

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR - ANNABA
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSIT



جامعة باجي مختار – عنابة

Faculté : TECHNOLOGIE
Département : GENIE MECANIQUE
Domaine : SCIENCES ET TECHNOLOGIES
Filière : GENIE MECANIQUE
Spécialité : INGENIERIE DE MAINTENANCE

Mémoire Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème :

Analyse des Modes de Dégradation Des Pipelines
Destinés aux hydrocarbures

Présenté par : *MARNICHE ABD EL KRIM*

Encadrant : *KHELIF RABIA*

Professeur

UBMA

Jury de Soutenance :

Nom et prénom	Grade	Université	Président
Nom et prénom	Grade	Université	Encadrant
Nom et prénom	Grade	Université	Co-encadrant
Nom et prénom	Grade	Université	Examineur
Nom et prénom	Grade	Université	Deuxième examinateur / Membre invité

Année Universitaire : 2022/2023

REMERCIEMENTS

Je remercie tout d'abord « ALLAH » qui m'a donné la force et la patience nécessaire pour réaliser ce modeste travail.

Je remercie mon Encadreur Pr. KHELIF RABIA pour sa grande disponibilité et pour le temps qu'il m'a consacré et ses encouragements tout au long de la rédaction de ce mémoire.

Je remercie également tous les Enseignants du Département de Génie Mécanique, et toute l'équipe de l'entreprise « ALFAPIPE » spécialement Mr MARNICHE NABIL et AOUNALLAH DJAMEL.

Mes collègues ainsi que mes amis, Enfin, je remercie tous ceux qui m'ont aidé de à réaliser ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à :

Spécialement à qui je dois ma vie et ma réussite

Ma chère mère. 

A mon frère Taha et ma sœurs Wafa.

A l'esprit de mon père.

A mes oncles ABD EL REZZAK et MOHAMMED.

A toute ma grande famille MARNICHE et LOUCIF.

A mes chères amis « AHMED, HOUSSEM, AYOUB, REZZAK.

Et a tous mes amis et collègues de la promotion 2023.

MARNICHE ABD EL KRIM.

Résumé :

Les pipelines destinés au transport des hydrocarbures jouent un rôle crucial dans l'industrie énergétique. Ils permettent le transfert efficace et sécurisé de pétrole, de gaz naturel et d'autres produits dérivés sur de longues distances. Ces pipelines sont conçus avec des matériaux résistants à la corrosion, à l'abrasion et aux dommages mécaniques. Des revêtements spéciaux et des systèmes de surveillance sont utilisés pour détecter les fuites et prévenir les accidents. Des études constantes sur les modes de dégradation permettent d'améliorer la conception et la maintenance des pipelines, assurant ainsi la fiabilité et la durabilité de ces infrastructures essentielles.

Dans cette étude on va essayer de comprendre les différentes formes de détérioration auxquelles les pipelines peuvent être exposés, telles que la corrosion, l'abrasion, la fatigue et les dommages mécaniques. En analysant ces modes de dégradation, il est possible de développer des stratégies de prévention et de maintenance appropriées pour assurer l'intégrité et la durabilité des pipelines. Cela contribue à maintenir la sécurité des opérations de transport des hydrocarbures et à réduire les risques de fuites, d'accidents et de dommages environnementaux.

Mots clés : pipeline, études, dégradation, maintenance

ملخص :

تلعب خطوط أنابيب النفط والغاز دورًا مهمًا في صناعة الطاقة. وهي تمكن من نقل النفط والغاز الطبيعي والمنتجات الثانوية الأخرى بكفاءة وأمان لمسافات طويلة. تم تصميم خطوط الأنابيب هذه بمواد مقاومة للتآكل والتلف الميكانيكي تُستخدم الطلاءات الخاصة وأنظمة المراقبة للكشف عن التسربات ومنع الحوادث. تحسن الدراسات الجارية لأنماط التدهور تصميم وصيانة خطوط الأنابيب، مما يضمن موثوقية واستدامة هذه البنية التحتية الحيوية

ستحاول هذه الدراسة فهم الأشكال المختلفة للتدهور الذي قد تتعرض له خطوط الأنابيب، مثل التآكل والتآكل والتعب والتلف الميكانيكي. ومن خلال تحليل أنماط التدهور هذه، يمكن وضع استراتيجيات مناسبة للوقاية والصيانة لضمان سلامة خطوط الأنابيب واستدامتها. يساعد هذا في الحفاظ على سلامة عمليات نقل النفط ويقلل من مخاطر التسرب والحوادث والأضرار البيئية

كلمات البحث: خطوط أنابيب ، التدهور ،دراسات، صيانة

Table des matières

INTRODUCTION :	9
I.1 Etat de l'Art sur la conception et la maintenance des pipelines	11
I.1.1 Introduction :	11
1.2 Les pipelines :	11
1.2.1 Les types de pipelines :	12
1.3 Les types de tubes utilisés dans l'hydrocarbure	14
1.3.1 Les tubes sans soudure	14
1.3.2 Les tubes soudés en spirale :	15
1.3.3 Les tubes soudés longitudinalement :	17
II.1 Présentation du complexe :	21
II.2 Présentation de L'unité ALFA PIPE :	24
II.2.1 Présentation de l'entreprise	24
2 Halle des machines à souder	25
3 Les deux haltes de parachèvements des bobines	25
II.2.2 Lieu stratégique	26
II.2.3 Produits de l'entreprise :	26
II.3 Processus de fabrication :	27
II.3.1 Basculeur des bobines	28
II.3.1 Machine de préparation des bobines :	29
II.3.2 Machines à souder :	30
II.4 Zone visuelle :	33
II.5 Tronçonneuse des tubes: (l'oxycoupage)	34
II.6 Nettoyage tube :	34
II.7 Zone de réparation :	35
II.8 Chanfreineuse des tubes:	36
II.9 Essais hydrostatiques :	36
II.10.1 Les contrôles effectués sur les tubes :	37
II.10.1.1 Les contrôles non destructifs :	37
II.10.1.1.1 Contrôles visuels	37
II.10.1.1.2 Contrôle ultrason automatique :	37
II.10.1.1.3 Contrôle radiographique et radioscopique :	38
II.10.1.2. Les contrôles destructifs :	38
II.10.1.2.1 Prélèvement des échantillons :	38
II.10.1.2.2 Analyses chimiques :	38
II.10.1.2.3 L'essai de traction :	39

II.10.1.2.4 Essai de pliage :	39
II.10.1.2.5 L'essai de résilience :	40
II.10.1.2.6 Essai de macro dureté :	40
II.11 Le revêtement	40
II.11.1 Le revêtement intérieur :	40
II.11.2 Revêtement extérieur :	41
INTRODUCTION :	43
III Les modes de dégradation :	43
III.2 Mécanismes de dégradation et modes de défaillance	44
III.2.1 Modes de défaillance :	44
III.2.2 Modes De Dégradation :	46
III.3 Arbre de défaillance du pipeline	48
III.1.1 Les arbres de défaillances	48
III.1.2 Définition des événements	48
➤ Événement redouté	48
➤ Événements élémentaires	49
III.2 L'arbre de défaillances probabilisé	52
IV La corrosion :	58
IV.1 Les types de corrosion :	59
1 : la corrosion interne :	59
2 : La corrosion externe :	59
IV.2.1 Les types de corrosion externe :	60
IV.3.1 Les types de corrosion interne :	62
IV.4.2 Modèle de Corrosion	63
IV.4.3 Corrosion uniforme	63
IV.4.4 corrosion localisée	64
IV.4.5 Modèle couplée corrosion et contraintes résiduelles	65
IV.5 Couplage mécano-fiabiliste	65
IV.6 Etude mécano-fiabiliste	67
IV.6.1 Introduction :	67
IV.6.2 Fiabilité expérimentale	68
IV.3.6.1 Définition des classes de valeurs	69
IV.6.2.2 Classement des données - lien avec les probabilités	69
IV.6.2.3 Indicateurs statistiques	71
IV.7 Modélisation mécanique	72
IV.7.1 Modèle d'un tube non corrodé	73

V.1.1 Modèle de fiabilité	76
VI.1.2 Etat limite.....	76
VI. 1.3 Évaluation de la fiabilité des pipelines	78
Conclusion :.....	81

Liste des figures

Figure 1 Pipeline.....	12	
Figure 2 PIPELINES SANS SOUDURE	15	
Figure 3 tube soudé en spirale	16	
Figure 4: Les étapes de fabrication de tubes soudés longitudinalement.....	17	
Figure 5 Tube soudé longitudinalement	18	
Figure 6 Emplacement du complexe par satellite	21	
Figure 7 siège de ALFA PIPE par satellite	24	
Figure 8 tube produit par ALFA PIPE	27	
Figure 9 Schéma de production.....	27	
Figure 10 Bobine comme matière première.....	28	
Figure 11 ATELIER ALFA PIPE	30	
Figure 112 Brosse métallique.....	30	
Figure 113 galets de guidage.....	31	
Figure 14 ROULEAUX.....	31	
Figure 15 cisailles.....	32	
Figure 16 Process de soudage.....	32	
Figure 117 schéma de production.....	33	
Figure 18 oxycoupage	34	
Figure 19 nettoyeur.....	34	
Figure 20	35	
Figure 21	35	
Figure 22 CHANFRAINEUSE.....	36	
Figure 23 ; Essais hydrostatique.....	36	
Figure 24: résultat du test ultrasonique.....	37	
Figure 25 RESULTAT RADIOGRAPHIQUE	38	
Figure 26 machine a traction	Figure 27 éprouvette.....	39
Figure 28 PLIAGE ET éprouvette plié.....	39	
Figure 29 grenaille	40	
Figure 30 procès de peinture.....	41	
Figure 31 Schéma du revêtement	41	
Figure 32 Démarche à suivre pour construire un arbre de défaillances	49	
Figure 33 Schéma d'analyse par arbre de défaillance du pipeline.....	51	
Figure 34 Schéma de fonction d'échelle.....	54	
Figure 35 corrosion interne	59	
Figure 36 corrosion externe	59	
Figure 37 Corrosion uniforme	60	
Figure 38 Corrosion par piqûres.....	60	
Figure 39 Corrosion filiforme	61	

Figure 40 Corrosion microbologique	61
Figure 41 Corrosion par érosion	62
Figure 42 Corrosion par fatigue	62
Figure 43: Organigramme d'un couplage direct [20].	66
Figure 44: Histogramme des fréquences relatives pour $X=RT$	70
Figure 45: Courbe linéarisée des fréquences cumulées pour $X=RT$	71
Figure 46 : Configuration d'une conduite souterraine [thèse de l'encadrant].	73
Figure 47 Variation de l'indice de fiabilité β en fonction de la pression de service.....	79
Figure 48 la probabilité de défaillance Vs durée de vie écoulée d'une pipe.	80
Figure 49 : Graphes de la variation de l'indice de fiabilité (β) pour différentes valeurs de la durée vie écoulée d'un pipeline (20 ans, 30 ans, 40 ans, 50 ans)	80

Liste des tableaux

Tableau 1 : Evolution des conditions de transport des gazoducs [HUL 97].....	13
Tableau 2 produit de l'entreprise	26
Tableau 3 des valeurs pondérées	52
Tableau 4 III présentant les valeurs de pondération donnée par des experts	53
Tableau 5 récapitulatif des probabilités de défaillances.....	55
Tableau 6 : Caractéristiques générales de l'échantillon pour $X=Rm$	68
Tableau 7 : les différentes formules utilisées :	69
Tableau 8: Caractéristiques de tendance centrale et de dispersion pour $X =RT$	72
Tableau 9 décrivant les paramètres et les composantes des contraintes	74
Tableau 10 Tableau V.1 : Les différentes variables utilisés dans les simulations	78

INTRODUCTION :

Au fil du temps, la production d'hydrocarbures a connu une croissance considérable. Depuis le début de l'ère industrielle, la production de pétrole et de gaz naturel a augmenté de manière exponentielle, en particulier depuis les années 1950. Cela a été rendu possible grâce à l'amélioration des technologies d'exploration et d'extraction, ainsi qu'à l'augmentation de la demande de pétrole et de gaz naturel dans le monde entier

La production d'hydrocarbures, qu'il s'agisse de pétrole brut ou de gaz naturel, nécessite souvent le transport de ces matières premières sur de longues distances, des sites de production vers les installations de traitement, les raffineries, les centres de stockage ou les ports d'exportation.

Les pipelines sont l'un des moyens les plus efficaces et les plus économiques pour transporter ces hydrocarbures sur de grandes distances. Ils offrent une alternative plus sûre et plus écologique au transport par camion-citerne ou par train, qui peuvent être plus coûteux et plus risqués en termes de sécurité.

Les pipelines sont des canalisations qui sont utilisées pour transporter des hydrocarbures tels que le pétrole et le gaz naturel sur de longues distances, allant de quelques kilomètres à plusieurs milliers de kilomètres. Ces pipelines sont construits pour être résistants et durables afin de garantir un transport fiable et sécurisé des hydrocarbures.

Cependant, avec le temps, les pipelines peuvent subir des dégradations qui peuvent affecter leur intégrité et leur sécurité. Les principales causes de dégradations des pipelines sont les phénomènes de corrosion, les fuites, les fissures et les ruptures.

La corrosion est un processus naturel qui se produit lorsque le métal des pipelines est exposé à des éléments extérieurs tels que l'eau, l'air et le sol. Ce processus peut causer une diminution de l'épaisseur du métal, ce qui peut finalement conduire à la rupture du pipeline.

Les fuites peuvent être causées par des dommages mécaniques tels que des chocs ou des coups, ou par des défauts de fabrication. Les fuites peuvent également être causées par des problèmes de soudure ou d'étanchéité.

Les fissures et les ruptures peuvent être causées par une combinaison de facteurs, tels que la corrosion, les dommages mécaniques et les contraintes de pression. Les fissures peuvent se propager rapidement et causer des dommages importants, tandis que les ruptures peuvent entraîner des fuites massives et des déversements d'hydrocarbures.

En conclusion, les pipelines jouent un rôle essentiel dans l'industrie des hydrocarbures, en transportant les matières premières de leur source aux raffineries et aux consommateurs finaux. Cependant, les pipelines peuvent présenter des risques pour la sécurité et l'environnement s'ils ne sont pas gérés de manière responsable.

Le mémoire est composé de quatre chapitres.

- ❖ Le premier chapitre est consacré à une étude bibliographique relative à la conception et la maintenance des pipelines.
- ❖ La présentation de l'entreprise est faite dans le deuxième chapitre.
- ❖ Dans le troisième chapitre, nous avons expliqué les modes de dégradation survenus sur les pipelines avec l'élaboration d'un arbre de défaillance pour identifier le mode le plus prépondérant. Le chapitre quatre est dédié au phénomène de corrosion.
- ❖ Enfin, dans le dernier chapitre, nous avons tenté de développer une étude de fiabilité qui pourrait être affinée dans le futur.

I.1 Etat de l'Art sur la conception et la maintenance des pipelines

I.1.1 Introduction :

Les pipelines utilisés dans l'hydrocarbure sont souvent enterrés donc ils sont exposés à différents types de dangers qui peuvent les endommager ou causer des fuites. Voici quelques-uns des dangers les plus courants :

Les glissements de terrain : Les mouvements du sol peuvent provoquer des glissements de terrain qui peuvent endommager les pipelines enterrés.

La corrosion : Les pipelines sont exposés à la corrosion due aux agents chimiques présents dans le sol, à l'eau ou à d'autres produits qui sont transportés dans le pipeline. La corrosion peut affaiblir les parois du pipeline et provoquer des fuites.

Les catastrophes naturelles : Les catastrophes naturelles telles que les séismes, les inondations, les glissements de terrain et les ouragans peuvent endommager les pipelines enterrés.

La maintenance des pipelines peut inclure des activités telles que l'inspection, la réparation, le remplacement de pièces usées, la surveillance de la pression et de la température, ainsi que la mise à jour des systèmes de contrôle et de sécurité. Ces activités sont nécessaires pour garantir que les pipelines fonctionnent de manière optimale et en toute sécurité, en minimisant les risques de fuites, de ruptures ou d'autres incidents.

1.2 Les pipelines :

Un pipeline d'hydrocarbures est un type de pipeline qui transporte des produits pétroliers, tels que le pétrole brut, l'essence, le diesel, le gaz naturel liquéfié (GNL) ou le gaz naturel comprimé (GNC), sur de longues distances. Ces pipelines sont utilisés pour transporter les hydrocarbures depuis les sites de production jusqu'aux raffineries, aux terminaux de stockage et aux marchés de consommation.

Ces derniers sont généralement construits en acier, et sont enterrés pour des raisons de sécurité et d'esthétique. Ces canalisations peuvent avoir des diamètres différents en fonction du type de produit transporté et de la quantité de produit transporté.

Cependant, les pipelines d'hydrocarbures peuvent être exposés à des risques, tels que les fuites, les explosions, les incendies, les collisions avec des engins de construction ou des véhicules, etc. C'est pourquoi il est important de mettre en place des mesures de prévention pour minimiser les risques de dommages et de fuites, ainsi que des plans d'urgence pour gérer efficacement les situations d'urgence en cas d'accident.



Figure 1 Pipeline

1.2.1 Les types de pipelines :

Il existe plusieurs types de pipelines en acier pour le transport d'hydrocarbures, voici quelques exemples :

1. **Pipeline terrestre** : Il est utilisé pour transporter des hydrocarbures sur de longues distances, du puits de production à la raffinerie ou au port. Les pipelines terrestres sont généralement enfouis sous terre pour les protéger contre les dommages causés par les intempéries, les activités humaines ou les catastrophes naturelles.
2. **Pipeline offshore** : Il est utilisé pour transporter des hydrocarbures à partir de plateformes de production offshore vers les installations de stockage à terre. Les pipelines offshore sont généralement installés au fond de l'océan et sont conçus pour résister aux conditions environnementales extrêmes.

3. **Pipeline de transport de gaz naturel liquéfié (GNL)** : Il est utilisé pour transporter du GNL sur de longues distances. Le GNL est stocké à des températures très basses (-162°C) pour le rendre liquide, ce qui facilite son transport. Les pipelines de GNL sont isolés thermiquement pour maintenir le gaz à une température basse pendant le transport.
4. **Pipeline de transport de pétrole brut** : Il est utilisé pour transporter du pétrole brut des champs de production vers les raffineries. Les pipelines de transport de pétrole brut sont conçus pour résister aux pressions élevées et aux corrosions causées par le pétrole brut.
5. **Pipeline de transport de produits pétroliers raffinés** : Il est utilisé pour transporter des produits pétroliers raffinés tels que l'essence, le diesel, le kérosène, etc. Les pipelines de transport de produits pétroliers raffinés sont conçus pour résister à la corrosion causée par les produits pétroliers et pour maintenir les produits pétroliers à des températures spécifiques.

Tableau 1 : Evolution des conditions de transport des gazoducs [HUL 97]

Année	Pression (bar)	Diamètre (mm)	Capacité annuelle (10*6 m3)	Perte de charge après 600 m (%)
1910	2	400	80	49
1930	20	500	650	31
1965	66	900	830	14
1980	80	1420	2600	11
2000	120	1620	52000	8

1.3 Les types de tubes utilisés dans l'hydrocarbure

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

1.3.1 Les tubes sans soudure :

La fabrication d'un tube en acier sans soudure peut être réalisée en utilisant plusieurs techniques de production. L'une des méthodes les plus courantes est la méthode de laminage à chaud.

Dans cette méthode, un lingot d'acier est chauffé à une température élevée, puis il est passé à travers une série de rouleaux pour former un tube creux. Le tube est ensuite étiré pour atteindre la taille et la forme souhaitées.

Une autre méthode est la méthode de lamination à froid. Dans cette méthode, un lingot d'acier est également chauffé, mais il est ensuite refroidi rapidement pour le durcir. Ensuite, le lingot est passé à travers une série de rouleaux pour former un tube creux.

Une troisième méthode est la méthode de la coulée continue. Dans cette méthode, de l'acier fondu est versé dans un moule continu, qui forme un tube creux. Le tube est ensuite refroidi et coupé à la longueur souhaitée.



Figure 2 PIPELINES SANS SOUDURE

1.3.2 Les tubes soudés en spirale :

Les tubes soudés en spirale, également appelés tubes soudés hélicoïdalement, sont des tubes cylindriques fabriqués en enroulant une bande d'acier en spirale et en soudant les bords longitudinaux ensemble.

Ce type de tube est couramment utilisé dans les industries pétrolière et gazière, ainsi que dans la construction de pipelines pour le transport de fluides et de gaz. Les tubes soudés en spirale ont l'avantage d'être moins coûteux que les tubes sans soudure, et ils peuvent être produits dans des diamètres plus grands et des longueurs plus longues.

Cependant, il convient de noter que les tubes soudés en spirale peuvent avoir des défauts de soudure et peuvent être plus sujets à la corrosion que les tubes sans soudure. Par conséquent, il est important de s'assurer que le matériau et la technique de soudage utilisés sont adaptés à l'application spécifique pour laquelle les tubes sont destinés.



Figure 3 tube soudé en spirale

1.3.3 Les tubes soudés longitudinalement :

Les tubes en acier soudés longitudinalement sont des tubes cylindriques en acier qui sont fabriqués à partir d'une bande d'acier qui est formée en une longueur de tube et soudée longitudinalement. La technique de soudage utilisée est généralement le soudage à l'arc électrique avec ou sans gaz de protection.

Les tubes de grand diamètre sont fabriqués selon le procédé "UOE" : Le procédé comporte trois étapes principales : formage, soudage et expansion et calibrage. De plus, la première étape est divisée en trois sous étapes : craquage, formage en U et formage en O

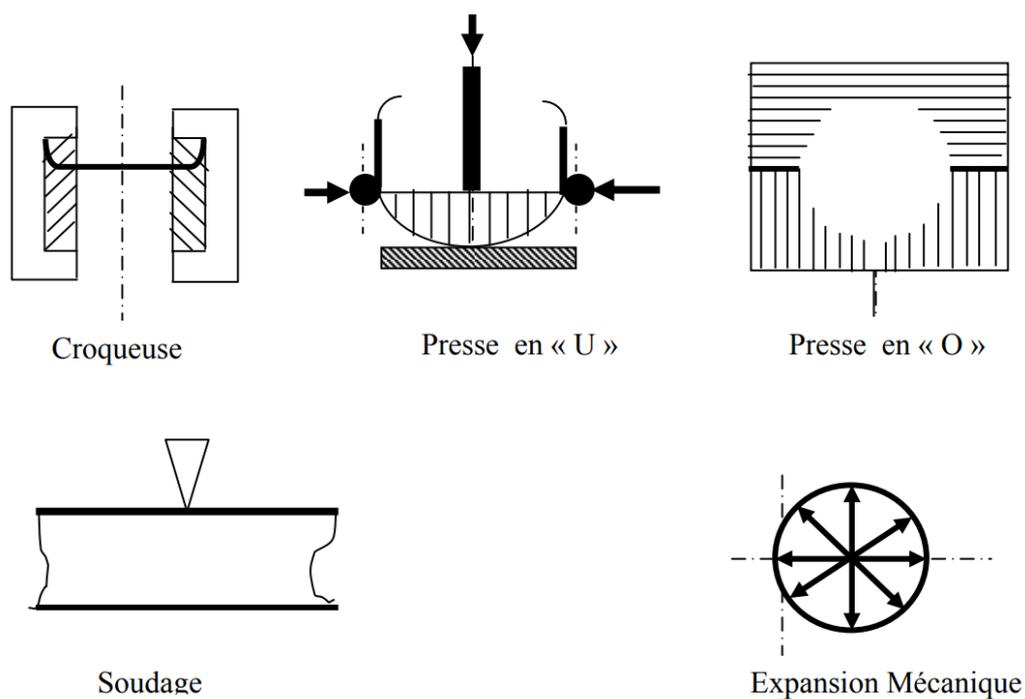


Figure 4: Les étapes de fabrication de tubes soudés longitudinalement

Ces tubes sont couramment utilisés dans les industries du pétrole et du gaz pour le transport de fluides tels que le pétrole brut, le gaz naturel et les produits pétrochimiques. Ils sont également utilisés pour la construction de pipelines terrestres et maritimes, de raffineries .



Figure 5 Tube soudé longitudinalement

Les avantages des tubes en acier pour hydrocarbures soudés longitudinalement sont leur résistance à la corrosion, leur capacité à supporter des pressions élevées et leur durabilité dans des environnements difficiles. Ces tubes peuvent également être produits dans une large gamme de diamètres et d'épaisseurs de paroi pour répondre aux besoins spécifiques de chaque application.

Cependant, il est important de noter que les tubes en acier pour hydrocarbures soudés longitudinalement peuvent avoir des défauts de soudure et peuvent être plus sujets à la Corrosion que les tubes sans soudure.

Par conséquent, il est essentiel de suivre les normes et les pratiques de soudage appropriées pour minimiser les risques de défauts et d'usure prématurée.

CHAPITRE DEUX :
Présentation d'ALFAPIPE

II.1 Présentation du complexe :

Le **complexe sidérurgique d'El Hadjar** est un complexe sidérurgique algérien situé sur la commune de Sidi Amar dans la wilaya d'Annaba. Fleuron de l'industrie sidérurgique algérienne des années 1970, ce complexe a contribué à l'essor du potentiel industriel algérien à l'échelle de la wilaya d'Annaba mais également du pays.



Figure 6 Emplacement du complexe par satellite

Ce complexe industriel unique en Afrique assure toutes les étapes de la production de fonte et d'acier.

Le complexe d'El Hadjar emploie 5 114 personnes en 2019. En outre, il jouit d'une très bonne intégration aux réseaux ferroviaire et routier en plus de disposer de ses propres structures maritimes³.

En 2018, le complexe sidérurgie a produit un total de 700 000 tonnes d'acier⁴. Le complexe est géré par la société Sider El Hadjar La Société nationale de sidérurgie (SNS) a été créé le 3 septembre 1964, chargée de la construction du Complexe sidérurgique d'El Hadjar qui a été inauguré le 19 juin 1969⁵.

Le 15 mai 1972, l'aciérie et le laminoir à chaud du complexe sont inaugurés par le président Houari Boumediene, en présence du premier ministre cubain Fidel Castro, qui est en visite officielle en Algérie⁶.

Le 18 octobre 2001, le groupe indien Ispat ancêtre d'ArcelorMittal rachète 70% du capital du complexe d'El Hadjar⁷.

À partir de 2009, le haut fourneau n°1 reste inexploité jusqu'à son démantèlement en 2020⁸.

En août 2016, le holding public algérien Imetal reprend les 49% de parts d'ArcelorMittal qu'il détenait dans le capital du complexe. La résiliation de l'accord avec ArcelorMittal intervient à la suite du recul des niveaux de production annuelle à 300 000 tonnes d'acier

Du 5 septembre au 15 octobre 2017, le haut fourneau n°2 est arrêté à la suite de difficultés d'approvisionnement en eau¹⁰. En janvier 2018, des difficultés d'approvisionnement en coke ralentissent temporairement la production du haut-fourneau n°2¹¹. En 2019, la société Sider El Hadjadj procède à plusieurs arrêts du haut-fourneau à la suite de problèmes d'approvisionnement en fer brut¹²; elle a subi ensuite un arrêt du haut-fourneau n° 2 en octobre, conséquence d'un approvisionnement en coke de mauvaise qualité¹³. Début 2020, le haut-fourneau n° 2 est à l'arrêt pour des raisons techniques¹⁴, puis le complexe subit un arrêt temporaire à la suite de la propagation de la pandémie de Covid-19 en Algérie

Sider El Hadjar, est l'une des plus grandes entreprises sidérurgiques d'Algérie. Voici un bref historique de l'entreprise :

- 1968 : L'usine sidérurgique El Hadjar est construite dans la ville d'Annaba, à l'est de l'Algérie. La construction de l'usine a été réalisée en partenariat avec la société soviétique Tyazhpromexport.
- 1975 : L'usine sidérurgique El Hadjar est nationalisée et devient une entreprise publique.
- 1980 : L'usine subit des travaux d'agrandissement pour augmenter sa capacité de production.

- 1990 : L'entreprise est restructurée pour devenir une Société par Actions (SPA) et se lance dans la production de nouveaux produits tels que les tubes et les profilés.
- 1995 : La capacité de production de l'usine est augmentée à 1,2 million de tonnes d'acier par an.
- 2001 : L'entreprise subit une importante restructuration pour améliorer son efficacité et sa compétitivité.
- 2006 : Sider El Hadjar est privatisé et vendu à un consortium composé de plusieurs entreprises algériennes et étrangères.
- 2013 : L'entreprise connaît des difficultés financières et est mise sous tutelle de l'Etat algérien.
- 2014 : Sider El Hadjar est relancé avec l'injection de nouveaux fonds et la mise en place d'un plan de restructuration pour améliorer la rentabilité de l'entreprise.
- 2018 : L'usine subit une importante modernisation avec l'installation d'équipements de pointe pour améliorer la qualité de la production et réduire les coûts.

Aujourd'hui, Sider El Hadjar est l'une des principales entreprises sidérurgiques d'Algérie et joue un rôle important dans l'économie du pays en fournissant de l'acier pour les industries de la construction et de l'automobile.

II.2 Présentation de L'unité ALFA PIPE :

Mon stage a été fait au sein de l'entreprise de production des tubes soudés en spirale ALFA PIPE. Ce stage a été l'opportunité pour moi d'apprendre des nouveaux secteurs. L'objectif principal était de me former, durant cette période, à ce métier. Au-delà des connaissances techniques que j'ai pu acquérir et des compétences que j'ai développées, cette expérience m'a réellement permis de comprendre la réalité du monde de l'entreprise.

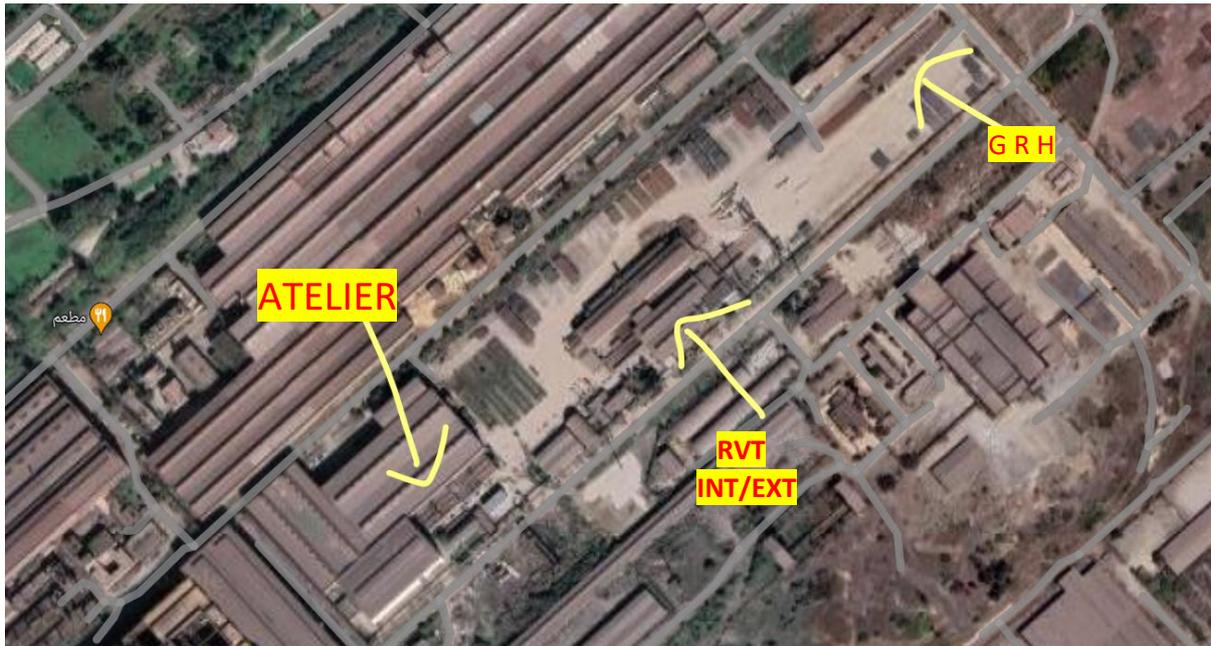


Figure 7 siège de ALFA PIPE par satellite

II.2.1 Présentation de l'entreprise

L'année 1980 marque dans l'histoire du complexe des grandes réalisations. Après avoir passé la dure Phase de l'implantation de la sidérurgie en Algérie, le complexe est dans sa phase finale. Extension de la capacité de production de 400 000T/an à 2 000 000T/an C'est une année qui marque l'une des périodes où le souci majeur des responsables a été la maîtrise de la technologie et le début d'une autre où l'objectif n'est l'amélioration de la qualité et l'augmentation de la production.

Algérienne ALFAPIPE de fabrication de tube soudé en spirale Ex Tuberie spirale ALFATUS: La tuberie spirale est un atelier qui transforme à froid des bobines de tôles en tubes soudés en spirale.

Cette unité a été créée en 1997 et inauguré le 19 juin 1969 par le président «HOUARI BOUMEDIENE» Elle a une superficie de 98000 m² dont 18000 m² couverte. Elle emploie 474 agents et fabrique des tubes de différentes dimensions (16pousses à 48 pousses) c'est-à-dire (406mm à 122mm) L'acier utilisé est de haute caractéristique mécanique X60, suivant le plan d'implantation,

Elle est composée de quatre halles couvrant une superficie de 180.00 m² d'un bâtiment administratif et d'une sous station électrique d'une puissance totale installée de 3800 KVA. 1-

1 Halle des stockages des bobines : La halle de stockage des bobines est desservie par voies ferrières, et par un pont roulant de 44 tonnes.il permet de stocker 1500 tonnes de bobines soit la consommation d'un mois et demis de production..

2 Halle des machines à souder La halle des machines à souder est desservie par voies ferrières, et par un pont roulant de 44 tonnes.Il abrite les quatre machines à souder en spirale, la machine de préparation bobine et la machine de régénération flux

3 Les deux haltes de parachèvements des bobines : Les deux halles de parachèvement des tubes sont disposées perpendiculairement aux deux halles précédentes. Elles sont desservies chacune par un pont de 7,5 tonnes de 34,80 mètres de portée,

Dans la figure précédente 5 on voie :

Le bâtiment de gestion des ressources humaine

- Le bâtiment de revêtement extérieur au polyéthylène construit en 1993-1995, d'une superficie de 2940m²
- Le bâtiment de revêtement intérieur à l'époxy, construit en 1973-1975, d'une superficie de 4480m² .
- La tuberie spirale est composée de 04 halls couvrant une superficie d'environ 18 000m² , d'un bâtiment administratif et d'une sous-station électrique de 15 kV/380V (3 transformateurs de 1600kVA et 2 transformateurs d'éclairage)

II.2.2 Lieu stratégique

L'entreprise occupe un lieu très stratégique car elle est située proche du port d'Annaba pour se fournir des bobines comme matières premières aussi les outils de soudure .

La facilité de l'exportation car elle est proche du port et aussi du chemin de fer de Annaba .

II.2.3 Produits de l'entreprise :

Généralement alfa pipe fabrique que des tubes et leurs longueur est entre 8 et 12 mètres selon le client.

Ce tableau suivant explique les dimension des tubes ainsi que leurs épaisseurs et le temps de fabrication

Tableau 2 produit de l'entreprise

Diamètre (P)	Epaisseur (mm)	Largeur(mm)	Temp de production(m / h)
16	5	800	57
24	7.5	1200	47
30	9	1500	42
36	11	1800	34
42	12	1800	24
48	15	1800	14



Figure 8 tube produit par ALFA PIPE

II.3 Processus de fabrication :

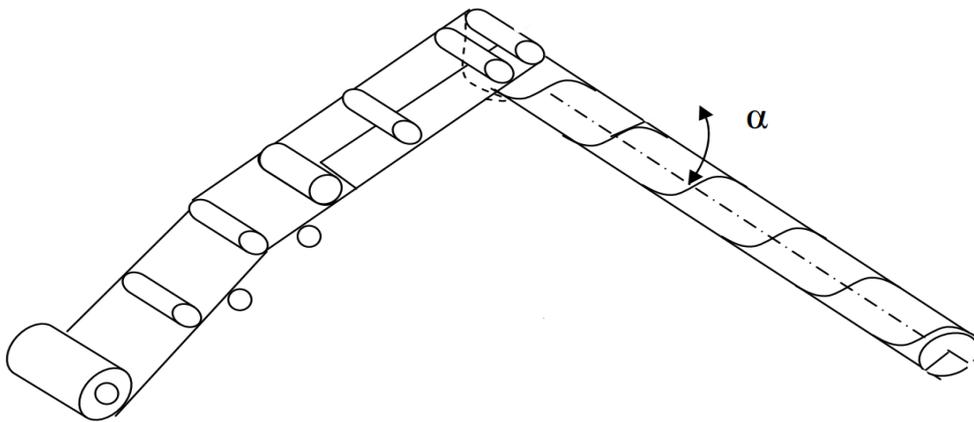


Figure 9 Schéma de production

$$\sin \alpha = \frac{B}{D \cdot \pi}$$

II.3.1 Basculeur des bobines

Les bobines de tôle arrivant à axe vertical sont mises à axe horizontal.



Figure 10 Bobine comme matière première

Les machines de l'unité peuvent traiter des aciers laminés à chaud à très hautes limites d'élasticité dans les nuances X60 à X70. Les bobines utilisées pour la fabrication des tubes spirales sont livrées brutes, ces approvisionnements proviennent principalement de l'Allemagne, du Japon, du Russie ou de LAC SIDER. Les bobines utilisées peuvent avoir une épaisseur variant de 5 à 15 mm, une largeur de 600 à 1870 mm, un poids compris entre 29 et 36 tonnes, la production actuelle est de l'ordre de 130 000 tonnes/ans.

II.3.1 Machine de préparation des bobines :



Figure 11 Machine de préparation de bobines

Cette machine est alimentée en bobines à axe horizontal par le pont roulant La bobine ainsi placée est déroulée sur une certaine longueur pour subir plusieurs opérations :

- . Le début de bobine est coupé d'équerre suivant l'axe de la bande, et il est soumis à un contrôle dimensionnel (épaisseur, largeur. etc.) .
- Un contrôle ultra-sonique pour détecter les éventuels défauts internes. .
- Un contrôle visuel (empreints, crique ...etc.) .

Si le début de bande ne présente pas de défaut on considère que la bobine est apte à l'utilisation, dans le cas ou le début de la bobine présente des défauts la bobine est refusée.

II.3.2 Machines à souder :

La tuberie spirale dispose de quatre (04) machines à souder, qui permettent la réalisation de plusieurs opérations pour la fabrication du tube.

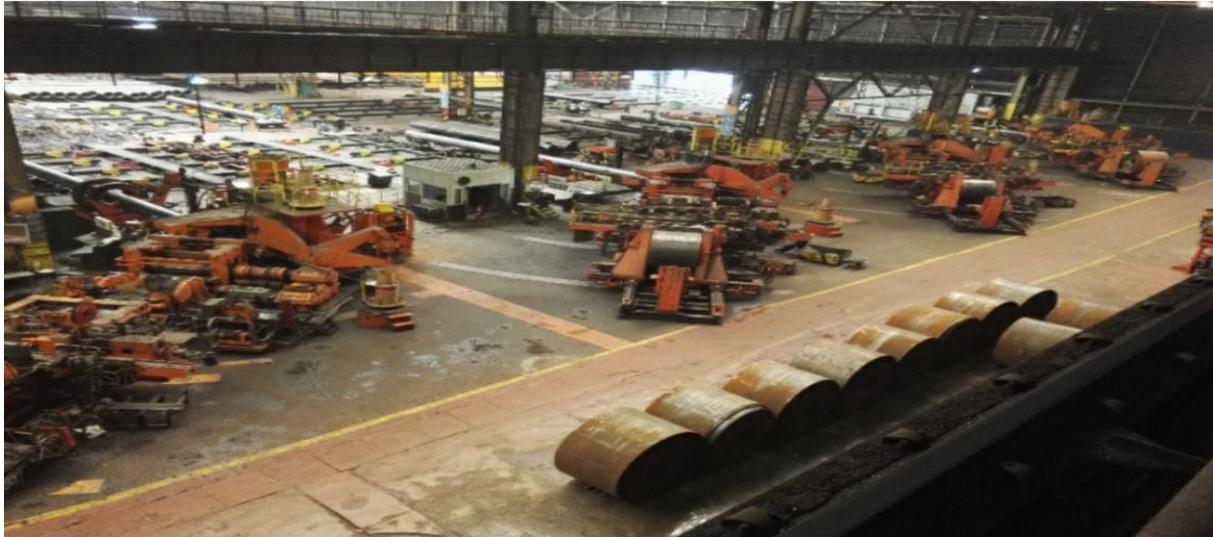


Figure 11 ATELIER ALFA PIPE

a) Le rabotage

C'est une opération qui consiste à oxycouper la fine bande sur la machine et de raccorder le bout de la précédente bobine à la nouvelle par un soudage automatique sous flux. La durée de l'opération est environ 30 minutes et nécessite l'arrêt de la production.



Figure 112 Brosse métallique

b) Le guidage :

Quatre (04) galets de guidage à commande hydraulique permettent un réglage rapide de la bande en cas de dérives dues aux variations de largeur de la bande.



Figure 113 galets de guidage

c) Dressage de bande :

Un train de rouleaux dresseurs assurent une parfaite planéité et contribuent au guidage de la bande



Figure 14 ROULEAUX

d) Cisailage :

Des cisailles de rive permettent la mise en largeur définitive de la bande. Les chutes ainsi obtenues par cisailage sont coupées par simple rotation de deux tourteaux hacheurs équipés de plusieurs couteaux en acier.

*Figure 15 cisailles**e) Formage de la bande :*

La bande est entraînée par deux rouleaux cylindriques elle subit un préformage par des galets cambreurs, des bras de guidage avec plaque d'usure en téflon maintiennent la bande Celle ci est introduite dans la cage de formage, constituée de plusieurs trains de galets, ajustés suivant le diamètre à réaliser. La bande ainsi formée, est soudée intérieurement, puis une demie spire après extérieurement.

*Figure 16 Process de soudage*

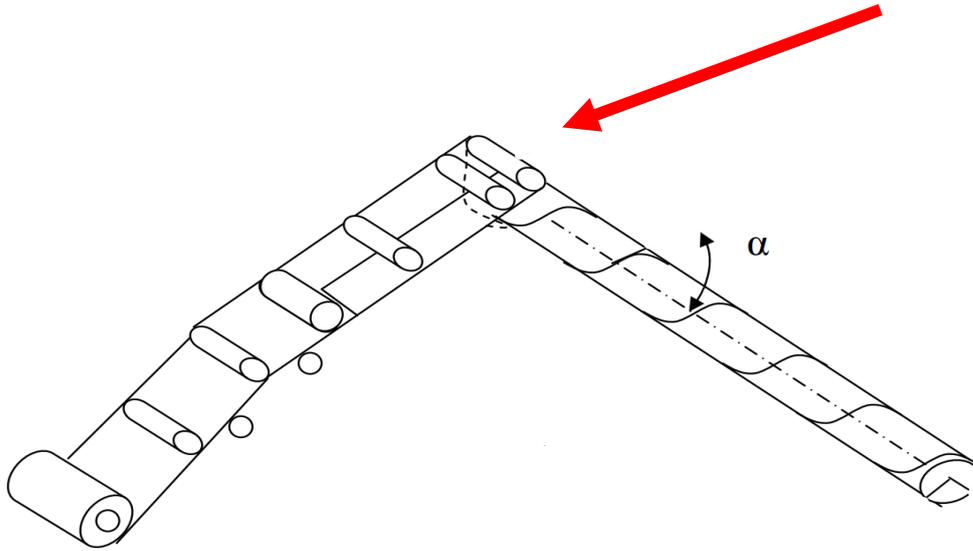


Figure 117 schéma de production

II.4 Zone visuelle :

Au niveau de ce stand, les opérations suivantes sont réalisées:

- Contrôle de l'aspect visuel de la tôle et du cordon de soudure.
- Contrôle dimensionnel (longueur, diamètre, épaisseur).
- Élimination par moulage de certains types de défauts.

Transcription de ces informations sur la carte suiveuse du tube (Signalisation des opérations réaliser sur le tube).

II.5 Tronçonneuse des tubes: (l'oxycoupage)

Cette machine est utilisée pour l'oxycoupage des tubes suivant les instructions du contrôle visuel et figurant sur la carte suiveuse de tube.



Figure 18 oxycoupage

II.6 Nettoyage tube :

Le tube ainsi mis en longueur est nettoyé sur une machine qui le débarrasse de tous les déchets (flux, laitier, ... etc.).



Figure 19 nettoyeur

II.7 Zone de réparation :

Equipée de deux postes de soudage manuel pour réaliser toutes les réparations de défauts préjudiciables de la soudure, signalés en amont par le contrôle visuel.

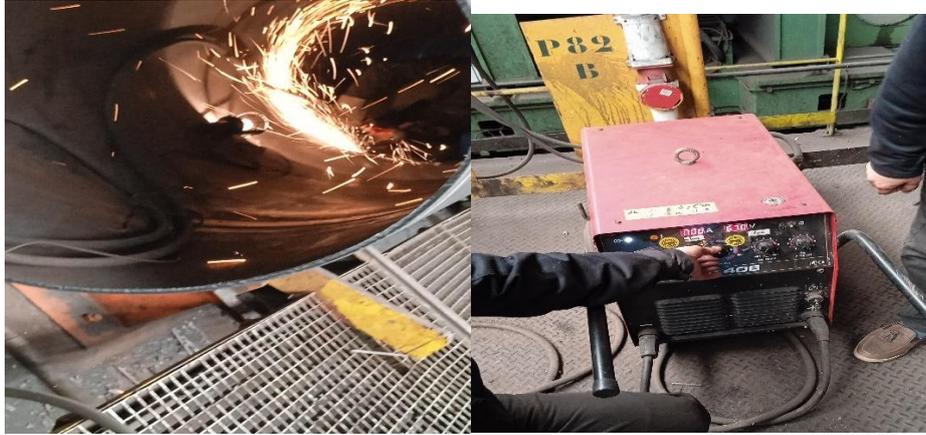


Figure 20



Figure 21

II.8 Chanfreineuse des tubes:

Pour permettre l'opération de soudage manuel en chantier de pause, de tube est chanfreiné sur cette installation suivant les normes de travail. L'angle obtenu est en général de 30° à 35° avec un talon de 1,5 mm.



Figure 22 CHANFRAINEUSE

II.9 Essais hydrostatiques :

Cette installation sert à éprouver les tubes à pression équivalente à 90% du taux de travail de l'acier utilisé. Cette opération a pour but de vérifier d'une part l'étanchéité du tube, et d'autre part le comportement du tube lors de la montée en pression (résistance de la tôle et du cordon de soudure).



Figure 23 ; Essais hydrostatique

II.10.1 Les contrôles effectués sur les tubes :

II.10.1.1 Les contrôles non destructifs :

II.10.1.1.1 Contrôles visuels :

L'examen visuel est le plus simple et le premier des contrôles devant être mise en œuvre. Il permet de déceler les défauts de formes aux autres défauts débouchant en surface des joints soudés. Les défauts cités ci-après relèvent du contrôle visuel : Les manques d'épaisseurs ou effondrements, les caniveaux internes ou externes, les morsures, les défauts plans débouchant en surface, les soufflures et inclusions débouchant en surface, les rochages.

II.10.1.1.2 Contrôle ultrason automatique :

Le cordon de soudure est contrôlé à 100 % par une installation électronique émission d'ultrason à l'aide de deux palpeurs à angle situés de part et d'autre part du cordon de soudure.

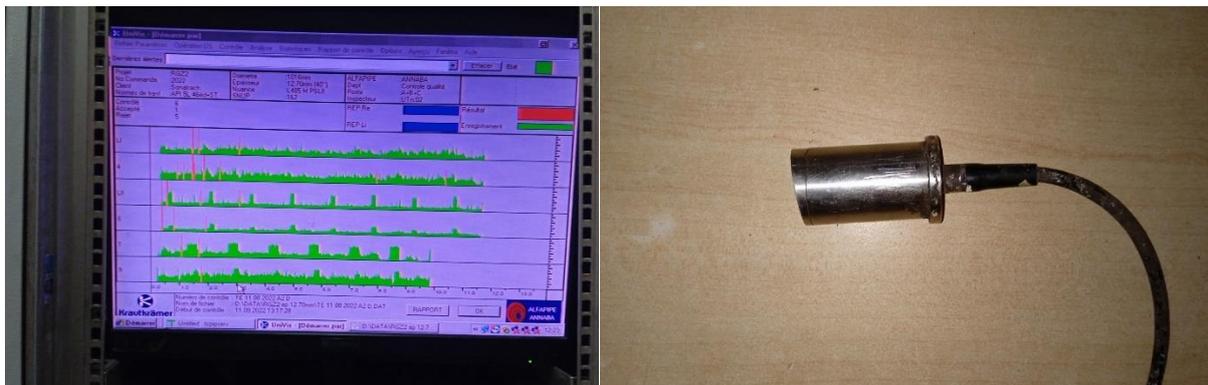


Figure 24: résultat du test ultrasonique

La tôle est également contrôlée à 100 % par un palpeur plan en un mouvement de translation entre les deux spires. Le tube formé est contrôlé et oxycoupé à la longueur voulue par un chariot oxycoupage prévu à cet effet.

II.10.1.1.3 Contrôle radiographique et radioscopique :

Chaque défaut de soudage repéré à l'ultrason automatique sur la machine à souder, fait l'objet d'une première radiographie au rayon X.

Un second appareillage, de radiographie, identique au précédent est spécialisé dans la prise de radiographie des soudures d'extrémités. La radioscopie utilise un écran fluorescent visualisant les défauts, mais la radiographie, elle utilise des films radiographiques. Ces installations sont isolées par un écran en plomb, permettant la protection des personnels contre les rayons X...

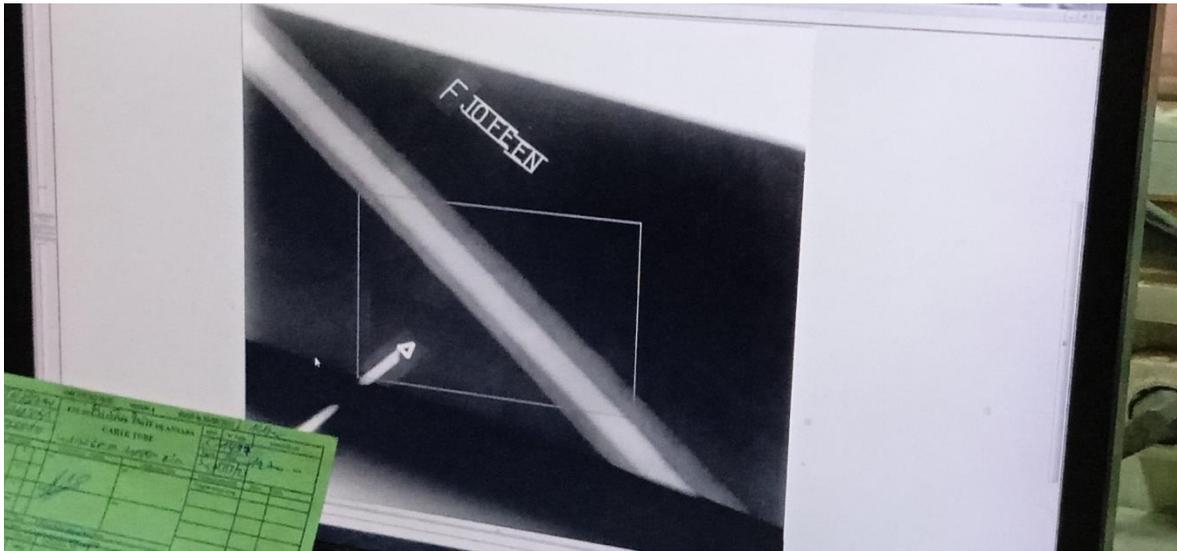


Figure 25 RESULTAT RADIOGRAPHIQUE

II.10.1.2. Les contrôles destructifs :

II.10.1.2.1 Prélèvement des échantillons :

Les échantillons pour les essais destructifs sont prélevés d'un anneau du tube obturé à l'une des extrémités, désigné pour le test. La paire de plaques (métal de base, métal de base soudé) sont prélevés transversalement à l'axe du tube.

II.10.1.2.2 Analyses chimiques :

Le contrôle de la composition chimique se fait sur le métal de base. Les résultats d'analyses sont comparés avec celle du fournisseur et les exigences du client, ce qui permet de définir les premiers critères d'acceptation du produit en composition chimique et en carbone équivalent (spectromètre à étincelle).

II.10.1.2.3 L'essai de traction :

L'essai de traction d'une éprouvette de métal est une méthode courante pour mesurer la résistance et la ductilité du métal. L'essai implique de soumettre une éprouvette de forme standardisée à une force de traction croissante jusqu'à ce qu'elle se rompe. Les résultats de l'essai fournissent des informations sur la résistance à la traction du métal, la limite d'élasticité, la déformation et la rupture. L'essai de traction est largement utilisé dans l'industrie métallurgique pour évaluer la qualité et les propriétés mécaniques des matériaux.

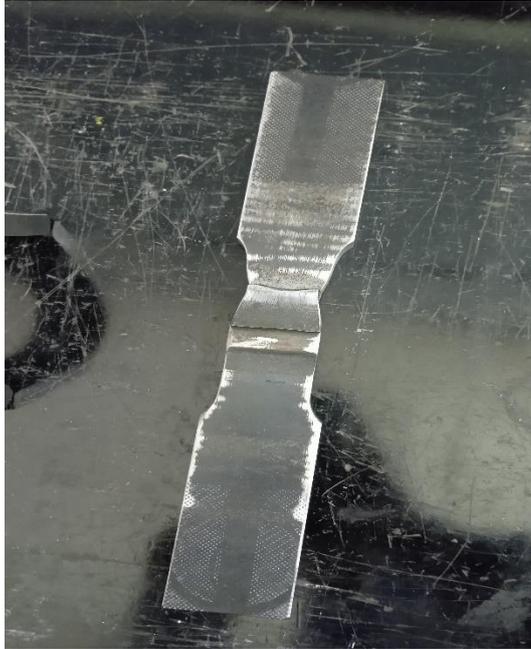


Figure 26 machine a traction



Figure 27 éprouvette

II.10.1.2.4 Essai de pliage :

Deux essais de pliage en droit et en vers sont réalisés afin de rechercher toutes les imperfections de tension dans la soudure ou prouver sa bonne qualité. Après ces essais, le cordon de soudure est soumis à un contrôle visuel pour la détection d'éventuels défauts débouchant à la surface.



Figure 28 PLIAGE ET éprouvette plié

II.10.1.2.5 L'essai de résilience :

Est un essai mécanique qui permet de mesurer la capacité d'un matériau à absorber l'énergie avant de se rompre ou de subir une déformation permanente. Cet essai est couramment utilisé pour mesurer la ténacité d'un matériau, c'est-à-dire sa capacité à résister à une rupture sous l'effet d'un choc ou d'un impact.

II.10.1.2.6 Essai de macro dureté :

La pratique de macro dureté nécessite la préparation des éprouvettes par des polissages par meulage à l'eau à l'aide de papiers abrasifs à indice de granulation croissante jusqu'à 600

II.11 Le revêtement

Après les derniers contrôles si le tube est conforme et ne contient aucun défaut il sera donc déplacé dans la zone de stockage avant d'être revêtu

Premièrement le tube sera revêtu intérieurement :

II.11.1 Le revêtement intérieur :

Pour garantir une meilleure protection du tube . Il faut une couverture résistante à la corrosion et aux traitements chimiques des gazes et des hydrocarbures transportés .

Premièrement le tube subit un **chauffage** pour le **séchage** de l'humidité après il sera nettoyé par une pression d'air au but d'éliminer les déchets

Suite à ses étapes une machine nommée grenailleuse prend la tâche de bombarder le tube à l'intérieur avec des particules de fer ou de plomb en créant des empreintes pour garantir que la peinture se colle au mur du tube



Figure 29 grenaille

Dernièrement quand le tube est prêt, c'est le tour de la machine a peinture qui entre dans le tube et recule en injectant de la peinture mélangée avec un adhésif , en même temps le tube tourne pour infecter toute la surface intérieur .



Figure 30 procès de peinture

II.11.2 Revêtement extérieur :

Comme dans le revêtement intérieur il faut un préchauffage au but du séchage du tube , après le procès démarre

Ce revêtement est effectué en polyéthylène en tri-couches.

Le revêtement est constitué de :

- 1 : Une couche de résine d'époxy
- 2 : Une deuxième couche d'adhésif destiné à assurer la cohésion polyéthylène.
- 3 : Une couche de polyéthylène.

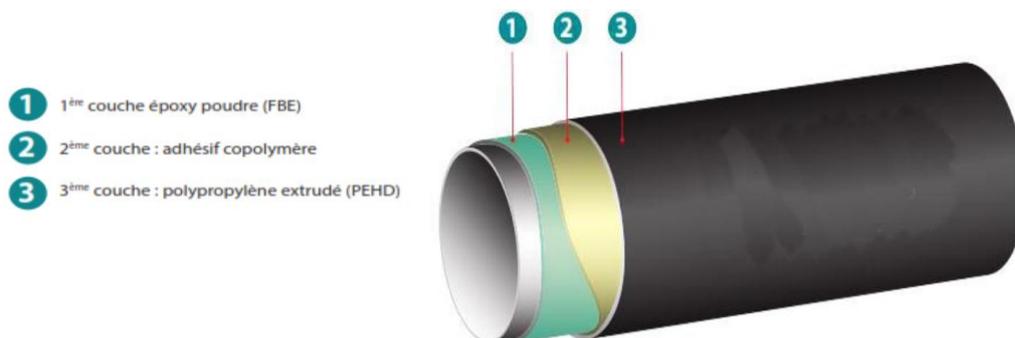


Figure 31 Schéma du revêtement

CHAPITRE TROIS : Les modes de dégradation

INTRODUCTION :

Le transport d'hydrocarbures est capital pour l'approvisionnement en énergie dans le monde entier. Les pipelines sont un moyen de transport essentiel pour les hydrocarbures, tels que le pétrole brut et le gaz naturel, sur de longues distances.

Cependant, les pipelines peuvent subir différents modes de dégradation, ce qui peut compromettre leur sécurité et leur fiabilité. La corrosion, l'érosion, la fatigue et les fuites sont les principaux modes de dégradation des pipelines. Pour éviter ces problèmes, il est essentiel de mettre en place des programmes de maintenance et de surveillance régulière pour détecter les défauts et prévenir les défaillances. Cela garantira la sécurité du personnel, la protection de l'environnement et la fiabilité du transport d'hydrocarbures.

Dans cette optique, les industries du pétrole et du gaz continuent d'investir dans des technologies et des pratiques de pointe pour améliorer la sécurité et la fiabilité des pipelines.

Dans ce chapitre on va étudier les modes de dégradation des pipelines ainsi que les mécanismes de dégradation.

III Les modes de dégradation :

Le transport des hydrocarbures par pipelines est largement considéré comme Bien que le réseau de canalisations soit strictement géré, le transport est garanti. L'identification des pannes a généralement lieu la veille du travail. Assurer la sécurité et la disponibilité du réseau de transmission dans un domaine spécifique est crucial pour éviter toute perturbation. La réussite économique nécessite l'utilisation de produits pétroliers. Le nombre croissant d'accidents, allant de mineurs à graves, causés principalement par la corrosion, a un impact significatif sur l'économie mondiale et l'environnement. Le transport des hydrocarbures devient un enjeu de plus en plus préoccupant. Cela est particulièrement vrai dans les cas les plus courants. Concernant les événements qui découlent d'imperfections résultant de l'évolution des matériaux.

L'une des conditions suivantes peut s'appliquer : fabrication, assemblage, réparation ou fonctionnement. ou des conditions d'exploitations des tubes et qui ont conduit à la naissance et à la propagation des fissures superficielles ou traversantes suivies de fuites.

On trouve six catégories principales de causes des ennuis :

- Défauts dans le processus de construction.
- Matériaux de qualité inférieure ou dysfonctionnements mécaniques.
- En ce qui concerne les risques naturels, cela inclut tout mouvement de terrain.
- Corrosion, qu'elle soit de l'intérieur ou de l'extérieur du matériau.
- Agression externe ou activité tierce.
- Erreurs commises lors des opérations.

III.2 Mécanismes de dégradation et modes de défaillance

Les modes de défaillance des composants peuvent être classés en deux catégories principales : la première dépend de la tenue instantanée (charge extrême) et la deuxième résulte de l'effet du temps (dégradation). La tenue instantanée représente la capacité du composant à résister aux actions de l'environnement extérieur à un instant donné. Dans cette catégorie, on peut citer la plastification, de dépassement de la contrainte ultime, la fissuration sous charge statique non alternée, etc.

L'effet du temps lui-même peut se diviser en deux sous-groupes, selon l'origine de la dégradation qui peuvent être externe (i.e. mécanique, thermique, électrique,...), telles que fatigue, le cyclage thermique, l'ionisation, etc., ou interne (i.e. physico-chimique), telles que la corrosion, l'oxydation, etc.

III.2.1 Modes de défaillance :

Sous l'effet de la sollicitation mécanique, différents types de modes de défaillance apparaissent dans les structures. Ces modes peuvent être classés comme suit :

1 Défaillance métallurgique :

Elle résulte de l'oxydation ou de la corrosion extrême. Les conditions environnementales telles que la chaleur, les radiations, l'érosion et la nature corrosive du milieu accélèrent l'occurrence de ce type de défaillance.

2 Défaillance par plastification :

Sous l'effort axial pur, la plastification a lieu lorsque la limite d'élasticité du matériau est atteinte. Il en résulte des déformations permanentes dans le composant.

3 Défaillance par contrainte ultime :

Elle a lieu pour les éléments tendus ou comprimés lorsque la contrainte à la rupture est atteinte par le chargement.

4 Défaillance par flexion :

Ce mode est souvent conditionné par la rupture des fibres tendues, surtout pour les matériaux fragiles.

5 Instabilité :

Ce type de défaillance concerne les éléments comprimés, tels que les bielles et les poteaux, surtout en présence d'un élancement important. L'instabilité peut être également due à la torsion ou à flexion combinée. Ce type de défaillance est souvent catastrophique.

6 Défaillance par cisaillement :

Dans ce cas, la défaillance par contrainte ultime ou par plastification se manifeste lorsque la contrainte de cisaillement dépasse la résistance du matériau, sous l'action des efforts tranchants ou de torsion.

Généralement, ces défaillances sont orientées avec un angle de 45° par rapport aux axes principaux des contraintes.

7 Concentration de contrainte :

En présence de singularités de la géométrie, du chargement ou des conditions aux limites, des concentrations de contraintes sont générées ; ce qui favorise la défaillance du système (plastification, fissuration, fatigue...).

8 Fissuration du matériau : cette défaillance est souvent initiée par les défauts dans le matériau, dans la soudure (ou dans la brasure), par la fatigue, ou par les microfissures et les inclusions.

9 Fatigue :

Les charges répétées engendrent la défaillance par fatigue à un nombre de cycles plus ou moins important.

10 Fluage :

Les charges permanentes provoquent des déformations différées dans les matériaux ductiles, même pour de faibles niveaux de sollicitation. En développant le fluage, le matériau atteint la déformation ultime dans la courbe de comportement et donc la rupture devient inévitable. Il est à noter que le fluage est un phénomène très sensible à l'augmentation de la température.

11 Surface de contact :

C'est l'effet de la défaillance par compression et /ou frottement qui dégrade les surfaces d'appui (ou de contact). Si le chargement est répété, il y a une possibilité de fissuration par fatigue dans les zones de contact.

III.2.2 Modes De Dégradation :

La dégradation des matériaux est la perte de leurs propriétés, au cours du temps, elle est essentiellement due à l'action de l'environnement. Tous les matériaux se dégradent à une vitesse plus ou moins importante. Les réactions qui se produisent entre un matériau et son milieu sont principalement de trois types :

a) la corrosion des métaux en milieux aqueux ;

1. Corrosion : la corrosion est l'un des principaux problèmes de dégradation des pipelines. Elle peut se produire lorsque le métal est en contact avec l'eau, le sol et d'autres produits chimiques. La corrosion peut entraîner la formation de fissures, de trous et de perforations dans la paroi du pipeline, qui peuvent à leur tour provoquer des fuites ou des ruptures.

2. Erosion-corrosion : l'écoulement turbulent des liquides transportés peut provoquer une érosion de la surface interne des pipelines, qui peut à son tour accélérer le processus de corrosion.

b) l'oxydation des métaux en milieux gazeux secs, souvent à haute température ;

c) les réactions chimiques qui entraînent parfois la dégradation des matériaux.

Les types a et b sont de nature électrochimique.

Contrairement à des phénomènes tels que la corrosion, l'endommagement est une forme de dégradation qui s'explique par la création de nouvelles surfaces. On peut distinguer les différents types ci-dessous

1. Endommagement par clivage
2. Endommagement ductile par cavitation
3. Endommagement par fatigue
 - Fatigue des monocristaux ;
 - Fatigue des poly cristaux ;
 - Fatigue thermique.
4. Endommagement de corrosion sous contrainte
5. Endommagement de fluage : Les charges permanentes provoquent des déformations différées dans les matériaux ductiles, même pour de faibles niveaux de sollicitation. En développant le fluage, le matériau atteint la déformation ultime dans la courbe de comportement et donc la rupture devient inévitable. Il est à noter que le fluage est un phénomène très sensible à l'augmentation de la température

d) La déformation de forme du pipe à cause de :

- 1) les glissements des terrains (phénomène naturel)
- 2) les fortes inondations
- 3) les dégâts engendrée par les engins lors des travaux .

III.3 Arbre de défaillance du pipeline

Parfois, la classification des défaillances d'une structure s'aperçoit une phase cruciale, afin de se focaliser l'étude sur ceux qui ont un impact grave sur la fiabilité de l'ouvrage étudié. Et pour ce faire, nous avons choisi d'utiliser l'arbre de défaillance qu'est un outil très répandu afin d'aboutir à ce genre d'objectif. Dans ce qui suit une brève explication de la démarche de l'outil s'est présentée. Le lecteur pourra y trouver un rappel historique important dans une synthèse détaillée décrite par (L.Nicolaos [65]) sur les arbres de défaillances.

III.1.1 Les arbres de défaillances

Souvent appelé arbre des causes ou arbre des défauts, l'arbre de défaillance est une représentation graphique de type arbre généalogique d'une démarche analytique événementielle. Elle suit une logique déductive en partant d'un événement redouté (ER) pour repérer, séquence par séquence, l'ensemble de ses causes jusqu'aux plus élémentaires. C'est une méthode inductive comme l'AMDEC.

Lors des études de sécurité ou de fiabilité, une première phase préliminaire permet de détecter les événements non souhaités pour le système. Ils peuvent être également connus à priori ou par un retour d'expérience

L'objectif principal de cet outil est de faciliter la recherche de l'ensemble des événements élémentaires, ou combinaisons d'événements, qui conduisent à cet événement redouté.

Un second objectif consiste à représenter graphiquement les liaisons entre ces événements pour aboutir à l'événement non souhaité. Cette représentation reflète donc la logique de défaillance du système pour l'événement redouté retenu. A partir de la connaissance des scénarios qui mènent à cet événement redouté, il sera possible alors de disposer des «barrières de sécurité» pour éviter les incidents fâcheux. Enfin, à partir de la possession de ces scénarios, il sera possible d'évaluer la probabilité d'apparition de l'événement les plus élémentaires.

III.1.2 Définition des événements

- **Événement redouté** : On parle d'un événement indésirable unique et bien défini. Dans le cas de l'étude du non fonctionnement, ou du moins, du mauvais fonctionnement d'un système, il sera exprimé en terme de fiabilité ou de disponibilité. Par contre, si les effets sont catastrophiques avec, par exemple, un réel danger pour les personnes, c'est alors la sécurité qui interviendra dans l'étude, c'est l'événement «sommet» de l'arbre. Habituellement il est représenté par un rectangle.

- **Événements élémentaires** : Ce sont des événements qui correspondent au niveau le plus détaillé de l'analyse du système pour la maintenance, ils coïncident souvent avec la défaillance des composants réparables ou interchangeables .Ils sont généralement représentés par des cercles.

Lorsque leur importance est moins prépondérante dans l'étude réalisée, on les représente par un simple losange s'il n'est pas nécessaire de poursuivre le développement ou par un double losange lorsqu'une décomposition est possible.

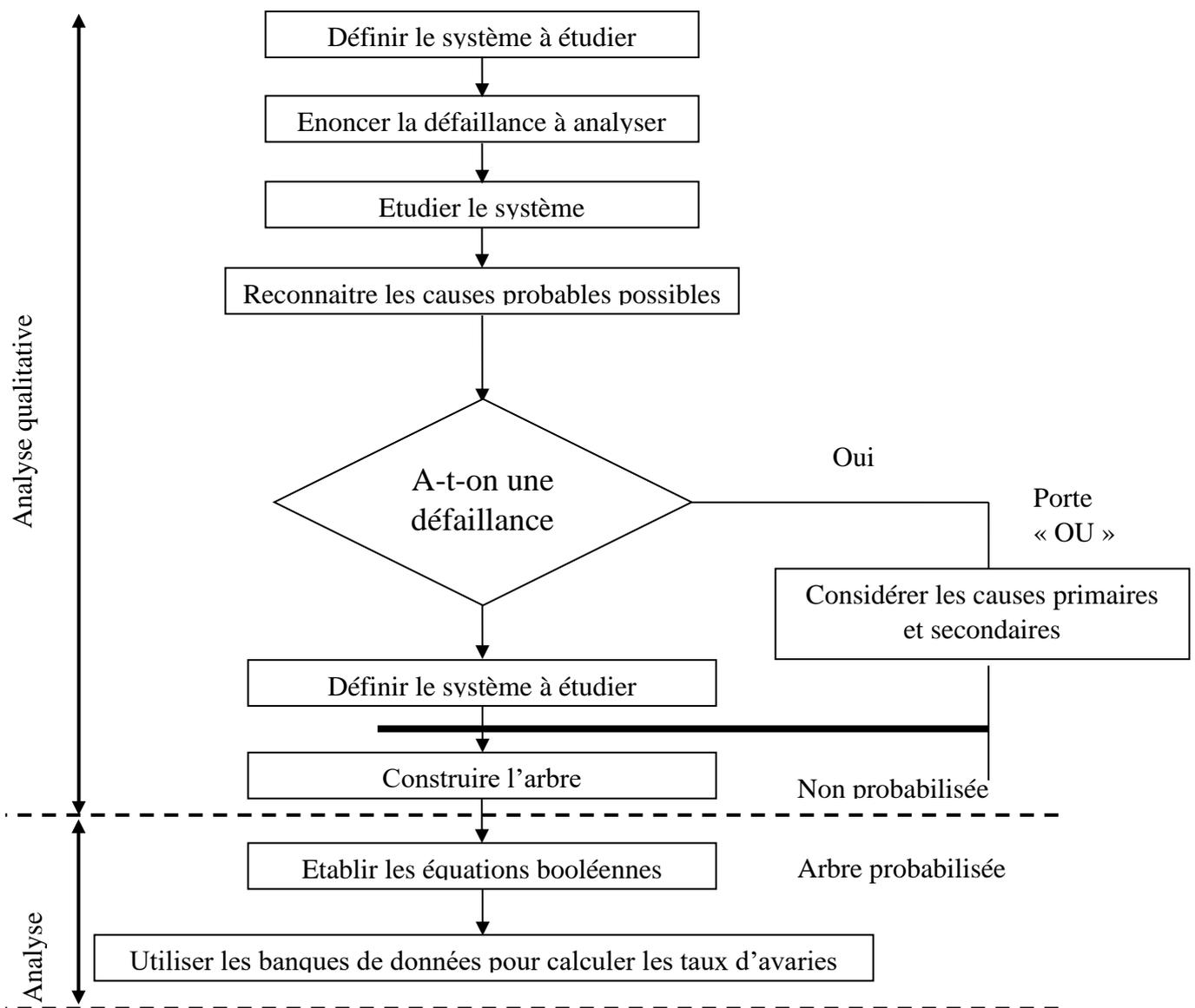
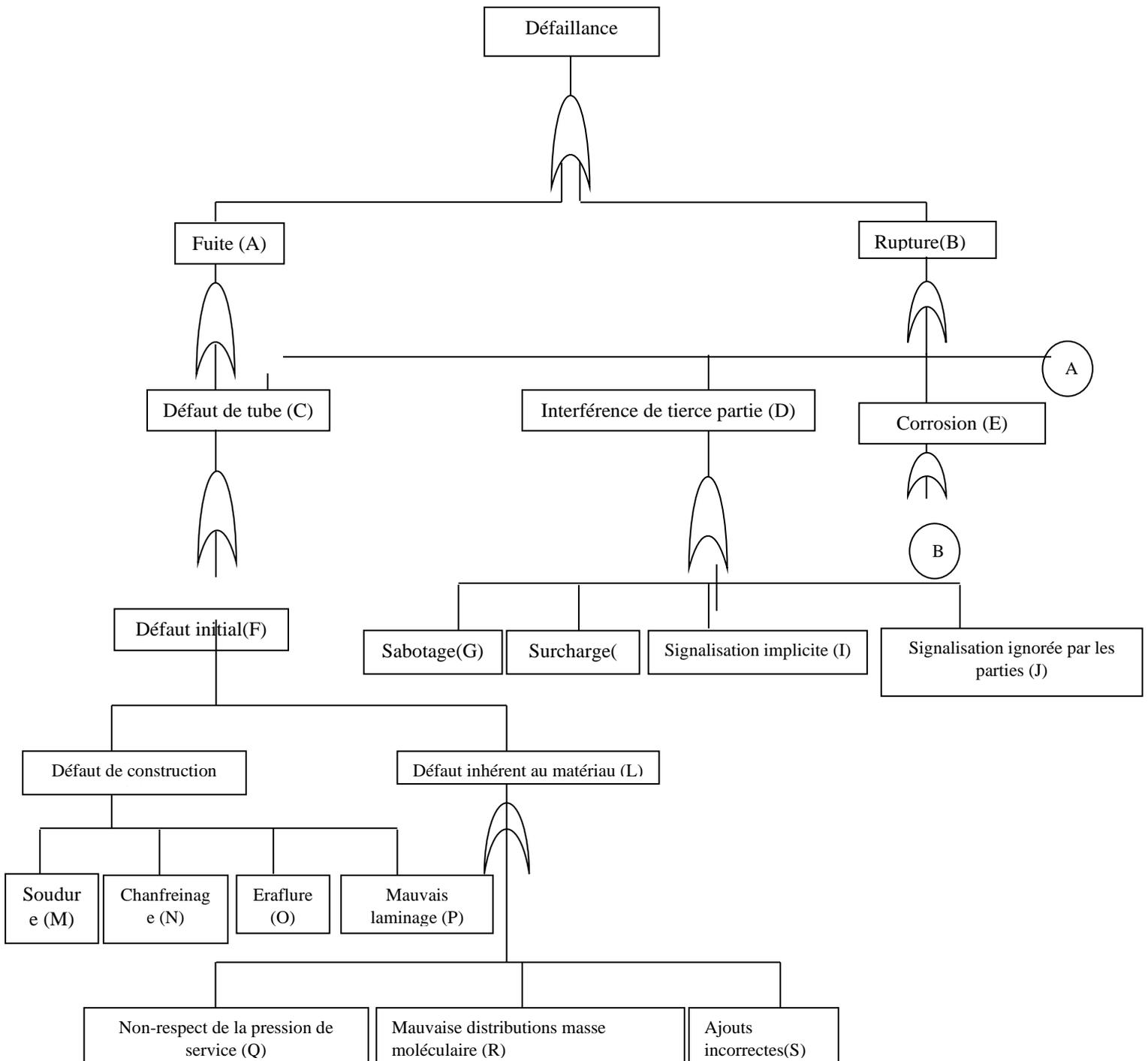


Figure 32 Démarche à suivre pour construire un arbre de défaillances

Donc, l'élaboration d'un arbre de défaillance comporte deux volets essentiels, le premier est qualitatif et un deuxième qui est quantitatif. Effectivement, nous avons analysé les différentes défaillances qui ont pratiquement une influence directe sur la fiabilité des pipelines. Et sur ce, un arbre de défaillance de ces derniers a été construit, tout en commençant par l'analyse qualitative (figure V.2).



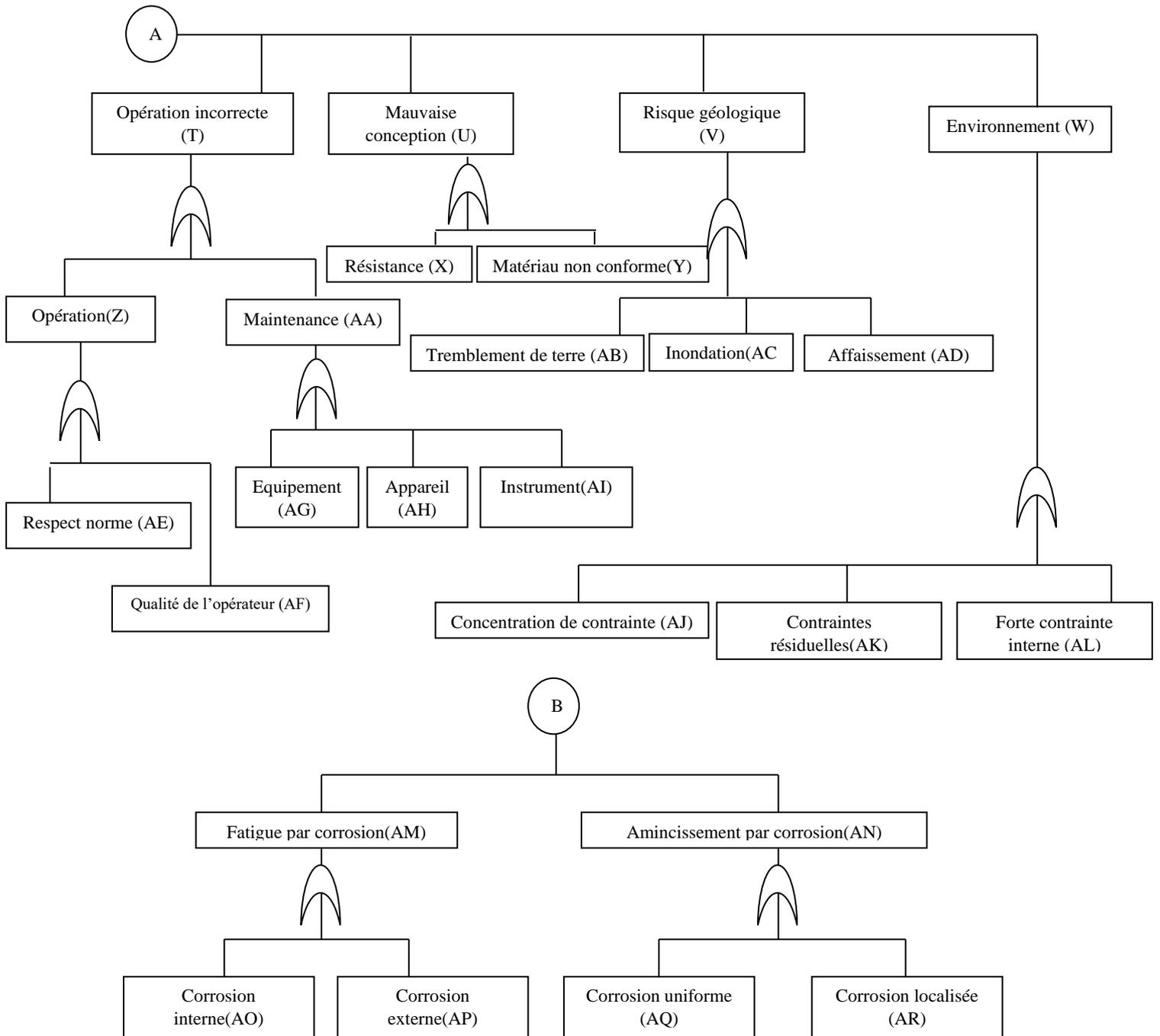


Figure 33 Schéma d'analyse par arbre de défaillance du pipeline.

Cette analyse qualitative a été suivie par une autre analyse quantitative, appelée aussi arbre de défaillance probabilisé.

III.2 L'arbre de défaillances probabilisé

Les probabilités des événements de base doivent être connues à l'avance, afin d'évaluer la probabilité de défaillance de l'événement indésirable. Dans cette étude, des opinions d'experts et de la théorie des ensembles flous seront utilisés pour obtenir les probabilités des événements de base. Dans le tableau suivant on trouve les valeurs de pondération donnée par des experts.

Tableau 3 des valeurs pondérées

Constitution	Classification	Valeur
Fonction	Directeur	5
	Vice-directeur	4
	Chef de service	3
	Contre maitre	2
	Ouvrier	1
Temps de service	>30 ans	5
	20-30ans	4
	10-20 ans	3
	5-10 ans	2
	<5ans	1
Niveau de formation	Bac+5	5
	Bac	4
	Lycée	3
	Moyen	2
	Primaire	1
Age	>50ans	4
	40-49ans	3
	30-39ans	2
	<30ans	1

Dans notre cas, on a pris l'avis d'un ensemble des personnes qui travaillent dans le secteur des pipelines (conception, installation, exploitation).

Les résultats de l'enquête sont fournis dans le tableau suivant :

Tableau 4 III présentant les valeurs de pondération donnée par des experts

N°	Fonction	Temps de service (an)	Niveau	Age (an)	Valeur pondérée
1	Directeur	>30	Bac +5	>50	19
2	Chef de département	25	Bac+3	>50	16
3	Chef de service	16	Bac+5	42	14
4	Contre- maitre	23	Lycée (TS)	46	12
5	Contre -maitre	13	Lycée (TS)	37	10
6	Ouvrier	18	Moyen	39	08
7	Ouvrier	07	Lycée	32	08
8	Contre maitre	10	Lycée	36	09

Remarque :

Les valeurs présentées dans le tableau ci-dessus correspondent à un seul défaut (la corrosion uniforme), pour les autres défauts nous présentons directement la probabilité de défaillance.

La valeur pondérée est calculé comme suit [63] :

Pour l'expert (i),

Valeur pondérée = Valeur du titre + Valeur du temps de service + Valeur du niveau + Valeur attribué à l'âge.

Exemple, pour l'expert N°1 : la valeur du titre = 5, la valeur de l'expérience=5, la valeur du niveau=5, la valeur attribué à l'âge = 4.

Donc la valeur de pondération de cet expert est de 19.

Dans l'étape suivante, nous devons Convertir les termes linguistiques en nombres flous (fuzzy Numbers), selon la fonction d'échelle présentée sur la figure III.3 :

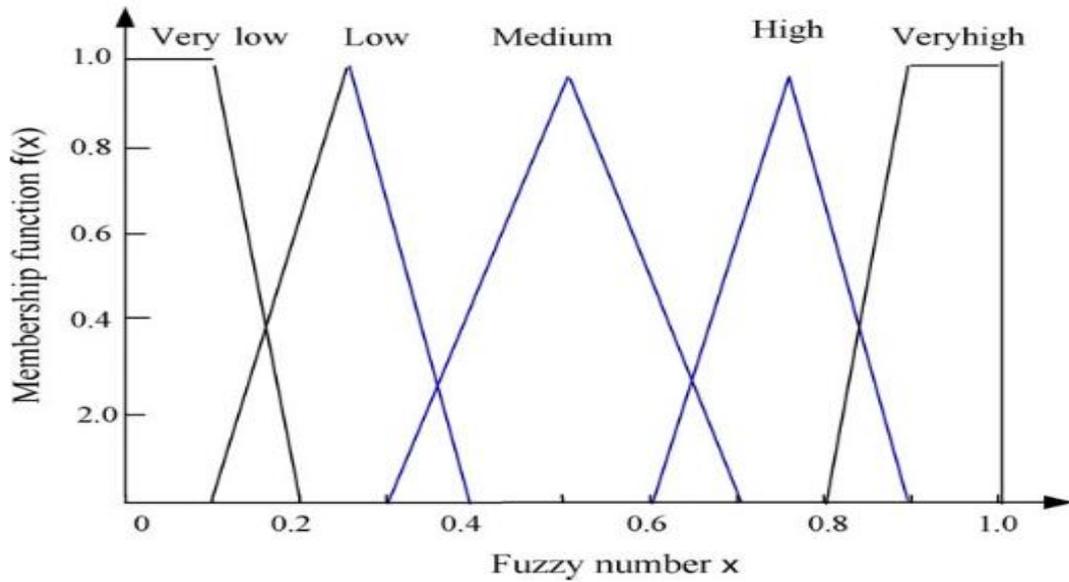


Figure 34 Schéma de fonction d'échelle

$$f_{VH}(x) = \begin{cases} 0 & x < 0.8 \\ \frac{x-0.8}{0.1} & 0.8 < x < 0.9 \\ 1 & 0.9 < x < 1 \end{cases}$$

$$f_H(x) = \begin{cases} \frac{x-0.6}{0.15} & 0.6 < x < 0.75 \\ \frac{0.9-x}{0.15} & 0.75 < x < 0.9 \\ 0 & \text{Ailleurs} \end{cases}$$

$$f_M(x) = \begin{cases} \frac{x-0.3}{0.2} & 0.3 < x < 0.5 \\ \frac{0.7-x}{0.2} & 0.5 < x < 0.7 \\ 0 & \text{Ailleurs} \end{cases}$$

$$f_L(x) = \begin{cases} \frac{x-0.1}{0.2} & 0.1 < x < 0.25 \\ \frac{0.4-x}{0.15} & 0.25 < x < 0.4 \\ 0 & \text{Ailleurs} \end{cases}$$

Où, VH, H, M, L, sont respectivement, très haut (very high), haut (high), moyen (mean), bas (low).

Sur la figure V.3, la valeur maximale pondérée correspond à 1, et par la règle de trois on trouve les différents nombres flous.

Delà, nous pouvons trouver la probabilité floue des valeurs (FPS), en appliquant l'équation suivantes :

$$FPS = (0.4+1)/2 = 0.7.$$

Ensuite, nous cherchons la probabilité de défaillance de chaque événement dans l'arbre de défaillance par l'application de la formule :

$$FFP = \begin{cases} \frac{1}{10^k} & FPS \neq 0 \\ 0 & FPS = 0 \end{cases}$$

FFP (failure fuzzy probability) la probabilité de défaillance floue d'un événement, k c'est un facteur calculé par la formule :

$$k = \left[\frac{1 - FPS}{FPS} \right]^{\frac{1}{3}} \cdot (2,301)$$

Tableau 5 récapitulatif des probabilités de défaillances

L'événement	Probabilité de défaillance	L'événement	Probabilité de défaillance
A	0,043. 10 ⁻⁴	W	0,073. 10 ⁻⁴
B	0,59. 10 ⁻⁴	X	0,67. 10 ⁻⁴
C	0,054. 10 ⁻⁵	Y	0,094. 10 ⁻⁵
D	0,52. 10 ⁻⁶	Z	0,532. 10 ⁻⁶
E	0,96. 10 ⁻⁵	AA	0,36. 10 ⁻⁵
F	0,11. 10 ⁻⁴	AB	0,011. 10 ⁻⁴
G	0,062. 10 ⁻⁵	AD	0,072. 10 ⁻⁵
H	0,09. 10 ⁻⁶	AC	0,039. 10 ⁻⁶
I	0,027. 10 ⁻⁵	AE	0,017. 10 ⁻⁵
J	0,031. 10 ⁻⁶	AF	0,061. 10 ⁻⁶
K	0,201. 10 ⁻⁵	AG	0,29. 10 ⁻⁵
L	0,721. 10 ⁻⁴	AH	0,55. 10 ⁻⁴
M	0,708. 10 ⁻⁶	AI	0,78. 10 ⁻⁶
N	0,065. 10 ⁻⁴	AJ	0,065. 10 ⁻⁴
O	0,75. 10 ⁻⁵	AK	0,45. 10 ⁻⁴
P	0,386. 10 ⁻⁶	AL	0,38. 10 ⁻⁵
Q	0,0265. 10 ⁻⁴	AM	0,025. 10 ⁻⁴
R	0,413. 10 ⁻⁵	AN	0,013. 10 ⁻⁵
S	0,102. 10 ⁻⁴	AO	0,012. 10 ⁻⁴
T	0,331. 10 ⁻⁴	AP	0,023. 10 ⁻⁴
U	0,108. 10 ⁻⁵	AQ	0,18. 10 ⁻³
V	0,029. 10 ⁻⁴	AR	0,12. 10 ⁻³

On se basant sur les résultats de cette étude, nous pouvons distinguer que la probabilité de défaillance la plus importante c'est celle qui concerne l'événement « corrosion uniforme », suivie par l'événement « corrosion localisée ». Ces résultats nous incitent à développer le couplage mécano-fiabiliste tout en prenant en considération le modèle de corrosion contenant ces deux types de corrosion à la fois.

Conclusion :

Dans cette dernière étude, on ne distingue que le phénomène de corrosion qui domine. Donc dans le chapitre suivant nous abordons la dégradation relative à la corrosion.

CHAPITRE QUATRE
Étude du phénomène de corrosion

Introduction :

Les pipelines sont des infrastructures essentielles pour le transport de gaz, de pétrole et d'autres liquides sur de longues distances. Cependant, ces pipelines peuvent subir différents types de dégradations, dont la corrosion est l'un des plus grands problèmes.

La corrosion des pipes peut être causée par différents facteurs environnementaux tels que l'humidité, la température, la salinité, la présence d'agents corrosifs tels que le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone, ainsi que par la composition chimique et la structure du matériau des pipes.

Elle peut se produire sur la surface interne ou externe des pipes, et peut prendre différentes formes, telles que la corrosion uniforme, la corrosion galvanique, la corrosion par piqûres, la corrosion filiforme et la corrosion intergranulaire. Ces différents types de corrosion peuvent conduire à la formation de fissures, de trous, de perforations et d'autres dommages sur la surface des pipes, pouvant ainsi entraîner des fuites ou des ruptures de pipeline.

En somme, la corrosion des pipes est un problème majeur pour les industries du pétrole et du gaz, qui nécessite des mesures de prévention et de protection rigoureuses pour garantir la sécurité et la durabilité des pipelines.

IV La corrosion :

Le terme « corrosion » désigne la destruction d'un métal sous l'action du milieu environnant (Air, eau, solution aqueuse, sols ...) par un processus de type physicochimique. La norme ISO 8044 définit la corrosion comme suit : "La corrosion est une interaction Physico-chimique entre un métal et son environnement entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même, de son environnement ou du système technique constitué par les deux facteurs...". En ce qui concerne la corrosion des pipelines, le métal est de l'acier. La corrosion de ce dernier est un phénomène naturel et courant, où les molécules de fer sont transformées en des formes d'hydroxydes ferreux. Le processus de la corrosion peut être décomposé en deux réactions anodique et cathodique

IV.1 Les types de corrosion :

1 : la corrosion interne :

Les pertes de métal sont provoquées le plus souvent par des attaques chimiques de la surface interne de la conduite. Ce type de corrosion est favorisé par la présence de sulfure d'hydrogène et de dioxyde de carbone dans le gaz et la présence de bactéries sulfate-réductrices (BSR) dans le cas des oléoducs.

Voici un exemple sur la corrosion interne :



Figure 35 corrosion interne

2 : La corrosion externe :

Elle se produit lorsque la surface externe des pipes est exposée à des agents corrosifs tels que l'eau, l'humidité, les sels, les acides et les gaz corrosifs présents dans le sol ou dans l'atmosphère. Cette corrosion peut se produire sur toute la surface des pipes ou se concentrer dans des zones locales. Et c'est le résultat d'une réaction chimique ou électrochimique.



Figure 36 corrosion externe

IV.2.1 Les types de corrosion externe :

1. *Corrosion uniforme* : il s'agit d'une corrosion qui se produit uniformément sur toute la surface des pipes, causée par des agents corrosifs tels que l'eau, l'humidité et l'oxygène. Cette corrosion peut entraîner une perte de masse et une réduction de l'épaisseur des pipes, ce qui peut finalement conduire à des fuites et des ruptures.



Figure 37 Corrosion uniforme

2. *Corrosion par piqûres* : ce type de corrosion se produit sous forme de petites cavités sur la surface des pipes et est causé par des agents corrosifs tels que les chlorures, les sulfates et les bactéries. Les piqûres peuvent causer des fuites et des ruptures dans les pipes.



Figure 38 Corrosion par piqûres

3. *Corrosion filiforme* : il s'agit d'une corrosion qui se produit sous forme de fils fins et allongés sur la surface des pipes et qui est causée par l'humidité et les sels. Cette corrosion peut se propager sous les revêtements protecteurs et causer des dommages importants.

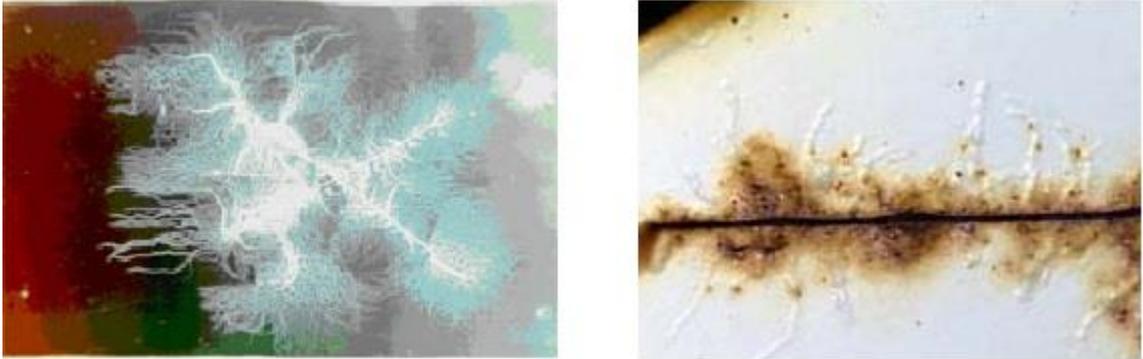


Figure 39 Corrosion filiforme

4. *Corrosion galvanique* : Appelée aussi corrosion bimétallique, elle est due à la formation d'une pile électrochimique entre deux métaux en contact et entraîne une corrosion du métal le moins noble (anode) avec une résistance à la corrosion du métal le plus noble (cathode).
5. *Corrosion microbiologique* : Cette forme de corrosion est causée par la présence de micro-organismes dans les produits transportés, tels que des bactéries ou des champignons, qui produisent des acides ou d'autres produits corrosifs.



Figure 40 Corrosion microbiologique

IV.3.1 Les types de corrosion interne :

1. *Corrosion par piqûres* : Comme pour la corrosion externe, la corrosion par piqûres peut également se produire sur la surface interne des pipes d'hydrocarbures. Elle se caractérise par la formation de petits trous ou de piqûres sur la surface interne de la pipe, causés par des réactions électrochimiques locales. Figure
2. : La corrosion par érosion se produit lorsque les particules en suspension dans les produits transportés frottent contre la surface interne des pipes, créant des dommages locaux sur la surface de la pipe.



Figure 41 Corrosion par érosion

3. *Corrosion par fatigue* : La corrosion par fatigue se produit lorsqu'une pipe est soumise à des cycles répétés de contraintes mécaniques, ce qui peut entraîner des fissures ou des dommages sur la surface interne de la pipe.

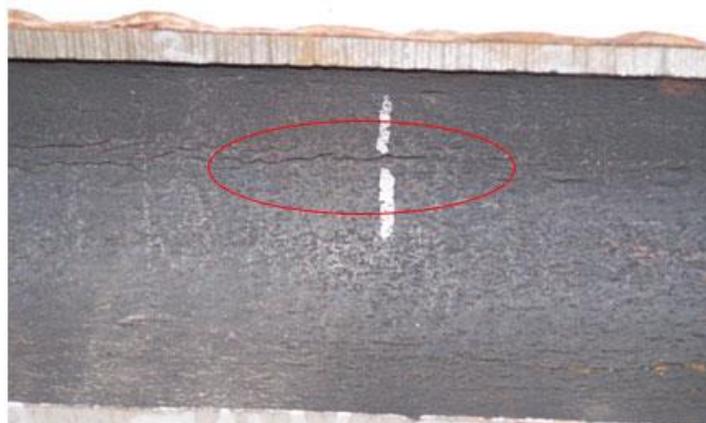


Figure 42 Corrosion par fatigue

IV.4.2 Modèle de Corrosion

La Corrosion dans les canalisations souterraines a une influence directe sur la perte d'épaisseur efficace de la paroi d'une pipe. Toutefois, cela ne se produit pas à une vitesse constante pendant toute la durée de vie de la conduite, le taux de départ est élevé et se diminue progressivement avec le temps. Le taux de perte initial est élevé à cause de la formation de corrosion, produite sur la surface de l'ouvrage, à cause des mauvaises propriétés des couches protectrices. Cependant, ces dernières sont améliorées de façon progressive avec le temps.

En conséquence, la vitesse de corrosion diminue généralement assez progressivement et peut même se stabiliser par la suite. Delà, la perte d'épaisseur de paroi a été modélisée de façon empirique par une loi de puissance postulée pour la première fois il y a plus de 50 ans .

Les caractéristiques géométriques de la corrosion à un point donné dans le temps peuvent être décrites par les caractéristiques stochastiques d'un champ spatial aléatoire. Si, en simplifiant, la géométrie de la corrosion, sera décrite dans ce qui suit soit en uniforme (généralisée) corrosion ou par la corrosion localisée. Puis les problèmes de détérioration les plus rencontrés dans le monde réel seront une combinaison de ces deux formes. Par conséquent, la profondeur totale de la corrosion peut être décrite par la somme des deux types .

$$d_c(x,t) = d_U(t) + d_{LC}(x,t)$$

$d_c(x,t)$ est la profondeur totale de la corrosion à l'emplacement x à l'instant t , $d_{LC}(x,t)$ est la profondeur du défaut de corrosion localisée (selon x), et $d_U(t)$ est la profondeur de la corrosion uniforme.

IV.4.3 Corrosion uniforme

La corrosion uniforme ou généralisée se manifeste avec la même vitesse en tous les points de la structure entraînant une diminution régulière de l'épaisseur de celui-ci ou simplement un changement de coloration (ternissement).

Une façon pratique d'ingénierie pour évaluer un processus de corrosion uniforme est d'utiliser une loi de puissance pour modéliser la perte d'épaisseur de paroi avec le temps d'exposition.

La forme générale de la loi de puissance à la corrosion est écrit par : $d_U(t) = k.t^n$

Où $d_V(t)$ est l'épaisseur de la couche de corrosion, t est le temps écoulé, k et n sont des constantes de corrosion. A évaluer par le raccord de données de corrosion [53-54-55]. Dans les conditions atmosphériques, la moyenne et l'écart type sont, respectivement, 0,066 et 0,037 pour le multiplicateur k , et 0,53 et 0,14 pour la puissance n .

IV.4.4 corrosion localisée

Dans certaines conditions d'environnement, les métaux et alliages protégés par un film passif peuvent subir une attaque par piqûration, lorsqu'il se produit une rupture localisée du film. Ces piqures se localisent en certains points de la surface métallique, elles développent de façon insidieuse et s'auto propagent : au fond de la cavité créée, l'hydrolyse des ions métalliques dissous entraîne une augmentation du degré d'acidité, ce qui entretient le phénomène de corrosion.

Pour la corrosion localisée, une recherche approfondie a été réalisée dans le but d'en tirer des modèles empiriques qui sont valables pour des conditions environnementales différentes. Les équations empiriques pour la plupart de la profondeur $d_{LC}(t)$ en fonction du temps et de la longueur $l_{LC}(t)$ peuvent être déterminées par

$$d_{LC}(t) = d_0 + R_d(t - t_0)$$

$$l_{LC}(t) = l_0 + R_l(t - t_0)$$

Où R_d le taux de régime permanent à la corrosion dans le sens de la profondeur, ou la vitesse de corrosion radiale, R_l est le taux de régime permanent à la corrosion dans le sens de la longueur, ou la vitesse de corrosion longitudinale. d_0 et l_0 sont respectivement la profondeur mesurée et la longueur d'un défaut à l'instant t (le temps de la dernière inspection).

En raison de la corrosion, l'épaisseur nette de paroi doit être considérée à la place de l'épaisseur de paroi du tube d'origine, d'où, pour les tubes corrodés, les contraintes circonférentielles prendre les formes respectives :

$$\sigma_{Pc} = \frac{pr}{t - d_c(x,t)}$$

$$\sigma_{Sc} = 6 K_m C_d \gamma B^2 E r (t - d_c(x,t)) / (E (t - d_c(x,t))^3 + 24 K_d p r^3)$$

$$\sigma_{tc} = 6 K_m I_c C_L \gamma F E r (t - d_c(x,t)) L_e / (E (t - d_c(x,t))^3 + 24 K_d p r^3)$$

La contrainte de pression longitudinal est également affecté par la perte d'épaisseur de paroi, les équations dans le tableau hg sont modifié en remplaçant l'épaisseur t avec $(t-d_c(x, t))$.

Dans notre étude, nous tiendrons en compte des contraintes résiduelles, qui ont un modèle déterminé dans la littérature comme suit [4] :

$$\sigma_{resc}(r_t) = -70(1 - (2r_t/t))$$

Où r_t est la coordonnée radiale du point considéré dans l'épaisseur de la paroi (soit $0 < r_t < t$).

Remarque :

Ce modèle est utilisé pour les pipes à mince épaisseur, ce qui est le cas dans cette étude.

IV.4.5 Modèle couplée corrosion et contraintes résiduelles

Dans l'hypothèse d'une distribution linéaire des contraintes résiduelles, l'équation ci-dessus nous permet de déterminer les contraintes internes. Pour les dimensions des conduites étudiées, cette équation d'équilibre conduit à la fibre neutre à peu près au milieu de l'épaisseur de paroi net, qui est calculé en soustrayant le d_c couche corrodée de l'épaisseur t d'origine et, par conséquent, l'équation (70) devient pour les tubes corrodés :

$$\sigma_{resc}(r_t) = -70(1 - (2r_t / (t - d_c(x, t))))$$

IV.5 Couplage mécano-fiabiliste

L'analyse de la fiabilité des pipelines destinés au transport des hydrocarbures, se posait sur une formulation explicite de la fonction de performance G . Dans le cas d'un calcul de structure, seules des réalisations ponctuelles de cette fonction peuvent être obtenues par des moyens numériques. L'association des méthodes de fiabilité et des simulations par FORM / SORM et/ou Monte Carlo constitue ce que l'on appelle un couplage mécano-fiabiliste. L'enjeu est alors d'assurer un dialogue entre les deux outils numériques employés.

Pour réaliser ce couplage, nous avons procédé à suivre une approche qui consiste en un couplage direct dans lequel le code fiabiliste fait appel à la méthode Form/Sorm pour chaque évaluation de la fonction de performance. Le calcul des dérivées premières et secondes de celle-ci, nécessaires aux méthodes d'optimisation, se fait quant à lui par différence finies (figure V.7). Cette démarche, la plus simple à mettre en œuvre, demeure bien adaptée tant que le nombre de variables aléatoires est relativement réduit et que l'évaluation de G reste aisée.

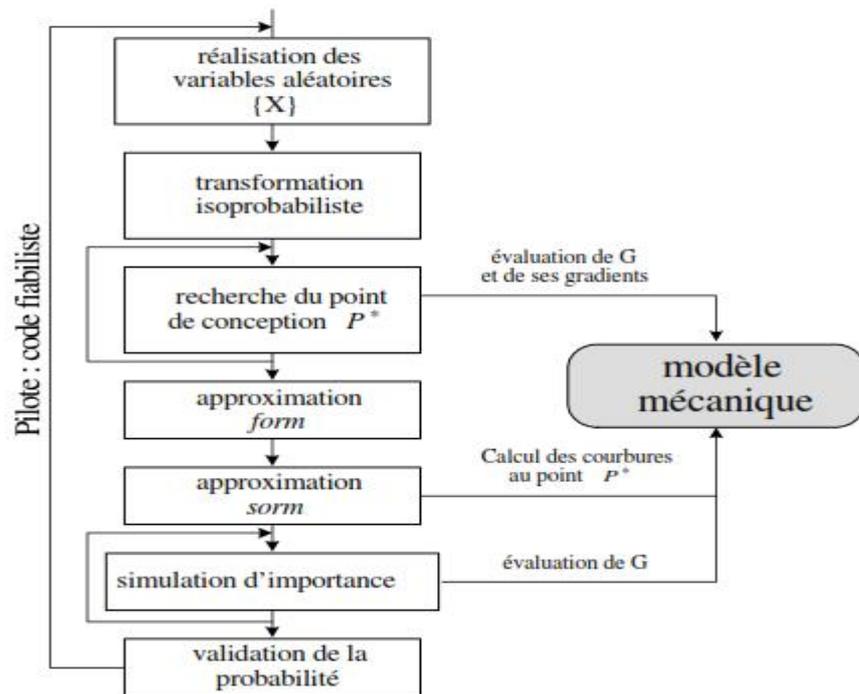


Figure 43: Organigramme d'un couplage direct [20].

IV.6 Etude mécano-fiabiliste

IV.6.1 Introduction :

L'assurance de la fiabilité des structures est un critère fondamental quand il s'agit de faire des choix au niveau de la conception et de la maintenance. Au cours de la dernière décennie, les méthodes fiabilistes ont montré leur capacité à pouvoir analyser des systèmes mécaniques de plus en plus complexe. Cette efficacité s'appuie sur la mise en place des méthodes de « couplage mécano-fiabiliste » permettant de traiter les modèles numériques des structures réelles. Dans le schéma du couplage, le modèle numérique, tel que la méthode des éléments finis, fournit la réponse mécanique permettant de vérifier l'état limite de défaillance. Dans le cadre d'une procédure itérative, le module de fiabilité pilote le calcul mécanique en vue de la recherche du point de défaillance le plus probable. Un protocole de dialogue se met en place entre les deux modules : mécanique et fiabilité.

Traditionnellement, on cherche à optimiser les systèmes mécaniques sur la base du coût des installations, en ignorant complètement la diminution éventuelle de leur fiabilité. En réalité, cette façon d'optimiser ne s'avère pas économique, car l'augmentation du taux de défaillance introduit un coût supérieur aux économies escomptées.

Une approche rationnelle consiste donc à trouver le meilleur compromis entre le coût et la fiabilité ; il s'agit de « l'optimisation mécano-fiabiliste ». Nous pouvons citer trois variantes de ce type d'optimisation :

- Minimiser le coût pour satisfaire un niveau de fiabilité cible.
- Maximiser la fiabilité en respectant un coût cible.
- Minimiser le ratio coût /fiabilité.

Dans ces trois cas, on cherche à mieux répartir la matière dans la structure en tenant compte des incertitudes et des aléas affectant l'état de la structure. En général, le résultat de cette optimisation est assez différent de celui de l'optimisation classique (i.e. déterministe) [49].

L'optimisation des structures est indispensable pour concevoir des systèmes de plus en plus performants. Or l'optimisation a une influence certaine sur la confiance que l'on peut accorder à la structure. L'objet d'une étude mécano-fiabiliste est de rechercher un meilleur compromis entre la réduction du cout et l'assurance de la fiabilité.

IV.6.2 Fiabilité expérimentale

Comme il a été précisé au chapitre précédent l'unité TSS (tube sans soudure) réalise un certain nombre de tests qualité sur sa production. Dans le cas des tubes destinés aux transport des hydrocarbures, l'objectif était d'accéder aux résistances $R_{p0,6}$, R_m , à l'allongement A et à la dureté HRC, lors des essais de traction, d'allongement et de dureté. La machine utilisée pour ces tests est une machine de traction Zwick/Roell équipé d'un capteur et de mâchoires hydrauliques auto-serrantes venant maintenir l'éprouvette via des talons collés à ses deux extrémités.

Zwick/Roell a ainsi testé chaque lot de tube en début et en fin de production et réalisé pour chacun de ces niveaux un ensemble d'essais dont les résultats sont indiqués à l'annexe. Afin d'analyser l'ensemble des informations fournies par cet échantillon de N valeurs (ou réalisations) indépendantes $\{x_i\}_{i \in [1..N]}$ de la variable aléatoire $X = R_m$, il est indispensable de mettre en œuvre un traitement statistique de ces données. Notons que l'on s'appuiera ici sur les méthodes statistiques classiques [23,50] pour caractériser les variabilités dans la mesure où l'on ne cherche pas particulièrement à obtenir une représentation fine des valeurs extrêmes rarement observées.

Il a été décidé de travailler avec l'ensemble des résultats, indépendamment de leur période de production (début ou fin), de façon à obtenir un échantillon représentatif des tubes fabriqués. Les caractéristiques générales de l'échantillon sont désignées au tableau V.4 :

Tableau 6 : Caractéristiques générales de l'échantillon pour $X=R_m$

Effectif totale (éprouvettes)	Valeur minimale	Valeur maximale
18	920,2	1050

IV.3.6.1 Définition des classes de valeurs

Le traitement statistique des données peut être facilité par le regroupement des différentes valeurs de la variable aléatoire au sein d'un nombre m de classes, i.e. des intervalles $[X_{i-1}, X_i[$ avec $i \in [1..m]$. On conseille généralement de prendre un entier m compris entre 5 et 20 pour faciliter l'identification aux modèles de distribution. Dans la pratique, certaines formules empiriques simples permettent d'affiner la valeur de m suivant l'effectif total N , les bornes x_{\min} et x_{\max} des données ainsi éventuellement que d'autres paramètres tels que l'écart-type $S(x)$ (défini par la suite). Les lois les plus utilisées sont récapitulées dans le tableau V.5 et évaluées sur notre cas d'étude. Ainsi, ces formules nous incitent ici à considérer une valeur de m comprise entre 5 et 7 classes.

Tableau 7 : les différentes formules utilisées :

Auteurs	expression de m	application pour $X = R_m$
Brooks-Carruthers	$5 \log N$	6,27
Huntsberger	$1 + 3.332 \log N$	5,18
Sturges	$1 + 10/3 (\log N)$	5,1

Il s'agit ensuite de préciser les bornes de chacune des classes. Afin d'éviter toute ambiguïté, les bornes extrêmes X_0 et X_m ne doivent pas coïncider avec les valeurs x_{\min} et x_{\max} . Pour faire leur choix, on utilise des données arrondies strictement inférieures à x_{\min} (pour X_0) et strictement supérieures à x_{\max} (pour X_m), la notion d'arrondi étant liée à l'ordre de grandeur des différences entre les données (dans notre cas, de l'ordre du kN). Considérons donc en première approche $X_0 = 920 \text{Mpa}$ et $X_m = 1050,5 \text{Mpa}$. Nous les avons choisies ici constantes pour simplifier, soit $X_i - X_{i-1} = a, \forall i$. D'où, connaissant m , on a : $a \approx (X_m - X_0) / m$

Dans notre cas, si m nombre entier est compris entre 5 et 7, a est compris entre 18,64Mpa et 26,1Mpa, ce qui nous amène à faire le choix pratique d'une amplitude finie $a = 26 \text{Mpa}$ pour $m=7$ classes de valeurs, avec finalement $X_0 = 920 \text{Mpa}$ et $X_m = X_0 + m \times a = 1060 \text{Mpa}$. Pour la suite, on notera $[X_{i-1}, X_i[$ la i ème classe, avec $X_i = X_0 + i \times a, \forall i \in [0, m]$.

IV.6.2.2 Classement des données - lien avec les probabilités

La dernière étape consiste à ranger les N valeurs de X au sein des classes. L'effectif n_i de la classe i est le nombre de valeurs de X telles que $X_{i-1} \leq X < X_i$. Si l'on se place dans le contexte

de notre étude, l'effectif de la classe de résistance i correspond au nombre de tube pour les quels $X_{i-1} \leq R_T < X_i$. Connaissant l'effectif n_i de chaque classe, on peut définir la fréquence relative f_i de cette classe telle que:

$f_i = n_i/N, \forall i \in [1, m]$ Comme pour chaque classe $0 \leq n_i \leq N$, on a $0 \leq f_i \leq 1$. Sous l'hypothèse d'un grand nombre d'expériences (loi des grands nombres), cette donnée est par conséquent

directement liée à la probabilité que la variable X appartienne à l'intervalle $[X_{i-1}, X_i]$:

$$P(X_{i-1} \leq X < X_i) = n_i/N = f_i$$

Cela signifie que l'on a $f_i \times 100\%$ de chances qu'un tube tiré au hasard ait une résistance comprise entre X_{i-1} et X_i . Les fréquences relatives permettent également d'introduire la fréquence cumulée F_i de la classe i représentant la proportion par rapport à N des valeurs de X telles $X < X_i$. Pour le cas d'étude, il s'agit du nombre de tube ayant une résistance $R_T < X_i$. La fréquence cumulée d'une classe i s'écrit alors:

$$F_i = \sum_{j=1}^i f_j$$

avec $0 \leq F_i \leq 1$, $F_1 = f_1$ et $F_m = 1$. De nouveau, on peut faire le lien avec une caractéristique probabiliste :

$$\forall i \in [1..m], P(X < X_i) = \sum_{j=1}^i P(X_{j-1} \leq X < X_j) = \sum_{j=1}^i f_j = F_i$$

Dans l'exemple traité, on a ainsi $F_i \times 100\%$ de chances qu'un tube tiré au hasard ait une résistance strictement inférieure à X_i . Les figures V.4 et V.5 représentent graphiquement ces informations. A noter sur la figure V.5 que la valeur de la fréquence cumulée de chaque classe i est appliquée en l'abscisse X_i de la fin de chaque classe. La courbe est ensuite obtenue par interpolation linéaire entre les différents points.

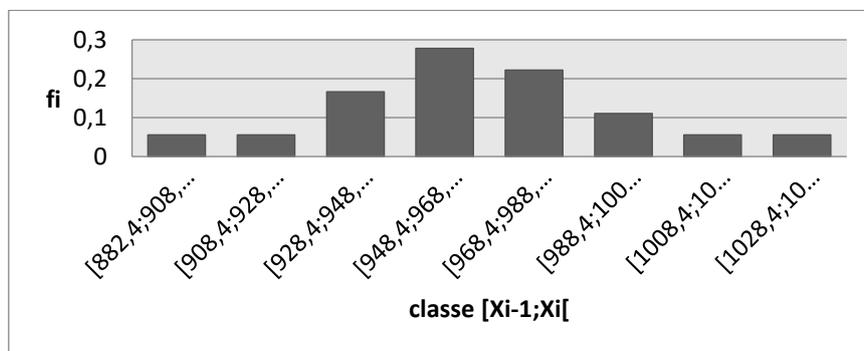


Figure 44: Histogramme des fréquences relatives pour $X=R_T$

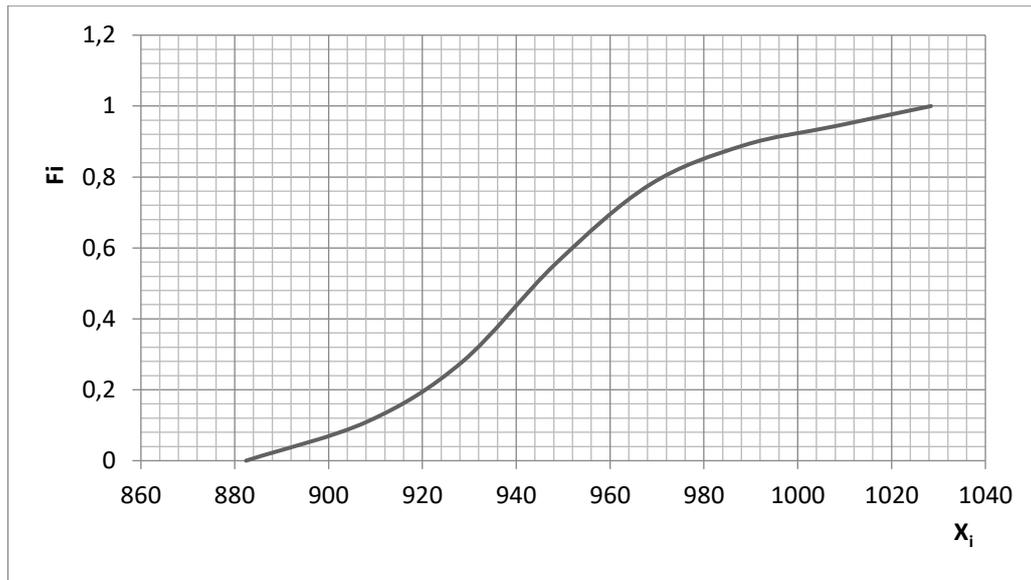


Figure 45: Courbe linéarisée des fréquences cumulées pour $X=RT$.

IV.6.2.3 Indicateurs statistiques

Il est enfin intéressant de calculer un certain nombre d'indicateurs permettant d'apprécier la tendance centrale et la dispersion de cette variable aléatoire. On se limitera ici aux caractéristiques les plus couramment utilisées en fiabilité mécanique, i.e. implicitement considérées comme suffisamment représentatives du problème posé. La caractéristique centrale essentielle est la moyenne \bar{X} des valeurs de l'échantillon. La séparation en classes de données conduit le plus souvent à l'utilisation de la moyenne arithmétique définie comme suit:

$$\bar{X} = 1/N \sum_{i=1}^m n_i C_i$$

Avec c_i le centre des classes:

$$C_i = (X_{i-1} + X_i) / 2$$

On notera que plus le nombre m de classes est élevé, et donc plus on se rapproche d'une représentation en classes ponctuelles, plus la moyenne \bar{X} se rapproche de la moyenne arithmétique classique $\bar{X} = 1/N \sum_{i=1}^m x_i$ (ici égale à 990,7 Mpa) sur les valeurs discrètes x_i prises par la variable aléatoire X . En ce qui concerne l'aspect dispersion, une première estimation peut être donnée Par l'étendue de l'échantillon, soit la différence entre les valeurs extrêmes de celui-ci:

$$e = X_{\max} - X_{\min}$$

La variance $\text{Var}(X)$ permet d'affiner un peu ce résultat en mesurant l'éloignement des différentes valeurs de X par rapport à leur moyenne, i.e. dans le cas d'une définition par classes:

$$\text{Var}(X) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^m n_i (c_i - \bar{X})^2$$

A noter que l'on a considéré ici une définition de la variance de sorte qu'elle constitue un estimateur convergent sans biais de la variance vraie de la population. L'écart type S_X n'est autre que la racine carrée de la variance et caractérise par conséquent aussi l'écart à la moyenne:

$$S_X = \sqrt{\text{Var}(X)}$$

Ainsi, plus S_X est petit, plus la moyenne \bar{X} est représentative de l'échantillon de façon significative. On notera que si l'écart type d'une variable aléatoire est l'indicateur de dispersion le plus utilisé, sa valeur peut être fortement influencée par quelques valeurs x_i extrêmes. Le tableau suivant indique les valeurs de l'ensemble de ces caractéristiques pour le cas où $X = R_T$.

Tableau 8: Caractéristiques de tendance centrale et de dispersion pour $X = R_T$.

Moyenne (x)	Étendue (e)	Variance $\text{Var}(x)$	Écart type $S(x)$
990,7	167,6	1887,36	43,44

Remarque

Cette étude ne dispose que d'une série de mesures sur un seul paramètre, en l'occurrence la résistance R_T des tubes en traction. Les autres données du problème (par exemple les propriétés mécaniques des constituants) sont fournies directement sous forme de moyennes. Aussi, les analyses statistiques de corrélation entre les variables aléatoires visant notamment à établir la matrice de corrélation n'ont pu être effectuées ici.

IV.7 Modélisation mécanique

Indépendamment des efforts circulaires dus à la pression du liquide interne, les tubes destinés au transport des hydrocarbures doivent résister à des efforts circulaires produits par les charges externes, telles que le chargement de sole, la charge de la circulation, etc. En outre, ils sont soumis à des efforts longitudinaux développés principalement en raison de la pression interne du liquide ; aux efforts de mise en place des canalisations ; aux différentes températures de fonctionnement ; mais aussi aux tensions de pliage longitudinal. Un certain effort de cisaillement peut également être développé, bien que les canalisations souterraines,

sont soumises à des endroits critiques générant des contraintes considérables peuvent généralement aboutir à des endommagements très dangereux.

Donc, les pipelines sont principalement soumis à des contraintes longitudinales et circonférentielles (figure V.6). Le modèle mécanique a pour but de définir ces contraintes en fonction du chargement appliqué. La contrainte mécanique est donnée par l'équation de Von Mises appliquée aux contraintes de non-fuite où, σ_c c'est la contrainte circonférentielle et σ_l c'est la contrainte longitudinale, ce qui conduit à l'expression suivante :

$$\sigma_{equiv} = \sqrt{\sigma_c^2 + \sigma_l^2 - \sigma_c \sigma_l}$$

Où σ_{equiv} est la contrainte équivalente de Von Mises. Les contraintes circonférentielles et longitudinales sont données dans les sections suivantes pour tubes non corrodé et corrodés.

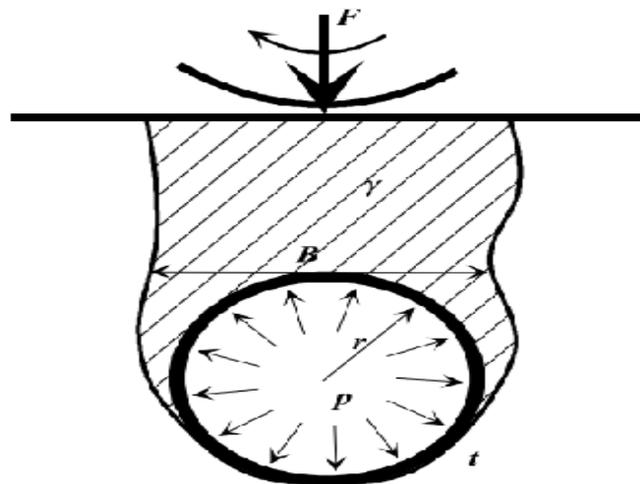


Figure 46 : Configuration d'une conduite souterraine [thèse de l'encadrant].

IV.7.1 Modèle d'un tube non corrodé :

Les contraintes totales circonférentielle et longitudinale σ_c et σ_l , sont respectivement, déterminées par la superposition de quatre contraintes principales

$$\sigma_c = \sigma_{Pc} + \sigma_{Sc} + \sigma_{tc} + \sigma_{resc}$$

$$\sigma_l = \sigma_{Pl} + \sigma_{Sl} + \sigma_{tl} + \sigma_{resl}$$

où :

σ_{Pc} , σ_{Pl} sont les contraintes dues à la pression interne ;

σ_{Sc} , σ_{Sl} sont les contraintes dus à la charge du sol ;

σ_{tc} , σ_{tl} sont les contraintes dus aux efforts de flexion ; σ_{resc} , σ_{resl} sont les contraintes résiduelles ;

Les indices c et l'indiquent respectivement, les composantes circonférentielles et longitudinales.

Ces contraintes sont évaluées comme indiqué dans le tableau suivant .

Tableau 9 décrivant les paramètres et les composantes des contraintes

Composante de contrainte	Description des paramètres
$\sigma_{Pc} = \frac{pr}{t}$	σ_{pc} , c'est la contrainte circonférentielle due à la pression interne; p, la pression interne ; r, le rayon du tube interne, t, l'épaisseur de la paroi.
$\sigma_{Sc} = 6 K_m C_d \gamma B^2 E r t / E (t)^3 + 24 K_d p r^3$	σ_{sc} , c'est la contrainte de flexion circonférentielle due à la superposition des sols; B, la largeur de tranchée au niveau supérieur; Cd, coefficient de pression des terres, E, module d'élasticité, k_m , coefficient pliage en fonction de la charge et de réaction du sol; k_d , coefficient de déviation; γ , la densité du sol.
$\sigma_{tc} = 6 K_m I_c C_L \gamma F E r t / L_e (E (t)^3 + 24 K_d p r^3)$	σ_{tc} , la contrainte circonférentielle due à des charges de trafic; I_c , facteur d'impact; C_L , le coefficient de charge de surface; F, charge de la roue de surface; L_e , la longueur de tube efficace sur laquelle la charge est calculée.
$\sigma_{Pl} = \frac{\nu pr}{t}$	σ_{pl} , la contrainte de traction longitudinale ν facteur de Poisson
$\sigma_{Sl} = \alpha E \Delta \theta$	σ_{sl} , la contrainte thermique longitudinale due à la variation de température; α , le coefficient de dilatation thermique; $\Delta \theta$, les variations de température.
$\sigma_{tl} = E r \chi$	σ_{tl} , la contrainte longitudinale due à une charge de flexion externe; χ , la courbure longitudinale de la conduite coudée.

CHAPITRE CINQ :

Modèle de fiabilité

V.1.1 Modèle de fiabilité

Dans cette dernière partie, le modèle probabiliste à utiliser dans les analyses de fiabilité de pipelines, est présentée. La résistance et les variables de chargement sont représentés par un ensemble de variables aléatoires, décrite par la distribution et le type de paramètres (en général, la moyenne et l'écart-type). Des algorithmes spécifiques sont ensuite appliqués pour la recherche de la configuration de défaillance le plus probable. Dans le présent travail, le logiciel Phimeca [57] a été utilisé pour effectuer les analyses de fiabilité. Ce logiciel offre plusieurs méthodes de calcul de fiabilité telles que les simulations de Monte Carlo et de (FORM / SORM).

VI.1.2 Etat limite

L'analyse de fiabilité est appliquée à une conduite souterraine de tubes sans soudure réalisés, en passant sous une voie de circulation, qui est utilisé pour transporter le pétrole sous haute pression allant de 20 jusqu'à 600MPa. La charge de trafic F correspond à la charge maximale appliquée au cours de la durée de vie du tube. L'effet de charges répétées qui pourrait conduire à la fatigue par corrosion n'est pas considéré dans cette étude.

L'évaluation de la fiabilité est effectuée à travers l'étude de deux effets : les contraintes résiduelles et à la corrosion actifs. Dans les deux cas, la limite de l'état de fonction $G(x)$ correspond à la marge de sécurité classique défini par la différence entre limite élastique R_T du matériau et la contrainte équivalente appliquée σ_{equiv} , qui est :

$$G(x) = R_T - \sigma_{equiv}$$

Cette marge est définie de telle sorte que $G(x_j) > 0$ indique sécurité, et $G(x_j) < 0$ correspond à l'échec classique ; les x_j sont des variables aléatoires dans le système. Dans cette expression, la contrainte appliquée équivalente σ_{equiv} c'est la fonction de durée de vie du tube (l'épaisseur est réduite par les contraintes résiduelles et la corrosion). Pour évaluer la probabilité de défaillance, on peut exécuter un certain nombre de prélèvements aléatoires pour générer des réalisations de différents pipelines.

Puis la technique de Monte Carlo peut être utilisée pour estimer la probabilité requise. Cependant, cette procédure a besoin d'un grand nombre de modèles d'évaluation mécaniques, en particulier lorsque la probabilité de défaillance est faible. Afin de réduire le temps de calcul, des algorithmes itératifs [58] sont idéalement appliqués pour faire face aux fonctions non linéaires des états limites.

Pour le scénario de défaillance l'indice de fiabilité β est défini comme la distance minimale entre le point médian et la défaillance dans le domaine spatial équivalent gaussien. Cet indice est évalué en résolvant le problème d'optimisation sous contrainte

$$\beta = \text{minimize } \sqrt{\sum_i u_i^2}$$

Soumis à $G(x_j) \leq 0$

Où $u_i = T_i(x_j)$ est le vecteur des variables aléatoires de base dans l'espace standard normal obtenu par transformation probabiliste appropriée, $T_i(x_j)$ et $G(x_j)$ représentent la surface de rupture ; dans l'espace normale standard, il prend la forme $G(T_j(u_i))$.

La solution de ce problème d'optimisation peut être obtenue par un algorithme d'optimisation normalisé. Dans notre cas, les algorithmes de fiabilité spécifiques ont été utilisés et combinés avec des procédures de recherches.

La solution du problème est généralement désignée comme le point de conception, noté u_i^* ou P^* . Par la méthode (FORM) [61], la probabilité de défaillance P_f est simplement calculée par :

$$P_f = P[G(X) \leq 0] = \Phi(-\beta)$$

Où $P[G(X) \leq 0]$ est l'opérateur de probabilité, et $\Phi(-\beta)$ la fonction de probabilité cumulative gaussienne. Les différentes variables utilisées dans les simulations sont données sur le tableau suivant :

Tableau 10 Tableau V.1 : Les différentes variables utilisés dans les simulations

Type de variable	Symbole	description	Valeur moyenne	Coefficient de variation
matériau	E	module d'élasticité	201000 Mpa	0.038
géométrie	σ_y	Limite élastique	850 Mpa	0.075
	T	épaisseur de la paroi	9.52 mm	0.05
	L_e	la longueur du tube	11500 mm	0.05
	B	Largeur de fossé	760 mm	0.01
	R_{int}	Rayon interne du tube	96.85 mm	0.01
Coefficients	α	Coefficient de dilatation thermique	$11.7 \times 10^{-6} \text{ m/C}^\circ$	0.09
	C_L	Coefficient de charge	0.12	0.20
	C_d	de surface	1.32	0.20
	I_c	coefficient de calcul	1.25	0.56
	k	facteur d'impact	0.066	0.15
	k_d	multiplicateur constant	0.108	0.15
	k_m	coefficient de déviation	0.235	0.1
	γ	Coefficient de moment de flexion	18.9×10^{-6}	0.10
	χ	Unité de poids du sol	KN/mm^3	0.023
	μ	courbure longitudinale	-10^{-6} rad/mm	0.15
	$\Delta\theta$	Coefficient de Poisson différentiel de température	10.0 C°	0.10
	chargement	p	La pression interne	12 MPa
F		Charge à la roue de la circulation	150kN	0.10
Contraintes résiduelles	σ_{max}	Maximum de contraintes résiduelles	70Mpa	0.25

VI. 1.3 Évaluation de la fiabilité des pipelines

Il est évident, qu'il existe une incertitude considérable associée aux paramètres de corrosion k et n . L'exception à cela peut être la situation d'un cas particulier où un cas antérieurs spécifiques où on a des observations empiriques disponibles. Alors, il reste un certain degré de l'incertitude dans l'extension de l'historique des valeurs expérimentales pour les conditions pratiques (terrain).

Beaucoup d'autres paramètres dans les expressions mentionnées précédemment sont également associés à des divers degrés d'incertitude, Le plus important d'entre eux sont, la longueur effective (L_c), facteur d'impact (I_c) et la courbure (χ). Les coefficients de C_d , C_b , k_d , k_m , auez également l'incertitude modérée associée avec eux, car ils ont besoin d'être sélectionnés pour une situation donnée, sur la base d'une information imparfaite. Le niveau de l'incertitude des paramètres tels que la largeur de fossé B_d , le rayon r du tube et l'épaisseur de paroi t dépend principalement du processus de production des pipelines et la construction de fossés, qui dépendent tous les deux du contrôle qualité et des ateliers de fabrication des tubes. La différence de température est aussi une variable aléatoire. Les quantités telles que γ unité de poids de sol, le module d'élasticité E , la limite d'élasticité σ_y , le coefficient de dilatation thermique α , le coefficient de Poisson μ sont toutefois, bien définis expérimentalement.

L'évaluation de la fiabilité des pipelines, en utilisant une approche probabiliste, pour ce faire, chaque variable aléatoire est représentée par une moyenne estimée et un écart type.

Le logiciel de fiabilité Phiméca nous permet de calculer l'indice de fiabilité β et la probabilité de défaillance P_f . La figure V.8 compare l'évolution de l'indice de fiabilité en fonction de la pression, pour les cas avec et sans contraintes résiduelles.

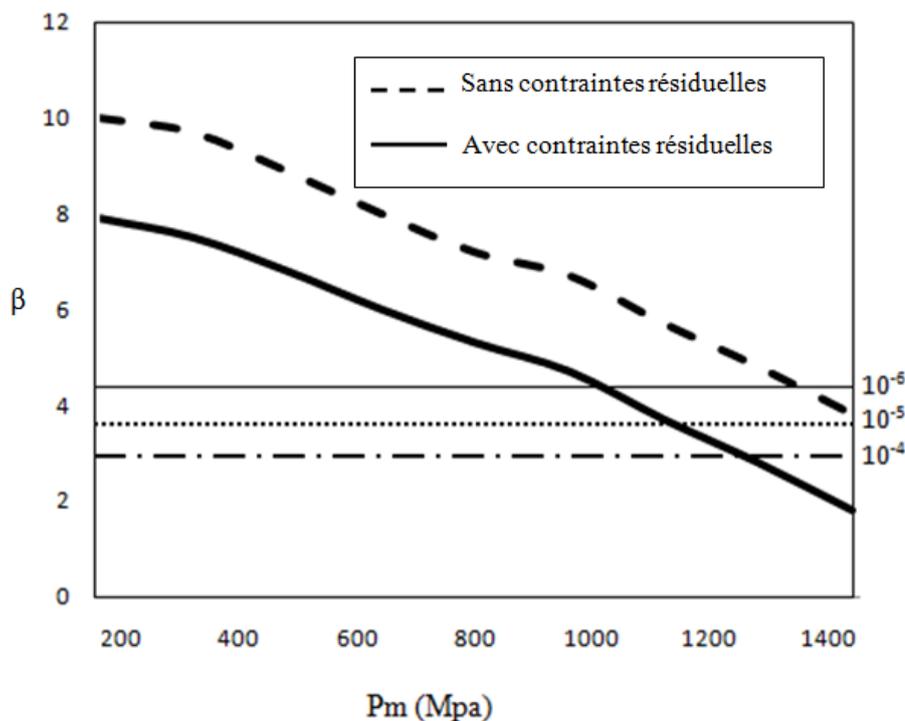


Figure 47 Variation de l'indice de fiabilité β en fonction de la pression de service.

Nous pouvons voir, que lorsque la pression allant jusqu'à 1500Mpa, l'indice de fiabilité diminue considérablement dans les deux cas. Les deux courbes suivent des tendances similaires. Même si une diminution significative de fiabilité en raison de la contrainte résiduelle est observée pour des pressions inférieures, l'influence des contraintes résiduelles diminue lorsque la pression interne est augmentée. La courbe donne trois niveaux de probabilité de défaillance $P_f = 10^{-4}, 10^{-5}$ et 10^{-6} (correspondant à $\beta = 3.2, 3.87$ and $4,7$, respectivement).

L'effet de la variation de T (temps) sur la probabilité de défaillance nominal a été étudié. A cet effet, la valeur de T a été varié de 0 à 50 ans, mais les valeurs de tous les autres paramètres sont maintenues constants aux valeurs données dans le tableau 10. Les résultats de cette enquête sont présentés dans la figure 47. On voit que la probabilité de défaillance augmente de façon non linéaire avec T et également que le taux de variation de la probabilité de défaillance augmente avec T. L'un des principaux avantages de cette courbe, c'est de permettre aux concepteurs d'obtenir une image claire sur le niveau de risque de défaillance structurelle à différents stades de la durée de vie du pipeline. Cette information peut être utile à l'élaboration des plans pour le développement économique, d'inspection efficace, de réparation ou de remplacement programmés dans les calendriers d'entretien de pipelines.

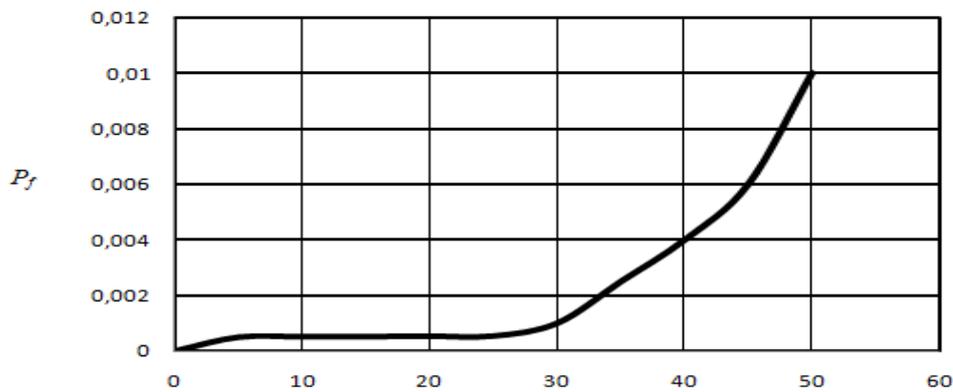


Figure 48 la probabilité de défaillance Vs durée de vie écoulée d'une pipe.

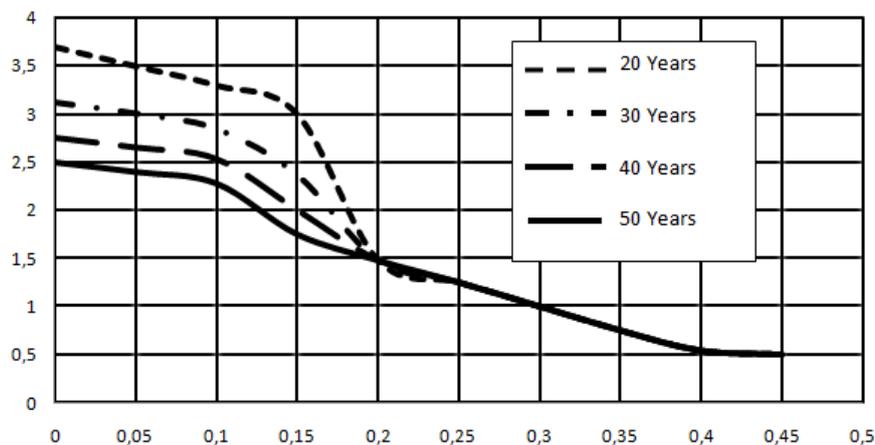


Figure 49 : Graphes de la variation de l'indice de fiabilité (β) pour différentes valeurs de la durée vie écoulée d'un pipeline (20 ans, 30 ans, 40 ans, 50 ans)

Sur la figure 49, nous remarquons que les quatre courbes ont une forme presque similaire, une diminution non linéaire de l'indice de fiabilité avec l'augmentation de la durée de vie écoulée du pipeline, jusqu'à une valeur bien déterminée où toutes les courbes auront la même allure. Cela veut dire qu'après une certaine durée de vie d'un tube, la variation de l'indice de fiabilité a une forme presque constante.

Conclusion :

De nombreux industriels travaillent à l'évaluation et à l'amélioration de la fiabilité de leurs produits au cours de leur cycle de développement, depuis la conception jusqu'à la mise en service (conception, fabrication et l'exploitation) afin de développer leurs connaissances sur le rapport coût / fiabilité et de contrôler les différentes sources de défaillance.

Devant la variabilité du comportement des pipelines, la prise en compte des différentes variables dès la phase de conception s'avère aujourd'hui indispensable pour une meilleure gestion des risques envisagés. Par ailleurs, le développement des réseaux destinés au transport des hydrocarbures ne peut se faire qu'à l'aide de modèles mécaniques déductifs, i.e. établis à partir de la connaissance des mécanismes qui y sont attachés.

Alors, des modèles mécaniques pour les tubes ont été proposés, où les deux cas ont été pris en compte, avec et sans le phénomène de la corrosion. Tout en intégrant, les contraintes résiduelles, ensuite un modèle mécano-fiabiliste a été couplé dont l'objectif d'évaluer les indices de fiabilité des pipelines, ainsi que la probabilité de défaillance.

Donc, à l'issue de cette étude, une méthodologie a été présentée pour l'analyse de fiabilité des pipelines soumis à l'effet de la corrosion. Les variables qui influent sur la fiabilité sont traitées comme des variables aléatoires et représentés par des distributions statistiques. Une fonction d'état limite approximative a été développée. Où on a pu estimer la probabilité de défaillance d'un pipeline. Une investigation numérique a été faite, et il a été constaté que la profondeur de défaut et la pression du fluide ont une influence significative sur la fiabilité des pipelines. Par contre, les défauts de longueurs n'ont pas beaucoup d'influence sur la fiabilité des pipelines.

La probabilité de défaillance devient moins sensible lorsque les contraintes résiduelles sont considérées. En fait, en négligeant les contraintes résiduelles, la fiabilité sera affectée par les autres variables (en particulier la pression de service), ce qui rend l'évaluation probabiliste plus sensibles.

Cela signifie, que la prise en compte des contraintes résiduelles implique une meilleure redistribution des facteurs d'importance sur la fiabilité, conduisant à une probabilité de défaillance moins sensible.

Enfin, une conclusion pratique peut être faite en dirigeant le rapport coût / sécurité sur les conditions de service et d'installation, plutôt que de procéder à des contrôles excessifs sur l'épaisseur du tube.

1. Ministère de l'Énergie Algérie
<http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=609>.

visite :16/05/23.

2. Ropital, F. (2010). *Corrosion des matériaux dans l'industrie pétrolière. Techniques De L'Ingénieur*. <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/materiaux-th11/corrosion-et-vieillessement-cas-industriels-42372210/corrosion-des-materiaux-dans-l-industrie-petroliere-cor750/>

3. A. Fossati, F. Borgioli, E. Galvanetto, T. Bacci, *Corrosion Science* 48 (2006) 1513–1527.

4. SAHRAOUI Yacine,(2014) *optimisation des methodes d'inspection des pipes*,these de

Doctorat.

5. *Contributeurs aux projets Wikimedia. (2023). Complexe sidérurgique d'El Hadjar*. fr.wikipedia.org.
https://fr.wikipedia.org/wiki/Complexe_sid%C3%A9rurgique_d%27El_Hadjar

6. Leclerc.E, Goldestein.H. *L'agressivité du sol et les conduites enterrées- Guides des*

techniques de mesures en protection cathodique CEOCOR 1976 ; 386.

7. AMARA ZENATI Abdeldjelil,2014, *Étude du comportement des aciers API 5L X60 sollicités par contraintes mécaniques et milieu de sol Algérien Simulé*, thèse de doctorat.

8. Mehanna.M. *Mécanismes de transfert direct en corrosion microbienne des aciers*. Thèse de

Doctorat Insitut National Polytechnique de Toulouse France,2009.

9. *Essai de résilience - Résistance au choc. Cours technologie, Par: Rocardier, Publiée le : 26/11/2010.10 .mutans. International orthodontics. 2011; 9 :110-119.*

11. *Hannani A, 2002. Corrosion & Protection des ouvrages métallique. Journée d'étude*

organisée par CHYPCS, 4 rue Mahiedine Maalah, Panorama Hussein Dey, Alger.

12. *Ibrahim I, 2008. La corrosion induite par courant alternatif sur les canalisations*

enterrées sous protection cathodique. Thèse de Doctorat : Génie des procédés et haute

technologie. Université Pierre et Marie Curie, 209p.

13. *[http ://www.sonatrch . com.](http://www.sonatrach.com), site officiel.*
