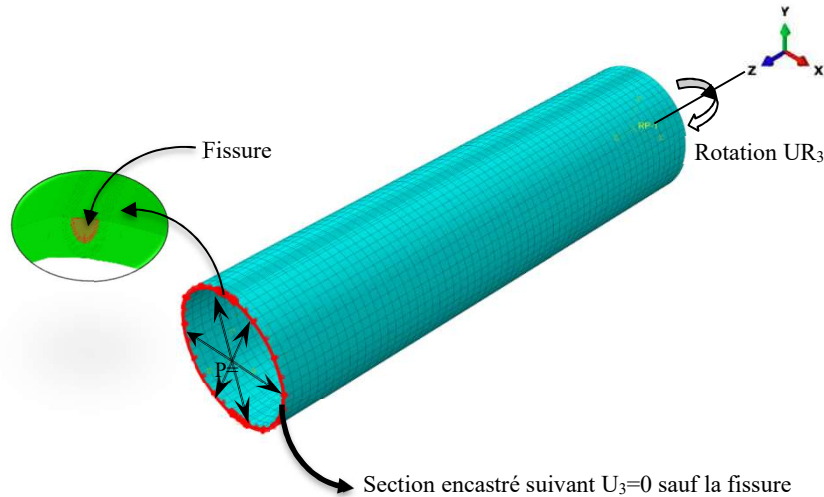


Figure III. 15: Les conditions aux limites du modèle (2)

- Pression variable avec une rotation constante :

La variation du FIC K_I sur le front de la fissure pour une pipe fissuré soumis à un chargement mixte et exposé sur la figure III.16. Il est visible que la distribution du FIC est non linéaire vue la situation non linéaire aussi (fissure semi-elliptique chargement mixte), alors la fissure présente un pic vers la position étirer par le moment au sens de la sollicitation. La variation de pression dans ce modèle n'a pas d'effet vu la superposition des cinq valeurs de pression.

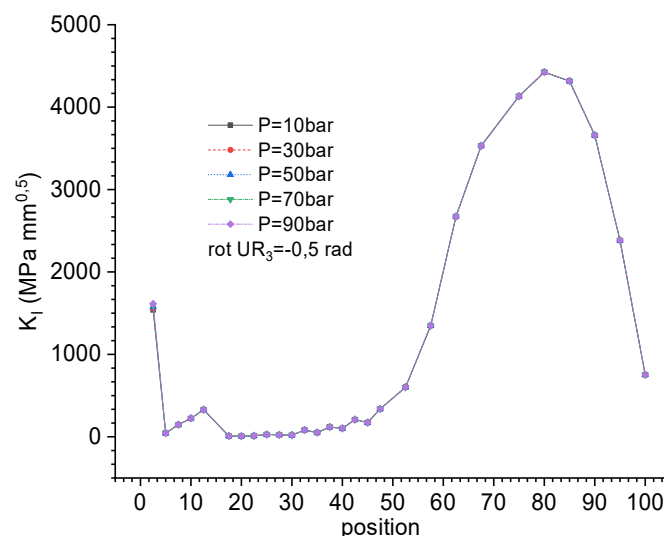


Figure III. 16: variation du FIC K_I le long du front de fissure.

- Pression constante avec une rotation variable :

Pour le FIC $K_{I \max}$ la Figure III.17 montre sa variation le long du front de la fissure pour un pipe fissurée, on peut clairement distinguer qu'il y a un effet majeur de rotation en fond de la fissure dans un coté et on se rapprochant de l'autre extrémité de la fissure l'effet de la rotation n'est plus marqué.

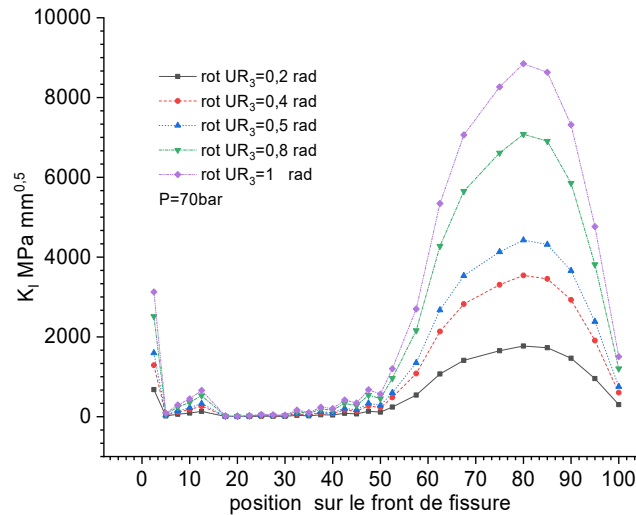


Figure III. 17: variation du FIC K_I le long du front de fissure.

c. Pression - traction :

Dans cette configuration le pipeline est soumis à un chargement mixte, une traction de la surface extrême avec un déplacement U_3 suivant l'axe Z et une pression interne toujours en présence une fissure circonférentielle semi-elliptique

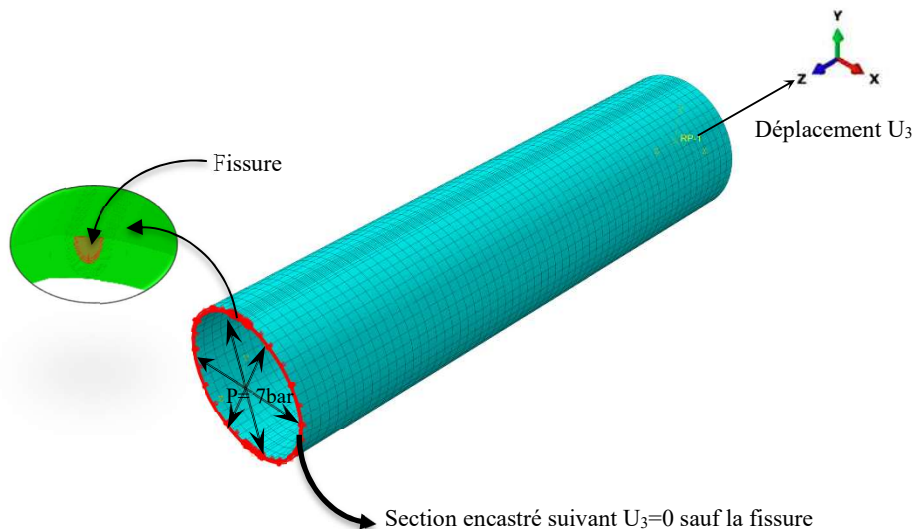


Figure III. 18: Les conditions aux limites du modèle

- Pression variable avec un déplacement constant :

La figure III.19 montre le comportement du K_I le long du front de la fissure pour différentes valeurs de pression. On peut dire que l'allure du FIC change de comportement et s'inverse par rapport au premier modèle (moment (1) -pression), on note aussi qu'il existe trois zones comme déjà évoqué auparavant ou il y a des maximums et des minimums du FIC et pour illustrer cet effet on trace la figure III.20 pour distinguer la variation du K_{I-max} en fonction de la pression.

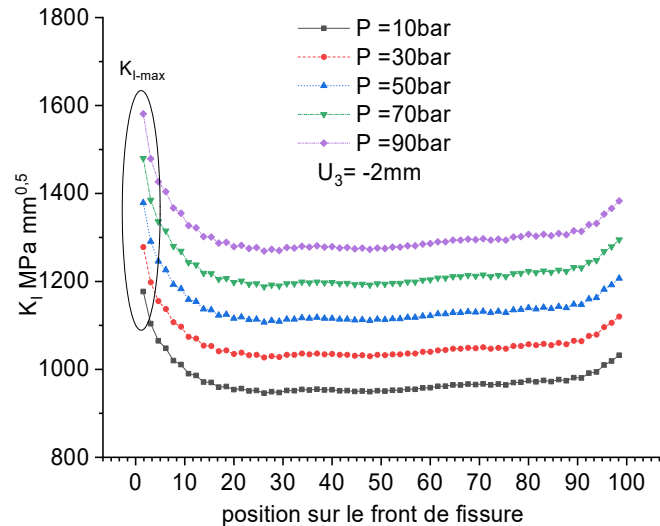


Figure III. 19: variation du FIC KI le long du front de fissure en fonction de la pression.

Le FIC K_I est proportionnel à la variation de la pression pour les trois positions, ceci nous confirme que le facteur d'intensité de contrainte et proportionnelle avec le chargement est ce quel que soit la combinaison du chargement, rependant à sa loi : $K_I = \sigma \cdot \sqrt{\pi \cdot a}$

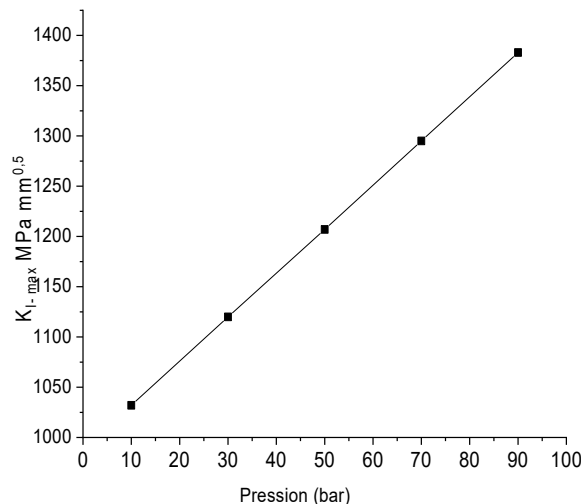


Figure III. 20: variation du KI max pour en fonction de la pression.

- Déplacement variable avec une pression constante :

La figure III.21 présente la variation du FIC K_I au front de fissure en fonction de la variation des déplacements U_3 (traction), les résultats montrent que la distribution du FIC K_I garde la même allure sur le front de fissure que pour la figure III.19 avec des niveaux plus élevés, ce qui implique que la présence de la traction avec la pression présente un des risques majeurs de rupture de pipe.

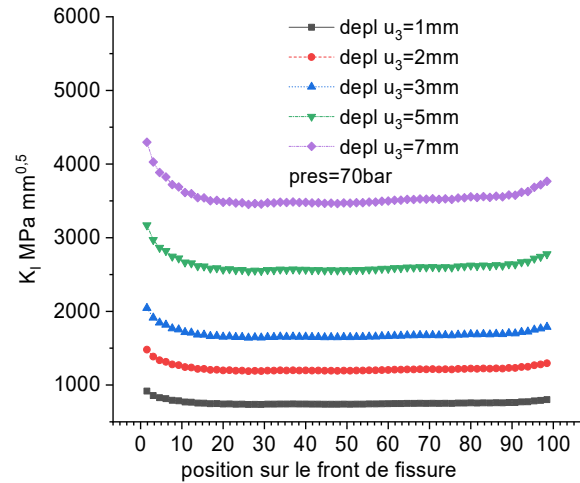


Figure III. 21: variation du FIC le long du front de fissure en fonction de la pression.

Présentation comparative :

Afin de visualiser l'effet des combinaisons de chargement sur le comportement de la fissure au sein du pipeline sollicité, on trace la figure III.22 qui nous montre sur un histogramme l'effet des combinaisons étudiées.

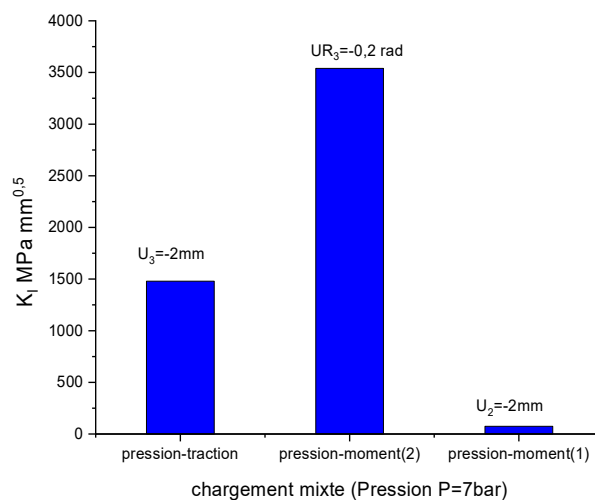


Figure III. 22: variation du FIC en fonction des combinaisons des chargements.

Il est clair d'après la figure III.22 que le moment (2) provoque les plus grandes déformations dans la section circonférentielle du pipe où se place la fissure ce qui rend cette combinaison-là plus dangereux pour le pipeline. En deuxième position la combinaison pression-traction cette dernière très proche de la réalité présente aussi un risque majeur de rupture du pipe d'où il est très important d'étudier le site où il est placé le pipeline et planifier des contrôles sur les lignes enterrées.

1. Effet de la géométrie de la fissure :

La géométrie de la fissure joue un rôle important dans le mécanisme de rupture des pipes où les normes internationales (ASME, DNV, AFNOR) donnent une importance majeure, dans cette partie de l'étude on va viser les modes de rupture des fissures par rapport au cas étudié.

Dans cette dernière étude, l'effet de la dimension de la fissure est représenté par l'avancement de la fissure dans l'épaisseur pour l'évaluation de la variation des FICs figure III.23, pour la combinaison de chargement (pression-moment (1)).

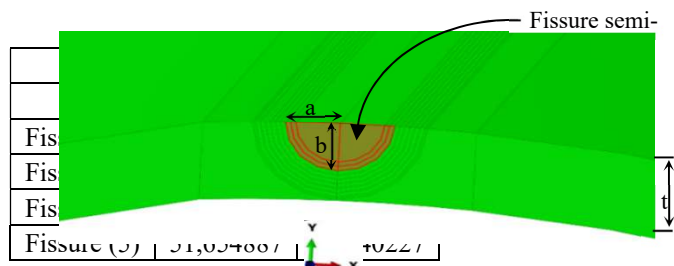


Figure III. 23: géométries de fissure.

La figure (III.24) présente la variation des facteurs d'intensité de contrainte en mode I sur la ligne normalisée du front de fissure pour différentes géométries de fissures, On remarque que le comportement des FICs est non linéaire et qu'il existe trois zones deux minimum et un pic maximal pour toutes les géométries de fissure. L'avancement de la fissure sur l'épaisseur du pipe engendre une augmentation significative du FIC K_I

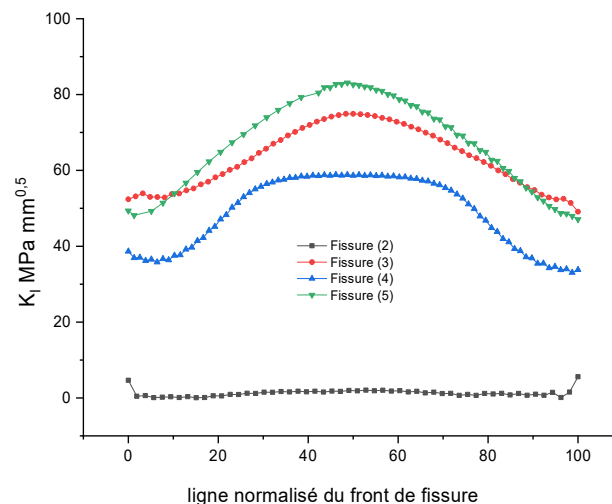


Figure III. 24: variation des FIC's K_I sur la ligne normalisé du front de fissure pour différentes géométries de fissures.

Conclusion générale :

Les résultats obtenus numériquement par la méthode des éléments finis tridimensionnelle nous permettent de tirer les conclusions suivantes :

1. Pour une fissure semi-elliptiques circonférentielle le risque de rupture des pipelines est plus dangereux sur les fronts interne que pour externes soumis a un chargement mixte (pression moment (1)).
2. le comportement des FICs est non linéaire et donne lieu à la présence de trois zones. Deux zones présentent le FIC K_I minimal au bord extrême de la fissure et la zone médiane présente le maximum du K_I
3. Le facteur d'intensité de contraintes maximale en mode I est proportionnelle avec le chargement même en présence d'une sollicitation combiner
4. Pour le chargement combiné (pression moment (2)), la distribution du FIC est non linéaire vue la situation non linéaire aussi (fissure semi-elliptique chargement mixte), alors la fissure présente un pic vers la position étirer par le moment au sens de la sollicitation.
5. Pour le chargement combiné (pression – traction (2)), l'allure du FIC K_I change de comportement et s'inverse par rapport au premier modèle (moment (1) -pression).
6. Pour le chargement combiné (pression – traction (2)), avec déplacement variable et une pression constante, la distribution du FIC K_I garde la même allure sur le front de fissure que pour la figure III.19 avec des niveaux plus élevés, ce qui implique que la présence de la traction avec la pression présente un des risques majeurs de rupture de pipe.
7. La combinaison, pression- moment (2) provoque les plus grandes déformations dans la section circonférentielle du pipe où se place la fissure ce qui rend cette combinaison-là plus dangereux pour le pipeline.

Comme perspective on propose une étude dans le futur qui prend en compte le comportement elastoplastique du pipeline API 5L X60 évaluer avec l'intégral J comme critère de rupture.

Reference bibliographie :

- [1] **ALLOUTI MUSTAPHA.** « Étude de la nocivité de défauts dans les canalisations de transport de gaz tels les éraflures, les enfoncements ou leurs combinaisons », thèse de doctorat, pp 13, université Paul Verlaine, 2010.
- [2] **KHELFAT ABDERRAZEK.** « Analyse des éléments du revêtement des pipelines ». mémoire présente en vue de l'obtention du diplôme de master. Année universitaire : 2015-2016.
- [3] **BETTAYEB MOURAD** « contribution à l'étude de la fiabilité en présence de défauts de joints de soudures et de corrosion, dans les canalisations de transport d'hydrocarbures » thèse de doctorat .filière : génie mécanique. année universitaire : 2015/2016.
- [4] **FATEH AGGOUNE** « évaluation de l'endommagement des tubes dans leurs conditions d'exploitation mémoire » présenté pour obtenir le diplôme de magister en génie mécanique 2010.
- [5] **M. BOUZIANE ABDELKADER** « contribution a la détermination des critères de qualite des tubes soudés soumis a une pression intérieure » memoire présenté pour obtention le diplôme de magister en genie mecanique.
- [6] **TOUGGUI YOUSSEF ET HOUASNIA IMED** « étude de la maintenance d'un pipeline dégradé par un type de fissure » projet de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de master en génie mécanique. Année universitaire : 2015/2016.
- [7] **MOURAD NAHAL** « étude mécano-fiabiliste des pipelines destinés aux hydrocarbures » these présentée en vue de l'obtention du diplôme de doctorat en science. Année 2016
- [8] **BOUBEGRA LOTFI ET HAFSI SAID** « élaboration et caractérisation des joints soudés des aciers » mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de master académique, année universitaire : 2017 /2018.
- [9] **H. BOUHAFS** « contribution à l'étude des causes de dégradation des conduites du transport d'eau industrielle », mémoire de master, université badji mokhtar-annaba 2016.
- [10] **Y. BARKAT** « étude comparative entre deux procédés de soudage des pipelines », mémoire de master, université Mohamed khider-biskra 2016.
- [11] **H. DAOUI** « contribution à l'étude du comportement fluide de plasma lors de l'interaction des torches à plasma avec les métaux », mémoire de magister, université kasdi merbah-ouargla 2008.
- [12] **DJEDID Ibrahim** « étude sur les défaillances des aciers api- 5lx60 pour pipeline cas de la ligne gz1 » mémoire de master spécialité : génie mécanique option : maintenance industriel.

[13]:**International pipeline conference** 29 septembre -03 octobre 2002;calgary; Alberta ,Canada page 1

[14]: **Pipeline Pigging and integrity Management Conference** 17-18 may 2004 ; Amsterdam , The Netherlands

[15]:**AMARA Zenati Abdeldjelil** “Etude du comportement des aciers API 5L X60 sollicité par contraintes mécanique et milieu de sol algérien simulé - université Abou Bekr Belkaid , TLEMCEM ,2013/2014

[16]:**HEBBAZ Mohamed Amine** “Défauts dans les pipelines et leur effets sur le comportement en fatigue “ université Abou Bekr Belkaid , TLEMCEM 2014/2015

[17]:**BELKHAMGANI Mohamed Amine** et **BENDAHLON Khalil** “Evaluation de la réparation par composite d’une pipe soumise à un chargement de pression “ Centre universitaire BELHADJ BOUVHAIB AIN TEMOUCHENT 208/2019

[18]:**TAHAR Natech** “Réhabilitation et renforcement des canalisations sous pression en présence des défauts de surfaces” USTO , ORAN

[19]:Article CFM 2009 “ Etude de l’influence d’un enfoncement simple et lisse sur la pression d’éclatement d’un canalisation” MARSEILLE ;24-28 Août 2009

[20]: **A.COSHAM, P.HOPKINS** ,“The effect of dents in pipelines guidance in the pipeline defect assessment manual” international journal of pressure vessels and piping , volume 81,issue 2 february 2004 ,page 127-139

[21]:**ASME B31G** “Manual for Determining the remaining strength of corroded pipelines “,pdf page 9

[22]:”Deterministic prediction of corroding pipeline remaining strength in marine environment using DNV RP-F101” Journal of sustainability science and management volume 6 number 1 June 2011, p 69-78

[23]:**C.R Alexander** ,”review of experimental and analytique investing of dented pipelines in operations ,applications and components” PVP-Vol 395. 1999

[24]: comment les exploitations de pipelines peuvent-ils surveiller des milliers de kilomètres de pipelines aboutipipelines.com

[25]:**DIOMANDE Mamadou Issac** et **KONNET Chini Bertille Laurz** ,”Modélisation de la réparation par composite d’une fissure circonférentielle dans un pipeline API X60 “ Centre universitaire d’AIN TEMOUCHENT -2016/2017

[26]:**BENEDDEB Motefa**, “ Étude les défauts de soudage des pipeline “ université Mohamed Khider - BISKRA, juin 2012 .

[27]:**BELACEL Baheeddine** et **BOUCHRIA Soufyane**, “Controle des joints de soudure des pipelines par ultrasons” université M’HAMED BOUGARA , BOUMERDES .2016/2017