
Université ABBES LAGHROUR Khenchela



جامعة عباس لغرور خنشلة
Faculté de Sciences et Technologie
كلية العلوم و التكنولوجيا
Département de Génie Mécanique
قسم الهندسة الميكانيكية



Mémoire

de fin d'études Pour l'obtention du diplôme
MASTER (LMD)

Spécialité : Génie Mécanique

Option : Construction Mécanique

Thème

Evaluation de l'endommagement des tubes
dans leur condition d'exploitation

Réalisé par :

- MERAD Oussama Mohamed Larbi
- BOUZIANE Sifeddine

Dirigé par : DR.CHITOUR Mourad

Membre de jury :

- Mr. KHADRAOUI Fayçal
- Mr. MANSOURI Khalifa

Année universitaire : 2019-2020

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail

À Ma très chère Mère qui a été toujours à mes côtés

À l'esprit de mon chère Père qui m'a toujours guidé et soutenu

À mes sœurs

À mes Frères

À mes amis auxquelles j'ai partagé les meilleurs moments de ma vie et qui m'ont toujours encouragé

À tous les membres du département génie mécanique

À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet.

Oussama Mohamed Larbi Merad

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail

À Ma très chère Mère qui a été toujours à mes côtés

*À l'esprit de mon chère Père qui m'a toujours guidé et
soutenu*

À mes sœurs

À mes Frères

*À mes amis auxquelles j'ai partagé les meilleurs moments
de ma vie et qui m'ont toujours encouragé*

À tous les membres du département génie mécanique

*À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la
réalisation de ce projet.*

BOUZIANE SIFEDDINE

REMERCIEMENTS

Louange et merci à Dieu avant tout.

Nous tenons à remercier nos familles pour leurs encouragements et leur soutien tout au long de notre vie Études.

Nous remercions le Président et les membres du jury pour l'intérêt qu'ils portent à mes propositions et leurs efforts.

*Nous exprimons de nos profonds remerciements à Monsieur **CHITOUR MOURAD**, encadreur de cette thèse sur leur effort.*

*Nous tenons également à remercier Monsieur **FARES BOUZIANE**, ingénieur à l'Entreprise sonatrach sur leur effort*

Nous remercions tous les enseignants du Département de génie mécanique sur leur efforts et leur conseils au long de notre vie universitaire

Merci beaucoup à tous nos amis.

Merci beaucoup...

Merci beaucoup...

Merci beaucoup...

Résumé

Le Comportement en fatigue d'une fissure, à partir d'un défaut initial en surface présente dans une structure tridimensionnelle chargée mécaniquement, est caractérisé par le fait que le défaut prend une forme semi-elliptique qui évolue au cours du temps.

L'objectif de ce travail est de proposer une étude complète, numérique pour déterminer l'évolution de la contrainte T pour un arc de pipeline avec un défaut externe de surface.

L'application d'une méthode appelée méthode de différence des contraintes (SDM) proposée par YANG et AL (1999) est employée pour calculer la contrainte T en mode d'ouverture de la pointe de l'entaille.

Mots clés : tube cylindrique, fissure, entaille, tubes, éléments finis, modélisation numérique.

Abstract

The fatigue behavior of a crack, from an initial defect surface present in a mechanically loaded three-dimensional structure,

The objective of the present study consists in proposing a complete numerical have been undertaken in order to determine the evolution of T-stress terms in mode I for pipeline specimens with external surface crack.

A stress difference method (SDM) proposed by YANG et AL (1999) is used to compute the T-stress near the crack tip.

Keywords: pipeline, crack of pipe, finite elements, numerical modeling.

إن تحمل الكلال او العبء الميكانيكي للكسر انطلاقا من عيب سطحي أولي موجود في هيكل ثلاثي الابعاد محمل ميكانيكيا يتميز هذا العيب بأخذه شكلا شبه إهليلجي الذي يتطور بمرور الوقت.

الهدف من هذا العمل هو اقتراح دراسة رقمية كاملة لتحديد تطور الاجهاد لخط الأنابيب الذي به عيب في السطح الخارجي وذلك بتطبيق طريقة تسمى فرق الإجهادات الذي اقترحها يونغ وال عام 1998 يستخدم لحساب الاجهاد في شق مفتوح.

الكلمات المفتاحية: أنبوب أسطواناني - الشق - العناصر المحدودة - النمذجة الرقمية.

LISTE DES FIGURES

Chapitre I

Figure I.1 : Situation géographique de la région STAH.....	6
Figure I.2 : Organisation de la région STAH.....	7
Figure I.3 : Organisation administrative de la région.....	9

Chapitre II

Figure II.1 Fabrication de pipelines sans soudure.....	14
Figure II.2 Principe de fabrication des tubes soudés.....	15
Figure II.3 Technique de fabrication des tubes soudés en spirale.....	15
Figure II.4 Formage sous forme "O".....	16
Figure II.5 Soudage.....	16
Figure II.6 Expansion.....	17
Figure II.7 Revêtement FBE.....	18
Figure II.8 Revêtement extérieur.....	18
Figure II.9 Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau.....	19

Chapitre III

Figure III.1 Fissure dans un pipeline.....	31
Figure III.2 Dommages mécaniques (Enfoncement).....	31
Figure III.3 Dommages mécaniques (ondulation).....	32
Figure III.4 Dommages mécaniques (éraflure).....	32
Figure III.5 La corrosion généralisée.....	34
Figure III.6 La corrosion par piqure.....	35
Figure III.7 Principe de la corrosion par piqure.....	36
Figure III.8 La Corrosion galvanique.....	36
Figure III.9 Corrosion/érosion.....	37
Figure III.10 : La Corrosion par fatigue.....	37
Figure III.11 : La Protection cathodique.....	39
Figure III.12 : L'anode sacrificielle.....	40
Figure III.13 : dispositif à courant imposé.....	40

LISTE DES FIGURES

Figure III.14 : Principes de la protection par anodes sacrificielles.....	40
Figure III.15 : Principe de la protection par courant imposé.....	41

Chapitre IV

Figure IV.1 : Evolution des différentes contraintes, pour $a/t = 0.2$	45
Figure IV.2 : Coordonnées cartésiennes, (x,y) et polaires (r, θ) à la pointe d'une entaille.....	46
Figure IV.3 : Eprouvette d'analyses chimiques.....	47
Figure IV.4 : Eprouvette d'essai de traction.....	47
Figure IV .5 : Définition des paramètres géométriques.....	48
Figure IV.6 : Evolution des valeurs de la contrainte T, pour une entaille de surface sous pression ($P = 20. 30.40$ et 50 bars) avec $a = 2\text{mm}$	48
Figure IV.7 : Evolution des valeurs de la contrainte T, pour une entaille de surface sous pression ($P = 20. 30.40$ et 50 bars)avec $a = 4\text{mm}$	49
Figure IV.8 : Evolution des valeurs de la contrainte T, pour une entaille de surface sous pression ($P = 20. 30.40$ et 50 bars) avec $a = 4\text{mm}$	50
Figure IV.9 : Evolution de la contrainte T, pour une entaille longitudinal de surface forme U pour les cas : $P=20\text{bars}$	50
Figure IV.10 : Evolution de la contrainte T, pour une entaille longitudinal de surface forme U pour les cas : $P=30\text{bars}$	51
Figure IV.11 : Evolution de la contrainte T, pour une entaille longitudinal de surface forme U pour les cas : $P=40\text{bars}$	51
Figure IV.12 : Evolution de la contrainte T, pour une entaille longitudinal de surface forme U pour les cas : $P=50\text{bars}$	52

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre II

Tableau II.1 :	Le diamètre.....	20
Tableau II.2 :	Sur épaisseur.....	20
Tableau II.3 :	La masse.....	21
Tableau II.4 :	La longueur.....	21
Tableau II.5 :	Résumé sur la différence entre PSL1 et PSL2.....	23
Tableau II.6 :	Composition chimique % (Tubes de conduite PSL1).....	25
Tableau II.7 :	Composition chimique % (Tubes de conduite PSL2).....	25
Tableau II.8 :	Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL1).....	26
Tableau II.9 :	Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL2).....	27
Tableau II.10 :	Résultats des essais mécaniques.....	28

Chapitre IV

Tableau IV.1 :	Composition Chimique de l'acier.....	46
Tableau IV.2 :	Caractéristiques mécaniques du matériau.....	47
Tableau IV.3 :	Les résultats de la modélisation.....	53

LISTE DES ABRÉVIATIONS

HEH	Haoud-El-Hamra
CTH	Centre De Traitement D'huile
GR	Gaz Résiduel
GPL	Gas Pétrole Liquide
HRM	Hassi R'mel
FBE	Fusion Bonded Epoxy
PE	Polyéthylène
PP	Polypropylène
CFC	Cubique A Face Centrée
API	American Petroleum Institute, Etats-Unis
PSL	Pipes Steel Line
SMLS	Seamless
MPA	Méga Pascal
ENGTP	Enterprise Nationale Des Grands Travaux Pétroliers
SDM	Stress Différence Method
TRC	Traction

NOTAIONS ET SYMBOLES

B	La largeur de bande
D	le diamètre extérieur du tube
α	l'angle d'introduction de la bande par rapport à la tête de formage
b	Longueur moyen minimal
σ_R	Résistance à la rupture
$\sigma_{0.2}$	Résistance à L'écoulement
T	champs de contraintes
k	Le Facteur d'Intensité de Contraintes
ν	Coefficient de Poisson
A%	Allongement
P	pressions internes
Ri	rayon interne
t	épaisseur de l'entaille
a	la longueur de la fissure
c	la largeur de la fissure

TABLE DE MATIERS

DEDICACE.....	I
REMERCIEMENTS.....	III
RÉSUME.....	IV
LISTE DES FIGURES	VI
LISTES DES TABLEAUX.....	VIII
LISTE DES ABREVIATIONS.....	IX
NOTIONS ET SYMBOLES	X
TABLE DE MATIÈRES.....	XI
INTRODUCTION GÉNÉRAL.....	1
CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA REGION STAH	4
I-Introduction	5
I-2-Situation géographique et conditions climatiques	5
I-3-Organisation de la région STAH.....	6
I-3-1-Les champs de production :.....	6
• Champ d'ALRAR.....	6
• Champ de STAH.....	7
• Champ de MEREKSEN	7
I-4-Les installations de la région	8
• Les unités de traitement du pétrole de STAH et MEREKSEN	8
• Le centre de traitement d'huile d'Alrar CTH	8
• Le complexe de traitement du gaz d'Alrar.....	8
I-5-Organisation administrative de la région	8
I-6-Le complexe de traitement du gaz d'Alrar	9
CHAPITRE II : GENERALITÉ SUR LES PIPELINES	11
II-Introduction	12
II-1- historique sur le transport gaz ou pertole.....	12
II-2- les réseau de gazoducs	13
• L'Amérique du Nord.....	13
• L'ex-URSS	13
• Le Mexique et l'Argentine	13
II-3-Les Procédés de fabrication de pipeline.....	13

TABLE DE MATIERS

II-3-1- Fabrication des tubes sans soudures	13
II-3-2- Les tubes soudés en spirale	14
II-3-3- Les tubes soudés sous forme longitudinale	16
II-3-3-a- Croquage et formage	16
II-3-3-b-Soudage.....	16
II-3-3-c- Expansion et calibrage	17
II-4- Différence entre les tubes sans soudure et les tubes soudés	17
II-5- Revêtement des tubes.....	17
II-5-1 Revêtements extérieurs.....	18
II-5-1-1- Revêtement Fusion Bonded Epoxy.....	18
II-5-1-2- Revêtement extérieur polyoléfine	18
II-5-2 Revêtements intérieurs.....	19
II-5-2-1- Revêtements pour l'amélioration du débit.....	19
II-6- Caractéristique géométrique	20
II-6-1-tolérance sur le diamètre.....	20
II-6-2-Epaisseur	20
II-6-3-La masse	21
II-6-4 -La longueur	21
II-7- MateriAx pour tube	22
II-7-1- Généralité sur les aciers.....	22
II-7-2- Les éléments d'alliages utilisés se répartissent selon 5 familles	22
II-7-3- Spécification API 5L	22
II-8- Caractéristiques métallurgiques	23
II-8-1- La limite d'élasticité	24
II-8-2- La soudabilité	24
II-8-3- Ténacité	24
II-8-3-1- La température de transition	24
II-8-4-Composition chimique.....	25
II-9- caractéristiques mécaniques des tubes	26
II-10- Essais mécaniques	27

TABLE DE MATIERS

CHAPITRE III: PRINCIPALES DES ACCIDENTS DE CANALISATION DE GAZ.....	29
III-1- Introduction	30
III-2- Dommages mécaniques	31
• Les fissures (cracks).....	31
• Les enfoncements (dents).....	31
• Les ondulations (buckles).....	32
• Éraflure.....	32
III-2-1-Les Causes.....	33
III-3- La corrosion	33
III-3-1- Définition de la corrosion.....	33
III-3-1-1- Causes de la Corrosion externe :.....	34
III-3-1-2- Causes de la Corrosion interne :.....	34
III-3-2- Différents types de corrosion	34
• La corrosion généralisée.....	34
• La corrosion localisée	35
• La Corrosion électrochimique.....	35
• La Corrosion par piqûre.....	35
• La Corrosion galvanique	36
• La corrosion par érosion.....	36
• Corrosion par fatigue.....	37
III-4- Mécanisme de la corrosion	37
III-5- La protection active (Protection cathodique).....	38
III-5-1- Principe de la protection cathodique.....	39
III-5-2- Protection par anodes sacrificielles.....	40
III-5-3- Protection par courant imposé	41
III-5-3-1- Principes.....	41
CHAPITRE IV : MODÉLISATION ET SIMULATION NÉUMURIQUE.....	42
IV-1- Introduction	43
IV-2- Méthode de différence des contraintes (SDM).....	44
IV-2-1- Méthode de différence des contraintes (SDM).....	44
IV-2-2- Méthode d'analyse	45
IV-2-3 -Matériel et Méthode.....	46

TABLE DE MATIERS

IV-2-3-1- Caractéristiques mécaniques de l'acier	46
a.Composition Chimique (% masse).....	46
b.Essai de traction.....	47
IV-2-4- Méthode numérique.....	47
IV-3- Résultats et discussions	48
IV-4-Conclusion.....	54
CONCLUSION GENERAL.....	55
LISTE DES REFERENCE	58

INTRODUCTION GENERAL

INTRODUCTION GÉNÉRAL

Environ 1150 km de pipelines dédiés à l'hydrogène sont exploités aux Etats-Unis (contre près de 2 millions de km à l'échelle du pays pour le gaz naturel). Le plus long réseau est situé sur la côte du Golfe du Mexique où de grandes quantités d'hydrogène sont utilisées dans le raffinage et la production chimique. Les possibilités offertes d'augmenter la capacité de transport des gazoducs, par l'élévation de la pression de service et des diamètres des conduites de transport de gaz naturel ne sont pas encore utilisées de nos jours de manière assez importante, alors que les tendances mondiales dans ce domaine prévoient leur augmentation. Le passage à des pressions de service élevées nécessite l'amélioration des propriétés mécaniques des aciers de ces derniers, de manière à réduire les épaisseurs des parois des tubes destinés à la construction des gazoducs. En d'autres termes, la qualité des gazoducs de grand débit dépend du choix de la meilleure combinaison entre les propriétés des tubes, à savoir la résistance et la ténacité. La qualité d'un gazoduc est une question primordiale pour les projets de transport du gaz naturel par canalisation. L'objectif dans ce cas est de réduire les ruptures des gazoducs dont les conséquences sont souvent désastreuses.

Des études récentes faites par European Gas Pipeline Incident Group, pour 1060 cas de rupture dans les pipelines, ont montré que (49.6 %) ont été causées par des agressions externes. Les autres causes d'incidents se répartissent en défauts de corrosion (15.3%), les défauts de construction (16.5%), ouverture de vannes par erreur (4.6%), les glissements de terrain (7.3%) et autres avec (6.7%).

Les défauts tels les enfoncements, éraflures et défauts de corrosion sont les facteurs important affectant la résistance de la fatigue de pipelines car ils réduisent la durée de vie de fatigue.

Une rupture du matériau peut être provoquée par un amorçage qui est toujours suivi d'une propagation de fissures ; donc lorsqu'une structure mécanique présente une fissure de fatigue.

Notre travail portera sur étude de l'Influence de la longueur d'entaille et de pression sur l'évolution de la contrainte de confinement T dans un arc de tuyau sous pression interne.

L'objectif de ce travail est de modéliser l'évolution des champs de contraintes T le long du ligament sur tuyau entaillé longitudinalement.

Ce mémoire est composé, d'une introduction, de quatre chapitres, d'une conclusion.

- ❖ **Le premier chapitre** : la représentation de lieu de stage (la région STAH entreprise sonatrach)

- ❖ **Le deuxième chapitre** : les différentes procédures de fabrication des tubes des pipelines et la représentation de caractéristique chimique et mécanique de l'acier utilisé dans la fabrication

- ❖ **Le troisième chapitre** : on représenter les principales causes des accidents de canalisation de gaz (le dommage mécanique et la corrosion interne et externe et la méthode de protégé)

- ❖ **Le quatrième chapitre** : est consacré à la modélisation et à la simulation numérique, qui porte de modéliser l'évolution des champs de contraintes **T** le long du ligament sur tuyau entaillé longitudinalement

Nous terminerons le mémoire par une conclusion.

CHAPITRE I
PRÉSENTATION DE LA RÉGION
STAH

I- Introduction

Sonatrach est la compagnie algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités d'investissement se présentent.

I-2-Situation géographique et conditions climatiques

La région **STAH** est l'une des régions importante de la division production (activité amont) elle se situe à 400 Km au nord-nord-ouest du chef-lieu de la wilaya d'illizi et à 1700 Km au sud-est d'Alger, limitée à l'est par les frontières Libyennes, et au sud par la région d'In-Amenas.

-Position géographique : $X = 09^{\circ} 41' 48.84''E$ et $Y = 28^{\circ} 54' 19.67''N$

-Altitude moyenne de 700 m par rapport au niveau de la mer.

Le climat désertique qui règne à STAH se caractérise par de fortes amplitudes thermiques, toutefois les valeurs extrêmes des températures saisonnières sont adoucies par l'altitude du relief.

Les caractéristiques climatiques de la région sont :

- Climat désertique, avec un taux d'humidité très faible.
- Température maximale en été : + 45 °C
- Température minimale en hiver : -5 °C
- Variation journalière : jusqu'à 25 °C
- Pluviométrie : jusqu'à 100 mm/an entre novembre et janvier.
- Vents dominants : de direction NNE/SSO avec vitesse maximale de 100 Km/h pendant la période de février à juin.

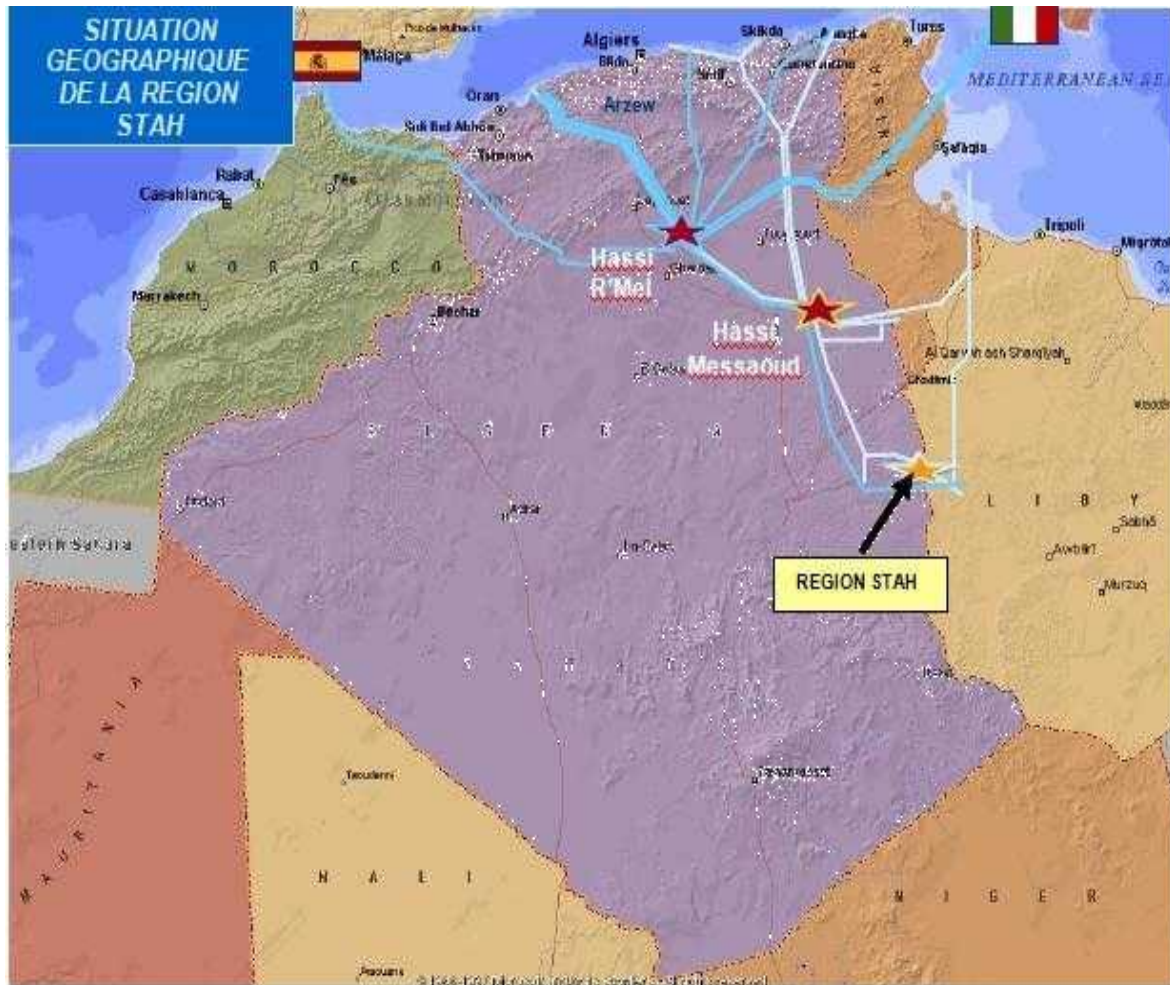


Figure I.1 : Situation géographique de la région STAH

I-3-Organisation de la région STAH

Afin de satisfaire l'exploitation des champs de production (STAH, MEREKSEN et ALRAR), des installations adaptées au développement de la région de STAH ont été réalisées, sous la supervision d'un personnel qualifié.

I-3-1-Les champs de production :

La région STAH est constituée par trois champs : un champ gazier d'Alrar avec un anneau d'huile et deux champs pétrolier STAH et MEREKSEN.

- **Champ d'ALRAR**

Le gisement d'Alrar a été découvert en aout 1961 et mis en production en 1984 il est caractérisé par une importante accumulation de gaz à condensat.

Le champ d'Alrar s'étend sur une superficie de 900 km², il est divisé en deux champs :

Alrar Est : c'est un champ d'un gisement du gaz à condensat commun entre l'Algérie et la Libye, avec un anneau d'huile.

Alrar Ouest : c'est un champ d'un gisement du gaz à condensat proche d'Alrar Est mais indépendant.

Le nombre de puits en service est de 76 puits à savoir :

- 47 puits producteurs de gaz (34 puits d'Alrar Est, 13 puits d'Alrar Ouest).
- 21 puits injecteurs de gaz.
- 05 puits producteurs d'huile.
- 03 puits producteurs d'eau.

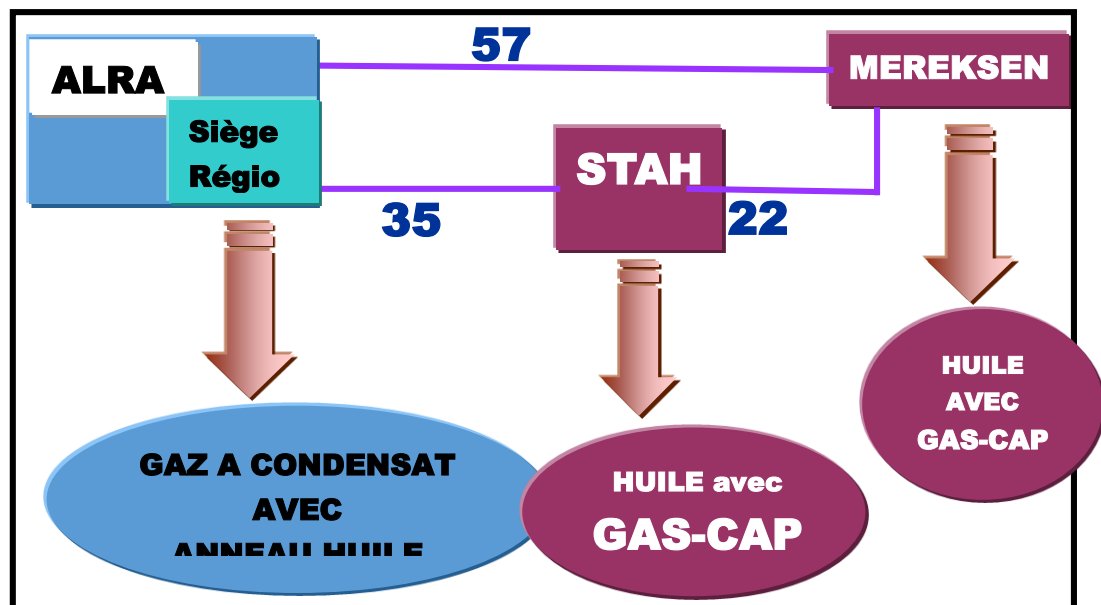


Figure I.2 : Organisation de la région STAH

- **Champ de STAH**

Le gisement de pétrole de STAH a été découvert en septembre 1971 et mis en production en juin 1975. Il s'étale sur une superficie de 100 km² et contient 66 puits en service :

- 23 puits producteurs de pétrole.
- 01 puits producteur d'eau.
- 04 puits injecteurs de gaz.
- 05 puits injecteurs d'eau.
- 33 puits fermés.

- **Champ de MEREKSEN**

Le gisement de pétrole de MEREKSEN a été découvert en avril 1974 et mis en production en mars 1975. Il est d'une superficie de 30 km² et comporte 35 puits en service :

- 13 puits producteurs de pétrole.
- 02 puits injecteurs d'eau.

- 20 puits fermés.

I-4-Les installations de la région

La région STAH contient quatre installations principales : deux unités de traitement du pétrole brut, un centre de traitement d'huile, et un complexe de traitement de gaz.

- **Les unités de traitement du pétrole de STAH et MEREKSEN**

Deux unités conçues pour traiter et stabiliser le pétrole brut collecté à partir des puits producteurs des champs STAH et MEREKSEN, pour but de produire un pétrole conforme aux spécifications de transport, le pétrole stabilisé est envoyé vers Haoud-el-Hamra (HEH), les gaz associés produits sont envoyés vers le complexe de traitement du gaz d'Alrar.

- **Le centre de traitement d'huile d'Alrar CTH**

Il traite la quantité de brut provient de l'anneau d'huile du champ d'Alrar Est, l'huile stabilisée est injecté avec la ligne d'expédition STAH-HEH, les gaz associés produits sont envoyés vers le complexe de traitement du gaz d'Alrar.

- **Le complexe de traitement du gaz d'Alrar**

Est conçue pour traiter les gaz à condensat des champs d'Alrar Est et d'Alrar Ouest, et les gaz associés produits par par les unités de STAH/MEREKSEN et de CTH, afin de récupérer le maximum du produit propane plus.

I-5-Organisation administrative de la région

La direction régionale de STAH a été créée en 1976, suite à la décentralisation de l'ancien district d'In Amenas, pour assurer l'exploitation de ces installations, la direction régionale s'est dotée de structure et ressource humaines et matérielles à la mesure de l'importance des gisements, les taches diversifiées sont affectées au personnel qualifié dont dispose les différentes structures qui sont organisées en division et services.

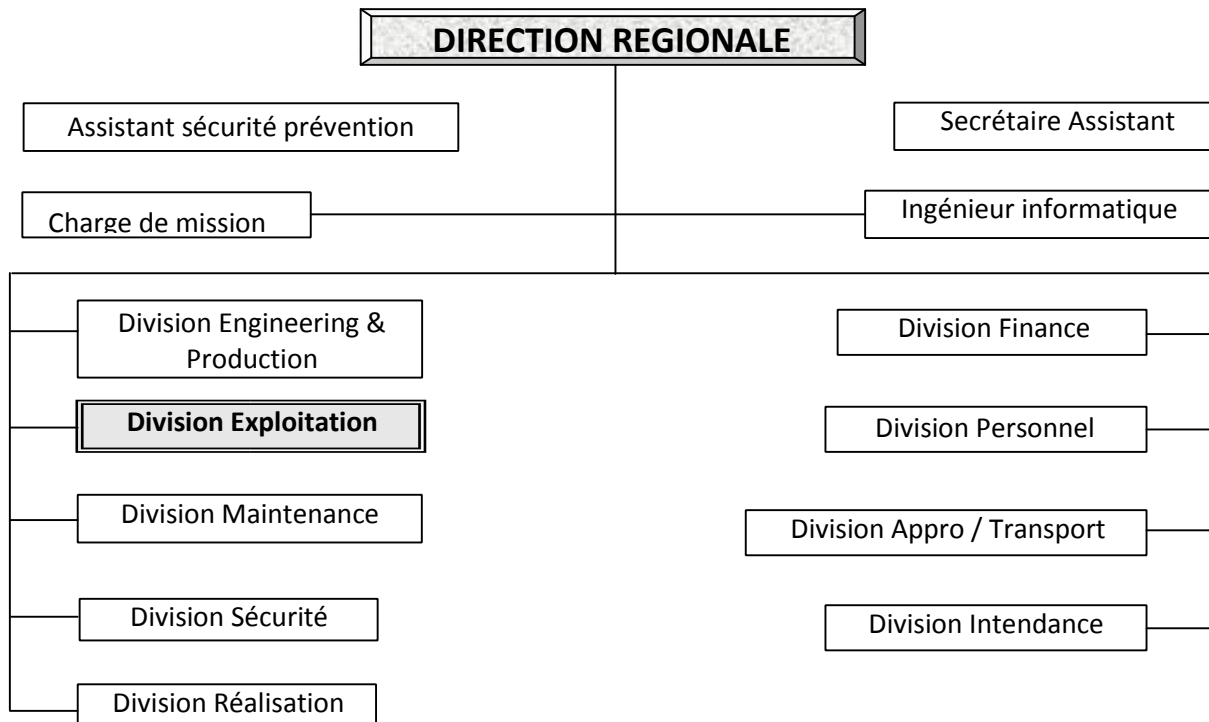


Figure I.3 : Organisation administrative de la région

I-6-Le complexe de traitement du gaz d'Alrar

Le complexe a été réalisé en 1978 par la société Américaine Fluor-Texas et mis en service en 1984, il comporte trois trains de traitement identiques.

Un quatrième train a été réalisé en 1994 par la société Japonaise Mitsubishi dans le cadre de l'extension du complexe et mis en service en 1997.

Le complexe a une capacité de traitement de l'ordre 24.668 MMSM³/J de gaz à condensat provenant du champ d'Alrar et les gaz associés provenant des unités de STAH, MEREKSEN et de CTH.

La production journalière du complexe est :

- 4300 T/J de condensat.
- 2500 T/J de GPL.
- 20 MMSM³ de gaz de vente.
- Les produits condensat et GPL sont expédiés vers Haoud-el-Hamra, et le gaz résiduel est expédié comme gaz de vente vers Hassi R'mel (HRM) à travers les gazoducs GR1 et GR2, une partie du gaz résiduel est vers Zarzaitine. Le complexe d'Alrar est composé par :

- Quatre trains de traitement de gaz : d'une capacité de 6.167 MMSM³D chacun, le train se divise en plusieurs sections, section de séparation, de déshydratation et de fractionnement.
- Une zone de stockage : composée de trois bacs d'une capacité de stockage de 7200 m³ de condensat on spec. Un bac d'une capacité de stockage de 8000 m³ de condensat off spec. Trois sphères d'une capacité de stockage de 4000 m³ de GPL on spec. Une sphère d'une capacité de stockage de 1000 m³ de GPL off spec. Deux cigares d'une capacité de stockage de 75 m³ de butane. Deux cigares d'une capacité de stockage de 75 m³ de propane. Une station de chargement de butane/propane par camion pour Naftal.
- Une zone de compression du gaz de réinjection : composée de trois compresseurs identiques qui permet de comprimer le gaz résiduel jusqu'à 300 bar pour réinjection dans le gisement pour but maintenir la pression de service de gisement.
- Les utilités : se compose d'air service et air instrument, eau de refroidissement, réseau de fuel-gaz, eau d'incendie.

CHAPITRE II

GENERALITE SUR LES PIPELINES

II-Introduction

II-1- Historique sur le transport gaz ou pétrole

En 1885, la première ligne de transport de gaz naturel était mise en service ; il s'agissait d'une conduite de diamètre 200 mm et de longueur 135 km entre la Pennsylvanie et Buffalo, dans l'Etat de New York. En 1964-65, étaient inaugurés les premiers transports réguliers de gaz naturel liquéfié entre l'usine de liquéfaction d'Arzew (Algérie) et les terminaux méthaniers de Canvey Island (Royaume-Uni) et du Havre (France). Il s'agit là des deux formes de transport utilisées dans l'industrie du gaz naturel : la canalisation pour le gaz à l'état gazeux et le navire méthanier pour le gaz à l'état liquide.

On peut dire que tout m³ de gaz naturel produit est transporté sous l'une et/ou l'autre de ces formes avant consommation. Ce transport a été longtemps international. Le commerce international du gaz naturel ne représentait que 1% du volume total produit en 1960. L'éloignement croissant des lieux de production et de consommation a entraîné une augmentation de ce commerce, le portant à 347 milliards de m³ soit 16% du gaz naturel consommé (dont 83 milliards de m³ sous forme de gaz naturel liquéfié).

En 1993, les principaux pays exportateurs étaient l'ex-URSS (29% du commerce international), le Canada (18%), les Pays-Bas (13%), l'Algérie (10%), l'Indonésie (9%) et la Norvège (7%). Les principaux pays importateurs étaient l'Allemagne (19%), les Etats-Unis (18%), le Japon (15%), l'Italie (10%), la France (9%), la Tchécoslovaquie (4%) et la Belgique (4%).

A partir des sites de traitement des gisements ou des stockages, le gaz est transporté à haute pression, (de 16 jusqu'à plus de 100 bar), dans des réseaux de grand transport dont les gazoducs constituent les principaux maillons. Ces réseaux comprennent en outre :

- Des stations de compression, régulièrement espacées (tous les 80 à 250 Km selon les réseaux) qui maintiennent la pression du gaz transporté et assurent sa progression dans les canalisations.
- Des stations d'interconnexion qui constituent des nœuds important du réseau de transport.
- Des postes de livraison qui assurent la livraison du gaz naturel chez les gros industriels ou dans les réseaux aval de distribution. Ces postes assurent généralement des fonctions de détente, de réchauffage, de filtrage et de mesurage du gaz. La proximité des gazoducs est signalée au sol par des bornes ou des balises jaunes. [1]

II-2- Les réseau de gazoducs

Hors d'Europe Occidentale, les réseaux les plus importants sont concentrés dans les régions suivantes :

- L'Amérique du Nord : l'ensemble du réseau, historiquement le plus ancien, est extrêmement maillé et enchevêtré ; il s'étend jusque dans les zones arctiques (Alaska).
- L'ex-URSS : ce pays a réalisé un effort important pour mettre en valeur ses réserves de gaz ; le réseau de transport atteint actuellement plus de 200 000 km.
- L'Algérie : parmi les pays d'Afrique, l'Algérie possède un important réseau de gazoducs destiné principalement à évacuer le gaz du gisement d'HassiR'Mel vers les usines de liquéfaction de la côte méditerranéenne ainsi que vers l'Italie via la Tunisie (système TransMed) .
- Le Mexique et l'Argentine : ont développé des systèmes de transport importants pour exploiter leurs ressources nationales.
- L'Iran : son réseau de transport est actuellement sous-exploité du fait de la non-application des contrats de vente signés avant la révolution avec certains pays d'Europe Occidentale.

II-3-Les Procédés de fabrication de pipeline

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 On retrouve :

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

On se limitera dans le cadre de cette étude à la présentation du mode de fabrication des tubes dits de grands diamètres et utilisés dans le transport. Cette appellation est réservée aux tubes de diamètre extérieur supérieurs à 16'' (406.4mm). Ils sont obtenus par formage suivi de l'opération de soudage en long ou en spirale de tôles laminées à chaud. [2]

II-3-1- Fabrication des tubes sans soudures

Les tubes réalisés sans soudure Ainsi que son nom l'indique, le tube sans soudure présente une homogénéité métallurgique parfaite dans sa section, puisqu'il est issu "en masse d'un lopin d'acier ». L'utilisation du tube sans soudure se situe donc surtout dans les domaines où les sollicitations mécaniques ou corrosives sont les plus exigeantes : forages pétroliers, industries mécaniques et automobiles, appareils sous pression, etc. [3]. Les méthodes principales de

fabrication de ce type de tube se font de la façon suivante le métal est contenu entre la filière et l'aiguille, et par des pressions de poussées axiales, on obtient un tube monobloc sans soudure. Il existe une variante dite filage sur le nez d'aiguille où l'aiguille est fixe [25]. Figure (II .1)

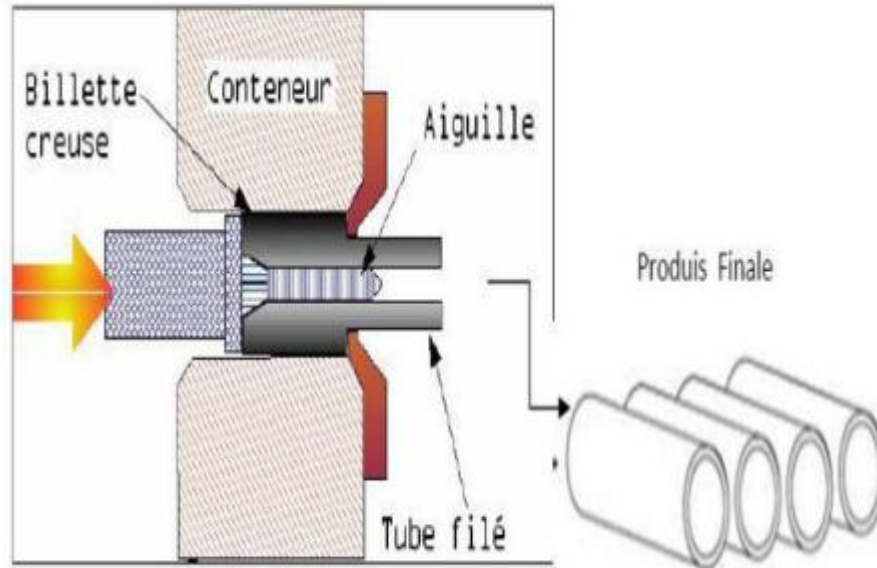


Figure II.1 : Fabrication de pipelines sans soudure

II-3-2- Les 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. L'obtention du formage en spirale est réalisée par l'inclinaison d'angle α entre l'axe initial de la bande et l'axe de sortie du tube (figure II.2). 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. De ce fait, le tube précontraint lors de la phase de pliage, le reste par la suite.

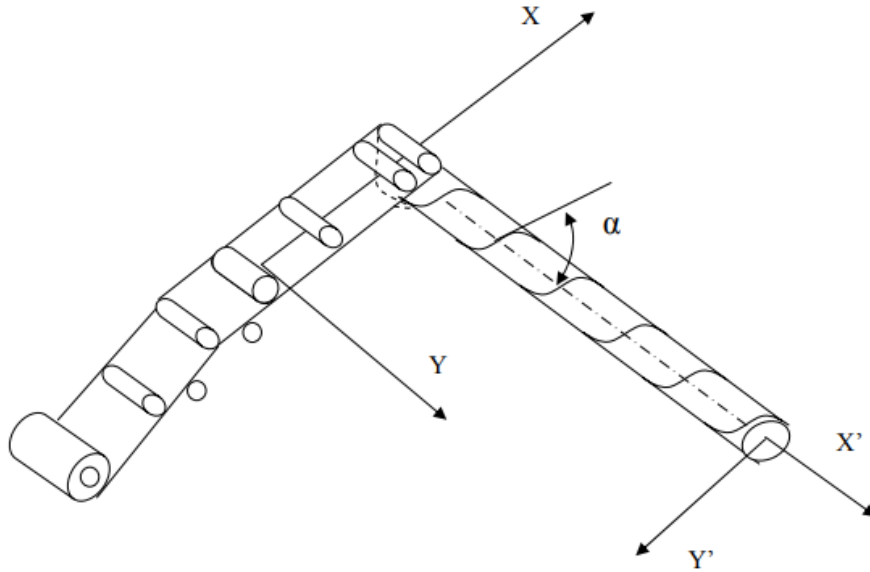


Figure II.2 : Principe de fabrication des tubes soudés

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

$$\sin \alpha = B/D \pi \tag{II.1}$$

Dans laquelle : B, est la largeur de bande .

D, est le diamètre extérieur.

α , est l'angle d'introduction de la bande par rapport à la tête de formage .

La fabrication des tubes spirale peut être subdivisée en opérations principales (La préparation de la bande, La bande de rabotage, cintrage, soudage.

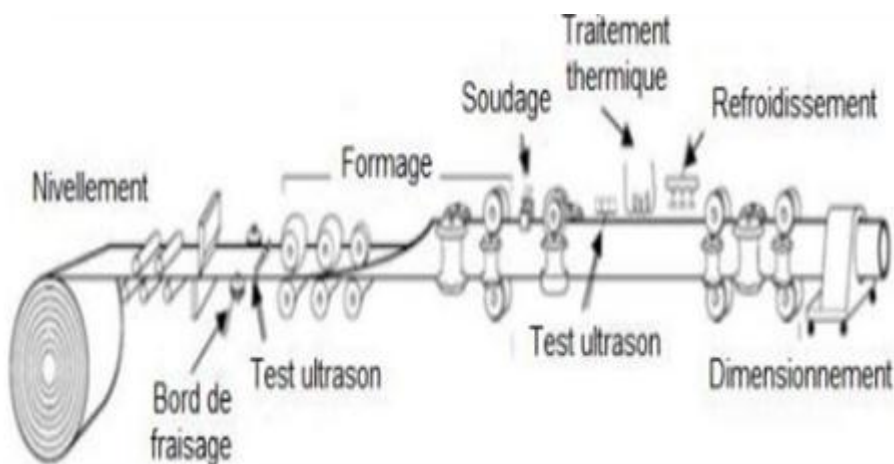


Figure II.3 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale

II-3-3- 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. [5]

II-3-3-a- 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 suivante, à partir de ça la tôle ou la plaque unitaire L'importance et les Risques de Pipeline 28 pliée en deux types de presse la première confère la plaque sous forme "U" et la seconde lui donne une forme "O" voir la figure suivante :

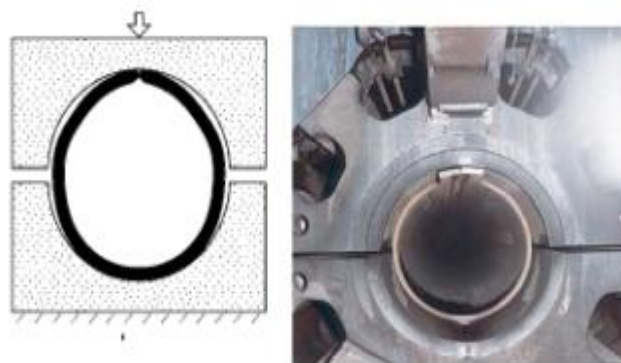


Figure II.4 : Formage sous forme "O"

II-3-3-b-Soudage

Le soudage dépend ici de la technique de soudage à l'arc sous flux à l'aide de tête soudeuse automatique, les soudures intérieures et extérieures grandissent Longitudinalement sur une trajectoire d'une ligne droite, généralement le cordon intérieur est réalisé la première figure suivante :



Figure II.5 : Soudage

II-3-3-c- Expansion et calibrage

L'objectif de cette opération est d'atteindre des tubes de section parfaitement circulaire, l'augmentation des diamètres ici est de plus jusque' à 1.5 au maximum. [5]

La figure (II.4) englobé toute la procédure de fabrication de pipeline soude longitudinalement.

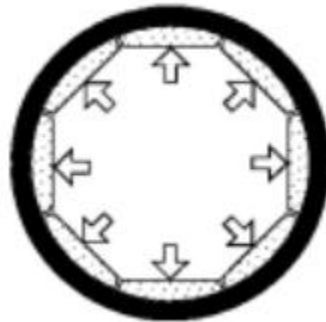


Figure II.6 : Expansion

II-4- Différence entre les tubes sans soudure et les tubes soudés

- Les tuyaux sans soudure ont des pressions de travail plus élevées par rapport aux tuyaux soudés du même matériau et de la même taille car ils ne comportent pas de joint soudé.
- Les tuyaux sans soudure offrent une résistance supérieure à la corrosion car ils présentent un faible potentiel d'impuretés, de défauts et de différences de malléabilité pouvant être associés à la zone soudée dans un tuyau soudé.
- Les tuyaux sans soudure ne nécessitent pas de test pour l'intégrité de la soudure. C'est un must pour les tubes soudés.
- Les tuyaux sans soudure durcissent au fur et à mesure de leur fabrication, de sorte qu'un traitement thermique après fabrication n'est pas nécessaire. La plupart des tubes soudés nécessitent un traitement thermique après fabrication.
- Le coût des tubes soudés est moins coûteux que celui des tubes sans soudure et est facilement disponible en longues longueurs continues.

II-5- 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.

II-5-1 Revêtements extérieurs

II-5-1-1- 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 °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. [6]

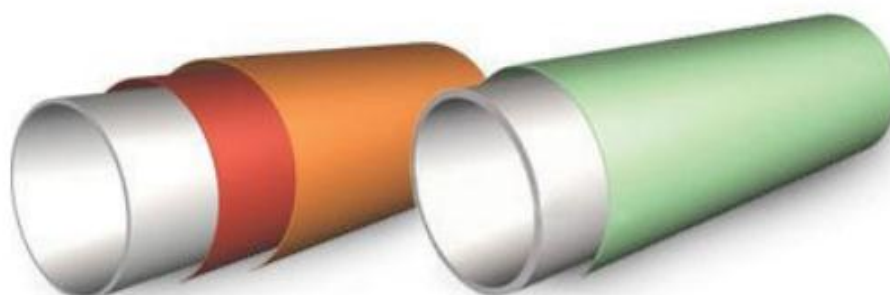


Figure II.7 : Revêtement FBE

II-5-1-2- Revêtement extérieur polyoléfine

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 II.8 : Revêtement extérieur

II-5-2 Revêtements intérieurs

II-5-2-1- 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.

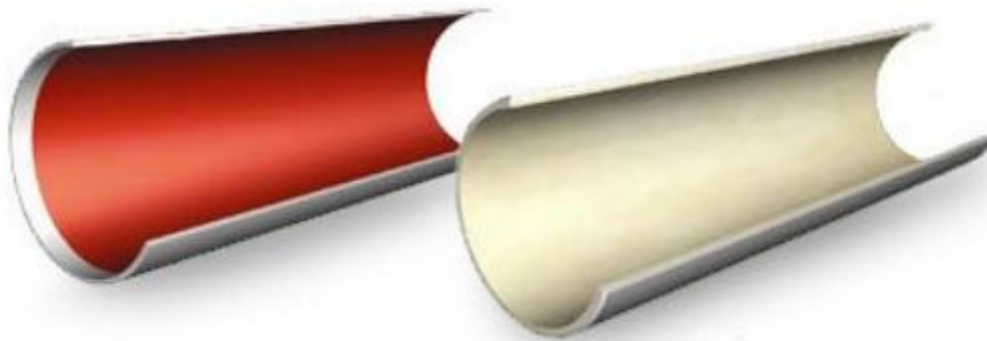


Figure II.9 : Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau

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.

II-6- Caractéristique géométrique

Dans les tableaux suivants ont représenté la géométrie des pipelines :

II-6-1- Tolérances sur le diamètre

Tableau II.1 : le diamètre [7]

Sur diamètre extérieur D	Corps du tube	
	48.3mm(1.900 ") et moins	+0.41 mm (+0.016") -0.79 mm (-0.031")
60.3mm (2.375") 457.0mm (18")	±0.75%	
508.0 mm (20'') et plus/ sans soudure	±1.00%	
508.0 mm (20'') à 914.0 mm (36'')/ soudés	+0.75% -0.25%	
Supérieur à 914.0 mm (36'') soudés	+6.35mm (+1/4'') -3.20mm (-1/8'')	
Extrémités des tubes « sur une longueur de 101.6mm (4'') à partir de l'extrémité des tubes »		
Tubes de 273.0mm (10.750'') et moins	+1.59mm (+1/16'') -0.40mm (-1/64'')	
Tubes de 323.8mm (12.750'') et plus	+2.38mm (+3/32'') -0.79mm (-1/32'')	

II-6-2- L'épaisseur

Tableau I.2 : sur épaisseur [7]

Sur Epaisseur	Diamètre extérieur Et procédé de fabrication	Nuances	
		A et B	X42 à X80
	73 mm (2.875'') et / sans soudure et soudé	+20.0% -12.5%	+15.0% -12.5
	88.9mm (3.50'') à 457.0mm (18'')/sans soudure et soudé	+15.0% -12.5%	+15.0% -12.5%
	508mm (20'') et plus/ sans soudure	+15.0% -12.5%	+17.5 -10.0%
	508mm (20'') et plus / soudé	+17.5% -12.5%	+19.5 -8.0

II-6-3-Tolérances sur la masse

Tableau II.3 : La masse [7]

Sur masses	Par longueur unitaire :	+10	-3.5%
	-sur toute dimension sauf série « spéciale »	%	
	-série « spéciale » (repérée par une* dans les tableaux « dimensions »)	+10	-5.0%
		%	
	Sur chargement complet, minimum de 18.144 kg (40.000Ib)		-1.75%
	Sur chargement complet de moins de 18.144 kg (40.000Ib)		-3.5%
	Par poste de commande de 18.144 Kg (40.000Ib) ou plus		-1.75%
	Par poste de commande de moins de 18.144kg (40.000Ib)		-3.5%

II-6-4 -La longueur

Tableau II.4 : La longueur [7]

	Longueur nominale (a)	Longueur Minimale	Longueur moyen minimal De chaque Item de commande (b)	Longueur maximale
Sur longueurs	Tubes filetés et manchonnés			
	6m (20')	4.88m (16.0')	5.33m (17.5')	6.86m (22.5')
	12m (40')	6.71m (22.0')	10.67m (35.0')	13.72m (45.0')
	Tubes à extrémités lisses			
	6m (20')	2.74m (9.0')	5.33m (17.5')	6.86m (22.5')
	12m (40')	4.27m (14.0')	10.67m (35.0')	13.72m (45.0')
	15m (50')	5.33m (17.5')	13.35m (43.8')	16.76m (55.0')
	18m (60')	6.40m (21.0')	16.00m (52.5')	19.81m (65.0')
	24m (80')	8.53m (28.0')	21.34m (70.0')	25.91m (85.0')

II-7- MATERIAUX POUR TUBE

II-7-1- Généralité sur les aciers

On appelle acier un alliage de fer et de carbone dont la teneur en carbone est inférieure à 2% massique. Cette teneur limite vient de la limite de solubilité du carbone, à haute température, dans la phase Cubique à Faces Centrées (CFC) du fer, appelée austénite. Le dosage en carbone a l'effet le plus prononcé sur les caractéristiques du métal. Des éléments d'alliages sont généralement ajoutés à un alliage Fe-C afin d'améliorer les caractéristiques mécaniques et les propriétés des aciers. Si l'on ajoute plus de 0,5 % d'éléments d'alliage à l'acier, on parle d'acier allié. Si la proportion d'éléments d'alliage est inférieure à ce chiffre, on parle d'acier non allié. Ou sa densité varie donc autour de celle du fer (7.32 à 7.86), ils ont un module de Young d'environ 210000 MPA, indépendamment de leur composition. Les autres propriétés varient énormément en fonction de leur composition, du traitement thermomécanique et des traitements de surface auxquels ils ont été soumis. [9]

II-7-2- Les éléments d'alliages utilisés se répartissent selon 5 familles

- Les éléments gamma gènes : (Ni, Mn, Cu). élargissent le domaine de stabilité de l'austénite, abaissent les températures de transition (gamma, alpha).
- Les éléments alpha gènes : limitent ou empêchent la formation de l'austénite et élèvent les températures de transformation (Si, Cr, Mo, Ti).
- Les graphitisants : Si, Ni, Cu... (ne forment pas de carbures, ils se retrouvent en solution dans la ferrite),
- Les carburigènes: Cr, Mn, Mo, W, V, Ti, Nb... ce sont des éléments qui forment dans les alliages Fe-C des carbures particulièrement stable, étant donné que le fer lui-même forme avec le carbone un carbure (cémentite) on obtient selon la nature de l'élément d'alliage et selon la quantité ajoutée.
- Les désoxydants : Mn, Si, Al, Ti, Nb, pour fixer l'oxygène dissous dans le métal liquide

II-7-3- Spécification API 5L

La norme de spécification API 5L de l'American Petroleum Institute couvre les tuyaux de canalisation soudés et sans soudure. Ce tuyau d'acier est utilisé pour les systèmes de transport par pipeline dans les industries du pétrole et du gaz naturel. Il peut être utilisé pour le transport du gaz, de l'eau et du pétrole.

Cette spécification couvre les tubes de conduite sans soudure et soudés fabriqués suivant 2 niveaux d'exigences PSL1 / PSL 2.

- Le tube PSL 1 peut être fourni dans les classes A25 à X70.
- Le tube PSL 2 peut être fourni dans les catégories B à X80. [10]

Tableau I.5 : Résumé sur la différence entre PSL1 et PSL2

Parameter	PSL1	PSL2
Grade range	A25 through X70	B through X80
Type of Pipe End	Plain-end, threaded-end ; belled-end ; special coupling pipe	Plain-end
Seam welding	All methods ; continuous welding Limited to Grade A25	All methods except continuous and laser welding
Electric welds : welder frequency	No minimum	100 kHz minimum
Heart treatment of electric welds	Required for grades >X42	Required for all grades (Bthrough X80)
Chemistry : max C for seamless pipe	0.28% for grades \geq B	0.24%
Chemistry :max C for welded pipe	0.26% For grades \geq B	0.22%
Chemistry : max P	0.030% for grades \geq A	0.025%
Chemistry : max S	0.030%	0.015%
Yield Strength, Maximum	None	Maximum for eache grade
UTS, Maximum	None	Maximum for eache grade

II-8- 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 recherche un compromis entre des propriétés antagonistes. Parmi cette-ci, on peut citer:

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

II-8-1- La limite d'élasticité

La déformation macroscopique d'un alliage métallique s'effectue par glissement des dislocations lorsque la contrainte appliquée dépasse un seuil critique au de la du quel un nombre de dislocation peuvent être déplacées sur de grandes distances dans le réseau cristallin.

II-8-2- 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 qui ne sont cependant pas négligeable.

Les propriétés de soudabilité sont meilleures si ce paramètre C_{eq} est plus faible démontré par l'équation suivant. Car l'on souhaite abaisser le risque de fissuration à froid en jouant sur la vitesse critique de trempe du matériau. Afin de mener une bonne soudabilité des aciers.

Aujourd'hui, la plupart des aciers utilisés pour fabriquer des tubes ont une teneur en carbone de l'ordre de 0.05%. Ce taux de carbone faible dans les aciers récents est compensé par l'augmentation des teneurs en éléments d'addition [33].

Le taux fictif de carbone équivalent est calculé par les expressions suivantes la plus utilisées par :

$$C_{eq} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{(Cr+Mo+V)}{5} + \frac{(Ni+Cu)}{15} \quad (II.2)$$

Avec une validité massique % $C > 0.18$

A l'exception des tubes sans soudure, tous les aciers sont soudé deux fois, une fois lors de leur fabrication, une deuxième fois à la pose : la soudabilité est donc le deuxième critère de choix, après la résistance mécanique. L'acier doit donc posséder d'excellentes caractéristiques de soudabilité.

II-8-3- Ténacité

II-8-3-1- La température de transition

La première caractéristique de la ténacité d'un acier est la température de transition, ductile – fragile, ou l'on cherche à diminuer celle-ci pour privilégier le domaine ductile ou la ténacité est bien meilleure. Pour abaisser la t° de transition fragile ductile, une addition de manganèse ou de nickel et l'aluminium est bénéfique, le manganèse affecte la taille des Carbures présents aux joints de grain. Le silicium ayant un effet néfaste. La résistance d'un acier à la rupture

ductile est améliorée si la teneur en inclusion est faible. Les inclusions les plus fréquemment rencontrées sont les sulfures de manganèse ou les alumino silicates.

II-8-4 Composition chimique

Les tableaux suivant repasant les compositions chimique des tubes des conduit PSL1 et PSL2.

Tableau II.6 : Composition chimique % (Tubes de conduite PSL1). [1]

API 5L –PSLI		X42	X52	X60	X65	X70
Carbone	C	SMLS 0.28	SMLS 0.28	SMLS 0.28	SMLS 0.28	Welded 0.26
		Welded 0.26	Welded 0.26	Welded 0.26	Welded 0.26	
Manganèse	Mn	SMLS1.3	SMLS1.4	SMLS1.4	SMLS1.4	Welded 1.65
		Welded1.3	Welded1.4	Welded1.4	Welded1.45	
Phophore	P	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Soufre	S	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03

Tableau II.7 : Composition chimique % (Tubes de conduite PSL2). [1]

API 5L – PSL2		X42	X52	X60	X65	X70	X80
Carbone	C	SMLS 0.24	SMLS 0.24	SMLS 0.24	SMLS 0.24	SMLS 0.24	SMLS 0.24 Welded 0.22
		Welded 0.22	Welded 0.22	Welded 0.22	Welded 0.22	Welded 0.22	
Manganèse	Mn	SMLS 1.3	SMLS 1.4	SMLS 1.4	SMLS 1.4	Welded 1.65	Welded 1.85
		Welded 1.3	Welded 1.4	Welded 1.4	Welded 1.45		
Phosphore	P	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025
Soufre	S	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015

II-9- caractéristiques mécaniques des tubes

Le développement des transports à grande distance de quantités importantes d'hydrocarbures a nécessité l'emploi de tubes de grand diamètre, exploités à des pressions plus élevées. Pour éviter d'atteindre des épaisseurs difficiles à souder et faire des économies d'acier, on a eu recours à de nouvelles nuances à caractéristiques mécaniques améliorées.

C'est ainsi qu'on a vu apparaître les grades X60, X65, X70, X80 et même X100. Les aciers des tubes peuvent être divisés en deux groupes : aciers au carbone faiblement alliés et aciers à faible teneur en carbone faiblement alliés. Dans le premier groupe on trouve les aciers ferrito-perlitique X42 à X52 (selon API) contenant jusqu'à 0,3 % C, 1,6 % Mn, 0,7 % Si. Dans le deuxième groupe on trouve les aciers ferrito-perlitiques faiblement alliés à basse teneur en carbone X56, X50, X65, X70 contenant 0,12 % C, 0,45 % Si, 0,25 % S, 1,9 % Mn, 0,1 % V, 0,1Nb, 0,015 % Al. Pour les conduites de diamètre supérieur à 1020 mm, destiné à fonctionner sous des pressions élevées, on utilise généralement des tubes en acier de laminage contrôlé [11]. Les propriétés mécaniques des structures ferrito-perlitique peuvent être modifiées, entre autre par l'affinement des grains ferritiques ; c'est le seul procédé qui permet d'améliorer à la fois les caractéristiques de traction et la température de transition. L'objectif est l'obtention d'une structure ferrito-perlitique à grains fin des produits plats laminés. Ces dernières années le laminage contrôlé a été complété par le refroidissement accéléré par arrosage à l'eau afin d'améliorer les caractéristiques mécaniques des tôles. Cela a permis d'accroître la résistance de l'acier de laminage contrôlé, jusqu'à 700 MPA, sans modifier pratiquement la ténacité à la rupture et la tenue au froid. Des études récentes montrent que l'efficacité de l'emploi de l'acier bénitique de composition chimique : 0,03 %C, 0,15 % Si, 1,90 % Mn, 0,04 Ni, 0,02 % Ti, dans la fabrication des tubes de dimensions 1420 x 18,7 mm De tels tubes ont une ténacité élevée à la rupture ductile, à des températures proches de -30°C avec une tenue au froid suffisante et des limites de résistance à la rupture $\sigma_R = 644$ MPA et à l'écoulement $\sigma_{0,2} = 600$ MPA .[11]

Tableau II.8 : Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL1).

APL 5L – PSL1	X42	X52	X60	X65	X70
Résistance rupture N/mm^2 min maxi	414	455	517	531	565
Limite élastique 0.2% N/mm^2 mini maxi	290	359	414	448	483

Tableau II.9 : Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL2).

API 5L – PSL2	X42	X52	X60	X65	X70	X80
Résistance rupture N/mm^2 min maxi	414-758	455-758	517-758	531-758	565-758	621-827
Limite élastique 0.2% N/mm^2 mini maxi	290-496	359-531	414-565	448-600	483-621	552-690

II-10- Essais mécaniques

Afin de mettre à jour toute dégradation des caractéristiques mécaniques de l'acier du gazoduc GG1 après 30 ans d'exploitation, des essais mécaniques ont été effectués à L'ENGTP de Rghaia le 14 août 2011 sur des éprouvettes prélevées sur le tube.

Les résultats de ces tractions, de résilience et de pliage sont résumés dans le Tableau (II.10).

Tableau II.10 : Résultats des essais mécaniques

Essai de traction						
Essai	Limite élastique (MPa)			Résistance à la rupture (MPa)	Allongement (%)	
Exigences (spécification TRC Acier X65 amélioré + API 5L 2007)						
Essai 1 : Sens transversal (T)	60			647	36.6	
Essai 2 : Sens Transversal	554			641	40.3	
Essais 3 : Sens Longitudinal	577			644	40.8	
Essai de pliage						
Essai Endroit				Concluant (pas de fissuration)		
Essai Envers						
Essai de Résilience : Energie absorbée (J) à 0°C						
	Individuelle				Moyenne	
	Exigence API 5L 2007	Mesurée			Exigence API 5L 2007	Mesurée
Métal de base	30	90.5	77.0	88.0	40	85.2
Soudure	20	49.7	47.1	38.7	27	45.2
ZAT	20	54.3	54.0	58.0	27	55.4

Aucune dégradation des propriétés mécaniques n'est observée sur ce tube dont les caractéristiques mécaniques, sont présentées dans le tableau-II.6 sont restées conformes aux exigences de la spécification technique à la base de leur fabrication et de la norme API 5L.

CHAPITRE III

PRINCIPALES DES ACCIDENTS DE

CANALISATION DE GAZ

III-1- Introduction

Bien que le transport de produits dangereux par pipeline soit considéré comme un moyen de transport sûr et malgré la gestion rigoureuse du réseau de pipelines, des défaillances sont identifiées principalement dans la surveillance des travaux effectués dans ce couloir. La sécurité du réseau de transport et la disponibilité, exempte de perturbations de l'agent énergétique gaz naturel sont incontournables si l'on veut garantir la prospérité économique. La multiplication des accidents plus ou moins graves, notamment dus à la corrosion, ainsi que leur incidence sur l'économie mondiale et leur impact sur l'environnement rendent le transport des hydrocarbures de plus en plus préoccupant. Les cas les plus fréquents sont relatifs à des incidents amorcés à partir de défauts issus soit de l'élaboration du matériau, soit de la fabrication, de l'assemblage, de la réparation ou des conditions d'exploitations des tubes et qui ont conduit à la naissance et à la propagation des fissures superficielles où traversantes suivies de fuites. On trouve six catégories principales de causes des accidents :

- Agression externe ou activité tierce (les plus répandus)
- Corrosion interne ou externe.
- Défaut de construction ou défaillance de matériels ou défaut mécanique.
- Mouvement de terrain ou risques naturels en général.
- Erreurs opérationnelles.

La multiplication des accidents plus ou moins graves, notamment dus à la corrosion, ainsi que leur incidence sur l'économie mondiale et leur impact sur l'environnement rendent le transport des hydrocarbures de plus en plus préoccupant. L'examen des incidents sur les tuyauteries montre que dans un certain nombre de situations, les méthodes traditionnelles de calcul de résistance ne permettent pas un dimensionnement fiable. [12]

Plusieurs travaux et statistiques ont montré une prédominance des accidents lors des diverses opérations pendant l'exploitation de ces structures (les pipelines), ensuite ceux dus à la corrosion et à des dommages mécaniques. [13]

III-2- Dommage mécanique

Les dommages mécaniques sont considérés les plus importants des dommages que peut subir les pipelines. Ils sont fréquemment le résultat des actions liées à la construction de la ligne et à la maintenance ainsi qu'aux actions de la pesanteur sous toutes ses formes. Ils peuvent être définis comme toute modification de la structure ayant lieu après fabrication et/ou construction et qui peuvent mettre en cause l'intégrité de la structure. [14]

- **Les fissures (cracks)**

Elles sont présentes au sein de l'acier et dans les soudures. Elles peuvent être débouchantes ou non et, par conséquent dans ce dernier cas, difficiles à détecter. Elles peuvent être par ailleurs évolutives. Le point d'équilibre et l'évolution de la propagation de ces dernières en fonction des conditions d'exploitation peuvent être depuis quelques années prédites grâce à des simulations numériques.

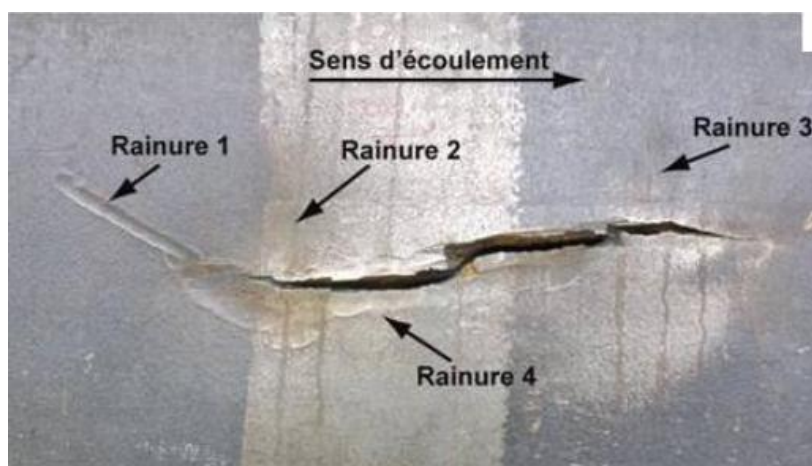


Figure III.1 : Fissure dans un pipeline [15]

- **Les enforcements (dents)**

Ils se caractérisent par des déformations plus ou moins importantes dirigées vers l'intérieur du pipe et dues en général à des chocs ou à des contraintes externes. Les enforcements sont des cas typiques des difficultés dans une ligne. Ils peuvent par ailleurs induire d'autres types de corrosion (décollements de revêtement, corrosion sous contraintes, etc.).

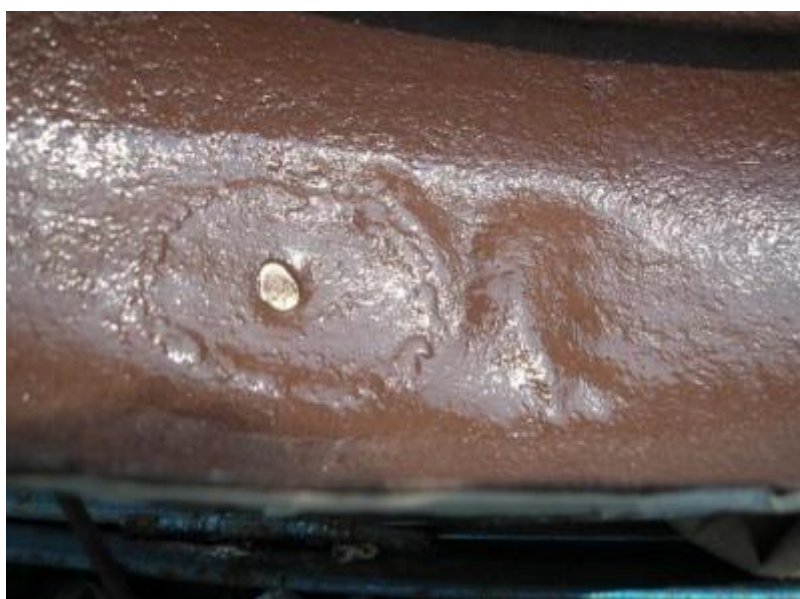


Figure III.2 : Dommage mécanique (Enfoncement) [15]

- **Les ondulations (buckles)**

Pendant la construction, une des conséquences de cintrages trop excessifs est la formation d'ondulation qui se traduit par une modification structurelle et locale de la paroi du pipe, sur son pourtour (anomalie plus ou moins circonférentielle). Les buckles sont assez fréquentes en offshore pendant la pose



Figure III. 3: Dommages mécaniques (ondulation) [16]

- **Éraflure**

Une éraflure est un endommagement superficiel de la surface dû à un contact avec un objet étranger qui provoque un enlèvement de matières (figures III.4). 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. [17]



Figure III.4: Dommages mécaniques (éraflure)

III-2-1-Les Causes

Ces dernières peuvent être la conséquence de conditions externes ou internes défavorables très diverses. Les causes externes correspondent à des défauts de manipulation lors des opérations de pose ou de maintenance et à l'environnement immédiat [14] . Elles ont pour origines:

- les chocs par des outils de levage et de manutention (chutes) ;
- la présence de matériaux mettant la conduite sous contrainte ou tension (rocher, pierre) ;
- les glissements de terrain, tremblement de terre ;
- les mauvais encrages de la conduite ;
- le gel des terrains environnant (permafrost) ;
- les alternances de périodes chaudes/froides ;
- l'absence de moyens de compensation thermique (lires) ;
- la corrosion externe ;
- les erreurs opérationnelles pendant des opérations de réparation ou de modification de la ligne entraînant une fragilisation de la structure ou des équipements ;
- la malveillance.
- Les causes internes correspondent à des mauvaises conditions de transit des effluents et en particulier à :
 - la corrosion interne ;
 - l'abrasion interne ;
 - aux surpressions incontrôlées de la montée en pression des effluents, ou à des actions incontrôlées de manutention (fermeture brutale de vanne) ;

III-3- La corrosion

III-3-1- Définition de la corrosion

La corrosion d'un matériau est la dégradation de celui-ci ou de ses propriétés mécaniques sous l'effet de l'environnement immédiat qui peut être le sol, l'atmosphère, l'eau ou d'autres Fluides. Compte tenu du nombre important de paramètres intervenant dans le processus électrochimique, la corrosion est un phénomène très complexe

La corrosion peut être vue sous sa forme globale comme une réaction spontanée d'échange d'électrons à l'interface métal / environnement. C'est un phénomène naturel qui tend à faire

retourner les métaux à leur état d'oxyde par une attaque plus ou moins rapide du milieu corrosif. [18].

III-3-1-1- Causes de la Corrosion externe :

À l'humidité relative à l'air, à des agents contaminants naturels (Cl-) ou industriels (So2), l'eau.

III-3-1-2- Causes de la Corrosion interne :

Les causes en sont surtout la présence de Co2, d'acides organiques, parfois d'H2S et des bactéries et de sable. L'utilisation des alliages résistants à ce type de corrosion est généralement réservée aux tubings de puits.

III-3-2- Différents types de corrosion

D'un point de vue général et macroscopique, il existe deux types de corrosion :

- **La corrosion généralisée**

Ce type affectant la totalité de la structure du métal, n'est pour cette raison préjudiciable que sur le plan de l'esthétique mais ne modifié que très peu les propriétés mécaniques du matériau. (Figure III.5)

La forme générale de la réaction est :

Métal + non-métal → Oxyde

Exemple : Oxydation du fer à haute température :

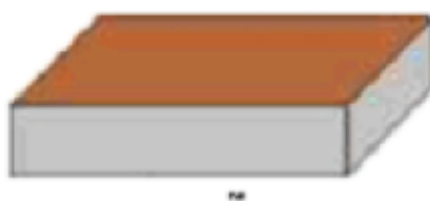
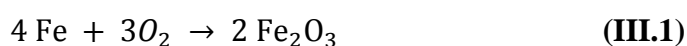


Figure III.5: La corrosion généralisée

- **La corrosion localisée**

Est la plus dangereuse car les dégâts qu'elle provoque en profondeur diminuent fortement la résistance du métal en générale ce type de corrosion se manifeste sur les matériaux qui présentent une hétérogénéité sur leur surface. (Figure.III.6)

Les formes de corrosion localisées sont nombreuses mais il est possible de distinguer les plus souvent rencontrées.



Figure III.6 : La corrosion par piqure

- **La Corrosion électrochimique**

Le mécanisme du processus de corrosion électrochimique est étroitement lié d'une part à la structure du 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). [19]

Trois cas sont envisageables :

- * Les électrons sont captés en présence d'oxygène : corrosion par l'oxygène,
- * Les électrons sont captés par les cations H^+ : corrosion acide,
- * Les électrons sont captés par un métal plus "noble" ; corrosion galvanique.

- **La Corrosion par piqûre**

C'est la forme d'attaque localisée dans laquelle un ou plusieurs points de faible surface sont corrodés avec une pénétration dans la masse du métal.

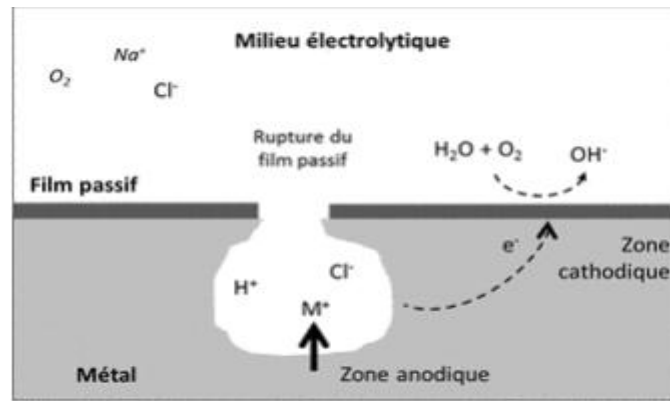


Figure-III.7: Principe de la corrosion par pique [20]

Elle se caractérise par une dissolution très localisée et très rapide de zones de petites dimensions dépassant rarement 1 à 2 mm,

- **La 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

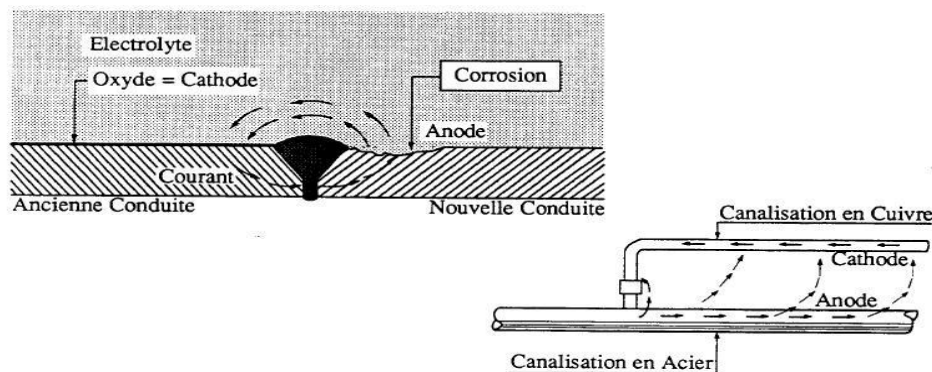


Figure III.8: la Corrosion galvanique

- **La corrosion par érosion**

C'est une corrosion localisée dans des zones précises où une attaque mécanique est possible comme par exemple dans les coudes et les changements de direction brutaux. Les actions répétées au cours du temps amènent le métal à s'éroder. La présence de sable ou d'hydrates accélère en général le processus.



Figure III.9. : corrosion/eroosion

- **Corrosion par fatigue**

- * La tendance du métal à se fracturer sous l'action répétée d'un cycle de contraintes.
- * La fissuration apparaît normalement au-dessous de la limite élastique.
- *La "corrosion sous fatigue" est une réduction de la résistance à la fatigue due à la présence d'un milieu corrosif



Figure III.10. : la Corrosion par fatigue

III-4- Mécanisme de la corrosion

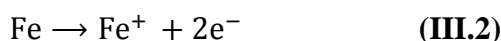
Le principal agent corrosif dans l'industrie du pétrole est l'hydrogène sulfuré qui provient à la fois du brut mais aussi principalement de la décomposition thermique des composés soufrés.

[21]

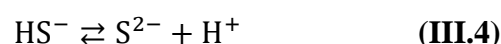
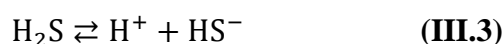
Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en H_2S et de la température, mais elle est indépendante de la pression. [22]

Si la concentration en H_2S dans le gaz est supérieure à 0.5 mol/l et supérieure à 5 ppm dans l'eau la corrosion par H_2S est provoquée selon le mécanisme suivant :

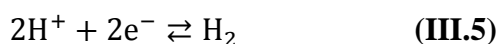
La réaction à l'anode :



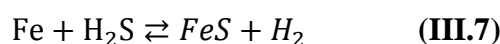
Dissociation de H_2S :



La réaction de cathode :



Réaction global :



III-5- La protection active (Protection cathodique)

Lorsqu'un métal entre en contact avec un électrolyte conducteur (eau ou sol), il s'établit spontanément un système d'échange ionique à l'interface métal/électrolyte sous l'effet du potentiel développé. Cet événement électrochimique continu produit simultanément deux phénomènes : une dissolution métallique aux sites anodiques produite par les réactions d'oxydation d'une part, et une formation d'un dépôt métallique créée par les réactions de réduction aux sites cathodiques d'une autre part. L'utilisation de la protection cathodique est basée sur l'injection d'un courant continu qui permet d'abaisser le potentiel naturel du métal de la zone active vers la zone d'immunité. Le système de protection cathodique a vu un développement rapide et une application beaucoup plus large dans l'industrie pétrolière et gazière. [23]



Figure III.11 : la Protection cathodique

III-5-1- 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. [24]

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

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

- * L'anode sacrificielle appelée encore anode réactive (figure III.12).
- * Le soutirage de courant ou dispositif à courant imposé (figure III.13).

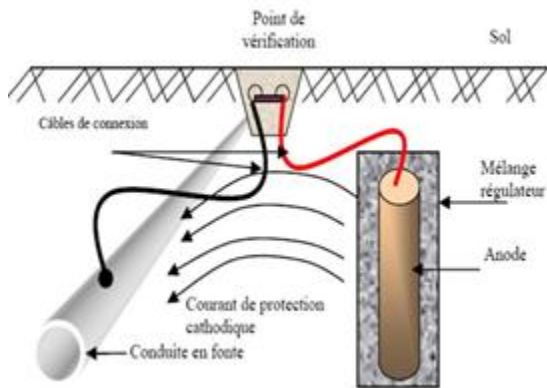


Figure III.12 : L'anode sacrificielle

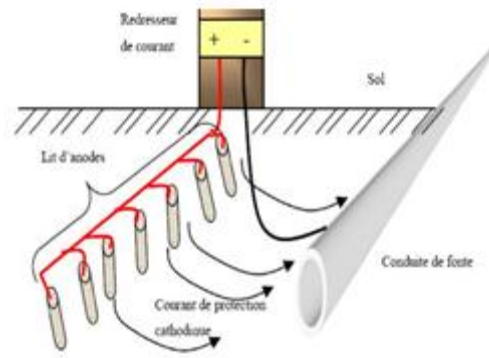


Figure III.13 : dispositif à courant imposé

III-5-2- 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 3.6. La structure se polarise négativement jusqu'à ce qu'elle atteigne un niveau de potentiel suffisant et uniforme qui assure l'immunité de la surface contre l'activité de corrosion. Le courant généré par les anodes sacrificielles du système de protection est 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. [23]

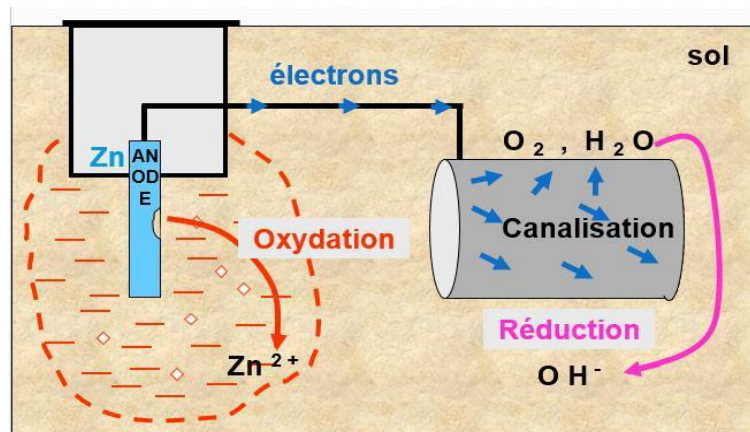


Figure III.14 : Principes de la protection par anodes sacrificielles

III-5-3- Protection par courant imposé

Dans certaines situations de protection, les anodes sacrificielles ne peuvent pas délivrer suffisamment de courant pour une protection idéale. Cette situation est souvent rencontrée dans les cas de longues conduites ayant un grand diamètre et de conduites présentant un problème d'isolation. De même, certaines conditions environnementales peuvent parfois être à l'origine de ce genre de problèmes. Devant des circonstances pareilles, les ingénieurs de design favorisent l'application de la protection par courant imposé. [25]

III-5-3-1- Principes

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 le montre la figure 2.4 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 entre l'électrode de référence au sulfate de cuivre saturé est inférieure à $-0,850$ V en tous points de la structure. [24].

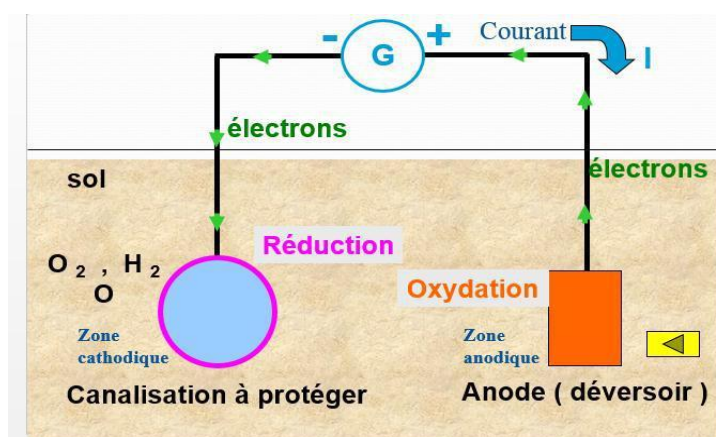


Figure III.15 : Principe de la protection par courant imposé

CHAPITRE IV

MODELISATION ET SIMULATION

NUMERIQUE

IV-1- Introduction

Dans les secteurs industriels, les canalisations ont été employées en tant que moyens les plus économiques et les plus sûres pour transporter du pétrole et du gaz. Cependant, le nombre d'accidents a considérablement augmenté avec le nombre croissant de leur utilisation. la catastrophe industrielle survenue à Ghislenghien, près de Ath en Belgique, le 30 juillet 2004, se manifeste par une explosion provoquée par une fuite de gaz naturel, et est la meilleur preuve de la gravité de la situation.

D'une manière générale, les incidents ou les accidents dans le domaine des équipements sous pression sont souvent dus à la présence de défauts. [26]

Les équipements sous-pression tels les cylindres constituent une large famille de structures industrielles et domestiques. Ces équipements peuvent contenir des défauts (entailles, fissures, inclusions, cavités,...). Ces défauts, selon l'environnement, peuvent évoluer et se propager, parfois jusqu'à la rupture de la structure. Ces ruptures peuvent avoir des conséquences humaines et ou matérielles dramatiques [27]. C'est pourquoi les chercheurs ont caractérisé la nocivité des défauts dans les structures . [28]

Plusieurs méthodes ou techniques essayent d'apporter une réponse à cette problématique. Les disciplines de base sont la mécanique de la rupture, la fatigue, et d'une manière générale, la fiabilité des composants et des structures.

L'objectif de ce travail est de modéliser l'évolution des champs de contraintes T le long du ligament sur tuyau entaillé longitudinalement .

IV-2-Méthode de différence des contraintes (SDM)

IV-2-1-Méthode de différence des contraintes (SDM)

La méthode dite de Différence de Contraintes, en anglais Stress différence Méthode (SDM), est proposée en premier par Yang et al [29]. Cette méthode emploie directement une analyse simple par Eléments Finis. Elle a pour but de calculer efficacement et exactement la contrainte T par l'évaluation de la différence de $(\sigma_{xx} - \sigma_{yy})$ à un point en avant de la pointe de la fissure. L'idée fondamentale est de décrire l'évolution des erreurs, en valeurs numérique, obtenues à la pointe de la fissure sur la distance x , c.-à-d. la distance de la pointe de la fissure. De la même manière cette différence doit éliminer les erreurs effectives. [30]

Pour un matériau homogène, la contrainte T est calculée en utilisant la différence des contraintes dans les directions principales, le long du ligament et pour $\theta = 0$. (Figure IV.1) représente un exemple d'évolution de la différence des contraintes le long du ligament, pour un arc de tuyau soumis à une flexion trois points. Dans le cas particulier de la fissure de Griffith, La contrainte T est définie par :

$$T = \sigma_{xx} - \sigma_{yy} \quad (\text{IV.1})$$

Le Facteur d'Intensité de Contraintes est défini par :

$$K = \sigma_{yy} \sqrt{\pi a} \quad (\text{IV.2})$$

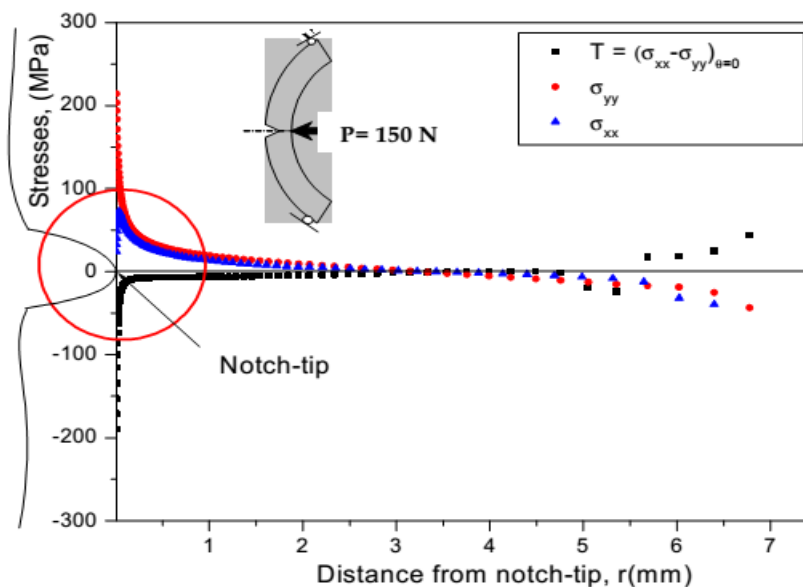


Figure IV.1 : Evolution des différentes contraintes, pour $a/t = 0.2$. [30]

IV-2-2- Méthode d'analyse

Dans un corps élastique linéaire isotope, contenant une fissure tridimensionnelle soumise à un chargement symétrique, le champ des contraintes s'écrit comme un développement de série de (Williams JG.Ewing PD ,1972). Près de la pointe de la fissure, où les termes d'ordre supérieur de développement de série sont négligeables, les contraintes pour le mode **I** s'écrivent :

$$\sigma_{xx} = \frac{K_1}{\sqrt{\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} \left(1 - \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2}\right) + T \quad (\text{IV.3})$$

$$\sigma_{yy} = \frac{K_1}{\sqrt{\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} \left(1 - \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2}\right) \quad (\text{IV.4})$$

$$\sigma_{xy} = \frac{K_1}{\sqrt{\pi r}} \sin \frac{\theta}{2} \cos \frac{\theta}{2} \cos \frac{3\theta}{2} \quad (\text{IV.5})$$

$$\sigma_{zz} = \frac{K_1}{\sqrt{\pi r}} 2\nu \cos \frac{\theta}{2} + E\varepsilon_{zz} + \nu T \quad (\text{IV.6})$$

$$\sigma_{xz} = \sigma_{yz} = 0 \quad (\text{IV.7})$$

Dans l'équation (IV.3) le terme T représente la contrainte T en traction/compression agissant parallèlement à l'entaille dans le sens principale de la propagation de l'entaille.

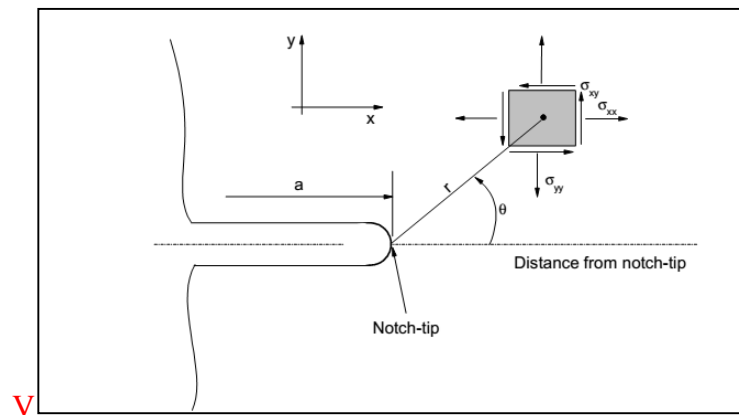


Figure IV.2 : Coordonnées cartésiennes, (x,y) et polaires (r, θ) à la pointe d'une entaille.[30]

IV-2-3 -Matériel et Méthode

L'acier étudié est un acier de construction $E24-2(S235JR)$, Les valeurs principales des caractéristiques mécaniques du matériau, obtenues par des essais mécaniques :

IV-2-3-1- Caractéristiques mécaniques de l'acier

a. Composition Chimique (% masse)

L'Analyse a été réalisée par spectrophotométrie d'émission optique à étincelle

Tableau IV.1 : Composition Chimique de l'acier

Élément	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Al	Co	Cu
%Masse	0.138	0.283	0.399	0.018	0.0372	0.0216	0.0087	0.0454	0.0128	0.0157	0.0646



Figure IV.3 : Epreuve d'analyses chimiques

b. Essai de traction

Les valeurs principales des caractéristiques mécaniques du matériau, obtenues par les essais de traction, sont portées dans le tableau IV.2

Tableau IV.2: Caractéristiques mécaniques du matériau

Module de Young	207000 MPa
Coefficient de Poisson ν	0,3
Limite d'élasticité à 0.2%	351 MPa
Charge à la rupture	449 MPa
Allongement A%	25%



Figure IV.4 : Epreuve d'essai de traction

IV-2-4- Méthode numérique

Dans cette modélisation, nous avons utilisé le code de calcul « *ABAQUS* », Un maillage automatique sera effectué sur la structure et le type d'élément employé pour la modélisation est tétraédrique. En considérant une structure cylindrique, en présence d'une entaille longitudinale de forme U soumise à différentes pressions internes P . Le cylindre est caractérisé par son rayon interne $R_i = 163.5$ mm, son épaisseur $t = 8$ mm (Figure IV.5) . La fissure initiale est définie par la longueur de la fissure $a = 2,46$ mm et la largeur $c = 0.25$ mm. La méthode des éléments finis a été employée pour déterminer la distribution des paramètres T le long du ligament et au fond d'entaille.

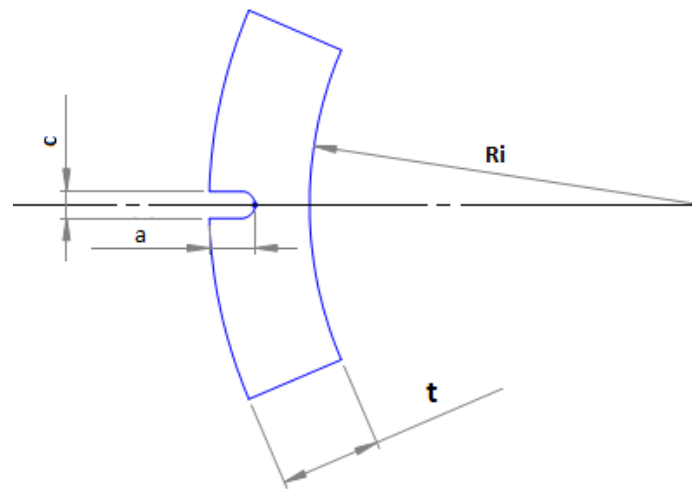


Figure IV.5 : Définition des paramètres géométriques

IV-3- Résultats et discussions

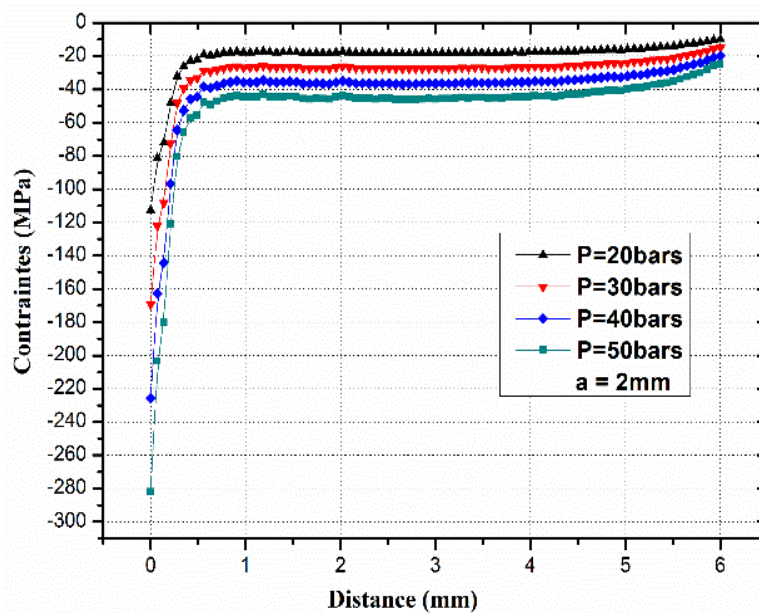


Figure IV.6 : Evolution des valeurs de la contrainte T, pour une entaille de surface sous pression ($P = 20, 30, 40$ et 50 bars) avec $a = 2\text{mm}$

On constate que les valeurs des contraintes augmentent jusqu'à une valeur de stabilisation (zone non affectée par le défaut)

La comparaison (Figure IV.6) montre que les valeurs des contraintes en front d'entaille augmentent proportionnellement avec l'augmentation de la pression interne appliquée. Une stabilisation est remarquée à partir d'une distance de 0,5 mm pour une longueur $a=2\text{mm}$.

La contrainte T, de valeur négative, traduit une compression dans le cas d'un défaut longitudinal (entaille courte).

On distingue deux zones d'évolution de la contrainte T:

- Zone 1 : la contrainte T augmente linéairement jusqu'à les valeurs -50 , -40 , -30 -20MPa
- Zone 2 : la contrainte T se stabilise.

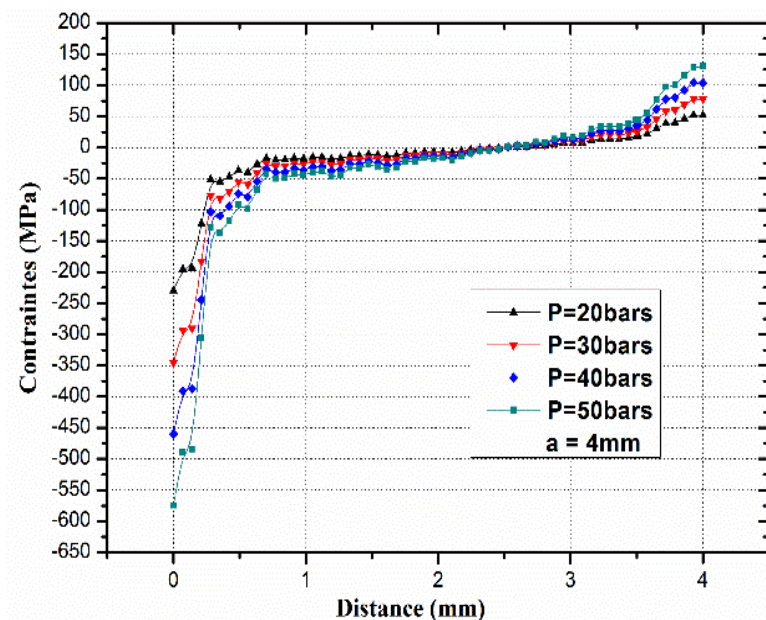


Figure IV.7 : Evolution des valeurs de la contrainte T, pour une entaille de surface sous pression (P = 20. 30.40 et 50 bars) avec a =4mm

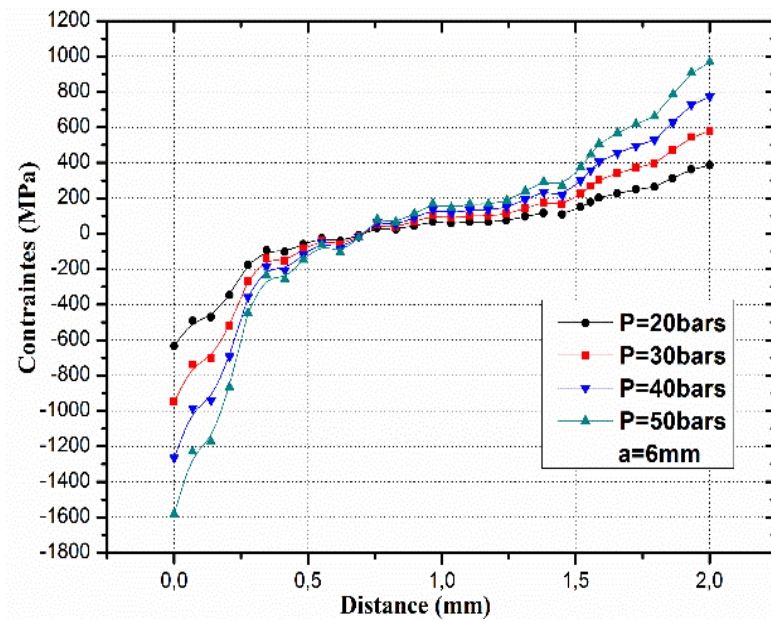


Figure IV.8 : Evolution des valeurs de la contrainte T, pour une entaille de surface sous pression (P = 20, 30, 40 et 50 bars) avec a = 6mm

L'analyse de la distribution des contraintes T, montre deux manières de distribution différentes,

- pour les entailles courtes, une pseudo stabilité est distinguée,
- pour les entailles dites longues, la stabilisation n'est pas constatée

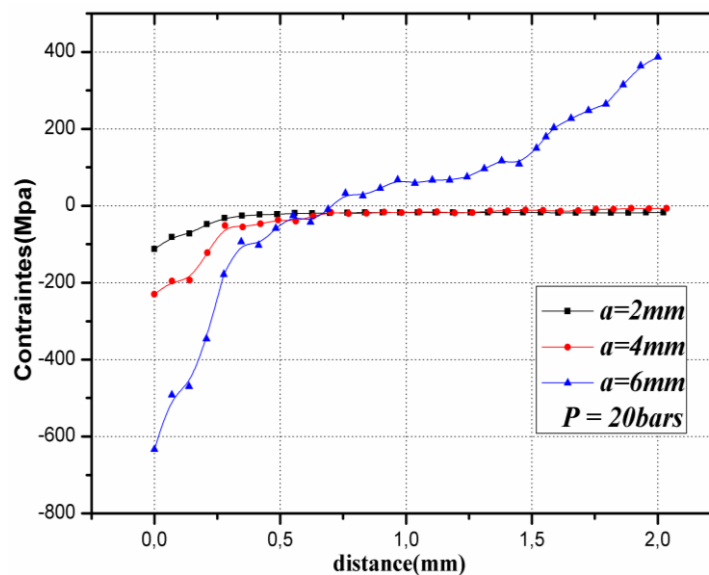


Figure IV.9 : Evolution de la contrainte T, pour une entaille longitudinal de surface forme U pour les cas : P=20bars

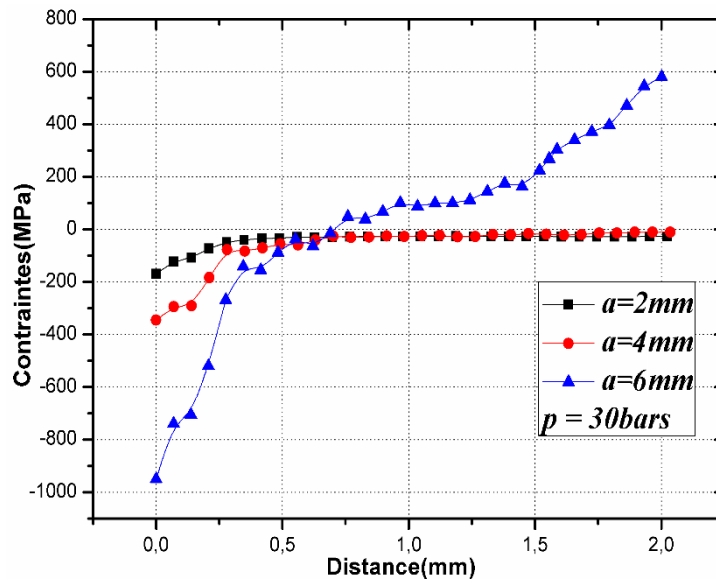


Figure IV.10 : Evolution de la contrainte T , pour une entaille longitudinal de surface forme U pour les cas : P=30bars

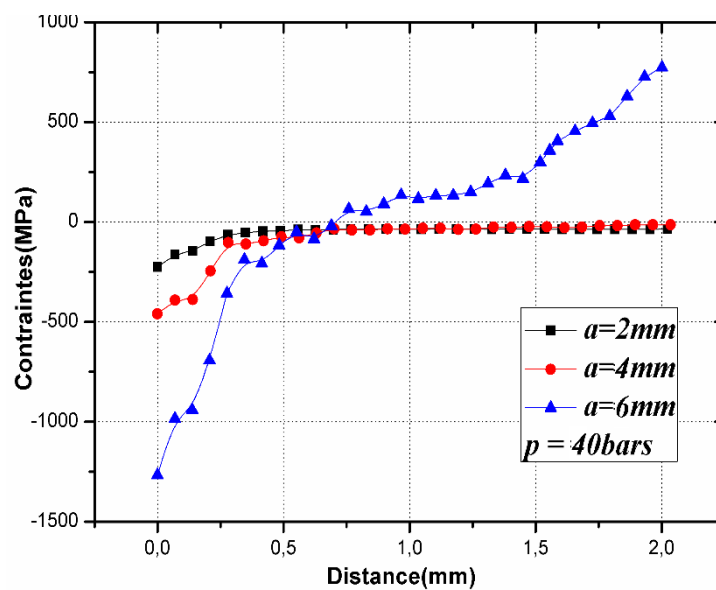


Figure IV.11 : Evolution de la contrainte T , pour une entaille longitudinal de surface forme U pour les cas : P=40bars

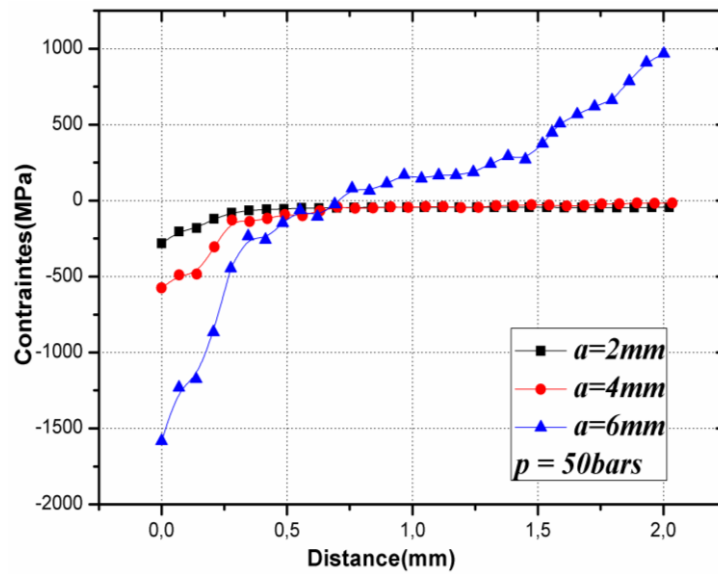


Figure IV.12 : Evolution de la contrainte T , pour une entaille longitudinal de surface forme U pour les cas : P=50bars

Sur les (figure IV.9,10,11,12) l'effet de la longueur d'entaille sur la contrainte T est remarquable pour n'importe quelle valeur de pression les figure (IV.9,10,11,12) montre le changement du signe de la contrainte T, de valeurs négatives aux valeurs positives.

La contrainte T devient plus positive lorsque la longueur d'entaille augmente. Par contre dans le cas des courtes entailles la contrainte T illustre des valeurs négatives le long du ligament.

La valeur d'intensité de contraintes est augmentée en front de fissure quand le point le plus profond est approché au surface latérale du cylindre.

° Les résultats de la modélisation sont regroupés dans le tableau (IV.3)

Tableau IV.3 : Les résultats de la modélisation

A	P	σ_{xx} (MPa)		σ_{yy} (MPa)	
		max	min	Max	min
2	20	14,0183	-0,91144	126,811	9,07338
	30	21,0274	-1,36716	190,217	13,6101
	40	28,0366	-1,82288	253,623	18,1468
	50	35,0457	-2,2786	317,028	22,6834
4	20	78,4913	-0,55363	308,467	-52,4248
	30	117,737	-0,83044	462,7	-78,6372
	40	156,983	-1,10725	616,934	-104,85
	50	196,228	-131,062	771,167	130,11
6	20	202,279	4,97722	835,141	-381,862
	30	303,419	7,46584	1252,71	-572,793
	40	404,558	9,95445	1670,28	-763,724
	50	505,698	12,4431	2087,85	-954,655

IV-4-Conclusion

Cette étude nous a permis de conclure que :

L'Intensité de Contraintes est lié directement à la profondeur du défaut. Sa valeur est modifiée lors d'un changement des paramètres géométriques de la structure.

Près de l'entaille, il est montré que l'effet des différents paramètres a et P sur la distribution de la contrainte T est significatif. Pour n'importe quelle valeur de pression et de profondeur de l'entaille du pipeline, la contrainte T illustre des valeurs négatives le long du ligament, où la profondeur de l'entaille est inférieur à 50% de l'épaisseur ($a < t/2$). Le ligament est soumis à une contrainte de compression. D'une autre part, quand la profondeur d'entaille dépasse les 50 % ($a > t/2$), les valeurs de la contrainte T deviennent positives (cas de contrainte de traction).

Le changement du signe de la contrainte T , de valeurs négatives aux valeurs positives, peut être dû à l'importance du moment local fermant les lèvres de l'entaille, qui croît avec l'augmentation de la profondeur. Les valeurs négatives indiquent un bas confinement à la pointe, et la déformation plastique est prolongée autour de l'avant de l'entaille. La contrainte T devient plus positive lorsqu'on se rapproche, plus rapidement, de la surface libre de pipeline.

CONCLUSION GENERAL

CONCLUSION GENERAL

A la conséquence de La demande internationale de gaz augmente jour après jour et leur impotent économique, il est nécessaire d'augmenter le débit de ses approvisionnements tout en augmentant la pression de fonctionnement ou l'augmentation du réseau de pipelines et la résistance de la conduite

D'autre part les défauts dans les pipelines diminuer de la pression maximale, et la résistance. Donc il faut le bien étudié ces défauts pour la résoudre ou la diminution de ces défauts et en mettre en considération perte financières

Dans ce mémoire on présenter grand défaut dans pipeline (fissure, corrosion) et en basé sur la fissure simple.

Pour cette étude on appliquer une méthode appelée méthode de différence des contraintes (SDM) proposée par YANG et AL (1999) est employée pour calculer la contrainte T en mode d'ouverture de la pointe de l'entaille.

Cet études montre que :

L'Intensité de Contraintes est lié directement à la profondeur du défaut. Sa valeur est modifiée lors d'un changement des paramètres géométriques de la structure.

Près de l'entaille, il est montré que l'effet des différents paramètres a et P sur la distribution de la contrainte T est significatif. Pour n'importe quelle valeur de pression et de profondeur de l'entaille du pipeline, la contrainte T illustre des valeurs négatives le long du ligament, où la profondeur de l'entaille est inférieur à 50% de l'épaisseur ($a < t/2$). Le ligament est soumis à une contrainte de compression. D'une autre part, quand la profondeur d'entaille dépasse les 50 % ($a > t/2$), les valeurs de la contrainte T deviennent positives (cas de contrainte de traction).

Le changement du signe de la contrainte T , de valeurs négatives aux valeurs positives, peut être dû à l'importance du moment local fermant les lèvres de l'entaille, qui croît avec l'augmentation de la profondeur. Les valeurs négatives indiquent un bas confinement à la pointe, et la déformation plastique est prolongée autour de l'avant de l'entaille. La contrainte T devient plus positive lorsqu'on se rapproche, plus rapidement, de la surface libre de pipeline.

CONCLUSION GENERAL

Par conséquent, l'épaisseur du tube doit être augmentée et ses caractéristiques mécaniques et Chimiques doivent être améliorées, en prenant en considération les différents problèmes auxquels font face ces tubes tels que la corrosion qui participe en grande partie à la diminution de la pression maximale, à laquelle peut résister le tuyau.

LISTE DES REFERENCES

- [1] FATEH AGOUNE « Evaluation De L'endommagement Des Tubes Dans Leurs Conditions D'exploitation » Thèse de Magistère, génie mécanique, université MENTOURI CONSTANTINE.
- [2] MAHMOUDI SANA « Etude comparative entre deux métaux passifs en milieux neutre, alcalin et Acide : un acier inoxydable 304L et un alliage de titane Ti6AL4V », Université MENTOURI CONSTANTINE.
- [3] Technology Paper 27260 presented at 4th, Calgary. (2002] Ironsides, S.D., and Carroll, L.B. « Pipeline dent management program ». International Conference on Pipeline.
- [4] A.BOUZIANE. « Contribution à la détermination des critères des qualités des tubes soudés soumis à une pression intérieure ». Thèse de Magistère en génie mécanique. Université M'HAMED BOUGARA BOUMERDES. Année universités 2007/2008.
- [5] Y. FURUKAWA, K. KANEYAMA, M. IKEBE, S. TAKASHINA, GMAW Processes for Girth Welded Joint of Gas Pipeline in Japan, Proceedings of the international Pipe Dreamer's Conference, Yokohama, Japan, ed. M.Toyoda et R. Denys, 725-738, 2002.
- [6] Manuel pour le transport et la distribution du gaz, Titre VI : « Matériaux utilisés pour les Canalisations de transport et de distribution », Association technique de l'industrie du gaz de France, 1985.
- [7] TROUVAY & CAUVIN – PIPING EQUIPMENT 2001.
- [9] Membre de L'ACPRE entre 1995 à 2015 (Association des pipelines de ressources énergétiques).
- [10] API specification 51 forty-third edition, 49 CFR 192.113, MARCH 2004.
- [11] Specification for line pipe API Specification 5L. FORTY-THIRD EDITION. March 2004. Effective Date October 4, 2004.

LISTE DES REFERENCES

- [12] <http://www.canadoil.com/Products-Services3> visite : 16/08/19.
- [13] API.90 American Petroleum Institute 34eme édition pour tubes de conduites 5L.
- [14] S. SAINSON. Inspection en ligne des pipelines. Edition Tec et Doc - Lavoisier 2007.
- [15] Rapport d'enquête de pipeline (Canada 20 février 2009).
- [16] Pipeline Safety, <http://www.pstrust.org/about-pipelines/TranscoVirgin> aAccident.htm .
- [17] MUSTAPHA ALLOUTI « Étude de la nocivité de défauts dans les canalisations de transport de gaz tels les éraflures, les enfoncements ou leurs combinaisons » thèse de doctorat en Sciences de l'Ingénieur de l'Université PAUL VERLAINE DE METZ.2010.
- [18] P.L. VERONIQUE NOBEL., «Etude du mécanisme d'action de monofluorophosphate de sodium comme inhibiteur de la corrosion des armatures métalliques dans le béton ».
- [19] De protection cathodique, département de la protection cathodique/RTO 2011.
- [20] Scully. J.C, The Fundamentals of corrosion Engineering (McGraw Hill), 1967.
- [21] S. NESIC, SH. WANG, J. CAI “ Integrated CO2 corrosion – multiphase flow model “, Institute for corrosion and multiphase technology, Athens, Corrosion 2004, Nace, Houston, TX, 2004.
- [22] A. JENKINS."Introduction to corrosion in oil and gas production ", MI production Chemicals, Algiers, 2006.
- [23] D. BOUZIDI, " Corrosion et protection cathodique des conduites souterraines", mémoire Des ingénieurs, école de technologie supérieure université du QUEBEC 2011.
- [24] M. GHELLAI « Etude sur le système de protection Cathodique PC et Maintenance de la Canalisation Multi produit ASR/ NAFT » mémoire master, université de TLEMENEN 2013.

LISTE DES REFERENCES

[25] DINOVITZER, A., LAZOR, R., Carroll, L. B., Zhou, J., McCarver, F., Ironside, S.D., Raghu, D., et Keith, K.” Geometric dent characterization” International Conference on Pipeline Technology. Paper 27076 presented at 4th, Calgary. (2002, October).

[26] MOUSTACHE .H ET , EL-HAKIMI.

[27] HASSANE MOUSTABCHIR, 2008.

[28] ELHAKIMI A, 2006.

[29] Yang, B. Ravi-Chandar, K ,1999.

[30] MOHAMMED HADJ MELIANI,2009.