

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE AMMAR THELIDJI -LAGHOUE

Faculté De Technologie

Département : Génie Electromécanique

Option : Maintenance Industrielle



MEMOIRE DE MASTER

Thème :

ANALYSE DES TECHNIQUES DE REPARATION EN SERVICE DES GAZODUCS

Présenté par :

- ❖ **ALIOUA TAKI EDDINE**
- ❖ **GUERGAB HADJ TAYEB**

Encadreur :

- ❖ **Dr. BELAÏD SALIM**

Promotion : 2024/2025

Remerciements

Nous remercions tout d'abord Dieu Tout-Puissant de nous avoir accordé le courage, la volonté, la force et la patience nécessaires à la réalisation de ce travail.

Nous exprimons notre profonde gratitude et notre reconnaissance à notre encadreur du projet,
Dr. BELAÏD SALIM, pour ses efforts et sa confiance,

Ainsi que pour ses précieux conseils, son encadrement, ses encouragements, son soutien, sa gentillesse, ses suggestions et son assistance tout au long de la réalisation de cette thèse.

Nous remercions nos familles pour leurs encouragements et leurs sacrifices lors de notre formation, voire de notre éducation.

En conclusion, nous sommes heureux d'exprimer notre profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué, directement ou indirectement, à la réalisation de ce travail.

Enfin, nous adressons nos sincères remerciements à tous les membres du jury pour leur précieux temps et le partage de leurs précieuses connaissances.

Dédicaces

Je dédie cette lettre à :

Mon espoir et la raison de mon existence à ma chère mère,

Avec tout son amour et son dévouement.

Elle a toujours été à mes côtés, me donnant un merveilleux exemple de diligence et de persévérance.

Et à mon cher père.

Et à la famille **ALIOUA**.

À tous mes amis et professeurs qui m'accompagnent depuis ma deuxième année de master en maintenance industrielle.

Et à tous mes amis les plus chers que je n'ai pas mentionnés.

J'espère que vous trouverez dans cet ouvrage toute ma gratitude et mon amour.

ALIOUA TAKI EDDINE

Dédicaces

Tout d'abord, je remercie Dieu, notre Créateur

De m'avoir accordé la force, la volonté et le courage nécessaires pour mener à bien cette humble œuvre.

Je dédie ce travail à ma mère, source de compassion et de lumière qui guide mon chemin et me conduit sur les chemins du succès.

Elle est là pour tous ses sacrifices, ses précieux conseils, et pour tout le soutien et la présence qu'elle m'a apportés.

À mon cher père, à qui j'exprime ma plus profonde gratitude et ma plus profonde reconnaissance pour ses efforts, ses conseils et sa direction.

À mes chers frères et sœurs...

À mes chers amis et à tous ceux que la plume a oubliés, mais pas le cœur.

GUERGAB HADJ TAYEB

LISTE DES FIGURES

Figures	Pages
Figure 1.1 : Installation d'un gazoduc dans une tranchée	1
Figure 1.2 : La carte de ce réseau	2
Figure 1.3 : Les Gazoducs De Collecte	3
Figure 1.4 : Les Gazoducs De Transport	3
Figure 1.5 : Les Gazoducs De Distribution	4
Figure 2.1 : Corrosion Externe	10
Figure 2.2 : Endommagement Mécanique	10
Figure 2.3 : Fuites De Gaz	11
Figure 2.4 : Piston Racleur	12
Figure 2.5 : Fonction Calibrage	12
Figure 2.6 : Intelligent Pig	13
Figure 2.7 : flux de fuite magnétique	14
Figure 2.8 : la figure montrée flux de fuite magnétique	14
Figure 2.9 : Défaut De Corrosion Selon Forme Parabolique	16
Figure 2.10 : Défaut de corrosion projeté selon une forme rectangulaire	17
Figure 2.11 : Dimensionnement Des Défauts Des Pic De Corrosion	19
Figure 2.12 : Ajustement De l'épaisseur Et La Profondeur Du Défaut Avec La Corrosion Généralisée	20
Figure 2.13 : Projections Des Inters Agentes Déserte Dans La Direction Circulaire	20
Figure 2.14 : Projections Des Défauts Dans La Ligne De Projection	21
Figure 2.15 : Combinaisons Des Défauts Inter Agentes.	21
Figure 2.16 : Organigramme d'évaluation Intégrité d'une conduite sous pression	23
Figure 2.17 : Organigramme Suite de la procédure d'évaluation Intégrité d'une conduite sous pression	24
Figure 2.18 : L'organigramme Du Critère B31G	25
Figure 2.19 : L'organigramme Du Critère B31G Modifiée	26
Figure 3.1 : Les variations des pressions par rapport à la longueur du pic L moins de 40% de t	29
Figure 3.2 : Les variations des pressions par rapport à la longueur du pic L plus de 40% de t	30
Figure 3.3 : Les variations des pressions par rapport à la profondeur a (a=d) moins de 40% de t	31
Figure 3.4 : Les variations des pressions par rapport à la profondeur a (a=d) plus de 40% de t	32
Figure 3.5 : L'importance des variantes dans la loi de B31G sur les résultats de pressions ultime trouver	33

Figure 3 .6 : Obturation a deux positions avec by-pass provisoire	34
Figure 3.7 : Le piquage en charge	36
Figure 3.8 : Application d'un système de réparation composite sur pipe	37
Figure 3.9 : l'emballage d'un composite flexible pour la réparation d'une conduite sous– marin.	39
Figure 3.10 : Schéma en coupe d'un système de réparation utilisant un manchon en matériau composite FRP	40

LISTE DES TABLEAUX

Tableaux	Pages
Tableau 1.1 : Les principales caractéristiques des gazoducs les plus importants du réseau national,	1-2
Tableau 1.2 : Evolution Des Conditions De Transport Des Gazoducs [Hulka, 1997].	4
Tableau 1.3 : Caractéristiques Mécaniques Requises Des Pipelines En Acier De Grade API	5
Tableau 1.4 : Composition Chimiques En % De l'acier Grade X60 Et X100	6
Tableau 1.5 : Composition Chimique (Acier X60 5L)	7
Tableau 2.1 : Critère d'évaluation Des Pics De Corrosion	15
Tableau 3.1 : Les Pressions Calculées Des Pipes Corrodées Moins De 40% De T	27
Tableau 3.2 : Les Pressions Calculées Des Pipes Corrodées Plus De 40% De T	28
Tableau 3.3 : Les types de fibres de verre utilisées dans les systèmes de réparation	37
Tableau 3.4 : Caractéristiques Mécaniques Typiques Du GFRP	38

LISTE DES SYMBOLES

S : Niveau de tension lors de la rupture.

$\bar{S}$: Tension d'écoulement (propriété liée à la limite d'élasticité du matériaux).

A₀ : L. T

A : Surface de fissuration longitudinale.

L : Extension axiale de la détérioration.

T : Epaisseur de la paroi du pipeline.

A : La profondeur de pic de corrosion.

M : Facteur de FOLIAS en fonction de D, L, t

L : Extension axiale de la détérioration.

Σ_e : Limite d'élasticité minimale spécifique du matériau

Re : La Limite d'élasticité

σ : Est la limite de résistance à la traction du matériau (Tension de technologie).

ملخص

تتناول هذه الأطروحة دراسة تحليلية لتقنيات إصلاح أنابيب الغاز أثناء الخدمة، بالنظر إلى الأهمية الاستراتيجية لهذه البنى التحتية في نقل الطاقة وتأثيرها الكبير على الاقتصاد والسلامة. تم التركيز على مشكلة التآكل الموضعي الذي يتسبب في تدهور الجدران الداخلية للأنابيب بمرور الوقت، ما يؤدي إلى تقليل قدرة الأنابيب على تحمل الضغط. استخدمنا معايير B31G و B31G المعدلة لحساب الضغط الأقصى المسموح به في الأنابيب المتضررة، مع محاكاة عددية باستعمال برنامج MATLAB أظهرت النتائج أن طول وعمق التآكل يؤثران مباشرة على الضغط النهائي، مما يستوجب قرارات تقنية مناسبة. من بين الحلول المقترحة: استعمال مواد مركبة (ألياف زجاجية مع راتنجيات) لإصلاح المناطق المتضررة، أو تعويض المقاطع في حالات التآكل العميق، بالإضافة إلى تقنيات متقدمة مثل "البي-باس" والـ Hot Tapping لإجراء الإصلاح دون توقف الخدمة. كما تم إدماج تحليل ميكانيكي-موثوقي لتقييم الجدوى الاقتصادية والتقنية لكل حل.

Résumé

Ce mémoire propose une analyse des différentes techniques de réparation des gazoducs en service, face aux défis posés par la corrosion localisée. Ces canalisations, essentielles au transport du gaz naturel, subissent avec le temps des pertes d'épaisseur dues à l'environnement corrosif, mettant en péril leur intégrité. Le travail utilise les critères B31G et B31G modifié pour évaluer la pression ultime que peuvent supporter les sections corrodées, à travers des simulations sous MATLAB. Les résultats montrent que la profondeur et la longueur du défaut jouent un rôle crucial dans la réduction de la résistance mécanique. Les solutions proposées incluent l'application de patches composites (fibres de verre et résine), le remplacement des segments très endommagés, ainsi que des méthodes d'intervention sans arrêt de service telles que le piquage en charge (hot tapping). Une approche fiabiliste a été intégrée pour garantir des décisions techniques optimales d'un point de vue sécurité et coût.

Abstract

This thesis presents an analytical study of in-service gas pipeline repair techniques, focusing on localized corrosion as a major threat to structural integrity. Gas pipelines play a crucial role in energy transport but degrade over time, especially due to internal and external corrosion. The B31G and Modified B31G criteria were applied to estimate the maximum allowable pressure for corroded sections, with numerical simulations performed using MATLAB. Results confirmed that defect depth and length significantly impact the burst pressure. Proposed solutions include the use of composite repair systems (glass fiber and epoxy), section replacement when corrosion exceeds 40% of wall thickness, and advanced intervention methods like hot tapping and by-pass to avoid service interruption. A reliability-based mechanical analysis was integrated to assess the safety and economic feasibility of each repair method.

SOMMAIRE :

Remerciement	
Dédicace	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des symboles	
Résumé	
Introduction générale	

CHAPITRE I : ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

1.1) Gazoduc - Définition et Fonctionnement :	- 1 -
1.2) Les Gazoducs Algériens:	- 1 -
1.3) Structure Du Transport Du Gaz Par Canalisation :	- 2 -
2) Types De Gazoducs :	- 3 -
2.2) Les Gazoducs De Transport :	- 3 -
2.3) Les Gazoducs De Distribution :	- 4 -
Types d'acier Pour La Fabrication des Gazoducs :	- 4 -
3.1) Aciers Au Carbone (Carbon Steel) :	- 4 -
3.1.1) Aciers De Pipelines (Norme API- 5L) :	- 4 -
3.1.2) Présentation l'évolution De Transport Par Gazoducs :	- 4 -
3.1.3) Les Caractéristiques des Aciers API :	- 5 -
3.1.4) Caractéristiques Du Matériau d'étude (X60 -5L) :	- 7 -
3.1.4.1) Composition Chimique Du Matériau :	- 7 -
3.2) Aciers Faiblement Alliés (Low Alloy Steel) :	- 7 -
4) Généralités Sur la corrosion localise sur les gazoducs :	- 8 -
4.1) Types de corrosion localisée :	- 8 -
4.2) Les principaux types sont :	- 8 -
4.3) Causes de la corrosion localisée sur les gazoducs :	- 8 -
5) Acheminement De Gaz Naturel Par Gazoduc :	- 8 -

CHAPITRE II:

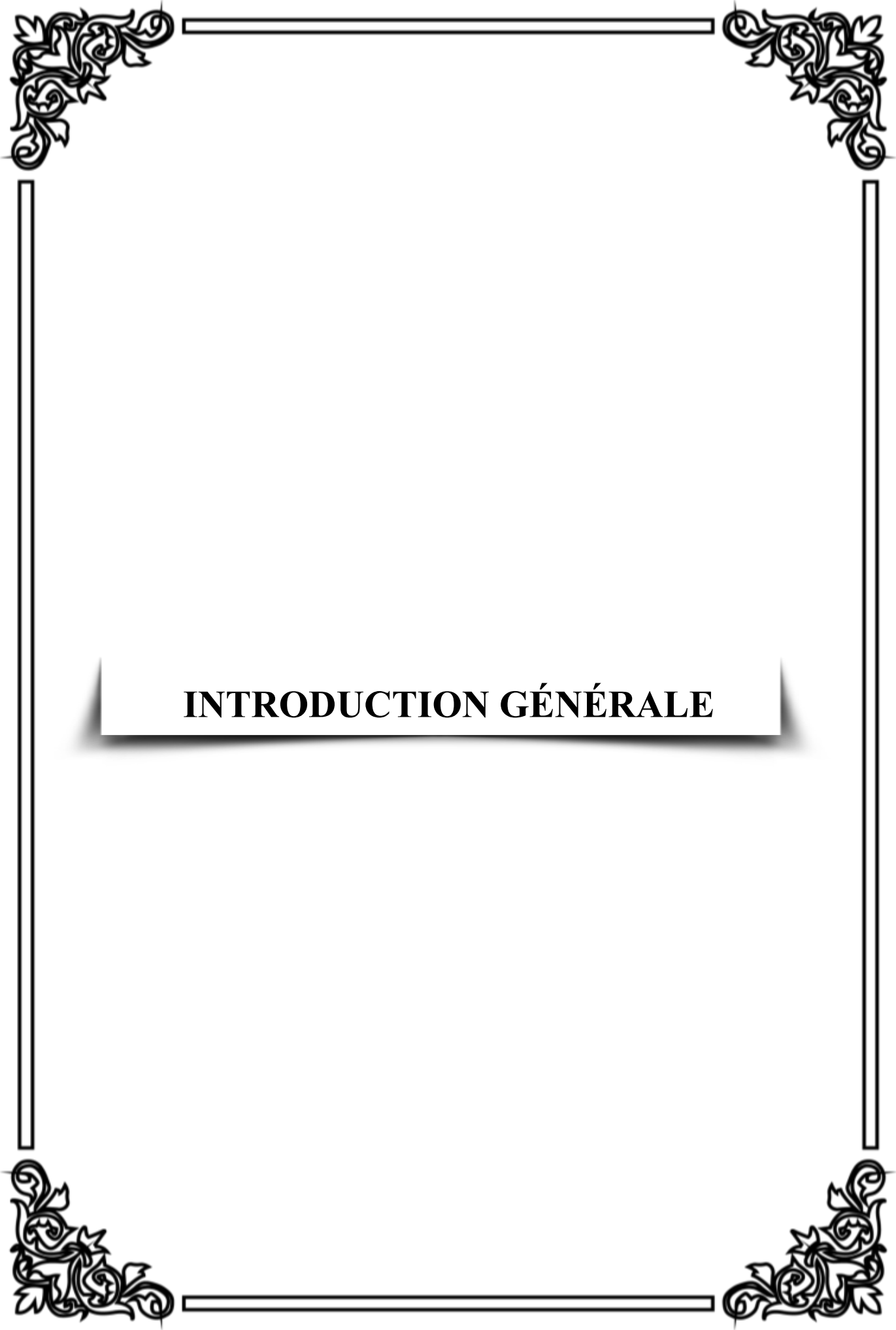
II.1) Défaillances des gazoducs :	- 9 -
II.1.1) Principales Causes de Défaillances :	- 9 -

II.2) Causes De Défaillances Des Gazoducs par corrosion.....	10 -
II.2.1) Corrosion Interne Et Externe :	10 -
II.2.2) Fatigue Du Métal :	10 -
II.2.3) Endommagement Mécanique :	10 -
II.2.3) Fuites De Gaz :	11 -
II.3) La Détection Des Pics De Corrosion Dans Les Gazoducs :	11 -
II.3.1) Piston Racleur	11 -
II.3.2) But Du Raclage :	11 -
II.4) Fonctionnement :	11 -
II.4.1) fonctionnettoyage :	12 -
II.4.2) Fonction Calibrage :	12 -
II.5) Inspection Par Intelligent Pig	13 -
II.5.1) Contrôle Géométrique :	13 -
II.5.2) Contrôles par flux de fuite magnétique :	13 -
II.6) Expressions Mathématiques.....	15 -
II.6.1) Critère B31G :	15 -
II.6.2) Critères B31G Modifié :	17 -
II.6.3) Le Code DNV RP F101 :	18 -
II.7) Effets De La Complexité Des Défauts	18 -
II.8) Application Du Critère B31G :	22 -
II.8.1) Organigrammes :	22 -

CHAPITRE III :Résultats et Interprétations

II.1) Résultats des calculs de pressions ultimes par le critère B31G :	27 -
III.2) Rôle De La Profondeur Comme Facteur Dominant :	30 -
◆ A. Comportement Non-Monotone:.....	30 -
◆ B. Limitation Du Critère B31G:	30 -
III.3) Méthodes de Réparation Des Pipelines Corrodé :	33 -

III.4) Les Opération Spécial (By Passe) :	- 34 -
III.4.1) Le Piquage En Charge :	- 34 -
III.4.2) Preparation et Autorisations:	- 34 -
III.4.3) Mise En Place Du Collier Ou Selle De Piquage :	- 34 -
III.4.4) Installation De La Vanne De Piquage :	- 35 -
III.4.5) Perçage De La Conduite (Hot Tapping) :	- 35 -
III.4.6) Connexion De La Dérivation :	- 35 -
III.4.7) Vérification Finale Et Remise En Service :	- 35 -
III.5) Réparation Par Patch De Composite :	- 36 -
III.5.1) Réparation Par Collage :	- 36 -
III.7) Système De Réparation Par Renforcement Des Fibres Composites :	- 37 -
III.7.1) Type De Composite Utilisé :	- 37 -
III.7.2) Types De Fibres De Verre Utilisées :	- 37 -
III.7.3) Caractéristiques Mécaniques Typiques Du GFRP :	- 37 -
III.8) Système De Réparation Par Matériaux Composites Flexible :	- 38 -
III.9) Système De Réparation Par Matériaux Composites Pré – Durci :	- 38 -
Conclusions :	- 39 -
Conclusion générale :	- 40 -
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	- 42 -



INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le transport du gaz naturel constitue une composante essentielle des infrastructures énergétiques modernes. Les gazoducs, véritables artères souterraines ou aériennes, assurent l'acheminement sécurisé et continu de cette ressource depuis les zones de production jusqu'aux centres de consommation. Conçus pour fonctionner sous haute pression et sur de longues distances, ces ouvrages doivent faire face à des conditions d'exploitation sévères, à des agressions environnementales ainsi qu'à des contraintes mécaniques et chimiques susceptibles de les endommager.

Au fil du temps, des défauts peuvent apparaître sur les conduites : corrosion, fissures, impacts mécaniques ou dommages dus à des interventions extérieures. Face à ces risques, il est crucial de mettre en œuvre des techniques de réparation efficaces, notamment lorsque l'arrêt du service s'avère impossible pour des raisons économiques ou stratégiques. Ainsi, la réparation en service – c'est-à-dire sans interruption du flux de gaz – représente une solution technique et économique particulièrement avantageuse.

Ce mémoire s'inscrit dans cette problématique industrielle d'actualité et vise à analyser en détail les différentes techniques de réparation des gazoducs en service. À travers une revue des méthodes existantes (colliers mécaniques, patchs composites, soudure en charge, etc.), une évaluation de leur efficacité et de leurs domaines d'application, l'objectif est de proposer une approche rationnelle pour le choix de la solution la plus adaptée selon le type de défaut, les caractéristiques du pipeline et les conditions d'exploitation.

CHAPITRE I:
ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

1. Présentation d'un Gazoduc :

1.1) Gazoduc - Définition et Fonctionnement :

Un gazoduc est un système de canalisations conçu pour transporter du gaz naturel (ou parfois d'autres gaz) d'un lieu de production à un point de consommation, souvent sur de longues distances. Le gazoduc est un réseau complexe, généralement composé de plusieurs composants interconnectés pour assurer une distribution fluide et continue.



Figure 1.1 : Installation d'un gazoduc dans une tranchée

1.2) Les Gazoducs Algériens:

Le réseau algérien de gazoducs est constitué de plusieurs lignes qui relient les centres de dispatching avec les zones de consommation situées sur le territoire national ou à l'étranger sur le sol des pays importateurs, ou encore avec les complexes de liquéfaction.

	Diamètre	Longueur (km)	Capacité (10 ⁹ Sm ³ /an)	Départ-Arrivée	Destination
GG1	42	437	11.3	HASSI RMEL-BORD-MENAIL	Consommation Nationale
G20	24	509	3.56	HASSI RMEL-ARZEW	La partie la plus importante de gaz est liquéfiée
G21	40	507	10.64	HASSI RMEL-ARZEW	
G22	40	511	10.64	HASSI RMEL-ARZEW	
G23	42	511	10.64	HASSI RMEL-ARZEW	
GK1	40	575	20.47	HASSI RMEL-SKIKDA	La partie la plus importante de gaz est liquéfiée
GK2	42	575	20.47	HASSI RMEL-SKIKDA	
GK3	48	786	9.66	HASSI RMEL-SKIKDA	
GO1	48	1645	32.72	HASSI RMEL-OUED SAFSAF	Italie via Tunisie
GO2	48	1645	32.72	HASSI RMEL-OUED SAFSAF	

Tableau 1.1 : Les principales caractéristiques des gazoducs les plus importants du réseau national,

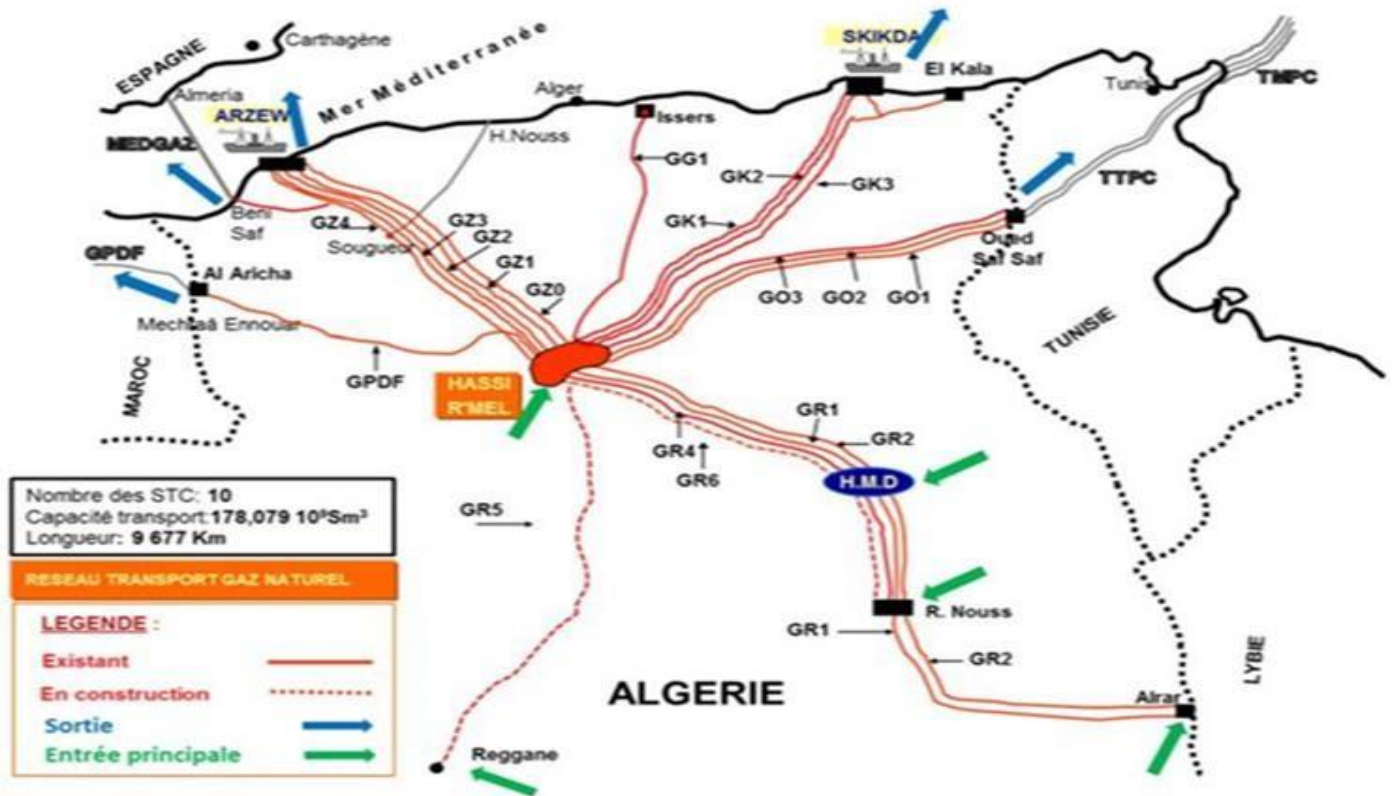


Figure 1.2 : La carte de ce réseau

1.3) Structure du transport du gaz par canalisation :

- **Les Tuyaux** : Généralement fabriqués en acier, ces tuyaux sont de différents diamètres en fonction du volume de gaz à transporter. Ils sont souvent recouverts d'un revêtement pour les protéger contre la corrosion.
- **Stations De Compression** : Elles augmentent la pression du gaz pour le faire circuler efficacement dans le pipeline. Les stations de compression sont situées à intervalles réguliers tout au long du gazoduc.
- **Stations De Régulation** : Elles permettent de contrôler et de maintenir la pression à des niveaux appropriés pour la sécurité et l'efficacité du transport.
- **Vannes Et Equipements De Sécurité** : Ces dispositifs permettent d'arrêter ou de réguler l'écoulement du gaz en cas de fuite ou de défaillance, garantissant ainsi la sécurité du réseau.
- **Systèmes De Surveillance Et De Détection** : Les pipelines sont équipés de technologies permettant de surveiller en temps réel l'état de l'infrastructure et de détecter d'éventuels défauts (comme des fuites ou de la corrosion).

Les canalisations destinées à la collecte et au transport de gaz sont généralement en acier, mais quelques-unes sont fabriquées en plastique, en fer, en matériaux composites ou autres.

La plupart des gazoducs sont en acier, mais le type de matériau utilisé dans un gazoduc dépend normalement des exigences de service prévues et des paramètres opérationnels prévus pour le gazoduc.

2) Types De Gazoducs :

On distingue trois types de gazoducs :

2.1) Les Gazoducs De Collecte: qui prennent leurs sources sur les sites d'extraction du gaz et acheminent la ressource jusqu'à des sites de traitement;



Figure 1.3 : Les gazoducs de collecte

2.2) Les gazoducs de transport: Qui font parcourir les continents au gaz sous haute pression jusqu'aux grandes zones de consommation;



Figure 1.4 : Les Gazoducs De Transport

2.3) Les gazoducs de distribution: Qui amènent le gaz à basse pression jusqu'aux consommateurs.



Figure 1.5: Les Gazoducs De Distribution

Les gazoducs varient en fonction de leur usage, de leur dimension et de la distance qu'ils parcourent.

3.1.1) Types d'acier pour la fabrication des gazoducs:

3.1) Aciers au Carbone (Carbon Steel): Les aciers au carbone sont les plus courants pour les pipelines en raison de leur solidité, durabilité et coût relativement bas.

3.1.2) Aciers de pipelines (Norme API- 5L) :

3.1.3) Présentation l'évolution de transport par gazoducs :

L'évolution des conditions de transport des gazoducs depuis 90 ans est présentée dans le tableau 1.1. Nous voyons que, de 1910 à 2000, le diamètre des pipelines et l'épaisseur a et e ont été multiplié par 4 et la pression de transport par 60

Année	Pression (Bar)	Diamètres (mm)	Capacité Annuelle (10 ⁶ N m ³)	Perte de charge après 6000 KM (%)
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

Tableau 1.2 : Evolution Des Conditions De Transport Des Gazoducs [Hulka, 1997]

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

$$P = \sigma h 2 t / D \quad (1.1)$$

Où D est le diamètre, t l'épaisseur et P la pression de service du tube. Pour éviter une augmentation trop importante de l'épaisseur des tubes rendant les coûts de production et d'investissement rédhibitoires, il faut développer des aciers possédant une limite d'élasticité de plus en plus élevée. Le développement des pipelines en acier dans le temps est ainsi donné par le tableau 1.1. Les aciers sont classés d'après l'American Petroleum Institute (API).

3.1.4) Les Caractéristiques des aciers API :

Ces aciers sont produits dans le plus grand respect des normes de qualité afin de satisfaire aux cahiers des charges les plus sévères. La norme de référence est le standard API 5L (American Petroleum Institute). Ils permettent de satisfaire à des exigences particulières, comme la résistance à la fissuration par l'hydrogène (HIC) ou une haute ductilité à basse température. Les principales caractéristiques des aciers pour tubes d'ArcelorMittal sont leur très haute résistance à la rupture et leur excellente ténacité à très basse température pour les aciers de forte épaisseur. De plus, ces qualités présentent une bonne aptitude au soudage, obtenue grâce à une composition chimique adaptée (valeur particulièrement basse de leur carbone équivalent). La régularité des (caractéristiques mécaniques des aciers d'ArcelorMittal destinés à la fabrication de gros tubes soudés facilite les opérations de formage et de soudage. Le tableau 1.2 rassemble les propriétés mécaniques minimales requises pour les pipelines en acier. Un gazoduc est une structure dont l'intégrité doit être garantie. En particulier, pour éviter tout amorçage de rupture, le dimensionnement de la structure est effectué pour travailler dans le domaine élastique avec un coefficient de sécurité adéquat, ce qui autorise une taille critique de défaut.

	Direction	Epaisseur(mm)	Re(Mpa)	Rm(mpa)	A50(%)	KV°C(J)	DWTT 10°C (%)
Grade BAFCS	T	5-20	241-448	414-758	≥28.8	≥27	≥100
X42 AFCS	T	5-20	290-496	414-758	≥28.8	≥27	≥100
X46 AFCS	T	5-20	217-524	434-758	≥27.5	≥27	≥100
X52 AFCS	T	5-20	259-531	455-758	≥26.4	≥40	≥85
X56 AFCS	T	5-20	386-544	490-758	≥24.7	≥40	≥85
X60 AFCS	T	5-20	414-556	517-758	≥23.5	≥40	≥85
X65 AFCS	T	5-20	448-600	531-758	≥23	≥40	≥85
X70 AFCS	T	5-20	483-621	565-758	≥21.7	≥40	≥85
X80 AFCS	L	5-14	-	-	-	≥40	-
	L	5-14	552-690	621-827	≥20	-	≥85

Tableau 1.3 : Caractéristiques mécaniques requises des pipelines en acier de grade API

Pour la composition chimique des différents aciers de l'api ce présente dans le tableau suivant :

grade	C	Mn	Si	P	S	Al	Cr	Mo	Ti	v
X60	0.19	1.15	0.20	≤	≤	0.02	≤	≤	0.03	0.11
	A	A	A	0.025	0.025	A	0.02	0.05	A	A
	0.24	1.35	0.40			0.04			0.04	0.15
X100	0.29	1.15	0.15	≤	≤	≤	0.5	≤	≤	0.03
	A	A	A	0.025	0.025	0.04	A	0.05	0.04	A
	0.34	0.34	0.30				0.65			0.070

Table 2—Chemical Requirements for Heat Analyses by Percentage of Weight

(1)	(2)	(3)	(4)		(5)		(6)
Type of Pipe	Grade & Class	Carbon	Manganese		Phosphorus		Sulphur
		Max. ^a	Min.	Max. ^a	Min.	Max.	Max.
Seamless							
Nonexpanded or cold expanded	A25, C1 I	0.21	0.30	0.60	—	0.030	0.030 ^b
Nonexpanded or cold expanded	A25, C1 II ^b	0.21	0.30	0.60	0.045	0.080	0.030
Nonexpanded or cold expanded	A	0.22	—	0.90	—	0.030	0.030
Nonexpanded or cold expanded	B ^c	0.27	—	1.15	—	0.030	0.030
Nonexpanded	X42 ^d	0.29	—	1.25	—	0.030	0.030
Nonexpanded	X46 ^d , X52 ^d	0.31	—	1.35	—	0.030	0.030
Cold expanded	X42 ^d , X46 ^d , X52 ^d	0.29 ^e	—	1.25	—	0.030	0.030
Nonexpanded or cold expanded	X56 ^{d,f} , X60 ^{d,f}	0.26	—	1.35	—	0.030	0.030
Nonexpanded or cold expanded	X65, X70, X80	(By agreement between the purchaser and the manufacturer)					
Welded							
Electric-welded or continuous-welded only	A25 C1 I	0.21	0.30	0.60	—	0.030	0.030
Electric-welded or continuous-welded only	A25 C1 II ^b	0.21	0.30	0.60	0.045	0.080	0.030
Nonexpanded or cold expanded	A	0.21	—	0.90	—	0.030	0.030
Nonexpanded or cold expanded	B ^c	0.26	—	1.15	—	0.030	0.030
Nonexpanded or cold expanded	X42 ^d	0.28	—	1.25	—	0.030	0.030
Nonexpanded	X46 ^d , X52 ^d	0.30	—	1.35	—	0.030	0.030
Cold expanded	X46 ^d , X52 ^d	0.28	—	1.25	—	0.030	0.030
Nonexpanded or cold expanded	X56 ^{d,f} , X60 ^{d,f}	0.26	—	1.35	—	0.030	0.030
Nonexpanded or cold expanded	X65 ^{d,g}	0.26	—	1.40	—	0.030	0.030 ^h
Nonexpanded or cold expanded	X70 ^f	0.23 ^h	—	1.60 ^h	—	0.030	0.030
Nonexpanded or cold expanded	X80 ^f	0.18 ^{h,i}	—	1.80 ^{h,i}	—	0.030 ^j	0.018 ⁱ

Tableau 1.4 : Composition chimiques en % de l'acier grade x60 et x100

Nous prenons comme exemple le (X60 -5L) :

Caractéristiques Du Matériau d'étude (X60 -5L) :

3.1.4.1) Composition Chimique Du Matériau :

La composition chimique du matériau a été faite par analyse spectrophotométrie sur machine type « SPECTRO » Rp 212 disponible au niveau de l'usine ALPHAPIPE à Annaba de production des tubes en spiral.

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo
%	%	%	%	%	%	%	%
0.213	0.380	1.35	0.015	0.016	0.025	0.024	0.013
Al	Co	Cu	Nb	Ti	V	W	Sn
%	%	%	%	%	%	%	%
0.067	0.007	0.029	0.078	0.003	0.004	0.003	0.02
B	Ceq	(S+P)	(Nb+V)	Fe			
%	%	%	%	%			
0.000	0.45	0.031	0.082	97.8			

Tableau 1.5 : Composition Chimique (Acier X60 5L)

On notera que la teneur en soufre est très basse par rapport aux teneurs rencontrées dans les nuances des tubes de transport actuels. Il en résulte une basse teneur inclusionnaire et donc une bonne ductilité. Par ailleurs, on révèle la présence de l'aluminium (pour la désoxydation), du silicium (pour empêcher la formation de perlite), de manganèse (pour la création des structures bainitiques) et de niobium (pour l'aménagement de la structure à travers le processus de laminage et pour le durcissement par précipitation).

3.2) Aciers faiblement alliés (Low Alloy Steel) :

L'acier faiblement allié est un alliage d'acier auquel ont été ajoutés 1% à 5% d'éléments d'alliage afin d'en améliorer les propriétés. Les éléments d'alliage courants tels que le chrome, le nickel, le molybdène et le vanadium améliorent les propriétés mécaniques de l'acier au-delà de celles de l'acier au carbone ordinaire.

3.2.1) Caractéristiques:

- Meilleure résistance mécanique que les aciers carbonés.
- Bonne ténacité à basse température.
- Amélioration de la résistance à la fatigue et à l'usure.
- Certaines nuances ont une meilleure résistance à la corrosion.
- Bonnes propriétés de soudabilité, selon l'alliage.

4) Généralités sur la corrosion localisée sur les gazoducs :

La corrosion est une dégradation progressive d'un métal due à une réaction électrochimique avec son environnement. Dans le cas des gazoducs, elle peut compromettre la sécurité, la fiabilité et la durée de vie des infrastructures.

4.1) Types de corrosion localisée :

Contrairement à la corrosion uniforme, la corrosion localisée affecte des zones restreintes de la surface métallique, formant des piqûres, crevasses ou zones d'amincissement.

4.2) Les principaux types sont :

Corrosion par piqûres : Formation de petits trous très profonds sur une surface généralement intacte.

Corrosion par crevasses : Développement sous les dépôts ou joints, où l'oxygène est limité.

Corrosion galvanique : Entre deux métaux différents en contact avec un électrolyte.

Corrosion sous contrainte : Apparition de fissures sous l'effet combiné d'une contrainte mécanique et d'un milieu corrosif.

4.3) Causes de la corrosion localisée sur les gazoducs :

1. Présence d'eau ou d'humidité, surtout dans les gaz naturels humides.
2. CO₂, H₂S ou O₂ dissous dans le gaz (corrosion acide ou sulfidique).
3. Dépôts de sels ou de particules créant des zones anaérobies.
4. Défauts de revêtement externe laissant le métal exposé.
5. Courants vagabonds ou interférences électriques.

5) Acheminement de gaz naturel par gazoduc :

Un réseau de gazoducs est constitué de tubes en acier soudés, formant des canalisations pouvant atteindre jusqu'à 3 000 kilomètres de long. Leur diamètre varie entre 50 centimètres et un mètre cinquante, avec une capacité de transporter le gaz sous pression et sur de longues distances. Ces canalisations peuvent être terrestres ou sous-marines. Le gaz, sous pression dans le gazoduc, peut atteindre des vitesses de l'ordre de 40 km/h. La valeur optimale de la vitesse à laquelle doit circuler le gaz, est un compromis entre le souci de minimiser les pertes de charge, qui augmentent proportionnellement au carré de la vitesse, et celui d'augmenter le débit, pour réaliser des économies de transport. Ce compromis s'obtient en maintenant une pression de service dans le gazoduc dans des limites bien définies, grâce à des stations de compression installées à intervalles réguliers le long du gazoduc. Dans le réseau de transport, la pression est fixée à une valeur comprise entre 30 et 100 bars.

CHAPITRE II :
DEFAILLANCES DES GAZODUCS : CRITERE B31G

II.1) Défaillances des gazoducs :

Une défaillance d'un gazoduc est un événement qui entraîne une perte d'intégrité de la conduite, pouvant causer des fuites de gaz, des explosions, des interruptions de service, ou des dommages environnementaux et humains.

II.1.1) Principales causes de défaillances :

II.1.1.1) Corrosion:

- Uniforme : perte progressive de matière sur toute la surface.
- Localisée : piqûres ou crevasses pouvant perforer la conduite.
- Interne : provoquée par les composants corrosifs du gaz (eau, CO₂, H₂S).
- Externe : due à l'humidité du sol, aux courants vagabonds, ou à un revêtement défectueux.

II.1.1.2) Défauts mécaniques:

- Fissures (fatigue, propagation sous pression cyclique).
- Bosselures, écrasements, égratignures causées par des chocs externes.
- Soudure défectueuse (erreur de fabrication ou vieillissement).

II.1.1.3) Dommages dus à des agressions extérieures :

- Engins de chantier (creusage accidentel).
- Tremblements de terre ou mouvements du sol.
- Attaques intentionnelles (sabotage ou actes de terrorisme).

II.1.1.4) Surcharge de pression (overpressure)

- Mauvais réglage des vannes ou défaillance du système de régulation.
- Peut entraîner un éclatement brutal de la conduite.

II.1.1.5) Vieillissement des matériaux

- Diminution des propriétés mécaniques avec le temps.
- Fragilisation due à des cycles thermiques ou chimiques.

II.2) Causes De Défaillances Des Gazoducs par corrosion :

Avant de se plonger dans les techniques de réparation, il est important de comprendre les causes principales des défaillances des gazoducs :

II.2.1) Corrosion externe : l'effet de l'humidité et de la salinité peut entraîner la dégradation du métal.



Figure 2.1: Corrosion Externe

II.2.2) Fatigue Du Métal : Résultant de cycles répétés de pression dans le gazoduc, ce phénomène peut causer des fissures.

II.2.3) Endommagement Mécanique : Accidents, déformations dues au mouvement du sol ou même à des objets extérieurs.



Figure 2.2 : Endommagement Mécanique

II.2.3) Fuites De Gaz : Problèmes de soudure, joints usés ou défaillances dans les vannes.



Figure 2.3 : Fuites De Gaz

II.3) La détection des pics de corrosion dans les gazoducs :

II.3.1) Piston racleur

Un piston racleur (ou plus simplement racleur) est un outil utilisé pour l'entretien des canalisations. Une autre famille, les racleurs instrumentés, sont utilisés pour l'inspection des canalisations. Ces pistons racleurs sont notamment utilisés pour les oléoducs et gazoducs ainsi que les réseaux de distribution d'eau. Les termes anglais pig (pipeline inspection gauge) pour un racleur et intelligent pig pour un racleur instrumenté sont aussi utilisés.

II.3.2) But du raclage :

Une pipe destinée à transporter un effluent liquide ou gazeux a été en général, dimensionnée pour travailler :

En continu, c'est-à-dire sans interruption de débit. Avec des pertes de charges minimales pour un débit donné. Ceci implique :

De maintenir un diamètre intérieur maxi, sans dépôts ni débris qui réduiraient le passage de produit.

Un état de surface de la paroi intérieure, le plus parfait possible.

Éviter tout percement de la pipe par corrosion chimique ou bactériologique.

S'il s'agit d'un effluent gazeux, éviter les bouchons liquide qui, d'une part augmentent la ΔP dans le pipe, et d'autre part peuvent, par leur volume à l'arrivée, engorger les unités de traitement et provoquer l'arrêt du pipe.

II.4) Fonctionnement :

Le raclage peut avoir plusieurs fonctions :

- Nettoyage.
- Calibrage.
- L'inspection par les intelligents pig.

II.4.1) fonction nettoyage :

La fonction nettoyage se définit comme l'enlèvement de tous les dépôts, quelle que soit leur origine ou nature, qui existent dans le pipe

II.4.1.1) L'efficacité du nettoyage dépend entre autres de trois paramètres :

- ❖ La vitesse du racleur.
- ❖ La différentielle de pression, amont/aval racleur.
- ❖ Le débit à travers le by-pass.



Figure 2.4 : Piston Racleur

II.4.2) Fonction calibrage :

Le contrôle de base d'une canalisation est réalisé par le passage d'un disque de calibrage en aluminium monté sur un racleur classique.

Le disque de calibration ne donne qu'une information partielle sur la géométrie interne du tube, d'autant plus que le site de restriction est encore inconnu et ne permet pas la détection de déformations de faible amplitude.

Il se compose d'un ensemble de disques d'étalonnage, nettoyage et de disques en aluminium montés sur un mandrin soudés ou vissés. Le critère de libre passage d'un disque de diamètre égal à 95% du diamètre intérieur de la canalisation est généralement retenu.

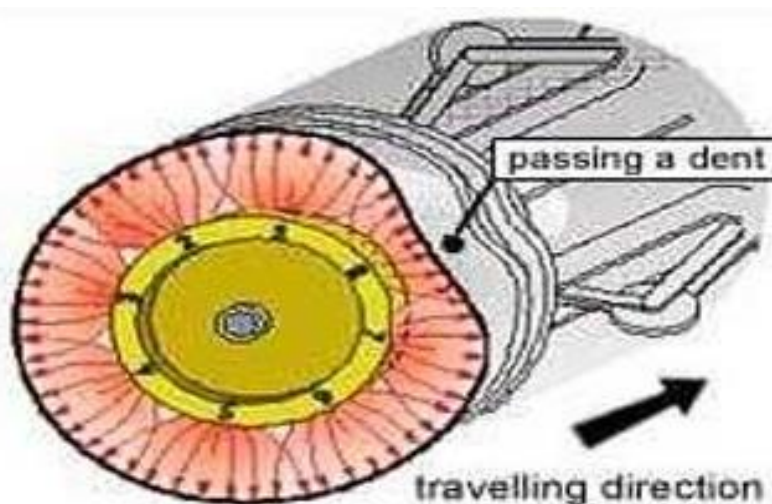


Figure 2.5 : Fonction Calibrage

II.5) Inspection par intelligent pig :

On dit qu'ils sont « intelligents » car ils se servent de technologies intelligentes telles que les Capteurs, les émetteurs, les GPS, les champs magnétiques, le courant de Foucault, les ultrasons et la détection acoustique afin de repérer les problèmes potentiels et d'en pour identifier la cause.

II.5.1) Contrôle géométrique : Le contrôle géométrie nous permet de suivre toutes les modifications du diamètre du tube interne et de distinguer les débris et les dépôts et des autres.

II.5.1.1) Principe de fonctionnement :

Les outils pig envoyés dans le pipeline, ils possèdent des bras de capteur qui lui permettent de détecter tous les changements de diamètre interne du tube, en distinguant les enfoncements, les débris et les autres caractéristiques techniques en même temps. L'odomètre mesure la distance par courue par le racleur et lorsque la vitesse est ralentie, il Passe à une mesure automatique en fonction du temps, qui garantit la précision des données enregistrées, même à faible vitesse

Le capteur de vibration basé avec le temps de roue d'odomètre forme un mélange qui fournit une identification fiable de toutes les données urgentes dans le pipeline. Le capteur dans le racleur vous permet de fournir des données sur la vitesse et la température.

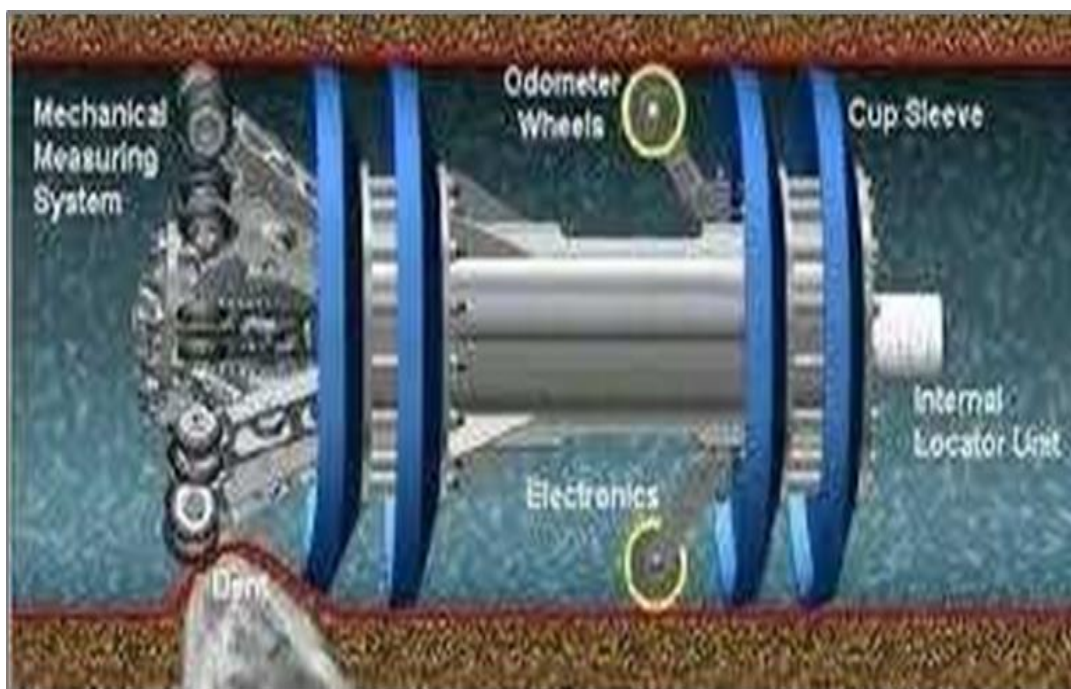


Figure 2.6 : Intelligent Pig

II.5.2) Contrôles par flux de fuite magnétique :

Les contrôles par flux de fuite magnétique (MFL, Magnetic Flux Leakage) qui est une technique rapide adaptée au contrôle des tubes de pipelines en matériau ferromagnétiques. Cette technique permet la détection de défauts internes et les pertes d'épaisseur. MFL est aussi adapté aux examens de câbles en permettant la détection des cordons cassés.



Figure 2.7 : flux de fuite magnétique

II.5.2.1) Principe de fonctionnement de flux de fuite magnétique :

Le détecteur d'inspection en ligne MFL lui-même porte un aimant permanent. Il utilise l'aimant pour produire un circuit magnétique longitudinal dans le cercle de paroi du pipeline. Lorsque le détecteur avance, si des défauts ne se produisent pas dans la paroi du pipeline, les lignes de force magnétiques seront parallèles à la direction du mur. Si des défauts apparaissent sur la surface externe ou interne, les lignes magnétiques traverseront à travers la paroi du pipe et produire une fuite magnétique

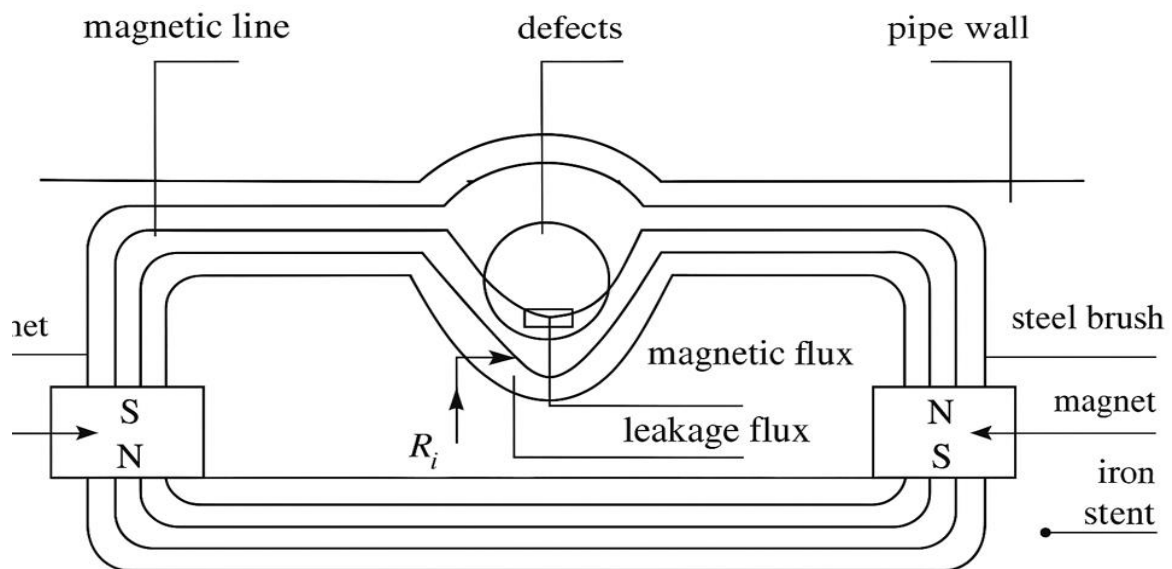


Figure 2.8 : la figure montrée flux de fuite magnétique

Le champ magnétique de fuite se situe entre les deux pôles magnétiques, de sorte qu'il sera détecté par des sondes qui s'accrochent à la paroi de la pipe. Pendant ce temps, les sondes produisent des signaux d'induction correspondants. Ces signaux seront enregistrés en mémoire après avoir été filtrés et amplifiés. Ensuite, nous jugeons et analysons la situation au moyen de la lecture et du traitement des données.

Le tableau suivant nous donne les différentes conditions pour l'évaluation des pics de corrosion, et l'application du critère dans les normes.

CHAPITRE II:

La longueur De la taille du pic	Les interfaces Séparées	Conditions	Profondeur maximum	Conditions
L1	Séparé	Si $X_3 > 1$	. D1. D2	Si $d_1 > d_2$ Si $d_2 > d_1$ et $X_1 > 6t$
L2	Séparé	Si $X_1 > 6t$	. D2	
L3	Séparé	Si $X_3 > 1$ in et $X_2 > 6t$	. D3	
L4	Séparé	Si $X_3 > 1$ in et $X_2 > 6t$	. D4	
L5	Agir l'un sur l'autre	Si $X_3 > 1$ in et $X_2 < 6t$	. D3 . D4	Si $d_3 > d_4$ Si $d_4 > d_3$
L6	Agir l'un sur l'autre	Si $X_3 < 1$ in et $X_2 > 6t$	. D1 . D2 . D3	Si $d_1 > d_2, d_3$ Si $d_2 > d_1, d_3$ Si $d_3 > d_1, d_2$
L7	Agir l'un sur l'autre	Si $X_3 < 1$ in et $X_2 < 6t$	. D1 . D2 . D3	Si $d_1 > d_2, d_3, d_4$ Si $d_2 > d_1, d_3, d_4$ Si $d_3 > d_1, d_2, d_4$ Si $d_4 > d_1, d_2, d_3$

Tableau 2.1 : Critère d'évaluation Des Pics De Corrosion

X en inch : Distance dans l'épaisseur de paroi entre les secteurs de perte en métal (régions corrodées).

II.6) Expressions mathématiques

II.6.1) Critère B31G :

Pour appliquer ce critère il nous faut une condition, que la profondeur maximale du pic (a) ne doit pas dépasser les 80% de l'épaisseur nominal. **D'0.8.t**

Le niveau d'effort d'échec (**Sf**) représente la pression prévue d'éclat de la pipe. La pression **Sf** d'échec ne devrait jamais être moins que la valeur du SMYS. L'équation extérieure de la corrosion du pipe est :

$$s = \bar{S} \left[\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right) M_T^{-1}} \right] \quad (2.1)$$

S : niveau de tension lors de la rupture.

$\bar{S}$: Tension d'écoulement (propriété liée à la limite d'élasticité du matériaux).

A₀ : L. T

A : Surface de fissuration longitudinale.

L : extension axiale de la détérioration.

T : épaisseur de la paroi du pipeline.

A : la profondeur de pic de corrosion.

M : facteur de FOLIAS en fonction de D, L, t

L'équation (1) est utilisée pour calculer le niveau de tension qui a conduit à une fissure du gazoduc contenant un défaut longitudinal, comme elle est utilisée pour prévoir la résistance d'un pipe corrodée.

Le facteur de FOLIAS M se calcule en fonction de la taille du défaut, la forme géométrique de la corrosion.

$$M = \left[1 + 0.8 \frac{L^2}{D \cdot t} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.2)$$

L : Extension axiale de la détérioration.

Les paramètres d'entrée incluent le diamètre extérieur de le pipe (D_{ext}) et l'épaisseur de paroi (t), la force indiquée de rendement minimum (SMYS), la pression de fonctionnement maximale permise (MAOP), l'ampleur longitudinale de la corrosion ($2c$) et la profondeur de défaut(a).

On a la tension d'écoulement qui se présente :

$$\bar{s} = 1.1 \sigma_e \quad (2.3)$$

Σ_e : Limite d'élasticité minimale spécifique du matériau

Et si la surface est donnée par :

$$A = \frac{2}{3} L \cdot a \quad (2.4)$$

L'équation devient :

$$S_F = 1.1 \sigma_e \frac{\left[1 - \frac{2a}{t} \right]}{\left[1 - \frac{2a}{t} M^{-1} \right]} \quad (2.5)$$

Selon ce code, une équation d'échec pour les canalisations corrodées est proposée au moyen des données d'une expérience d'éclatement et exprimée en considérant les deux conditions ci-dessous :

- D'abord, l'effort maximum de cercle ne peut pas excéder la force de rendement du matériel.
- En second lieu, des défauts courts de corrosion sont projetés avec une forme parabolique, et de longs défauts de corrosion sont projetés avec une forme rectangulaire sur la forme de rectangulaire

Pour un défaut parabolique, le critère B31G est appliqué comme suite :

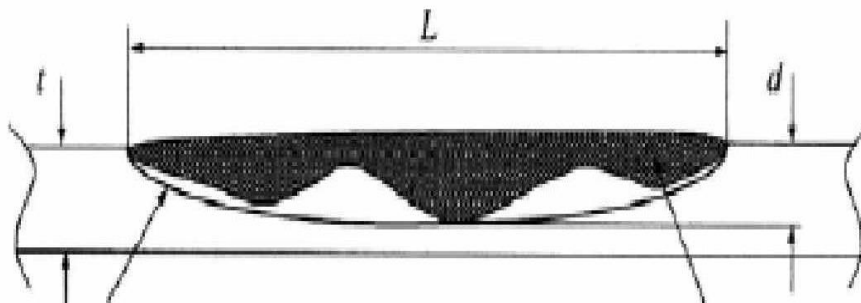


Figure 2.9: Défaut de corrosion selon forme parabolique

Cette détérioration du métal est basée sur deux conditions :

Si :

$$\sqrt{0.8 \left(\frac{2C}{D_{ext}} \right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t} \right)} \leq 4 \quad (2.6)$$

On a le facteur de flambement (FOLIAS) est :

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \left(\frac{2C}{D_{ext}} \right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t} \right)} \quad (2.7)$$

Et la pression ultime P_{ult} est :

$$P_{ult} = \frac{2(1.1Re).t}{D_{ext}} \left[\frac{(1 - 0.66(a/t))}{(1 - 0.66(a/t) \cdot M^{-1})} \right] \quad (2.8)$$

Pour le défaut de corrosion de forme rectangulaire on a la formule suivante :

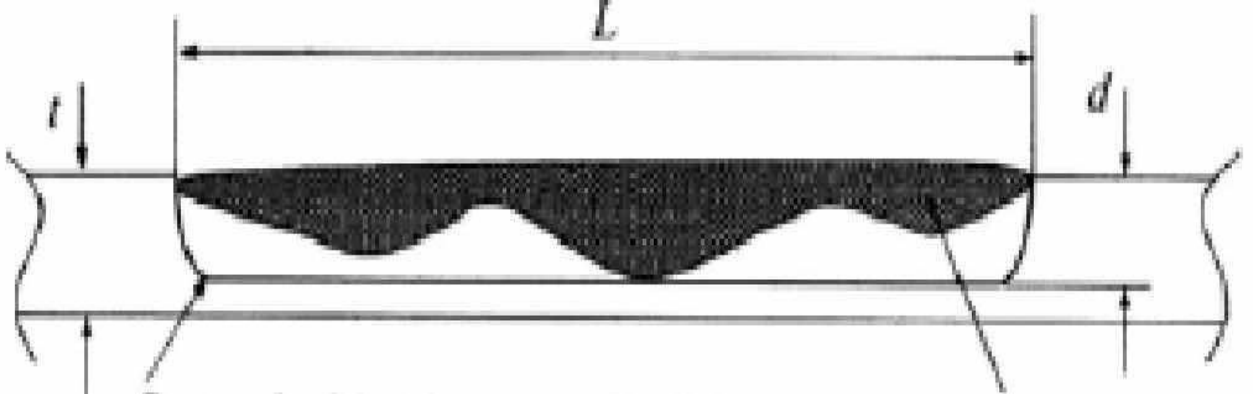


Figure 2.10 : Défaut de corrosion projeté selon une forme rectangulaire

$$\text{Si } \sqrt{0.8 \left(\frac{2C}{D_{ext}} \right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t} \right)} \leq 4 \quad (2.9)$$

Donc on a

$$M = 3.3 + 0.032 \left(\frac{2C}{D_{ext}} \right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t} \right) \quad (2.10)$$

La pression ultime de service MAOP est donnée par :

$$P_{ult} = \frac{2(\sigma_{ult}).t}{D_{ext} - t} \left[\frac{(1 - (a/t))}{(1 - (a/t) \cdot M^{-1})} \right] \quad (2.11)$$

II.6.2) Critères B31G Modifié :

Dans le critère B31G modifié la limite d'écoulement est considérée comme égale :

$$R_m = 1.1 Re + 69 \text{ en (MPa)} \quad (2.12)$$

Re : La Limite d'élasticité

Aussi dans ce critère on a deux cas à considérer :

- **Cas 1 :** $\left(\frac{2C}{D_{ext}} \right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t} \right) \leq 50$ (défaut parabolique) :

$$P_{ult} = \frac{2(1.1Re + 69).t}{D_{ext}} \left[\frac{(1 - 0.85(a/t))}{(1 - 0.85(a/t) \cdot M^{-1})} \right] \quad (2.13)$$

Le facteur de flambement (FOLIAS) égale à :

$$M = \sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{2C}{D_{ext}} \right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t} \right) E - 0.003375 \left(\frac{2C}{D_{ext}} \right) \left(\frac{D_{ext}}{t} \right)^2} \quad (2.14)$$

- **Cas 2 :** $\left(\frac{2C}{D_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right) > 50$ (défaut rectangulaire)

$$P_{ult} = \frac{2(R_c).t}{D_{ext}-t} \left[\frac{(1-(a/t))}{(1-(a/t).M^{-1})} \right] \quad (2.15)$$

Le facteur de flambement (Folias) égale à :

$$M = 3.3 + 0.032 \left(\frac{2C}{D_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right) \quad (2.16)$$

II.6.3) Le Code DNV RP F101 :

Le code DNV RP-F101 est le code le plus complet sur l'acceptabilité des défauts de corrosion dans les tuyaux.

Il permet de traiter tous les types de chargement pression interne mais un chargement combiné, ce code propose deux méthodes pour trouver la pression ultime :

La première méthode est désignée sous le nom de facteur de sécurité 'partiel', la seconde comme le dimensionnement selon la contrainte admissible.

La pression ultime donné par la méthode DNV RP F101 est donné par :

$$P_{ult} = \frac{2.R_m.t}{D_{ext}-t} \left[\frac{(1-(a/t))}{(1-(a/t)Q^{-1})} \right] \quad (2.17)$$

Est le facteur de correction, est-il égal à :

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{1}{\sqrt{D_{ext}.t}}\right)} \quad (2.18)$$

Selon le code DNV RP F101, la pression ultime ne doit pas dépasser la pression maximum de service MAOP, dans le cas contraire le pipe doit être réparé ou remplacer.

II.7) Effets De La Complexité Des Défauts :

Un défaut complexe est un défaut qui résultent de la combinaison de colonies des défauts et un défaut simple (d'isolement) dans lequel les profils de la profondeur sont connus.

Les défauts adjacents de la corrosion peuvent agir l'un sur l'autre entre elle-même causant une pression d'imperfection moins que celle causée par un défaut d'isolement.

Un défaut est considéré comme d'isolement si :

- 1) Sa profondeur sera mineure qui 20% de l'épaisseur du pipe e ;
- 2) L'espacement circulaire entre les défauts adjacents, ij, pour excéder l'angle :

$$\phi > 360 \cdot \frac{3}{\pi} \sqrt{\frac{t}{D}} \quad (2.19)$$

3 l'espacement axial (longitudinal) entre les défauts adjacents, s, devra dépasser la valeur : $S > 2\phi.d.t$ entre deux défauts adjacents, des conditions seront satisfaite pour travailler avec ce critère :

$$1) \left(\frac{1 - \frac{d_1}{t}}{1 - \frac{d_1}{t \cdot M_1}} \right) > \left\{ \frac{1 - \left(\frac{1}{t} \right) \left(\frac{d_1 \cdot L_1 + d_2 \cdot L_2}{L_1 + L_2 + s} \right)}{1 - \left(\frac{1}{t - M_{12}} \right) \left(\frac{d_1 \cdot L_1 + d_2 \cdot L_2}{L_1 + L_2 + s} \right)} \right\} 2) \left(\frac{1 - \frac{d_2}{t}}{1 - \frac{d_2}{t \cdot M_2}} \right) > \left\{ \frac{1 - \left(\frac{1}{t} \right) \left(\frac{d_1 \cdot L_1 + d_2 \cdot L_2}{L_1 + L_2 + s} \right)}{1 - \left(\frac{1}{t - M_{12}} \right) \left(\frac{d_1 \cdot L_1 + d_2 \cdot L_2}{L_1 + L_2 + s} \right)} \right\} \quad (2.20)$$

Et les facteurs de FOLIAS sont :

$$M_1 = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L_1}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2} \cdot M_2 = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L_2}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2} \text{ e } M_{12} = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L_{12}}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2} \quad (2.21)$$

Alors la pression de rupture est donnée par :

$$\text{Prup} = (\sigma_u) \left(\frac{2t}{D-t} \right) \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} \cdot M^{-1}} \right] \quad (2.23)$$

$$M = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2} \quad (2.23)$$

σ : Est la limite de résistance à la traction du matériau (Tension de technologie).

On note que la corrosion est semi rectangulaire $\alpha=1$, on définit la pression max de services (Pult) par la multiplication de FC

$$F_c = F_{c1} \cdot f_{c2} \quad (2.24)$$

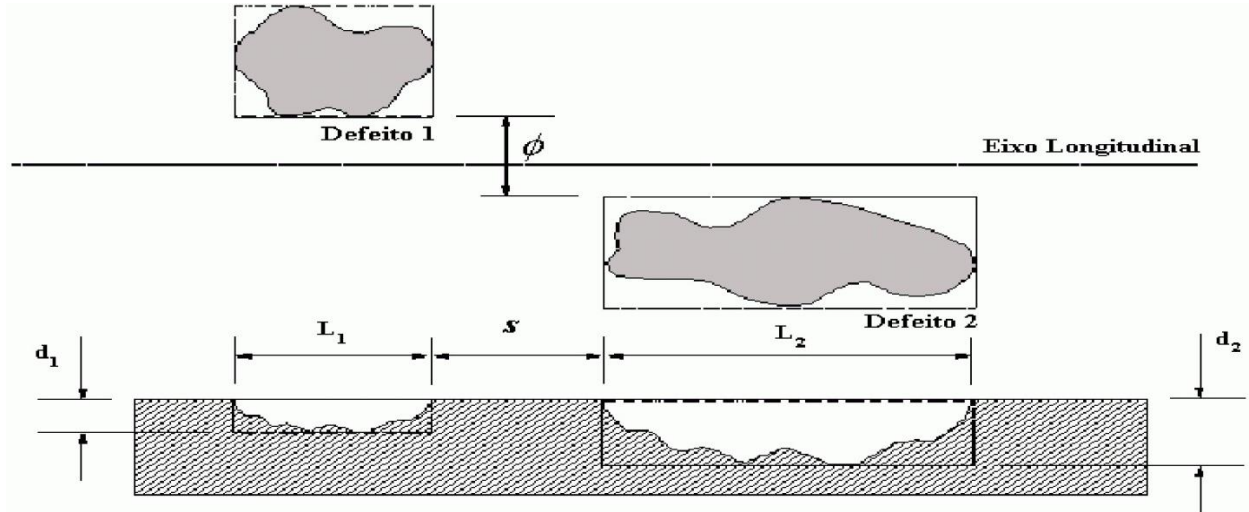


Figure 2.11 : Dimensionnement Des Défauts Des Pic De Corrosion [7]

Pour suivre, le procédé de la norme BS 7910 [7] pour l'évaluation de la résistance résiduelle des tubes en présence des défauts multiples est décrit. Ce procédé considère seulement l'expédition de la pression de chambre.

Étape 1 : Pour des régions où il a généralisé la perte de matériel (moins qui 10% de l'épaisseur du mur du conduit), l'épaisseur locale du mur et la profondeur du défaut doivent être employées, comme illustré sur le schéma 2.19.

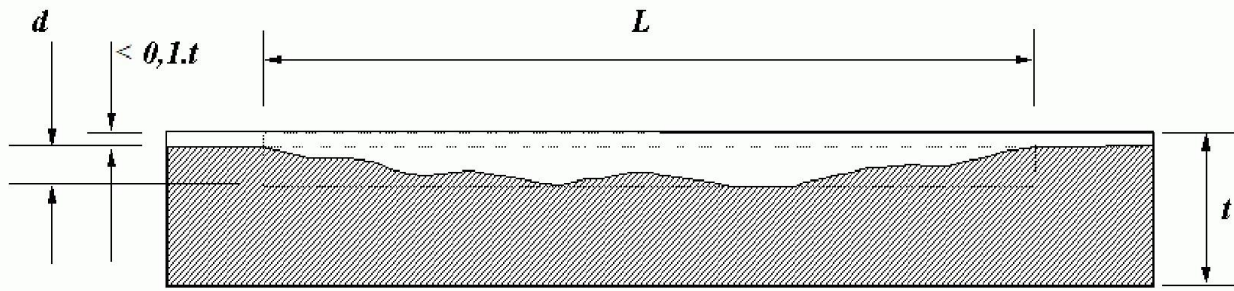


Figure 2.12 : Ajustement de l'épaisseur et la profondeur du défaut avec la corrosion généralisée

Étape 2 : La région corrodée du conduit doit être divisée dans les sections avec la longueur minimum de 5 D.t, avec un recouvrement minimum de 2.5 D.t. Après cela, étapes 3 les 8 doivent être répétées pour chaque longueur séparée de forme pour évaluer toutes interactions possibles.

Étape 3 : Pour construire une série avec des lignes longitudinales espacées de la projection circonférentielle de l'angle donné pour :

$$\phi = 360 \cdot \frac{3}{\pi} \sqrt{\frac{t}{D}} \quad (2.25)$$

Étape 4 : Pour considérer une ligne de projection de chaque fois. Si les défauts seront à l'intérieur de $\pm ij$, ils doivent être projetés dans la ligne de la projection courante, comme illustré sur le schéma 3.9.

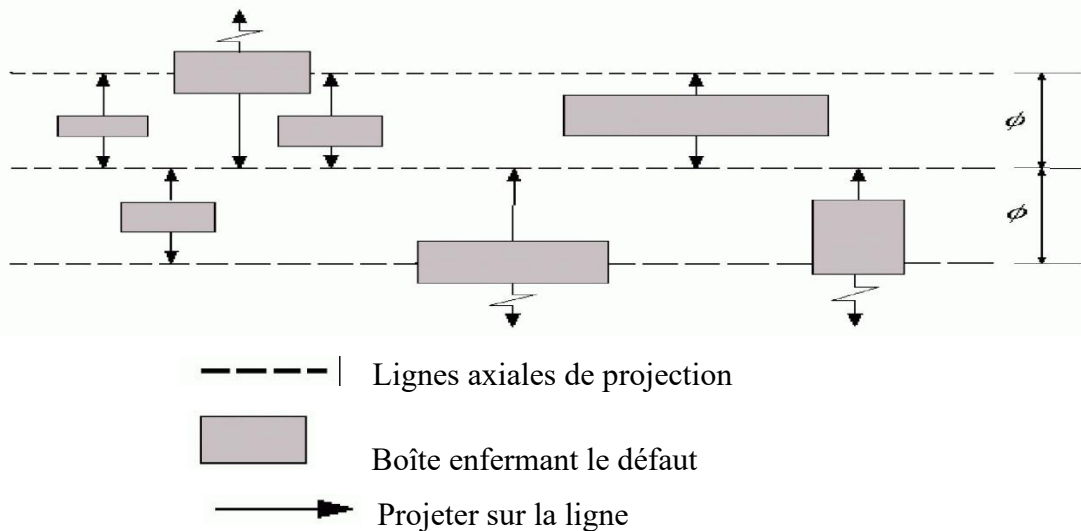


Figure 2.13 : Projections Des Inters Agentes Déserte Dans La Direction Circulaire

Étape 5 : Si elle aura le recouvrement des défauts, ils doivent être combinés pour former « composé » un défaut composé. Cela est fait convenir la longueur des défauts et vu la plus grande profondeur entre la même chose ceux, comme illustré sur le schéma 3-10.

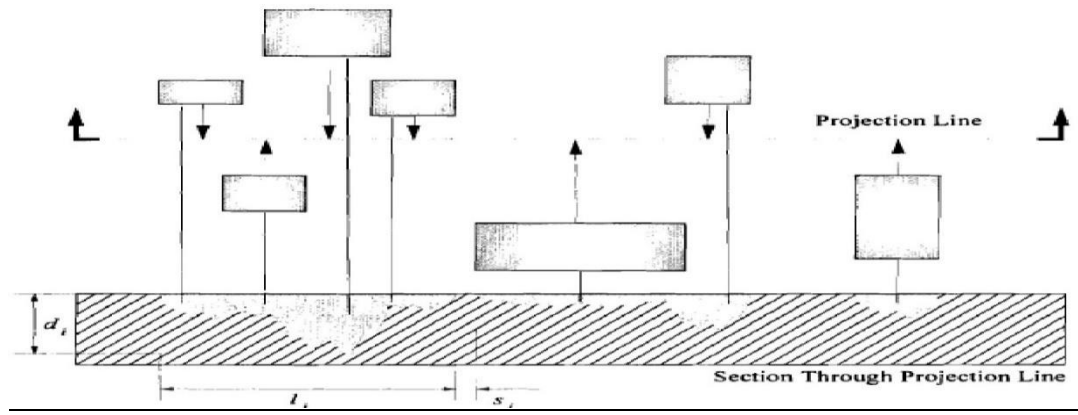


Figure 2.14 : Projections Des Défauts Dans La Ligne De Projection [33]

Étape 6 : Pour calculer les pressions de la rupture (${}_1P, {}_2P, \dots, {}_NP$) pour chaque défaut (ou défaut composé), traitant chacun, comme un défaut d'isolement (pour voir le schéma 3-9), en utilisant les équations suivantes :

$$P_{rup(i)} = (\sigma_u) \cdot \left(\frac{2 \cdot t}{D-t} \right) \cdot \left[\frac{1 - \frac{d_i}{t}}{1 - \frac{d_i}{t} \cdot M_i^{-1}} \right] \quad (2.26)$$

Et le facteur de Folias se présente comme suit :

$$M_i = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L_i}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2} \quad (2.27)$$

Étape 7 : Pour calculer toute la longueur de combinaisons des défauts (voir le schéma 3.10). Pour les défauts « n » jusqu'à « m », toute la longueur (L_{nm}) est indiquée par :

$$L_{nm} = L_m + \sum_{i=n}^{i=m-1} (L_i + s_i) \quad (2.28)$$

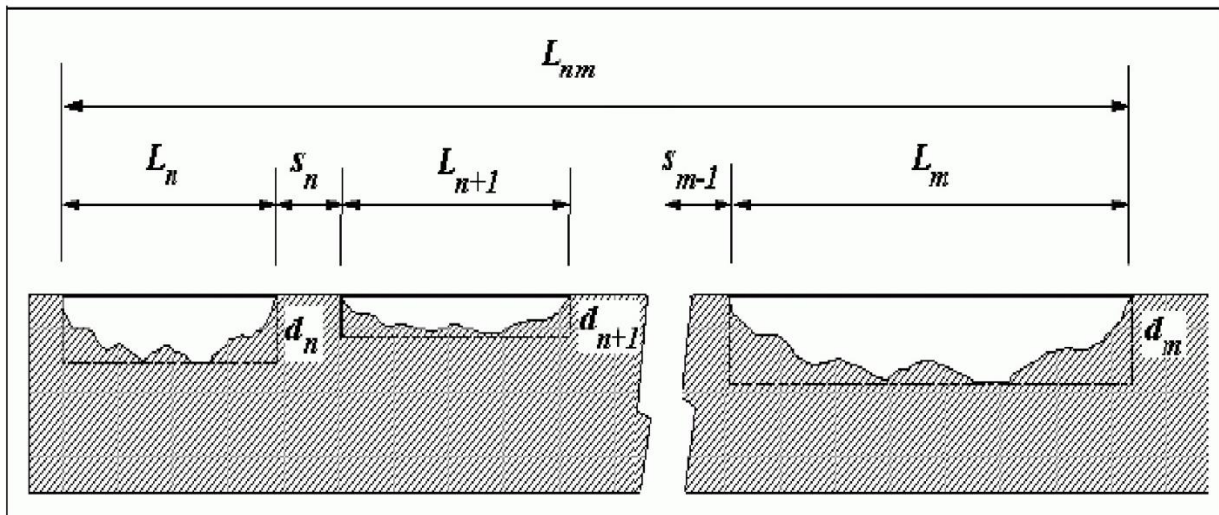


Figure 2.15 : Combinaisons Des Défauts Inter Agents. [33]

Étape 8 : Calculer la profondeur accomplit du défaut convenu (formé pour des inter agents déserte « n » jusqu'à « m ») donné par :

$$d_{nm} = \frac{\sum_{i=n}^{i=m} (d_i \cdot L_i)}{L_{nm}} \quad (2.29)$$

Des groupes possibles de défauts sont considérés comme dans les évaluations trouver le groupe ce des résultats dans la mineure estimative de la pression illustrée de la rupture.

$$P_{nm} = (\sigma_u) \cdot \left(\frac{2 \cdot t}{D-t} \right) \cdot \left[\frac{1 - \frac{d_{nm}}{t}}{1 - \frac{d_{nm}}{t} M_{nm}^{-1}} \right] M_{nm} = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L_{nm}}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2} \quad (2.30)$$

II.8) Application Du Critère B31G :

Une évaluation du taux de corrosion a été opérée pour les pipes corrodées de la ligne GZ1 40'' sur la base des mesures des paramètres L et d des pics de corrosion effectuées par l'outil intelligent sur les tubes endommagés après mise en service d'une trentaine d'année. Cette application est basée sur le critère B31G et B31G modifié. Un programme de calcul a été développé pour déterminer les paramètres de fonctionnement : pression de service pour les différents pics de corrosion (on pris pour chaque profondeur la longueur la plus grande), et pour cela on à développer un organigramme basé sur les étapes du critères B31G, et B31G modifié (figure 2.16)

II.8.1) Organigrammes :

On donne l'organigramme du critère, présenter comme suite [34], qui nous donne les différentes étapes de calcule des pressions, et on présente après les organigrammes des deux critères utilisés dans ce travail

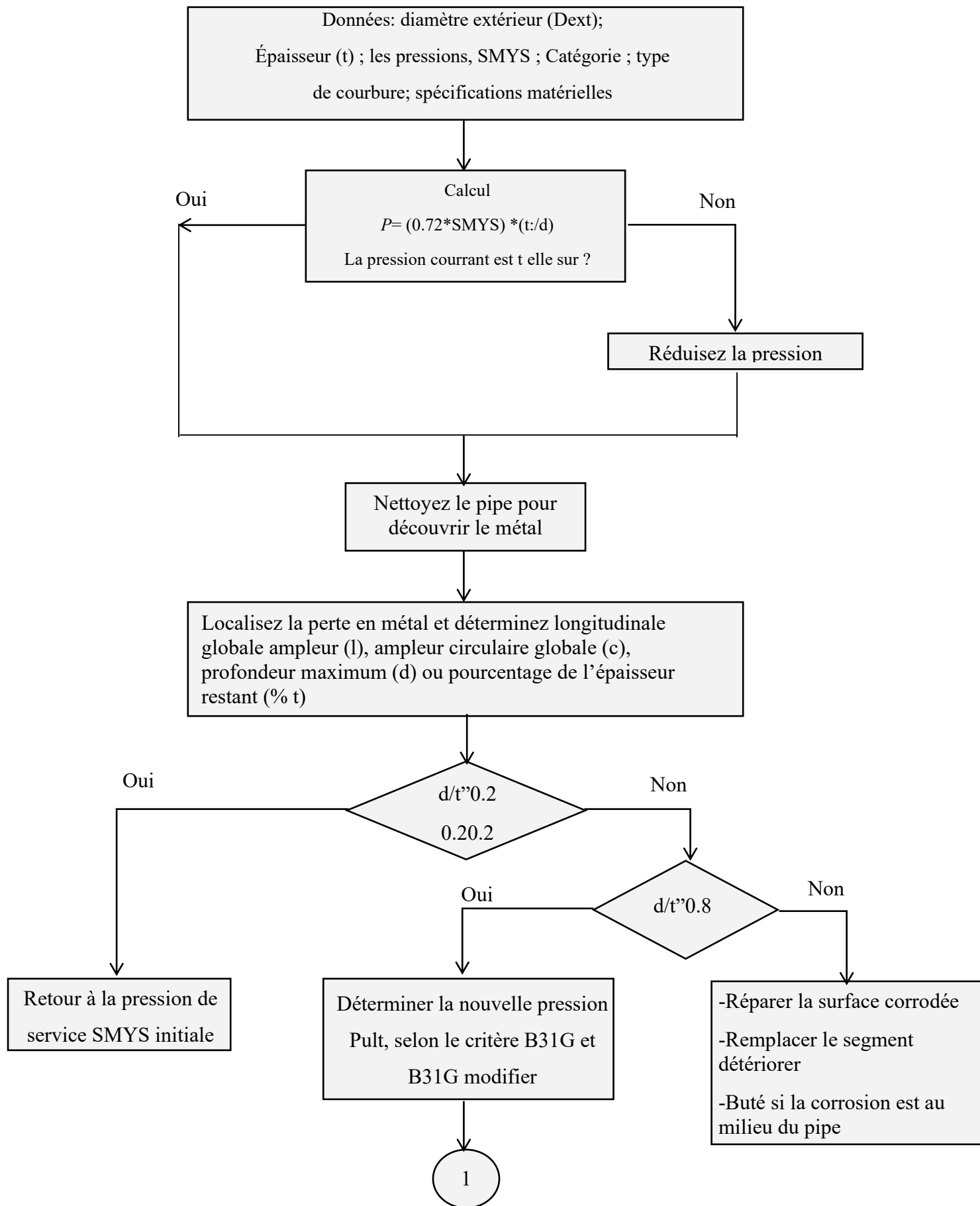


Figure 2.16 : Organigramme d'évaluation Intégrité d'une conduite sous pression

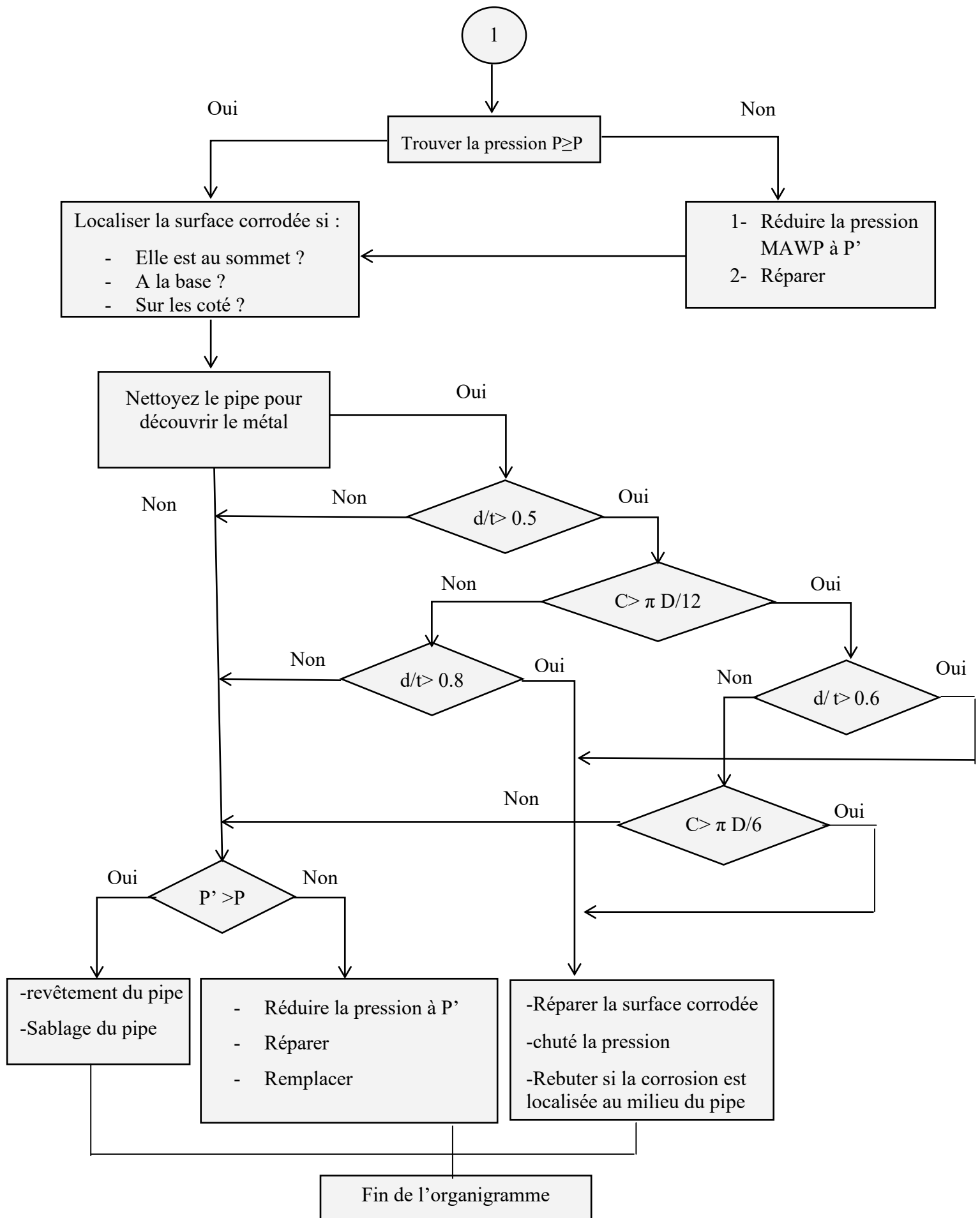


Figure 2.17 : Organigramme Suite de la procédure d'évaluation Intégrité d'une conduite sous pression

L'organigramme du sous-programme du critère B31G se présente :

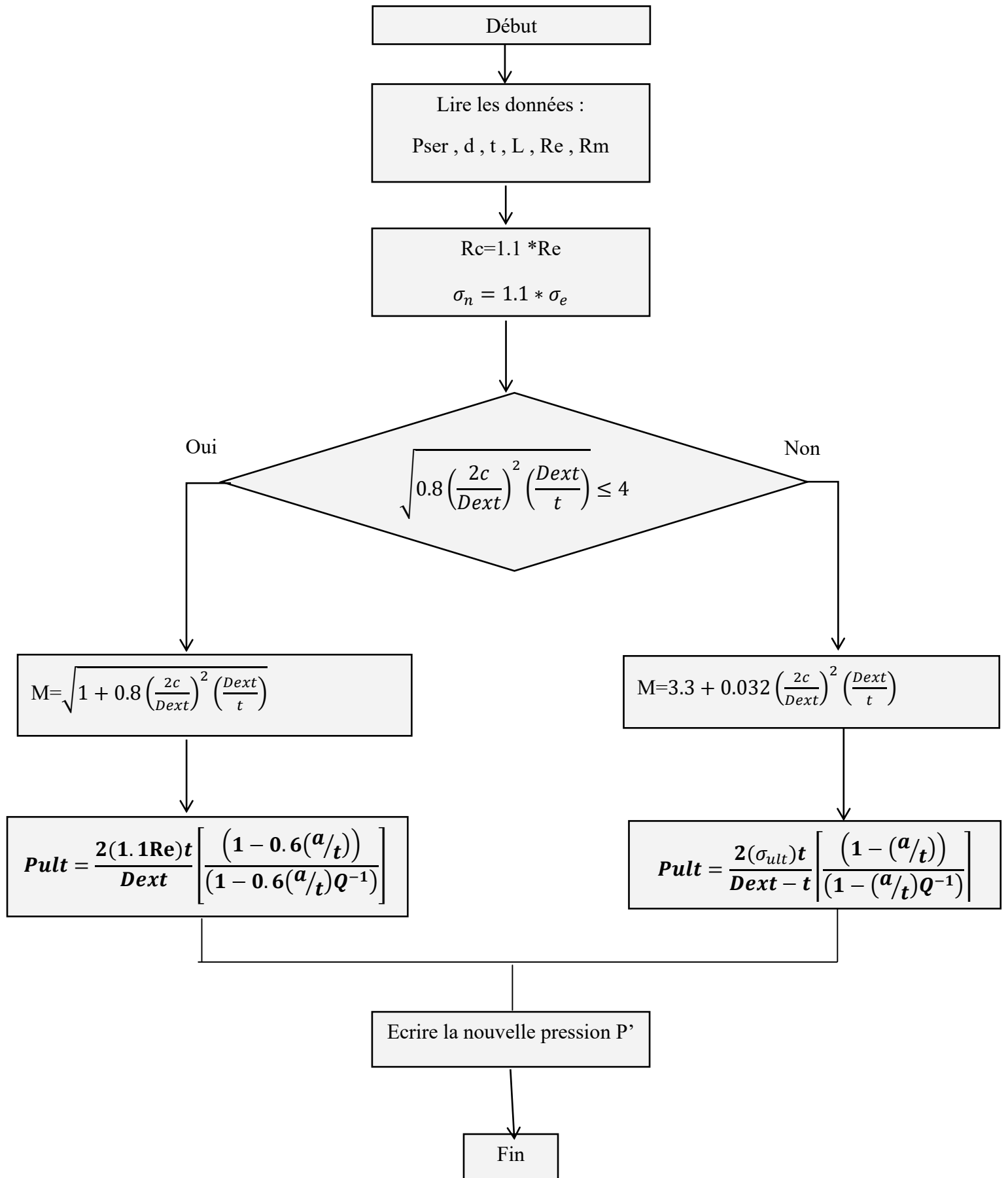


Figure 2 .18 ; L'organigramme Du Critère B31G

L'organigramme du sous-programme du critère B31G modifier se présente :

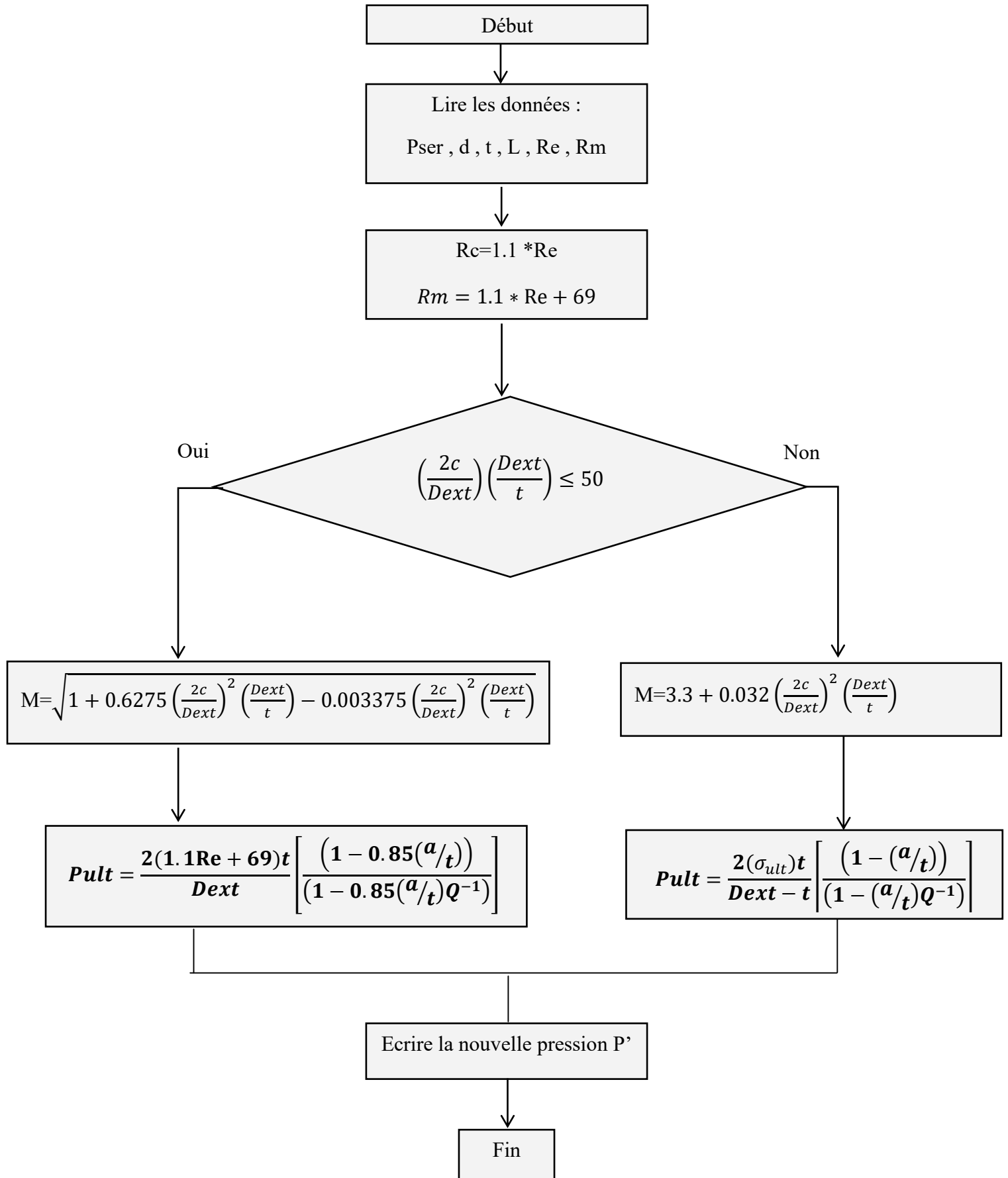


Figure 2 .18 ; L'organigramme Du Critère B31G modifie

CHAPITRE III :
RESULTATS ET INTERPRETATIONS

II.1) Résultats des calculs de pressions ultimes par le critère B31G :

À partir de l'organigramme développé au chapitre 2, un programme a été élaboré sous Matlab afin de calculer les pressions de service dans les pipelines corrodés, en tenant compte des différents pics de corrosion. Les calculs sont effectués selon les méthodes B31G et B31G modifiée, dont les résultats sont présentés dans les deux tableaux suivants.

Pour les pics de corrosion dont la profondeur est inférieure à 40 % de l'épaisseur du pipeline, on retient les longueurs maximales correspondantes à chaque profondeur. Le programme est ensuite validé en comparant les pressions calculées selon les deux méthodes (B31G et B31G modifiée).

Profondeur du pic (%)	Profondeur a (mm)	Longueur du pic L (mm)	Pression Ultime B31G (Bar)	Pression Ultime B31G Modifier (Bar)	Observation
20%	2,54	608	37,81	39,51	
21%	2,667	1236	36,02	33,32	
22%	2,794	948	36,32	33,25	
23%	2,921	1196	35,87	32,61	
24%	3,048	405	35,71	39,03	
25%	3,175	116	38,43	43,026	
26%	3,302	552	35,6	37,75	
27%	3,429	1294	34,10	31,071	Réparer
28%	3,556	346	35,19	38,315	
29%	3,683	761	31,47	33,67	
30%	3,81	1332	29,81	32,79	
31%	3,931	498	33,87	36,38	
32%	4,064	1038	32,35	29,412	Réparer
33%	4,191	100	38,14	42,62	
34%	4,318	164	36,69	40,563	
35%	4,445	91	37,94	42,33	
36%	4,572	161	36,13	39,76	
37%	4,669	212	34,93	38,01	
38%	4,826	142	36,36	40,09	
39%	4,953	74	38,60	43,218	

Tableau 3.1 : Les Pressions Calculées Des Pipes Corrodées Moins De 40% De T

On voit que les pressions trouvées sont plus ou moins proches et ça à cause la profondeur du pic de corrosion, qui est moins de 40% de l'épaisseur du pipeline, donc la variation des profondeurs dans cette intervalle n'a pas une grande importance dans le changement des pressions, mais en voit que chaque fois la longueur du pic augmente la pression diminue ce qui prouve que la longueur du pic a une grande influence sur la détérioration du pipeline, d'où la diminution de la pression de service.

Dans ce deuxième tableau, on présente les pressions pour les pics de corrosion qui sont plus que 40% de l'épaisseur du pipeline corrodé, on donne les pressions calculées par B31G et B31G Modifier :

Profondeur du pic (%)	Profondeur (mm)	Longueur du pic (mm)	Pression B31G (Bar)	Pression B31G modifier (Bar)	Observation
40%	5,08	1484	28,31	25,73	Remplacer
43%	5,461	284	32,74	34,73	
46%	5,842	118	36,21	39,80	
47%	5,969	127	35,98	38,51	
48%	6,096	537	26,59	30,39	
49%	6,223	207	32,89	34,91	
50%	6,35	457	29,70	30,22	
53%	6,731	556	24,33	28,47	Remplacer
54%	6,858	86	26,9	30,69	
57%	7,239	3152	19,73	17,96	Remplacer
60%	7,62	395	27,78	27,22	Réparer
67%	8,5	142	31,98	23,04	
72%	9,144	829	14,72	13,38	Remplacer
76%	9,652	1430	11,88	10,80	Remplacer

Tableau 3.2 : Les Pressions Calculées Des Pipes Corrodées Plus De 40% De T

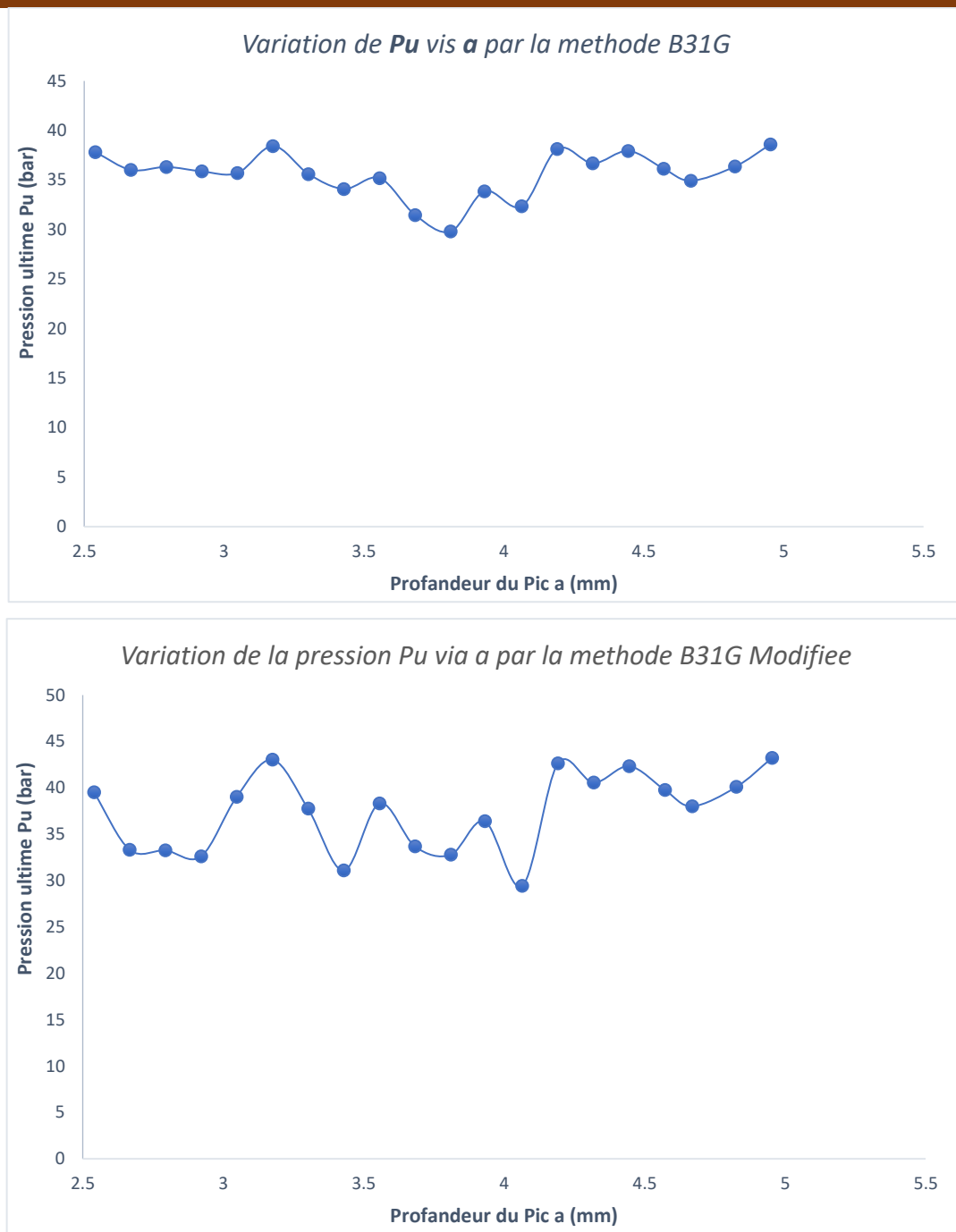


Figure 3.1 : Les variations des pressions par rapport à la longueur du pic a ($a=d$) moins de 40% de t

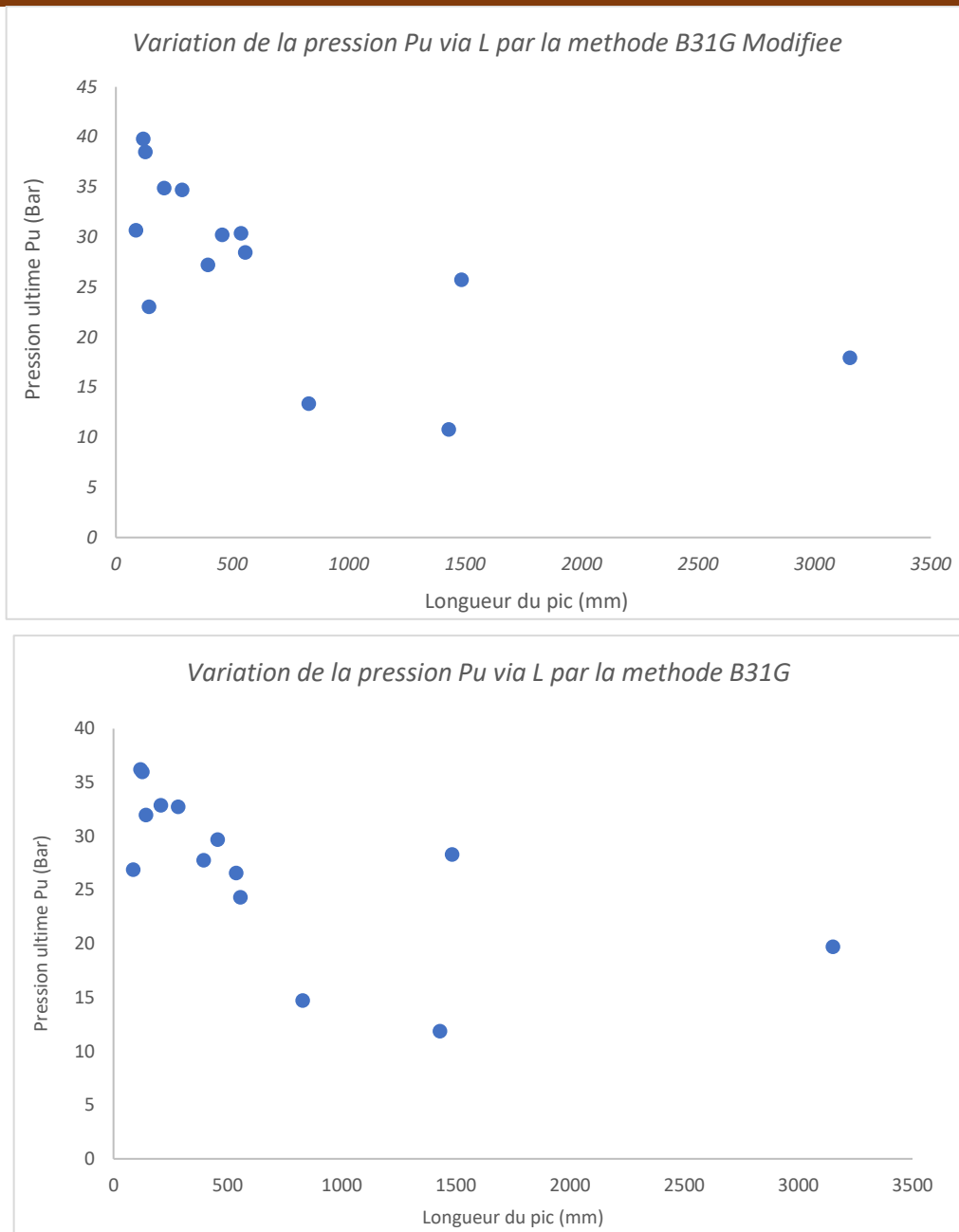


Figure 3.2 : Les variations des pressions par rapport à la longueur du pic L plus de 40% de t

La variation de la pression ultime en fonction de la longueur des pics est irrégulière ou non linéaire. Cette variation devient plus sensible et instable lorsque la profondeur du défaut augmente.

III.2) Rôle de la profondeur comme facteur dominant :

Lorsque la profondeur du pic est faible, l'effet de la longueur est modéré : le pipeline peut encore redistribuer les efforts mais dès que la profondeur atteint des niveaux critiques (par exemple, > 50% de l'épaisseur), la pression ultime devient beaucoup plus dépendante de la longueur du défaut.

◆ A. Comportement Non-Monotone:

Pour une même profondeur, certaines longueurs réduisent fortement la pression ultime, alors qu'autres, proches, ont un impact plus limité.

Ce comportement aléatoire ou irrégulier est lié à la zone de transition entre un défaut « court » (localisé) et un défaut « long » (dominant.) Dans la répartition des contraintes.

◆ B. Limitation Du Critère B31G:

Le critère B31G utilise un facteur empirique basé sur une géométrie idéalisée. Lorsque les longueurs varient à défauts constants, le modèle ne capte pas toujours avec précision les effets d'interaction entre longueur et profondeur — surtout dans le cas de pics très profonds, où l'effet de la longueur est amplifié.

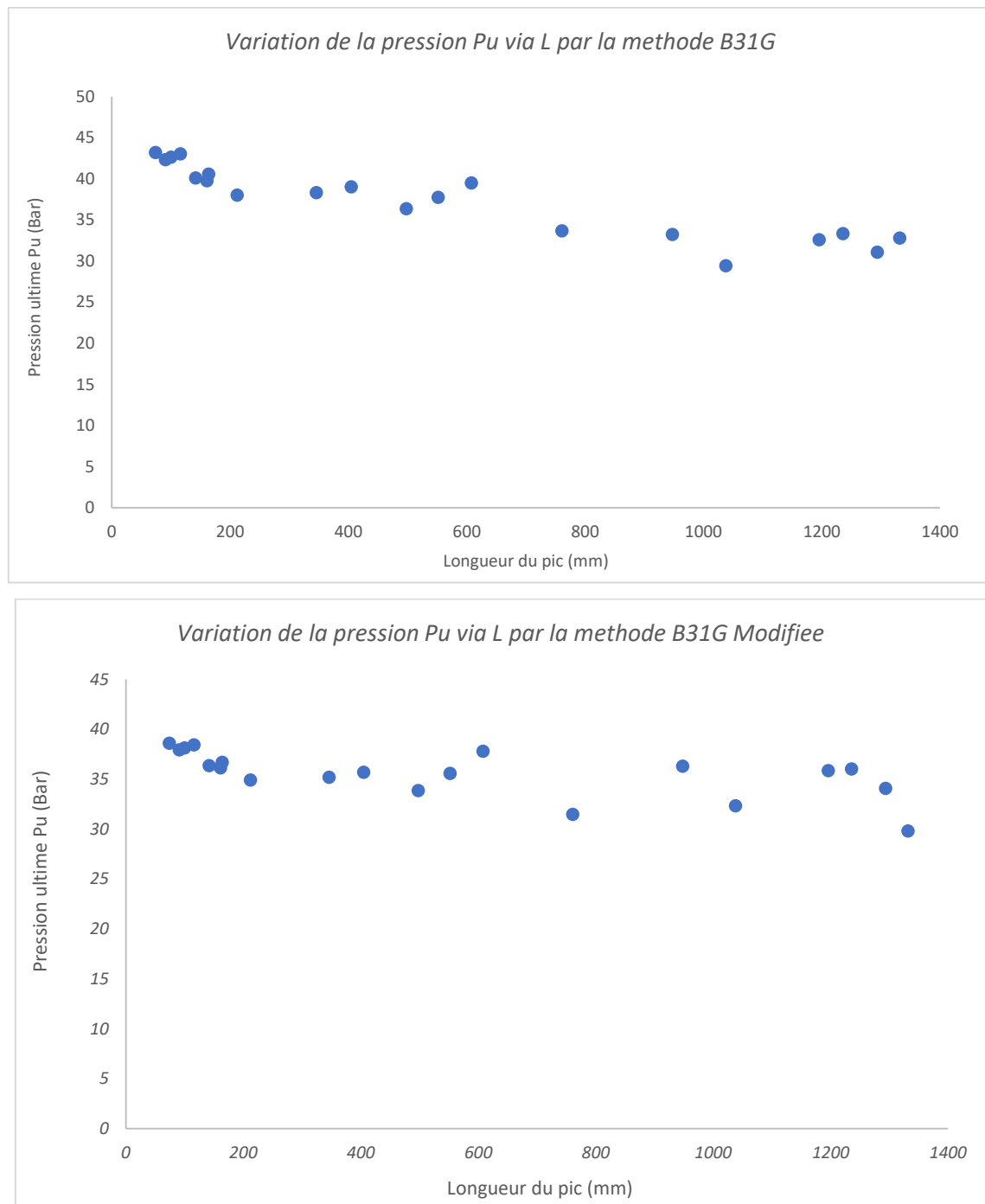


Figure 3.3 : Les variations des pressions par rapport à la profondeur L moins de 40% de t

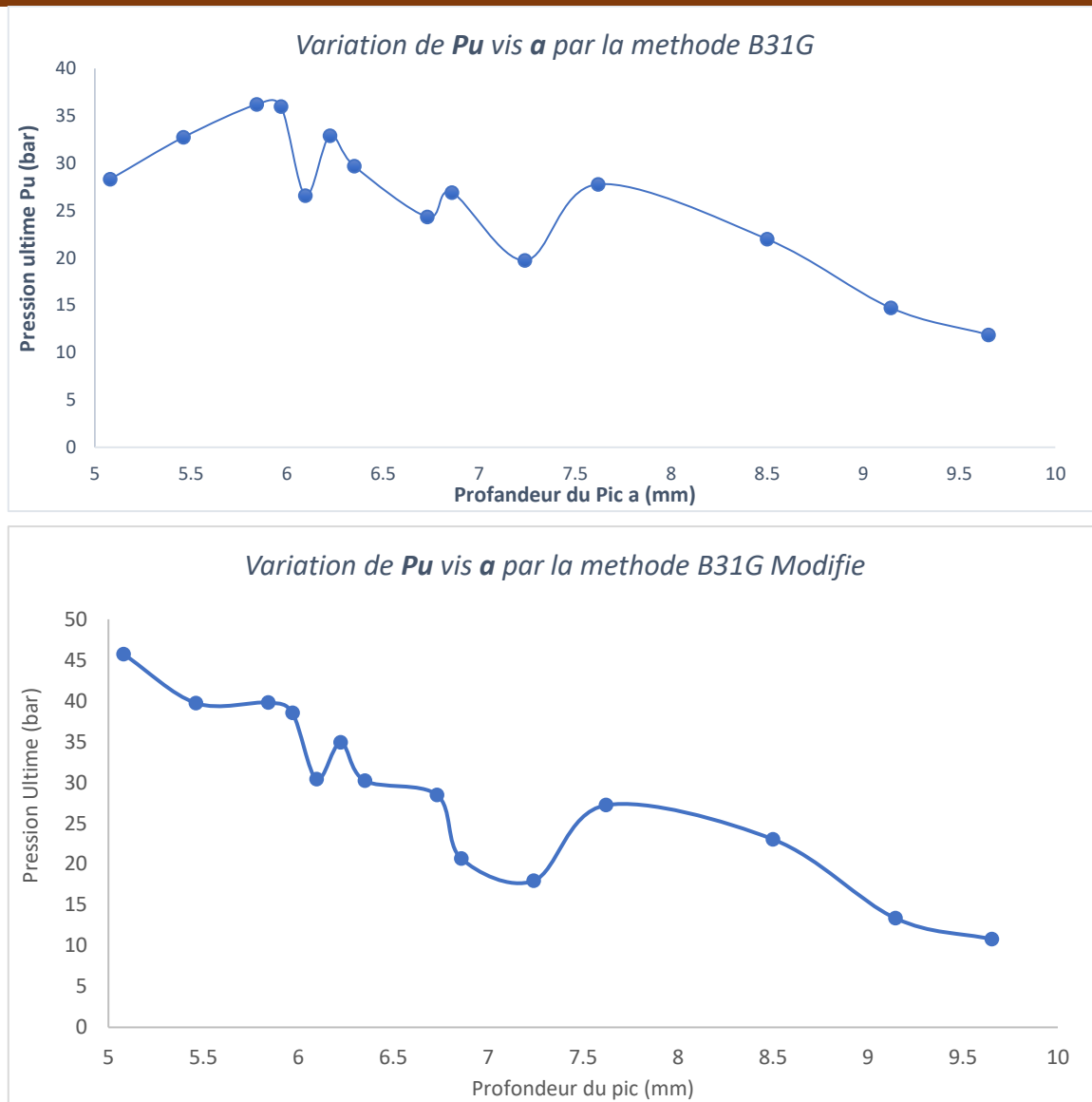


Figure 3.4 : Les variations des pressions par rapport à la profondeur a ($a=d$) plus de 40% de t

III.2.1) Interprétation physique du comportement observé :

On observe typiquement une courbe descendante, de forme non-linéaire (dans la zone $d/t \leq 0.8$), puis une chute plus rapide proche de $d=t$, car le pipeline est alors très proche de la rupture.

- Réduction de la section résistante : Une corrosion plus profonde amincit la paroi, ce qui diminue la capacité portante du pipeline.
- Limite de plasticité locale : Avec une paroi plus mince, le matériau atteint plus vite sa limite d'élasticité, ce qui provoque une défaillance plus rapide sous pression.
- Critère conservatif : Le B31G étant conservatif, la chute de pression est parfois plus rapide que dans la réalité, surtout pour les défauts longs et profonds.

Pour cela, nous allons tracer des courbes en pourcentage afin de mettre en évidence l'influence relative de chaque variable impliquée dans la formule de calcul de la pression selon le critère B31G pour les pipelines corrodés

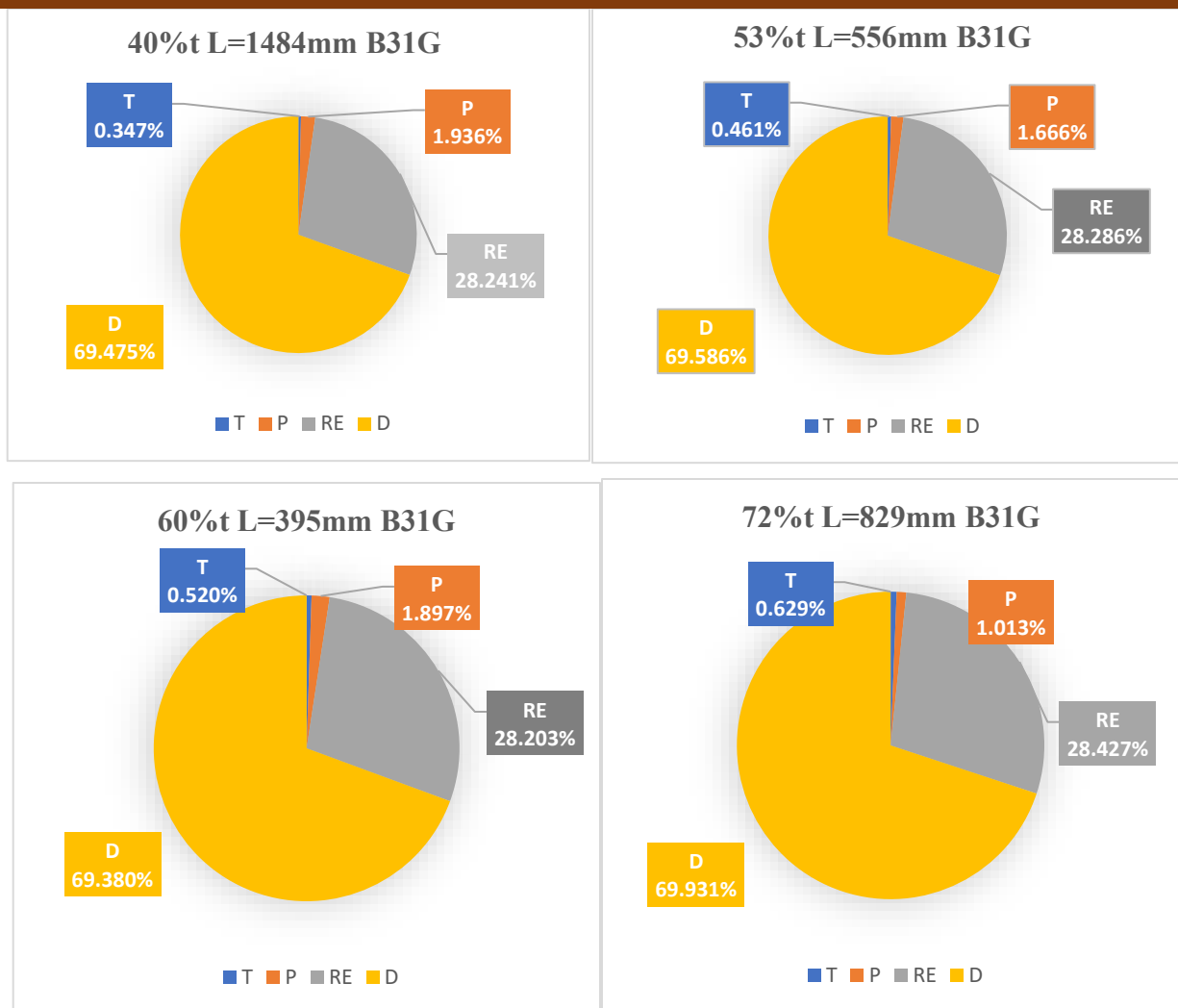


Figure 3.5 : L'importance des variantes dans la loi de B31G sur les résultats de pressions ultime trouver

L'analyse met en évidence que le diamètre du pipeline et la limite d'élasticité du matériau sont les deux paramètres les plus influents dans le calcul de la pression ultime, selon la méthode B31G (classique et modifiée). En revanche, l'épaisseur de la paroi et la pression de service semblent avoir un impact moindre, ce qui est discutable. En effet, cette observation ne reflète pas fidèlement l'influence réelle des dimensions du défaut de corrosion (profondeur et longueur) sur la pression résiduelle après corrosion."

III.3) Méthodes de Réparation Des Pipelines Corrodé :

Les pipelines corrodés peuvent être réparés par différentes méthodes selon la gravité des dommages, les conditions d'exploitation et l'accessibilité. La méthode traditionnelle consiste à remplacer la section endommagée, ce qui offre une solution définitive mais nécessite l'arrêt du pipeline. Les manchons soudés ou mécaniques permettent de renforcer ou d'enfermer la zone corrodée sans remplacement complet. Une méthode plus moderne et flexible consiste à appliquer des patchs composites, composés de fibres (verre, carbone) et de résine, qui enveloppent le pipeline sans nécessiter d'arrêt ni de soudure. D'autres solutions incluent l'encapsulation rigide ou le renforcement par enrobage. Le choix dépend de plusieurs facteurs comme le type de corrosion, la pression du fluide, le coût, et les normes de sécurité

III.4) Les Opération Spécial (By Passe) :

Pour changer un équipement, connecter une nouvelle installation ou réparer un tronçon d'un gazoduc ou oléoduc. C'est aussi, réaliser des Piquages en Charge pour l'obturation provisoire des canalisations d'hydrocarbures, en vue de remplacer des tronçons corrodés ou insérer des vannes de ligne ou autres et ce, sans arrêt d'écoulement

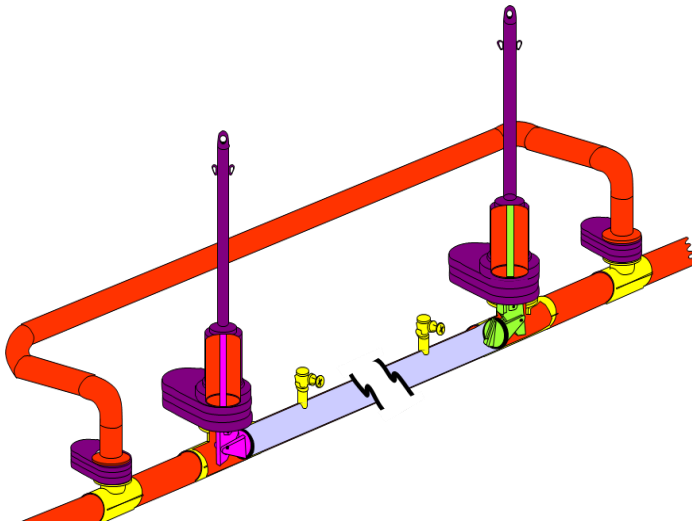


Figure 3 .6 : Obturation a deux positions avec by-pass provisoire

III.4.1) Le Piquage En Charge :

Le piquage en charge (ou piquage sous pression) est une méthode utilisée pour connecter une dérivation à une canalisation de gaz sans interrompre son service (sans purger ni arrêter le flux de gaz).

Cette technique est courante dans les réseaux de distribution de gaz, d'eau ou de produits chimiques. Voici les étapes détaillées du piquage en charge sur une canalisation de gaz :

III.4.2) Preparation et Autorisations:

- **Étude Technique Et Analyse De Risque** : Évaluer la pression, le diamètre, la matière de la conduite, le type de gaz, etc.
- **Autorisation De Travail** : Obtenir les permis nécessaires (ATEX, permis feu, etc.).
- **Choix Du Matériel Adapté**:
 - Collier ou selle de piquage.
 - Robinet de piquage ou vanne spéciale.
 - Machine de perçage. O Bride de dérivation.
- **Matériel De Sécurité** : Présence d'une équipe formée, détecteurs de gaz, extincteurs, EPI, etc.

III.4.3) Mise En Place Du Collier Ou Selle De Piquage :

- Nettoyer la conduite (extérieur) à l'endroit du piquage.
- Placer et fixer le **collier de prise en charge** (selle de piquage) autour de la conduite mère.
- S'assurer de l'étanchéité entre le collier et la conduite (joints adaptés).
- Si nécessaire, souder ou boulonner le collier selon le type de conduite (acier, PEHD, etc.).

III.4.4) Installation De La Vanne De Piquage :

- Installer une **vanne (robinet de prise en charge)** sur le collier.
- Cette vanne permettra de **contrôler le flux** après perçage.
- Tester l'étanchéité de l'ensemble vanne + collier avant le perçage.

III.4.5) Perçage De La Conduite (Hot Tapping) :

- Monter une **machine de perçage en charge** (hot tap machine) sur la vanne.
- Ouvrir la vanne.
- **Percer la conduite** à travers la vanne sans arrêter le gaz :
 - Utiliser un foret spécifique adapté à la pression et au matériau.
 - Les copeaux sont généralement récupérés dans un compartiment de la machine.
- Une fois le perçage terminé, **retirer l'outil** et refermer la vanne.

III.4.6) Connexion De La Dérivation :

- Raccorder la nouvelle conduite (dérivation) à la vanne.
- Ouvrir progressivement la vanne pour mettre la dérivation en pression.
- Effectuer des **tests d'étanchéité** sur la nouvelle connexion.

III.4.7) Vérification Finale Et Remise En Service :

- Vérifier:
 - La pression dans la dérivation.
 - L'étanchéité de tous les raccords.
 - L'absence de fuite (utilisation de détecteur de gaz ou eau savonneuse).
- Finaliser l'isolation thermique ou mécanique si nécessaire.
- Remise à jour des plans du réseau avec le nouveau piquage.



Figure 3.7 : Le piquage en charge

III.5) Réparation Par Patch De Composite :

Les matériaux composites ont été employés pour la réparation des structures des pipelines et d'autres équipements pendant plusieurs années. Cependant, l'utilisation originale des matériaux composites était de réparer les canalisations corrodées avec l'intention de renforcer la section endommagée de la canalisation. En plus de réparer la corrosion, les matériaux composites ont été utilisés avec succès pour réparer des entailles, des fissures et des canalisations offshore. Aujourd'hui, la plupart des compagnies d'exploitation de pipelines utilisent principalement les matériaux composites dans les programmes de réhabilitation et de Réparation.

III.5.1) Réparation Par Collage :

Les matériaux composites sont des matériaux performants constitués par l'association à l'échelle microscopique de plusieurs matériaux aux caractéristiques complémentaires. Cela permet d'associer un ensemble de propriétés mécaniques ou physiques qu'il serait impossible à obtenir avec les composants prisent de façon isolée. Outre le gain de poids, un autre avantage des matériaux composites est le caractère multifonctionnel qui leurs est conféré par leurs propriétés orthotropes. Ils sont en effet plus largement utilisés au fur et à mesure que les connaissances concernant le processus de fabrication, leurs caractéristiques mécaniques et physiques ainsi que leur durabilité et comportement sous charge s'accumulaient. Dans notre cas, nous allons nous axer plus sur les matériaux composites à fibre et résines. La caractérisation des matériaux composites à base de fibres et de résines est généralement complexe. Contrairement aux matériaux métalliques qui demande un nombre relativement restreint d'essais, les composites à base de fibre et de résines se distingue par la nécessité d'une multitude d'essai afin d'aboutir aux caractéristiques mécaniques.



Figure 3.8 : Application d'un système de réparation composite sur pipe

III.7) Système De Réparation Par Renforcement Des Fibres Composites :

Généralement, les systèmes de réparation par collage de composite peuvent être classés en deux types : Système de réparation par matériaux composites pré-durci « Precured layered » et système de réparation par matériaux composites flexible « Flexible wetlay-up system » qui sont appliqués dans la réparation des pipelines défectueux.

III.7.1) Type De Composite Utilisé :

Composite à matrice époxy renforcé de fibres de verre (GFRP), constitué de :

- Fibres de verre (renfort) : elles assurent la résistance mécanique.
- Résine époxy (matrice) : elle lie les fibres entre elles et transmet les efforts mécaniques.

Ce matériau est largement utilisé dans les réparations structurales car il offre un excellent

- Compromis entre performance, coût, et facilité d'application.

III.7.2) Types De Fibres De Verre Utilisées :

Type de fibre	Caractéristiques principales
E-glass	Fibre la plus courante, bon rapport coût/perf
S-glass	Meilleures propriétés mécaniques que E-glass
AR glass	Résistance chimique élevée (notamment aux alcalis)

Tableau 3.3 : Les types de fibres de verre utilisées dans les systèmes de réparation

La fibre E-glass est la plus utilisée dans les applications de réparation de pipelines.

III.7.3) Caractéristiques Mécaniques Typiques Du GFRP :

Propriété	Valeur Typique
Resistance à la traction	300 – 1 000 mpa
Module d'élasticité	20 – 50 gpa
Densité	1,8 – 2,0 g/cm ³
Allongement à la rupture	2 – 5 %
Résistance à la compression	250 – 600 mpa
Température de service max	~120°C (dépend de la matrice)
Résistance à la corrosion	Très bonne, surtout avec résine époxy
Résistance à la fatigue	Moyenne à bonne

Tableau 3.4 : Caractéristiques Mécaniques Typiques Du GFRP

III.8) Système De Réparation Par Matériaux Composites Flexible :

Le système de réparation par matériaux composites flexible est intensivement utilisé pour l'industrie de réparation des pipelines enterrés sous la forme de suremballage des pipes d'acier même aux angles ou des courbures pour une vaste gamme d'application de pression.

Cette application utilise la matrice de résine qui est généralement à l'état non solidifié. Leurs solidifications est réalisée après leur mise en place sur la structure.

Ce système de réparation utilise un matériau composite qui est imprégné avec des systèmes de résines différents (verre, carbone, Armide...) pour tenir compte des conditions environnementales spécifiques, telles que les applications sous-marines, les températures élevées et le froid.

Le système de réparation par matériaux composites flexible est adapté pour les réparations de surfaces externes ou pour la probable progression de la corrosion et pour rétablir la résistance du pipeline contenant un défaut à la paroi.

Ce système est également adapté aux conditions souterraines pour des applications relativement à faible et à moyenne pression. Toutefois, en raison de la complexité de préparation, d'application et de durcissement de la résine pour les systèmes flexibles, il est souvent souhaitable d'utiliser un manchon spiral pré-durci.

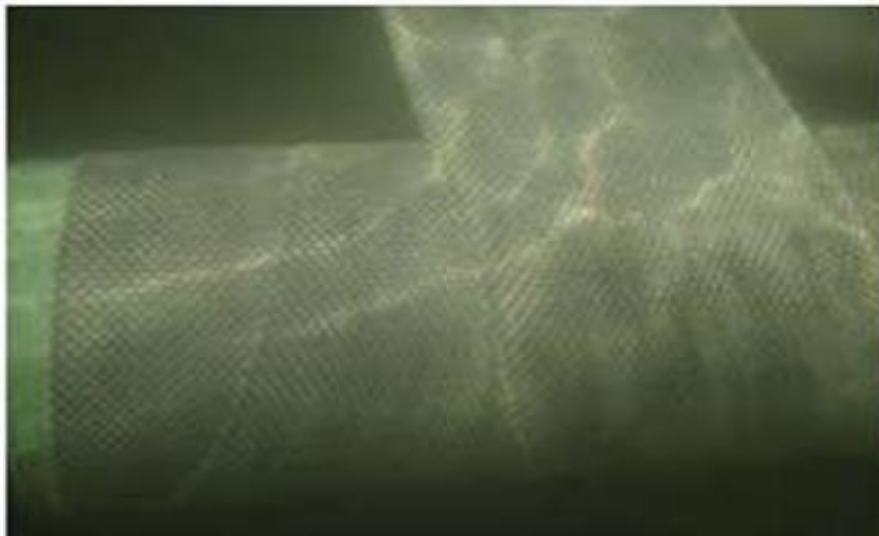


Figure 3.9 : l'emballage d'un composite flexible pour la réparation d'une conduite sous – marin.

III.9) Système De Réparation Par Matériaux Composites Pré – Durci :

Le système de réparation par matériaux composites pré – durci comprend le collage de matériaux composites renforcés par des fibres pré – durcis qui est tenu ensemble avec un adhésif appliqué sur le terrain. La figure II. Montre le système de réparation Clock springr qui est intensivement utilisé dans l'industrie de réparation des pipelines. Ce type de système de réparation est un enroulement de matériau composite à haute résistance avec une structure qui lui permet d'envelopper en toute sécurité autour des pipelines. Les couches sont scellées ensemble avec un agent de liaison solide. Le défaut est rempli avec du mastic adhésif pour] aider à l'appui et au transfert de charge avant leur installation.

Cette méthode de réparation est fiable pour les défauts extérieurs. La plupart des technologies de réparation moyennes sont basées sur ce principe. Cependant, la réparation à l'aide de ce système est généralement limitée à des sections droites de tuyau. Elle nécessite un grand espace pour appliquer ce système sur le pipeline défectueux. En outre, l'application sous – marine de ce système est difficile car elle consiste à une application interne de la colle pour le système en couche. Ainsi, la liaison des couches et leurs performances ainsi que l'installation sont les principaux inconvénients de ce système de réparation.

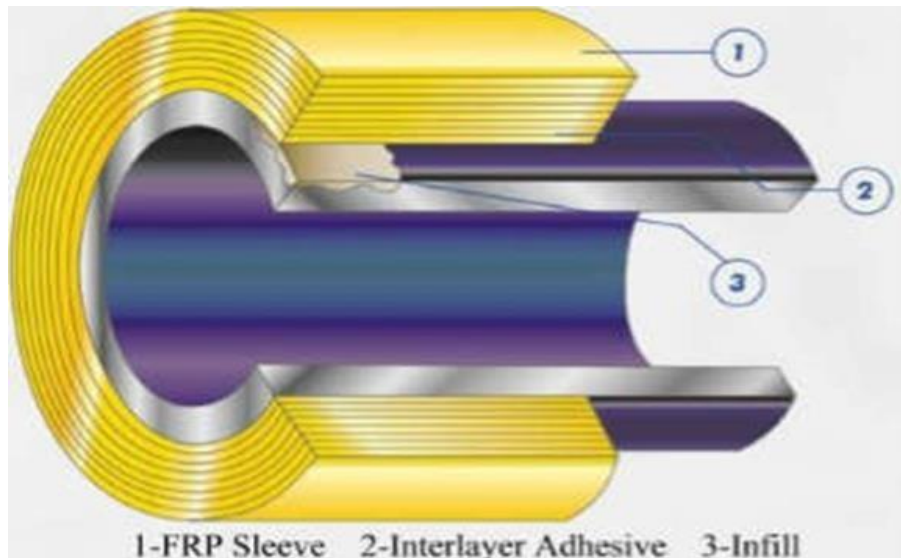


Figure 3.10 : Schéma en coupe d'un système de réparation utilisant un manchon en matériau composite FRP

Conclusions :

Les pressions ultimes des tubes présentant des défauts sont obtenues à partir de formulation basée sur l'analyse limitée des défauts. L'application du critère B31G et B31G modifier nous permet de calculer les pression limite de service pour chaque tube corrodé, donc l'évaluation des dégâts causé par la corrosion localisé et le sort du pipe (rebuter, subir un revêtement, remplacer...).

On voit dans ces résultats que la pression diminue considérablement lorsque le pic est plus profond. Parfois on ne peut pas travailler avec des pressions aussi basses d'où il faut soit réparer la partie corrodée par des manchons composites, ou par le sablage de la pipe si c'est possible, ou par le rebuter si la corrosion est très avancée dans la pipe et on ne peut pas la réparer.

Pour cette pression, la fiabilité du pipe dépend du rendement qui peut être donnée, afin qu'il soit sûr dans le premier plan, et à un rendement positif au niveau économique, alors dans les deux chapitres suivants on présente que la fiabilité et leur importance, on fait un couplage mécano fiabiliste afin de voir si ces résultats présentent un but économique ou non.

Remarque importante sur les limites, Au-delà de 80 % d'amincissement, le critère B31G n'est plus fiable : On utilise parfois des méthodes modifiées (Modifié B31G, RSTRENG). Le modèle ne prend pas en compte certains effets tridimensionnels ou interactions entre défauts.

Conclusion Générale :

Les pressions ultimes des tubes présentant des défauts ont été déterminées à l'aide de formulations issues d'une analyse limitée des défauts, notamment à travers l'application des critères B31G et B31G modifié. Ces outils permettent d'évaluer les pressions limites de service pour chaque tronçon de tube affecté par la corrosion localisée, et donc de juger de la gravité des dommages subis. Cette évaluation est essentielle pour prendre des décisions techniques quant au sort à réserver aux conduites endommagées : doivent-elles être réhabilitées (par exemple, par l'application de manchons composites ou le sablage), remplacées, ou tout simplement rebutées.

Les résultats obtenus montrent que plus la corrosion est profonde, plus la pression supportable par le tube diminue significativement. Dans certains cas, cette perte de résistance atteint un seuil critique rendant le fonctionnement à pression normale impossible. Des interventions correctives deviennent alors nécessaires.

La réparation par manchons composites ou autres techniques n'est envisageable que si l'état du tube le permet encore. Dans le cas contraire, un remplacement pur et simple est à considérer.

La fiabilité du pipeline dépend alors non seulement de sa capacité à résister aux pressions internes, mais aussi de son rendement global, c'est-à-dire de sa capacité à assurer un fonctionnement sécuritaire et économiquement viable sur le long terme. L'étude aborde dans les chapitres suivants cette notion cruciale de fiabilité, en insistant sur son importance à la fois technique et économique. Un couplage mécano-fiabiliste y est proposé afin d'évaluer dans quelle mesure les résultats obtenus peuvent s'inscrire dans une logique d'optimisation des coûts d'exploitation et de maintenance.

Il est important de noter que le critère B31G, bien qu'utile, présente certaines limites. En particulier, au-delà de 80 % d'amincissement de l'épaisseur du tube, sa fiabilité devient discutable. Dans de tels cas, des approches plus précises comme B31G modifié ou RSTRENG sont préconisées. En outre, le modèle B31G ne prend pas en compte certains effets tridimensionnels ou les interactions complexes entre défauts, ce qui peut affecter la précision de l'évaluation.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] **H. Pascal**, " Écoulement non permanent dans les gazoducs " Éditions de l'Académie de la République Socialiste de Roumanie, éditeur Technip, 1972.
- [2] **Fenstermaker**, "What Is a Gas Pipeline? " Everything You Need to Know, Article Fenstermaker,2023
- [3] **Rédaction Futura-Sciences**, **Gazoduc**, Disponible sur : <https://www.futura-sciences.com/>
- [4] **Alexandre Rojey**, Sylvie Cornot-Gandolphe, Jean-Marie Jost, Bernard Durand (ingénieur), Le gaz naturel De la production aux marchés, "Editions Technip",2013
- [5] **The American Society of Mechanical Engineers**. Guidelines for Pressure Vessel Safety, New York: ASME Press, 2015.
- [6] **BADSI Ali** et **AMARA IDIR**, Etude d'une unité de compression mobile permettant la récupération du gaz naturel lors des interventions sur les gazoducs., DE Ecole Nationale Polytechnique /2015-2016
- [7] **M. BENSEDIK Lotfi** et **M. BENOUIS Mostapha**, Etude de la corrosion et réparation des pipelines métalliques. Mémoire de Master, de UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET /2018-2019
- [8] **BELKHAMGANI MOHAMED AMINE** et **BENDEHNOUN KHALIL**, Étude de la corrosion dans les pipelines et les techniques de réparation, de Centre Universitaire Belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent /2019-2020
- [9] Présentation de **MM. Habib HAMIANI Rabie BLIDI**, Les Operations Spéciales SONATRACH - DIRECTION MAINTENANCE LAGHOUAT-/2023
- [10] American Welding Society (AWS), "**Hot Tapping of Pipelines and Pressure Vessels**", , 2000
- [11] E. Shashi Menon, "**Gas Pipeline Hydraulics**", publiée par Trafford Publishing, American Welding Society (AWS) , 2005
- [12] **M. BELAID SALIM** MEMOIRE DE Magister **2008**
- [13] **S. Sultane**, Etude électrochimique de la corrosion des acier API 5L X60 pour gazoduc en milieu environnat de sol et protection par inhibiteur de pomu phosphate, Mémoire de magister, Univ USTO, Oran, 2009.
- [14] **Fekih**, Etude bibliographique sur les défaillances des structures de pipelines et réparation par renforcement par manchon composite, Mémoire de master, Univ Annaba, 2013.
- [15] **D. A. Meftah**, Recherche sur la maitrise de la technique d'élaboration des pipes pour le transport du pétrole ou du gaz naturel, Université de Msila, 2021.
- [16] **Source confidentielle**