

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHESCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

DEPARTEMENT TRANSPORT ET EQUIPEMENT DES HYDROCARBURES

FILIERE : HYDROCARBURE

SPECIALITE : GENIE MECANIQUE

OPTION : TRANSPORT ET DISTRIBUTION DES HYDROCARBURES

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Thème :

**Réhabilitation du gazoduc GK1 avec application au
tronçon SC D - SC E**

Présenté par :

**BOUMEZBER Abdessamed
CHELABI Oussama Eddine**

Enseignant encadreur : **Dr. S. BOUHAFS**

Devant le jury composé de :

Président : Pr YOUNSI KARIME Université de Boumerdès

Examineur : Dr TIKOUBAINI MOURADE Université de Boumerdès

Examineur : Dr MENAA ABDENOUR Université de Boumerdès

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier **ALLAH** le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce travail.

Nos chers Parents, aucun mot ne pourra décrire la profondeur des sentiments qu'ont éprouvés envers vous.

Nos remerciements s'adressent à notre encadreur universitaire, le **Dr. S. BOUHAFS** pour l'orientation, la confiance, la patience qui a constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être menée au bon port.

Nous tenons à exprimer nos sincères gratitude à notre encadreur **AYAT Mohamed** et **HAMOUCHE Farida**

de nous avoir permis à réaliser ce travail au niveau de chantier et pour le soutien continu, pour sa patience, sa motivation, son enthousiasme, son immense connaissance, et le temps consacré pour l'élaboration de ce projet.

Nous remercions **Les ingénieurs BOUSSELIU Lahcen** et **CHELABI Abdesalem**, ainsi qu'à tous ceux qui nous ont accompagné, conseillé, soutenu ou aidé de près ou de loin durant ce travail.

Enfin, grands merci à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés.

Nous profitant de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire

Dédicace

Je dédie ce mémoire

À **Maman**, ce qu'il y a de plus précieux dans la vie, ton amour, ta tendresse et ta peur pour

moi ont fait de moi cette petit garçon qui reste toujours inséparable de toi, je ferais de mon mieux

pour que rien ne te manque et pour te garder le loin possible du mal. je t'aime toujours maman et

je n'oublierais jamais ce que t'as dû vivre depuis notre naissance.

À mon très adorable **Papa** qui a toujours souri pour mes réussites et qui a toujours confiance en mes capacités. Tes encouragements me donnent de la puissance pour avancer. Je

travaillerai autant que je pourrais pour ne jamais te décevoir.

À mes **Sœurs** et **Frères** qui n'ont cessé de m'apporter leur soutien moral et physique acquis, Puisse Allah te protéger, garder et renforcer notre fraternité. Je te souhaite tout le bonheur du monde

À ma **grand- mère**

À mes **grands-parents** qui restent toujours vivants dans mon cœur.

À mes **amis de la chambre** qui m'a acquis 5 ans et au groupe **MATH17**. Les teams qui ont toujours cru en moi et m'encourager.

À **mes chers collègues et frères** : Mohamed lamine, Haithem, Khaled

À Tout que j'ai connu ou rencontré dans ma vie sociale et universitaire. Il me serait difficile de vous citer tous, vous êtes dans mon cœur, affectueusement. Et

finalement à la famille **CHELABI**.

Abdessamed

Dédicace

Je dédie ce mémoire

À **Maman**, ce qu'il y a de plus précieux dans la vie, ton amour, ta tendresse et ta peur pour moi ont fait de moi ce petit garçon qui reste toujours inséparable de toi, je ferais de mon mieux

pour que rien ne te manque et pour te garder le loin possible du mal. je t'aime toujours
maman et

je n'oublierais jamais ce que t'as dû vivre depuis notre naissance.

À mon très adorable **Papa** qui a toujours souri pour mes réussites et qui a toujours confiance en mes capacités. Tes encouragements me donnent de la puissance pour avancer.
Je

travaillerai autant que je pourrais pour ne jamais te décevoir.

À mes **Sœurs** et à ma **Fiancée** qui n'ont cessé de m'apporter leur soutien moral et physique acquis, Puisse Allah te protéger, garder et renforcer notre fraternité. Je te souhaite tout le bonheur du monde

À ma **grand- mère**

À mes **grands-parents** qui restent toujours vivants dans mon cœur.

À mes **amis de la chambre** qui m'a acquis 5 ans et au groupe **MATH17**. Les teams qui ont toujours cru en moi et m'encourager.

À **mes chers collègues et frères** : Dhia eddine, Mounir, Mohamed

À **mes chers amis et frères** : Hacene ayoubé , Mohamed naoufel

À Tout que j'ai connu ou rencontré dans ma vie sociale et universitaire. Il me serait difficile de vous citer tous, vous êtes dans mon cœur, affectueusement. Et Finalement

à la famille **BOUMEZBER**.

OUSSAMA

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	1
Chapitre I : Présentation générale de TRC et description du GK1	
I.1 Présentation de la branche de transport par canalisation (TRC)	3
I.1.1 Historique	3
I.1.2 Les missions de l'Activité TRC.....	3
I.1.3 Patrimoine de l'activité TRC.....	3
I.1.4 Quantité livrées	4
I.2 Présentation RTE.....	5
I.2.1 Organigramme de la RTE.....	6
I.2.2 Mission de RTE.....	7
I.2.3 La sous-direction Exploitation (EXL)	7
I.2.3.1 Le Département exploitation Gazoduc	7
I.2.3.2 Département Exploitation Oléoduc.....	8
I.2.4 La sous-direction technique	10
I.2.4.1 Département maintenance (MTN)	10
I.3 Description de la ligne GK1	10
I.3.1 Schéma descriptif du Système de Transport par Canalisation GK1-GK2.....	10
I.3.2 Caractéristiques de GK1	11
I.3.3 Profil au long de la ligne GK1.....	11
I.3.4 Conditions de fonctionnement et systèmes.....	12
I.3.5 Particularités de l'ouvrage GK1.....	12
I.3.5.1 Interconnexion	12
I.3.5.2 Déviations	12
I.3.6 Emplacement des postes de sectionnements.....	12
I.3.7 Localisation géographique des Postes de Purge.....	13
I.4 Les stations de compression de l'ouvrage GK1.....	14
I.4.1 Description des stations de compression.....	14
I.4.2 Caractéristiques des stations GK1-GK2.....	16
I.5 Régime de fonctionnement usuel de la ligne.....	16
I.7 Réhabilitations de la canalisation GK1.....	17
Chapitre II : Dégradation des pipelines	
II.1 Introduction.....	18
II.2 Détermination des fonctions.....	18

II.3 Dommages mécaniques	20
II.4 Percements et fuites	23
II.5 Décollement de l'enrobage	24
II.6 Dégradation par corrosion dans les pipelines	24
II.6.1 Comprendre le processus	25
II.6.2 Classification de corrosion	26
II.6.2.1 Corrosion chimique	26
II.6.2.2 Corrosion électrochimique	26
II.6.2.3 Corrosion biochimique	26
II.6.3 Différents types de corrosion	27
II.6.4 Formes de corrosion	27
II.6.4.1 Corrosion généralisée (uniforme)	28
II.6.4.2 La corrosion localisée	29
II.6.5 Corrosion externe	33
II.6.6 Corrosion interne	34
II.7.1 Inhibiteurs	35
II.7.1.1 Le système d'injection d'inhibiteur de corrosion	36
II.7.2 Protection des métaux par les revêtements	36
II.7.2.2 Protection par revêtements non métalliques	37
II.7.2.3 Les revêtements utilisés dans le domaine de transport en réalité	39
II.7.3 Protection électrochimique	40
II.7.3.1 Protection cathodique par Anodes sacrificielles ou actives (PCAS)	40
II.7.3.2 Protection cathodique par courant imposé ou soutirage (PCCI)	41
II.7.3.3 Protection par drainages des courants vagabonds	42
II.8 Encrassement et dépôt	43
II.8.1 Cas d'oléoduc	43
II.8.2 Cas de gazoduc	44
II.8.2.1 Condensat	44
II.8.2.2 Les hydrates	45
II.9 Conclusion	45
Chapitre III : Inspection et diagnostic des pipelines	
III.1 Introduction	46
III.2 Opération de Nettoyage des conduites	46
III.2.1 Nettoyage par chasse à l'atmosphère	46
III.3 But de nettoyage	46
III.4 Outils de nettoyage	47
III.4.1 Les outils rigides	47

III.4.2 Les outils élastiques	48
III.4.2.1 Outils élastiques en forme de piston (foam pig)	48
III.4.2.2 Les sphères ou boules	48
III.4.3. Outils hybrides	49
III.5 Préparation d'une opération de nettoyage	49
III.5.1 Analyse des caractéristiques de la ligne à nettoyer	49
III.5.1.1 Nature des substances qu'on cherche à évacuer	50
III.5.1.2 Localisation des zones les plus encrassées	50
III.5.1.3 Estimation du volume à évacuer.....	50
III.5.1.4 Pression de pousser disponible et débit d'opération.....	50
III.5.1.5 Valeurs successives des diamètres intérieurs de la ligne	51
III.5.1.6 Distance que doit parcourir l'outil	51
III.5.1.7. Rayon de courbure le plus faible de la ligne.....	51
III.5.1.8 Position géodésique des obstacles	51
III.5.1.9 Piquages et tés	51
III.5.1.10 Types et dimensions des vannes.....	51
III.5.2 Sélection de l'outil	51
III.5.3 Opérations de raclages	52
III.5.3.1 Lancement du racleur	52
III.5.3.2 Suivi du déplacement de racleur	53
III.5.3.3 Récupération de racleur.....	53
III.5.3.3.1 Le racleur est hors de la gare	53
III.5.3.3.2 Le racleur entre en gare	53
III.6 Opération d'inspection en ligne.....	58
III.6.1 Opérations préliminaires	59
III.6.1.1 Nettoyage	59
III.6.1.2 Calibrage et diamétrage	60
III.6.1.3 Passage du mannequin	60
III.6.2 Les différents outils d'inspection.....	60
III.6.2.1 Les racleurs de contrôles géométriques	60
III.6.2.1.1 Les diamètres mécaniques	60
III.6.2.1.2 Les diamètres électroniques.....	62
III.6.2.1.3 Les callipers électromagnétiques.....	64
III.6.2.1.4 Racleurs divers ou spécifiques	65
III.6.2.2 La technique MFL	65
III.6.2.2.1 Principe de la méthode	66

III.6.2.2.2 Métrologie.....	67
III.6.2.2.3 Les différents racleurs à pertes de flux	68
III.6.2.2.4 Performances des outils.....	69
III.6.2.3 Les racleurs ultrasons à couplant	69
III.6.2.3.1 Principe de la méthode	70
III.6.2.3.2 Mesure de l'épaisseur	71
III.6.2.3.3 Les racleurs à ultrasons.....	71
III.6.3 La meilleure technique d'inspection	72
III.7 Interprétation des résultats d'inspection	73
III.7.1 Présentation des mesures	73
Chapitre IV : Normes des calculs de perte de métal, application sur GK1	
IV.1 Introduction.....	76
IV.2 Définitions générales.....	77
IV.3 Classification des pertes de métal.....	78
IV.4 Différentes normes de calcul	80
IV.4.1 La norme ANSI / ASME B31G	80
IV.4.2 La norme ASME B31G modifiée.....	81
IV.4.3 La norme DNV F101 (RP F - 101)	83
IV.4.4 La norme Shell	84
IV.5 Application sur le GK1 « SC D-SC E »	85
IV.5.1 Méthode de calcul thermique et hydraulique tronçon 75,951 km x 40" SCD - SCE, GK1 86	
IV.5.1.1 Interprétation sur les résultats.....	94
IV.5.2 Application des normes sur le tronçon.....	96
IV.5.2.1 Exemple de calcul.....	96
IV.5.2.2 Résultats des calculs.....	103
IV.5.2.3 L'ensemble des défauts obtenus.....	107
IV.5.3 Estimation de la vitesse de corrosion.....	112
IV.5.3.1 L'inférence bayésienne	112
IV.5.4 L'interprétation des résultats de calcul la réhabilitation	119
Chapitre V : Intervention et techniques de réparation des pipelines	
V.1 Introduction	121
V.2 Vérification des anomalies sur le terrain.....	121
V.3 Techniques de réparation	121
V.3.1 Ré-enrobage	122
V.3.2 Réparation par CLOCK SPRING	122
V.3.2.1 Application de la bande sur une canalisation en charge	123

v.3.4 Gamme des brides disponibles et connecteurs/accouplements de réparation.....	124
V.3.4.1. Les brides de réparation	124
V.3.4.2 Réparation des accouplements et des connecteurs.....	126
V.3.5 Réparation par manchon de raccordement.....	128
V.3.5.1. Les étapes de réparation par manchon de raccordement d'un oléoduc suite à un éclatement.....	128
V.3.5.2 Les types des manchons.....	130
V3.5.3 Avantages de manchon.....	130
V.3.6. Remplacement d'un tronçon par double obturation en charge	130
V.4.Conclusion.....	130
CONCLUSION GENERALE.....	132

Liste des figures

Figure I.1 : Cartographie actuelle du Réseau de Transport.....	4
Figure I.2: Situation géographique de la RTE.....	5
Figure I.3 : Organigramme de la RTE	6
Figure I.4 : mission de la RTE.....	7
Figure I.5 : Schéma descriptif du STC GK1-GK2	10
Figure I.6 : Profil en long de GK1.....	11
Figure II.1 : Cyber organigramme	18
Figure II.2 : Les trois causes entrainant un accident	19
Figure II.3 : Les trois grands types d'agression sur un pipeline	20
Figure II.4 : pipe de gaz après explosion	21
Figure II.5 : Fissure dans des joints de soudure	22
Figure II.6 : Dommages mécaniques fermes.	23
Figure II.7 : présente les différentes formes de corrosion dans un pipeline.....	25
Figure II.8 : Colonie de bactéries sur un acier inoxydable	27
Figure II.9 : Formes principales de corrosion regroupées par leur facilité d'identification.....	28
Figure II.10 : (a) Schéma illustratif de la corrosion uniforme.....	29
Figure II.10 : (b) Image de corrosion uniforme	29
Figure II.11 : Corrosion par crevasse sous un joint	30
Figure II.12 : Corrosion par piqûres d'un acier inoxydable.....	30
Figure II.13 : Représentation schématique de quelques étapes dans le processus de cavitation...31	
Figure II.14: Représentation schématique du mécanisme de la corrosion par frottement.....32	
Figure II.15 : Corrosions externe en pipeline.....34	
Figure II.16 : Corrosions interne en pipeline	34
Figure II.17 : Revêtement d'un tube par le polyéthylène	40
Figure II.18 : Principes de la protection par anodes sacrificielles.....41	

Figure II.19 : Principe de la protection par courant imposé.....	42
Figure II.20 : Courants vagabonds, présentation du phénomène	43
Figure II.21 : Dépôt de paraffine dans un oléoduc	44
Figure II.22 : Un slug	44
Figure II.23: un bouchon d'hydrates.	45
Figure III.1 : les deux types des outils rigides.	47
Figure III.2 : Outils élastiques en forme de piston	48
Figure III.3 : Outils élastiques en forme de sphères.....	48
Figure III.4 : Procédure de lancement d'un racleur.....	53
Figure III.5 : Procédure de réception du racleur	54
Figure III.6 : schème de gare racleur de lancement des outils	55
Figure III.7 : schème de gare racleur des récupération des outils	57
Figure III.8 : synopsis de l'inspection en ligne mettant en relation les différents acteurs.....	59
Figure III.9 : Diamètreur mécanique	61
Figure III.10 : principe de la mesure par double intégration.....	61
Figure III.11 : Type d'enregistrement papier embarqué avec différentes signatures caractéristiques d'anomalies	62
Figure III.12 : diamètreur électroniques.....	63
Figure III.13 : Schéma de principe de la mesure (deux diamètres ou deux rayons diamétralement opposés)	63
Figure III.14 : Les callipers électromagnétiques.	64
Figure III.15 : Répartition des lignes de champ dans un tube sain en présence d'un enfoncement.	65
Figure III.16 : Répartition des lignes de champ magnétique dans la surface de pipe en l'absence et en présence d'une perte de métal.....	66
Figure III.17 : Distribution des lignes de champ en fonction de l'augmentation de l'intensité d'aimantation.....	67
Figure III.18 : Distribution des lignes de champ par rapport à l'orientation de l'anomalie La détection ne se fait que lorsque l'anomalie est perpendiculaire aux lignes de champ	68
Figure III.20 : Aimantation longitudinale ou axiale et transversale d'une conduite en acier.....	68
Figure III.21 : Outil intelligent type MFL.....	69
Figure III.22 : Phénomènes physiques généraux et investigations concomitantes intéressant la propagation d'une onde acoustique	70
Figure III.23 : Schémas de principe de la mesure de l'épaisseur par ultrasons via couplant liquide	71
Figure III.24 : Outil intelligent type ultrasonique	72
Figure III.25 : Cross plot de normalisation et histogramme	74
Figure III.26 : Résultats présentés sous forme de log et de diagramme	74
Figure IV.1 : Chain d'évaluation des risques.....	76
Figure IV.2 : Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline	77

Figure IV.3 : Nouvelle pression maximale d'un pipeline corrodé.....	78
Figure IV.4 : classification graphique des typologies de corrosion rencontrées sur les conduites d'hydrocarbures.	79
Figure IV.5 : organigramme de calcul de la norme B31G.....	81
Figure IV.6 : organigramme de calcul de la norme B31G modifiée.....	82
Figure IV.7 : organigramme de calcul de la norme B31G.....	84
Figure IV.8 : organigramme de calcul de la norme shell92.....	85
Figure IV.9 : Organigramme de Calcul itérative de T_m at Z_m.....	92
Figure IV.10 : Organigramme calcul de pression d'opération.....	90
Figure IV.11 : graphe de la répartition de la pression d'opération au long du tronçon	93
Figure IV.12 : graphe de la répartition de la température d'opération au long du tronçon	94
Figure IV.13 : graphe de la répartition de la pression d'opération au long du tronçon (la différence entre les 2 approches).....	95
Figure IV.14 : graphe de la répartition de la température d'opération au long du tronçon (la différence entre les 2 approches).....	95
Figure IV.15: représentation graphique des points de corrosion en fonction de la longueur des défauts.....	96
Figure IV.16 : l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme B31G	108
Figure IV.17 : classification des défauts par la norme B31G	108
Figure IV.18 : l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme B31G modifiée	109
Figure IV.19 : classification des défauts par la norme B31G modifiée.....	109
Figure IV.20 : l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme DNV-RP- F101.....	110
Figure IV.21 : classification des défauts par la norme DNV-RP- F101	110
Figure IV.22 : l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme Shell92	111
Figure IV.23 : classification des défauts défaut par la norme Shell92	111
Figure IV.24 : l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par les quatre normes.....	112
Figure IV.25 : L'évolution de la perte de métal par piqure en fonction de temps.....	115
Figure IV.26 : L'évolution de la perte de métal par piqure en fonction de temps.....	117
Figure IV.27 : L'évolution de la longueur de défaut en fonction de temps	117
Figure IV.28 : Nombre des défauts à laisser en fonction des temps.....	118
Figure IV.29 : Nombre des défauts à atténuer en fonction des temps	119
Figure IV.30 : Nombre des défauts à réparer en fonction des temps.....	119
Figure V.1 : Application de la résine sur les feuilles du CLOCK SPRING.....	123
Figure V.2 : Réparation par CLOCK SPRING finie	124
Figure V.3 : Bride de pièce rapportée.....	125
Figure V.4 : Bride de réparation de fuite de la taille d'un trou d'épingle	125
Figure V.5 : Douille de réparation type encerclement	126

Figure V.6 : Deux types de brides de réparation type "stand-off"	126
Figure V.7 : Utilisation des connecteurs de pipe de réparation.....	127
Figure V.8 : Douille de réparation remplie par époxyde	128
Figure V.9 : Manchons de raccordement	128
Figure V.10 : Début de coupe : réglage de la vitesse de la machine.....	129

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Caractéristiques de GK1.....	11
Tableau I.2 : Emplacement des postes de sectionnements	13
Tableau I.3 : Emplacement des postes de purge.....	13
Tableau I.4 : Localisation géographique des stations.....	14
Tableau I.5 : Caractéristiques des stations du STC GK1-GK2.....	16
Tableau I.6 : Régimes de fonctionnement usuels du 'ouvrage GK1	16
Tableau IV.1 : Nomenclature en fonction de l'épaisseur nominale de la paroi	78
Tableau IV.2 : classification nominative en fonction des dimensions surfaciques de l'anomalie	79
Tableau IV.3 : Caractéristique du Gk1 (tronçon SC D-SC E)	85
Tableau IV.4 : les composants du fluide transporté.....	86
Tableau IV.5: Calcul itérative de Tm at Zm.....	90
Tableau IV.6 : Résultats de calcul de Pop avant la correction de Tsr	92
Tableau IV.7 : Résultats de calcul de Pop après la correction de Tsr	93
Tableau IV.8 : Évaluation par la norme B31G sur le tronçon SC D-SC E.....	103
Tableau IV.9 : Évaluation par la norme B31G modifiée sur le tronçon SC D-SC E.....	104
Tableau IV.10 : Évaluation par la norme DNV-RP- F101 sur le tronçon SC D-SC E.....	105
Tableau IV.11 : Évaluation par la norme Shell92 sur le tronçon SC D-SC	106
Tableau IV.12 : Nombre de défauts selon les quatre normes du tronçon SC D-SC E	107
Tableau IV. 13 : L'évolution de la perte de métal par piqure en fonction de temps	115
Tableau IV.14 : Estimation des défauts en fonction du temps.....	116
Tableau IV.15 : L'évolution de la perte de métal en fonction de temps.....	116

INTRODUCTION GENERALE

La société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH) exploite un réseau de transport par canalisation des hydrocarbures (Pétrole Brut, Condensat, Gaz Naturel et Gaz Pétrole Liquéfié) composé de 22 Systèmes de Transport par Canalisation (STC) d'une longueur totale de 20 705 km.

Un STC est constitué d'une ou plusieurs canalisation(s) transportant des Hydrocarbures, y compris les installations intégrées, et les capacités de stockage liées à ces ouvrages, notamment les stations de compression, les stations de pompage...).

Il est vrai que le transport par pipeline est le moyen le plus économique et le plus efficace pour transporter des millions de tonnes d'hydrocarbures chaque année, mais ce mode de transport est sujet à diverses altérations qui affectent son fonctionnement normal, parmi elles nous distinguons : la corrosion, dommage mécaniques...

Au point de vue économique, la corrosion est d'une importance primordiale. On estime par exemple que chaque année le quart de la production d'acier est détruit à cause de ce phénomène, ce qui correspond environ à 150 millions de tonnes/an, soit 5 tonnes/seconde, dans tous les secteurs de l'industrie qui relève de ce domaine. L'évaluation des pertes dues à la corrosion doit prendre en considération les facteurs suivants :

- Les pertes directes : remplacement des matériaux et équipements corrodés.
- Les pertes indirectes : réparation, pertes de production dans le secteur concerné.
- Les mesures de protection : utilisation de matériaux plus résistants à la corrosion, et donc plus chers, ainsi que le revêtement et la protection cathodique des ouvrages en question.
- Les mesures de préventions : surdimensionnement des structures porteuses, inspection et entretien.

Les pertes directes ne représentent donc qu'une partie des coûts de la corrosion Elles sont souvent inférieures aux pertes indirectes car elles font partie de la maintenance.

Dans le domaine des pipelines, la corrosion est le facteur le plus préjudiciable affectant l'intégrité de l'ouvrage, et par conséquent sa sécurité et sa fiabilité pendant son fonctionnement. Cela entraîne la diminution du débit et provoque l'augmentation des coûts de transport.

Face à cet enjeu, un suivi technique régulier du réseau de transport avec une politique de maintenance adaptée assure le bon fonctionnement des ouvrages au-delà de leur durée de vie prévue.

Le suivi en question se base sur un diagnostic des conditions d'exploitation des pipelines à l'aide du moyen d'inspection en ligne avec des outils intelligents (ILI Tools), qui détecte, localise et détermine actuellement tous les défauts possibles sur le pipeline.

Le maintien de l'intégrité du pipeline comprend des réparations ou des réhabilitations, suivant un plan d'inspection détaillé pour obtenir les paramètres nécessaires pour évaluer l'état du pipeline.

Les résultats de ce contrôle systématique de l'intégrité des canalisations seront interprétés comme un nouveau PMS pour estimer la tuyauterie corrodée selon les normes de calcul les plus connues : Normes ANSI/ASME B31G, ANSI/ASME B31G Modifiée, DNV RP F-101, Ritchie et dernier (Schell92).

Dans le cadre de la mise en situation professionnel, on a abordé un sujet de mémoire de fin d'études qui porte sur la réhabilitation de la ligne GK1 reliant Hassi R'mel à Skikda et en particulier le tronçon entre SC D – SC E (Sefiane / Batna – M'Chhatine / Tadjenanet / Mila) sur une longueur de 75.951 km.

L'étude a été élaboré selon le premier plan suivant :

- Partie descriptive de l'ouvrage
- Calcule thermique et hydraulique du tronçon à étudier
- Calcule de réhabilitation du tronçon selon les méthodes (Normes ANSI/ASME B31G, ANSI/ASMI B31G Modifiée, DNV RP F-101, Ritchie et dernier (Schell92))
- Calcule de la vitesse de corrosion

Dans un second plan on a étoffé cette étude par d'autres chapitres qui portent sur :

- Dégradation des pipelines
- Les procédures d'inspection et de nettoyage
- Les techniques d'intervention

Une conclusion générale portant sur le résultat de calcul aborder dans le premier plan, ainsi que des recommandations relatives à ce sujet.

I.1 Présentation de la branche de transport par canalisation (TRC)

I.1.1 Historique

Les premières expéditions du pétrole brut à partir du gisement de Hassi Messaoud vers la gare de Touggourt ont été réalisées en 1958, par l'oléoduc de diamètre 06''. Un deuxième oléoduc (OB1) de 24'', d'une longueur de 660km, reliant le terminal de Haoud El-Hamra (wilaya d'Ouargla) au port de Bejaia a été mis en service en 1959, suivi d'un autre oléoduc (OT1) de même diamètre reliant le terminal d'In Amenas au port tunisien de la Skhira en 1961. La première expédition du gaz a été réalisée par un gazoduc (GZ0) reliant Hassi R'mel à Arzew durant la même année.

Au lendemain de l'indépendance nationale, le réseau de transport par pipeline s'est renforcé par la réalisation d'une vingtaine d'ouvrages (OZ1, OG1, OK1, GK1, GM1, GZ1, GZ2, GG1...). L'activité de Transport par canalisation s'est retrouvée, après l'extension de son réseau et la nationalisation des hydrocarbures, confrontée à des problèmes d'exploitation et de gestion qu'il faut résoudre dans le but d'améliorer le bon fonctionnement du réseau, à savoir :

- La nécessité de poursuivre son activité et rattraper le retard.
- Faire avec ce qu'il lui restait de potentiel humain (qualification et compétence).
- Prendre en charge la maintenance des ouvrages de l'Activité TRC.

I.1.2 Les missions de l'Activité TRC

Au sein du groupe SONATRACH, l'Activité Transport par Canalisation est en charge de l'acheminement des hydrocarbures (gaz, pétrole brut, GPL et condensât), depuis les zones de production jusqu'aux zones de stockage, aux complexes GNL et GPL, aux raffineries, aux ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs.

L'Activité Transport par Canalisation a pour charge de définir, réaliser, exploiter, assurer la maintenance et faire évoluer le réseau de canalisation ainsi que les différentes installations qui s'y rattachent. TRC veille également au respect des conditions de sécurité et de préservation de l'environnement ainsi que la régulation entre la production et la commercialisation.

Afin d'atteindre les objectifs fixés par le Groupe SONATRACH pour son Activité Transport par Canalisation, une série de contrats a été signée avec des partenaires nationaux et internationaux de renom. Ces contrats visent à garantir l'exécution de l'ambitieux programme tracer dans les conditions les plus sûres et les plus avantageuses en matière de qualité des installations et de délais de réalisation.

I.1.3 Patrimoine de l'activité TRC :

- 83 stations de pompage et de compression équipées de plus de 290 machines principales d'une puissance totale de plus de 02 millions de CV
- Une capacité de stockage de près de 4.17 millions de m³
- Une capacité de chargement portuaire de près de 210 MTA
- Une infrastructure de maintenance et d'entretien articulée autour de 03 bases principales de maintenance et 03 bases régionales d'intervention

- Un centre national de dispatching gaz (CNDG) à Hassi R'mel
- Un centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) à Haoud El Hamra.
- Le Réseau de canalisation a une capacité de transport de 357 millions Tep à fin 2013.
- Les centres de dispatching comptent parmi les installations névralgiques de l'Activité.
- Le Centre National de Dispatching Gaz, le CNDG est le point où se fait la collecte et le dispatching du gaz à travers les gazoducs vers les clients nationaux (Sonelgaz, clients tiers et unités de Sonatrach) et internationaux (livraison aux complexes de liquéfaction et des gazoducs transcontinentaux : PEDRO DURAN FARELL, ENRICO, MATTEI et MEDGAZ).

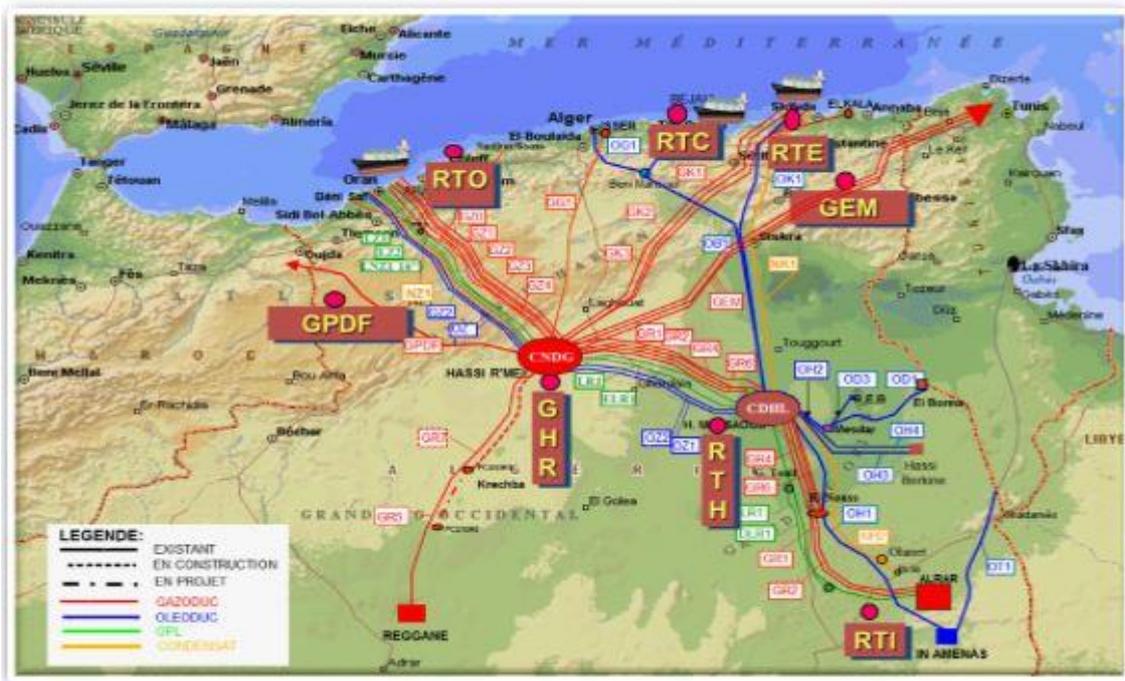


Figure I.1 : Cartographie actuelle du Réseau de Transport

SONATRACH, à travers l'Activité Transport par Canalisation, dispose de 22 systèmes de transport par canalisation (21 en exploitation, 01 en cours de réalisation (GR5) avec 83 stations de pompage et de compression, dont 34 stations de pompage sont destinées au brut. Elle dispose également de nombreux postes de chargement à quai de gaz et de pétrole au niveau de trois ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures. Ces postes sont situés dans les ports des villes côtières d'Arzew, Bejaia et Skikda, et sont équipés de 5 bouées de chargement de pétrole en haute mer.

I.1.4 Quantité livrées :

En 2017, les quantités évacuées sont réparties comme suit :

- Pétrole brut : 75.25 Millions Tonnes ;
- Gaz naturel : 131.02 Milliards Sm³/an ;
- Condensat : 15.90 Millions Tonnes ;
- GPL : 16.27 Millions Tonnes.

I.2.1 Organigramme de la RTE

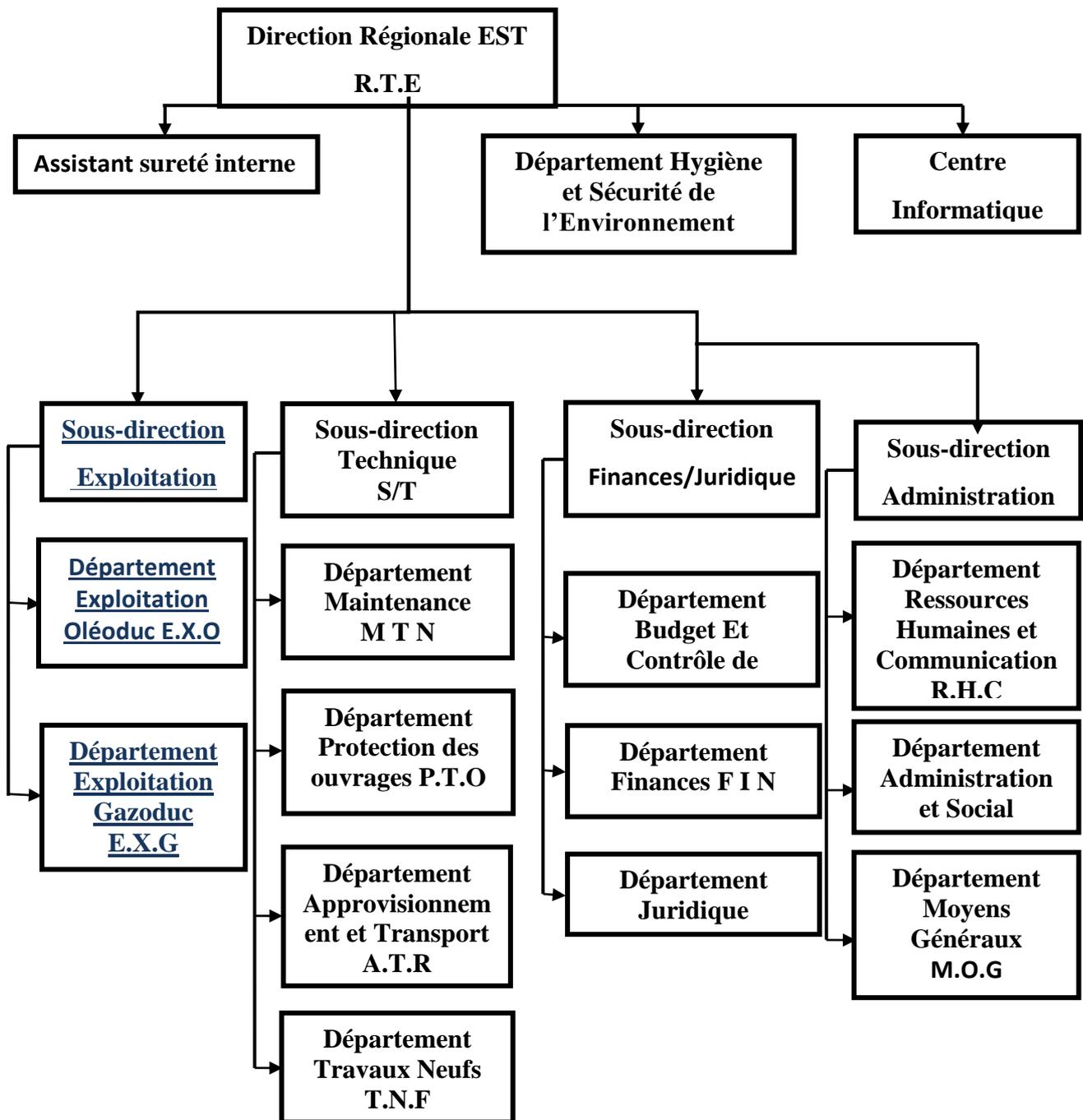


Figure I.3 : Organigramme de la RTE

I.2.2 Mission de RTE

La Région transport est a pour mission :

- Le Transport des hydrocarbures liquides et gazeux.
- Stockage des Hydrocarbures Liquides.
- Alimentation de la Raffinerie RA1K en pétrole brut.
- Alimentation de la Raffinerie RA2K en condensât.
- Alimentation du GL1K en gaz naturel.
- Alimentation des distributions publiques et des unités industrielles usines de l'Est algérien en gaz naturel,
- Transfert des hydrocarbures liquides vers les ports pétroliers de Skikda et les postes de chargement en mer.

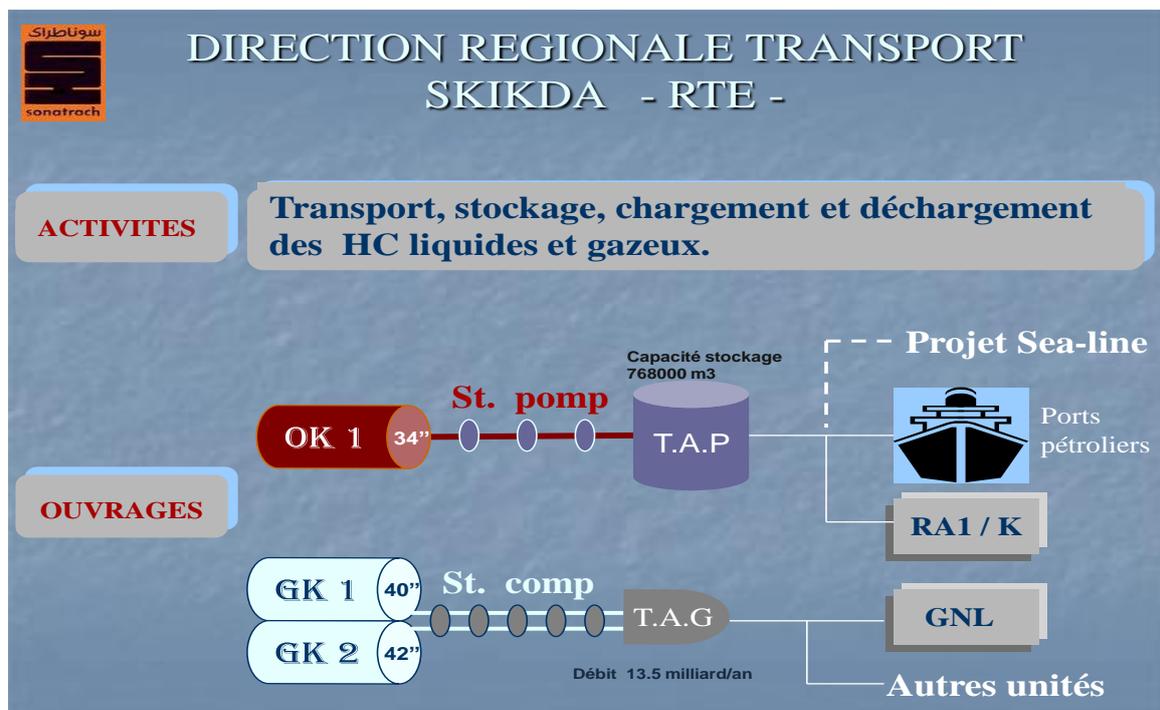


Figure I.4 : mission de la RTE

I.2.3 La sous-direction Exploitation (EXL)

Cette sous-direction dispose de deux départements suivants :

I.2.3.1 Le Département exploitation Gazoduc :

Chargé de diriger l'exploitation du GK1 40" et du GK2 42", dotés de cinq stations de compression et reliant Hassi R'mel à Skikda, il se compose des Services suivants :

- **Le Service ligne** : Il se compose de deux sections :

- **La Section Inspection et contrôle** : Chargée de l'inspection terrestre et aérienne des canalisations (des postes de sectionnement, de prélèvement et de purge), afin de détecter d'éventuels incidents (pipe découvert construction ou autre activité à proximité de la pipe). Chargée également de diriger les interventions sur les machines au niveau des stations, qu'il s'agisse des révisions effectuées par la Direction Maintenance ou d'autres interventions plus simple effectuées par les équipes sur place.
- **La Section préparation** : La section est chargée du suivi du nombre d'heures de marche des machines afin de programmer les révisions correspondantes. Elle comptabilise également les quantités purgées de condensat.
 - **Le Service terminal** :

Le service veille sur les installations, le terminal arrivé gaz se compose d'un système de filtration, de détente, de régulation et de comptage avant l'évacuation aux différents clients (GL1.K - SONELGAZ - RA1.K - CP1.K - ENGI), il se charge de la gestion des travailleurs et du respect des consignes de sécurité

- **Le service trafic** : Il se compose de trois sections :
 - **La Section Laboratoire** : Chargée de l'analyse du gaz naturel afin de déterminer sa qualité, elle utilise la chromatographie qui consiste à prendre un échantillon de gaz, de le chauffer jusqu'à la phase de stabilisation (séparation des différents composants). La détection des différents composants se fait grâce à la vitesse de sortie de chaque composant propre à lui elle est donnée en référence avec un gaz étalon. L'analyse du gaz permet de donner son coefficient de compressibilité.
 - **La Section Comptage** : Le comptage se fait sur la base des données établies dans les rampes de comptage et transmises à la tour de contrôle.

Les rampes de comptage sont dotées de deux systèmes de comptage, le système mécanique et le système électronique, ce dernier est réalisé par deux systèmes :

 - Le système MECL, doté d'une calculatrice pour chaque rampe (mono rampe).
 - Le système SCADA qui fait ressortir tous les paramètres de fonctionnement (pression, température). La section remet à la hiérarchie le bilan : Journalier, Décadaire, mensuel et Annuel.
- **La Section Programmation** : cette section élabore la balance qui est une comparaison entre les quantités expédiées par le champ gazier et les quantités reçues par le terminal arrivé. L'exploitation de la ligne peut se faire sur trois phases, selon le plan de production à réaliser en écoulement libre, les deux stations de compression B et D en marche et à pleine capacité quand toutes les stations de compression sont en marche. Elle élabore les déclarations douanières (bilan des clients), elle procède au calcul de la PRI et PRC, et communique au service Budget les prévisions des quantités transportées élaborées d'après les demandes des clients et communiquées par le siège de TRC.

I.2.3.2 Département Exploitation Oléoduc :

Chargé de diriger l'exploitation de l'OK1 34", doté de trois stations de pompage et reliant Hassi Messaoud plus exactement le centre de collecte de Haoud El Hamra à Skikda.

Il se compose de quatre services :

➤ **Service Ligne** : il comporte deux sections :

- **Section Inspection et Contrôle** : Chargée de contrôler la ligne afin de détecter d'éventuelles fuites ou détérioration de la couverture du Pipe.
- **Section Préparation** : Elle s'occupe de la gestion des stations, c'est -à-dire élaborer le planning de fonctionnement des machines de façon à ce qu'il y ait toujours deux turbopompes disponibles si la troisième est en révision, et comptabiliser les heures de marche des machines afin de programmer la révision correspondante. La section reçoit le rapport mensuel de la part des stations mentionnant tous les incidents techniques survenus, elle élabore le bilan décadaire mensuel et annuel qui seront remis à la hiérarchie.

➤ **Service Terminal arrivé** :

Le service gère la réception du brut son stockage au niveau du parc de stockage qui se compose de 12 bacs de pétrole brut et 03 bacs de condensat à toit flottant, chaque bac est doté d'une pompe, son rôle est d'homogénéiser le liquide avant son transfert. L'expédition du brut se fait grâce à dix pompes de chargements et un réseau de canalisations vers la raffinerie et les deux ports pétroliers (ancien - nouveau) pour les exportations. Il gère également le réseau de purge d'eau, la chambre à vannes, le séparateur pour récupération du but, la sous station électrique, la salle de contrôle et les deux ports pétroliers dotés chacun de trois postes de chargements.

➤ **Service laboratoire** :

Le service remet le certificat de qualité document indispensable pour tous les clients. L'analyse détermine la teneur en eau et sédiments, en soufre, en sel et la tension de vapeur Reid du brut. Elle calcule aussi la masse volumique de chaque échantillon.

➤ **Service trafic** il comporte deux sections :

- **Section comptabilité programmation** : La section reçoit le compte rendu d'exploitation de la salle de contrôle contenant le débit de la ligne, l'état des stations de pompage, l'état des pompes disponibles au niveau du terminal, l'état des deux ports pétroliers et leurs postes de chargement, l'analyse de la qualité du brut, le taux de marche de la RA1.K, et le niveau des bacs. La section reçoit également un compte rendu journalier de Haoud-El-Hamra et leur contrôle de la qualité. D'après toutes ces données, la section élabore la situation journalière contenant l'état des stocks, des réceptions et des expéditions vers RA1K et vers les ports durant les 24h précédente. Elle élabore les bilans décadaires, mensuel et annuel.
- **Section Shipping** : La section reçoit le programme prévisionnel d'enlèvement pour le mois, avant chaque enlèvement. Elle reçoit une instruction documentaire (procédures) contenant des informations sur le client, le bateau, sa destination, son tonnage, le représentant du client et le consignataire. L'agent maritime de la section élabore le dossier d'enlèvement d'un navire, il se compose d'un certificat de qualité, d'origine, le reçu des échantillons, le rapport des creux citernes, le rapport horaire d'escale, une copie de la

diffusion des documents, un manifeste (document douanier) la notice de readiness et un accusé de réception de tous ces documents. La section élabore les déclarations douanières réalisées par décade Pour les réceptions et les expéditions vers RA1.K et par enlèvement pour les exportations.

I.2.4 La sous-direction technique :

Cette sous-direction englobe les départements de maintenance, des travaux d'inspection sur la ligne, protection cathodique et le département d'approvisionnement. On a pris l'exemple du département suivant :

I.2.4.1 Département maintenance (MTN) :

Le Département MTN est chargé de maintenir en bon état de fonctionnement les équipements de la région RTE. Ses missions principales sont :

- Elaborer un plan de maintenance préventive.
- Exécuter le plan de maintenance préventive
- Honoré les demandes d'interventions de l'exploitation (maintenance curative).
- Réaliser des projets de rénovation.

I.3 Description de la ligne GK1

I.3.1 Schéma descriptif du Système de Transport par Canalisation GK1-GK2 :

Le début de la construction du gazoduc reliant Hassi Rmel Skikda nommé GK1 en octobre 1968 et mis en service en mars 1971. Il est relié à Gk2 et dispose de cinq stations de compression qui sont exploitées à partir du centre dispatching du terminal arrivé Skikda par le biais du système SCADA et depuis la salle de contrôle de chaque station

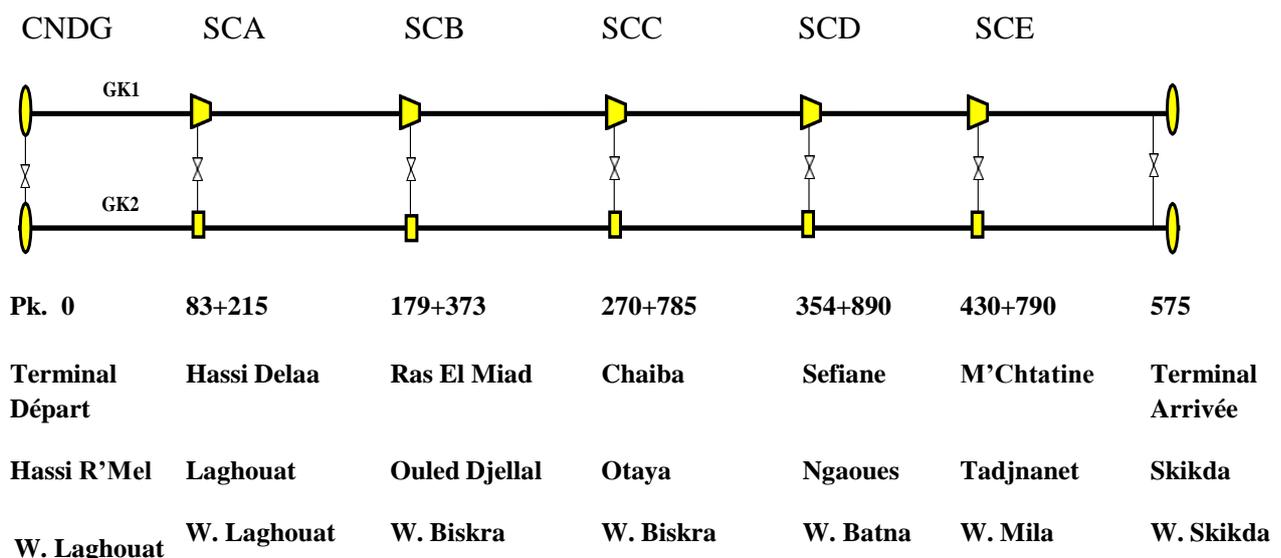


Figure I.5 : Schéma descriptif du STC GK1-GK2

I.3.2 Caractéristiques de GK1 :

Longueur (km)	574,87	Nombre de Points de Prélèvement de Gaz	46 (GK1+GK2)
Diamètre "en pouce"	40	Nombre de Postes de Sectionnement	15
Epaisseur du Tube (mm)	12,7/15,88/ 19,43/19,05	Nombre de Postes de Purge	8
Nuance d'Acier	X52/X60/X70	Pression Maximale de service design (bars)	70
Rugosité du Tube (mm)	0,035	Pression Maximale Réelle (bars)	70
Type d'enrobage extérieur	Brai de houille et P. E	Date de mise en service	1971 / 1978
Type d'enrobage intérieur	Epoxy		
Nombre de Station de Compression	5	Constructeur	SAIPEM/CJB /WILLBROS
Nombre de Postes de Coupure	05		

Tableau I.1 : Caractéristiques de GK1

I.3.3 Profil au long de la ligne GK1 :

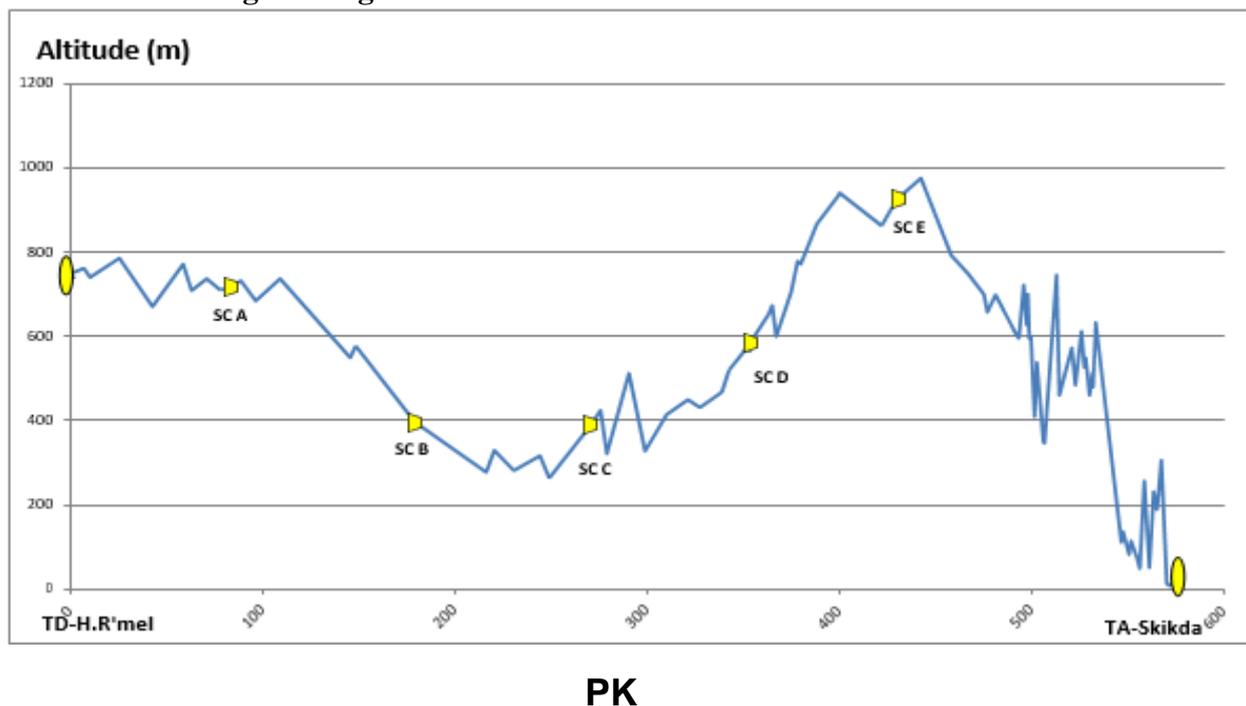


Figure I.6 : Profil en long de GK1

I.3.4 Conditions de fonctionnement et systèmes :

➤ Supervision d'exploitation :

La supervision de l'exploitation de l'ouvrage GK1 est assurée par les supports de télécommunication suivants : Système de télé contrôle

SCADA, Système de supervision comptage, Radio VHF, Téléphone conférence, Téléphone ligne spécialisée (local) et Téléphone ligne PTT.

➤ Surveillance des paramètres :

La surveillance des paramètres de fonctionnement est assurée à partir du dispatching du terminal arrivé Skikda par le biais du système SCADA et à partir de la salle de contrôle de chaque site.

➤ Types de commandes :

Les commandes peuvent être effectuées soit en manuel, soit en automatique local à partir des salles de contrôle de chaque site.

➤ Système de protection cathodique :

Un système de protection cathodique à courant imposé protège les canalisations et les ouvrages concentrés de l'ouvrage GK1 et se compose de quarante et un (41) postes.

I.3.5 Particularités de l'ouvrage GK1 :

I.3.5.1 Interconnexion :

Le gazoduc GK1 est interconnecté avec le gazoduc GO1 (piquages diamètres 16" – 24") en aval de la station SC-B Ras El Miad au Pk 179+900, sur une distance d'environ 04 km avec diamètre 42", pouvant fonctionner dans les deux sens.

I.3.5.2 Déviations :

- Déviation El Harrouch : Tronçon du Pk 544 au Pk 548 : Remis en exploitation décembre 2001.
- Déviation M'Doukel : Tronçon du Pk 305 au Pk 310 : Remis en exploitation février 2002.
- Déviation Teleghma -Hamma Bouziane : Tronçon du Pk 447 au Pk 515 : Remis en exploitation Avril 2002.

I.3.6 Emplacement des postes de sectionnements :

Les postes de sectionnements sont équipés par des vannes de sécurité qui servent à isoler la station en amont et en aval en cas de danger (éclatement, incendie).

Poste de Sectionnement	PK/Altitude(m)	Localisation Commune / Wilaya
Poste de Sectionnement n°1	41+554 / 695	Hassi R ^m el / LAGHOUAT
Poste de Sectionnement n°2	133+820 / 630	Hassi Delaa / DJELFA
Poste de Sectionnement n°3	224+084 / 327	Chaiba/ BISKRA
Poste de Sectionnement n°4	296+901 / 438	Tolga / BISKRA
Poste de Sectionnement n°5	328+215 / 431	M ^m doukel / BATNA
Poste de Sectionnement n°6	380+713 / 754	Sefiane / BATNA
Poste de Sectionnement n°7	405+118 / 932	Laksar / BATNA
Poste de Sectionnement n°8 A	458+520 / 793	M ^m chira / MILA
Poste de Sectionnement n°9 A	476+403 / 678	Télaghma / MILA
Poste de Sectionnement n°10 A	498+209 / 700	Boussouf/ CONSTANTINE
Poste de Sectionnement n°10 B	514+528 / 461	Hamma Bouziane / CONSTANTINE
Poste de Sectionnement n°11	526+344 / 600	Zighoud Youcef / CONSTANTINE
Poste de Sectionnement n°11A	545+515 / 135	El Harrouch/ SKIKDA
Poste de Sectionnement n°12	554+981 / 149	Salah Bouchaour / SKIKDA
Poste de Sectionnement n°13	565+000 / 196	Ramdane Djamel / SKIKDA

Tableau I.2 : Emplacement des postes de sectionnements

I.3.7 Localisation géographique des Postes de Purge :

Ils sont implantés intervalles viables drainant ainsi le condensât et purgeant la ligne

Poste de Purge	PK/Altitude (m)	Localisation Commune/wilaya
Poste de Purge n°1	45+564 / 690	HASSI DELAA / LAGHOUAT
Poste de Purge n°2	249+256 / 264	CHAIBA / BISKRA
Poste de Purge n°3	282+487 / 330	
Poste de Purge n°4	299+088 / 328	M ^m DOUKEL / BATNA
Poste de Purge n°5	422+669 / 863	AIN DJASSER / MILA
Poste de Purge n°6	523+454 / 485	Z. YUCEF / CONSTANTINE
Poste de Purge n°7	556+950 / 50	R. DJAMEL / SKIKDA
Poste de Purge n°8	561+964 / 52	

Tableau I.3 : Emplacement des postes de purge

I.4 Les stations de compression de l'ouvrage GK1 :

Les cinq stations de compression du Système de Transport par Canalisation GK1-GK2 (SA, SB, SC, SD, SE) sont identiques, chaque station dimensionnée de manière à ce qu'elle puisse satisfaire une certaine demande. Tous en respectant les conditions et restrictions qui s'imposent, à savoir la pression disponible au station du départ et la pression minimale à garantir au station d'Arrivé (46 bar).

Le rôle d'une station de compression : est d'assurer un débit du gaz véhiculé par le gazoduc à une certaine pression (compensation de perte de charge).

Station	Pk / Altitude(m)	Localisation Commune / Wilaya	Nombre de filtres GK1	Type de filtration GK1
Terminal Départ	0 / 749	Hassi R ^m el / LAGHOUAT	-	-
SC A	83+215 / 715.5	Hassi Delaa/ LAGHOUAT	5	Verticale à Cyclone
SC B	179+373 / 397	Ouled Djellal / BISKRA	5	Verticale à Cyclone
SC C	270+785 / 389	Chaiba / BISKRA	5	Verticale à Cyclone
SC D	354+890 / 575	Sefiane / BATNA	5	Verticale à Cyclone
SC E	430+790 / 926	M ^m Chtatine / Tadjnanet / MILA	5	Verticale à Cyclone
Terminal Arrivée	574+870- 575+545 / 7,35	Hamrouche Hamoudi / SKIKDA	6	Horizontale à cartouche filtrante

Tableau I.4 : Localisation géographique des stations

I.4.1 Description des stations de compression :

Comme toutes les stations sont identiques, alors on va se limiter à la description d'une seule station (SCC).

La station de compression " C " Chaiba se situe au point kilométrique 270 Km, et coordonnées (34 °19 ° 00 ") nord et de (05 02 ° 10 °) e son altitude est de 340m, et des approximativement : 4km au nord de la route national Rn 45 entre Biskra Boussaâda, elle est construite en 1978 et mise en service en 1979.

Elle est aménagée essentiellement de 8 zones :

- Zone 1 Turbocompresseurs
- Zone 2 : Turboalternateurs
- Zone 3 : Gare racleur
- Zone 4 : Refroidisseur

- Zone 5 : Filtre à cyclone
- Zone 6. Skid - gaz
- Zone 7 : Salle de commande a
- Zone 8 : Base de vie

Principaux équipements : Les équipements principaux de la station sont installés en plein air dont.

- Quatre groupes turbocompresseurs ;
- Neuf refroidisseurs dont :
 - 9 ailettes à pas fixes ;
 - 9 ailettes à pas fixes ;
- Poste de la protection cathodique de la station ;
- Trois turboalternateurs ;
- Skid - gaz ;
- Chaudière ;
- Cinq filtres à cyclones ;
- Compresseur d'air ;
- Deux réservoirs d'eau ;
- Pompe à eau incendie électrique ;
- Pompe à eau diesel ;
- Centre de commande principal ;
- Centre de commande moteur.

I.4.2 Caractéristiques des stations GK1-GK2 :

Situation Géographique		SC.A PK 83+215 Hassi Dellaa	SC B PK 179+373 Ras El Miad	SC .C PK 270+785 Chaiba	SC D PK 354+890 Séfiane	SC E PK 430+790 M'Chtatine
TC (TURBO-COMPRESSEUR)	TURBINE	NOMBRE	4 TC	4 TC	4 TC	4 TC
		CONSTRUCTEUR	GE	GE	GE	GE
		TYPE	MS 3002	MS 3002	MS 3002	MS 3002
		PUISSANCE CV	4 x 14600	4 x 14600	4 x 14600	4 x 14600
	COMPRESSEUR	NOMBRE	4	4	4	4
		CONSTRUCTEUR	COOPER BESMER	COOPER BESMER	COOPER BESMER	COOPER BESMER
		TYPE	RF2/BB-30	RF2/BB-30	RF2/BB-30	RF2/BB-30
TURBO ALTERNATEUR OU GROUPE ELECTROGENE	NOMBRE	3 TA	3 TA	3 TA	3 TA	
	CONSTRUCTEUR	RUSTON	RUSTON	RUSTON	RUSTON	
	TYPE	TA1750	TA1750	TA1750	TA1750	
	PUISSANCE CV	3 x 1750	3 x 1750	3 x 1750	3 x 1750	
Valeur tarage soupape sortie compresseur (bars abs)		75				
Valeur tarage soupape sortie station (bars abs)		71,5				
CONSOMMATION		GAZ	GAZ	GAZ	GAZ	GAZ
Date de mise en service		1979	1978	1979	1978	1979

Tableau I.5 : Caractéristiques des stations du STC GK1-GK2

I.5 Régime de fonctionnement usuel de la ligne :

Le système de transport GK1 fonctionne selon les configurations répertoriées ci - dessous pour véhiculer un débit bien déterminé.

Mais selon le besoin de l'entreprise il y a plusieurs régimes de fonctionnement possible

Ouvrage GK1			SC A Hassi Delaa Laghouat	SC B Ras El Miad Biskra	SC C Chaiba Biskra	SC D Séfiane Batna	SC E M'Chtatine Mila
Phase	Débit Sm ³ /h	Capacité en 10 ⁹ Sm ³ /an	Nombre de machines nécessaires par station				
1	811 869	6,43	0	0	0	0	0
2	1 210 859	9,59	0	3	0	3	0
3	1 685 606	13,35	3	3	3	3	3

Tableau I.6 : Régimes de fonctionnement usuels du 'ouvrage GK1

I.6 Inspection :

L'ouvrage GK1 a été inspecté par outil intelligent en 1986 (4 sections), 1991 (2 sections) prestations faites par Tuboscop et en 2004 (Toutes les sections) faite par Rosen. Et par technologie MFL (toutes les sections en juillet 2015).

I.7 Réhabilitations de la canalisation GK1 :

- Tronçon du Pk 205 au Pk 270 : Remis en exploitation Mai 2009.
- Tronçon du Pk 295 au Pk 309 : Remis en exploitation Avril 2009.
- Tronçon du Pk 325 au Pk 354 : Remis en exploitation Avril 2009.
- Tronçon du Pk 354 au Pk 385 : Remis en exploitation décembre 1991.
- Tronçon du Pk 385 au Pk 391 : Remis en exploitation Juillet 2009.
- Tronçon du Pk 498 au Pk 499 : Remis en exploitation Décembre 2008.
- Tronçon du Pk 513 au Pk 514 : Remis en exploitation Décembre 2008, suite affaissement de terrain.
- Tronçon du Pk 538 au Pk 544+800 : Remis en exploitation Octobre 2008.
- Tronçon du Pk 548 au Pk 574 : Remis en exploitation Juin 2009.

II.1 Introduction

L'inspection en ligne utilise des méthodes et des outils d'auscultation complexes comprenant sommairement des fonctions de :

- Détection induisant un choix du principe physique
- Mesure déterminant un choix des résolutions et de couverture
- Identification conduisant au choix des méthodes d'interprétation.

Ces fonctions doivent être définies avec une attention toute particulière qui doit obligatoirement prendre en compte les caractéristiques intrinsèques des défauts à détecter ainsi que leur environnement

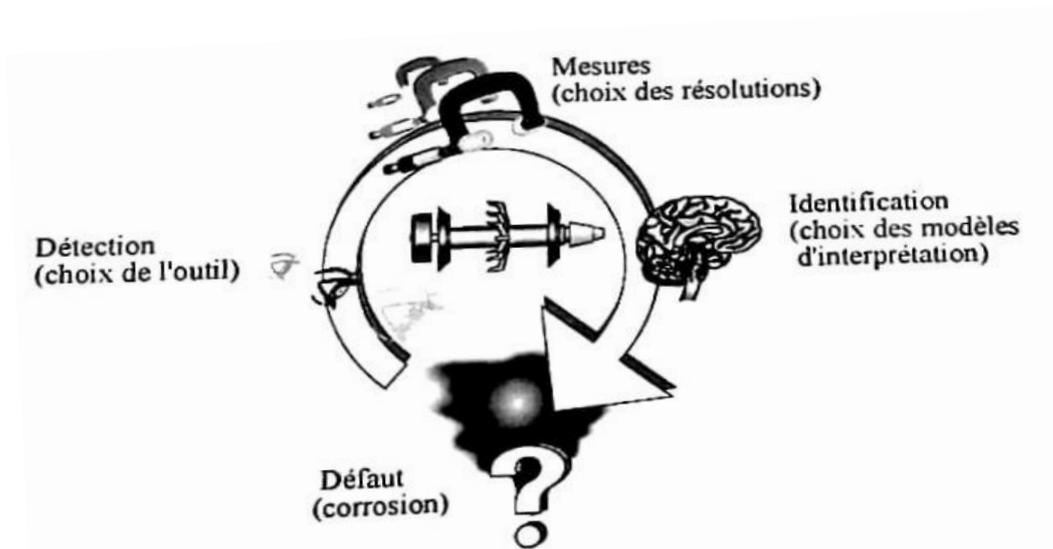


Figure II.1 : Cyber organigramme.

II.2 Détermination des fonctions

Les pipelines sont des structures soumises à un grand nombre d'aléas pouvant leur occasionner des dommages plus ou moins sérieux et très souvent irréversibles. Ces ouvrages sont caractérisés par :

- Une très grande longueur (parfois plusieurs centaines de kilomètres) ;
- La traversée de zones et d'environnements hostiles, (terrains géologiquement instables, zone de marnage, milieux sous - marins, zones salifères, circulation de courants vagabonds, etc.) ;
- Des conditions d'exploitation difficiles (transport d'effluents plus moins agressifs et corrosifs, basses températures, pressions élevées, etc.) ;
- Des interventions humaines fréquentes volontaires (construction et maintenance) ou involontaires (accidents, malveillance) ;
- Des problèmes géopolitiques (traversée souvent de plusieurs pays, guerres etc.).

La grande multiplicité de ces aléas fait que ces structures considérées également comme stratégiques doivent impérativement être surveillées, contrôlées et, le cas échéant, réparées. En règle générale, l'origine des accidents graves dépend de trois facteurs principaux mis en défaut :

les qualités intrinsèques de la conduite (métallurgiques notamment), les contraintes d'exploitation et de production (fluides pressions, températures) et enfin l'environnement externe (agressivité des terrains sismicité, accidents dus à la présence humaine).

En Amérique du Nord, il a été possible en 2003 d'identifier relativement facilement, de qualifier et de quantifier les causes des différents incidents sur l'ensemble du réseau de gazoducs (Baker, 2004). Comme en Europe (Concawe, 1998) pour les oléoducs. Ces statistiques font ressortir une prédominance des accidents au sens large dus à des tiers lors de diverses opérations (près d'un tiers des incidents), puis ceux dus à de la corrosion et à des dommages mécaniques non imputables à des tiers

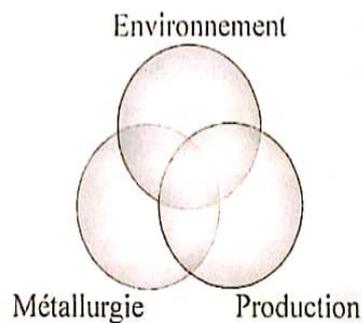


Figure II.2 : Les trois causes entraînant un accident.

Pour la première catégorie d'incidents provoqués par des tiers, la solution ne peut être apportée que par l'application de législations strictes définissant un périmètre de protection des ouvrages, suivie par une surveillance externe et l'application de procédures opérationnelles strictes. Pour les autres causes d'autres réponses ont été apportées. Les progrès importants faits ces dernières années dans les domaines du contrôle et de la surveillance automatique, ont amené les opérateurs et les exploitants à proposer des systèmes de management permettant une gestion des risques plus appropriée et surtout plus exhaustive (pipeline integrity management), avec comme principal objectif la prévention (intervention et réparation avant l'arrivée de l'incident ou de l'accident), regroupant ainsi dans des grands groupes des dégradations impliquant :

- Les dommages mécaniques (50%) ;
- La corrosion externe (25%) ;
- La corrosion interne (15%) ;
- Les dégradations diverses (ne faisant pas partie des groupes précédents).

Ceux - ci ont pour conséquence d'affecter directement la paroi de la canalisation dans sa forme (déformation) ou dans son épaisseur (corrosion) voire les deux.

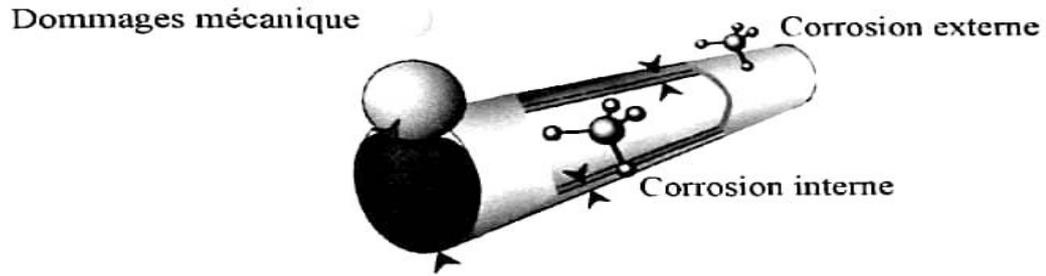


Figure II.3 : Les trois grands types d'agression sur un pipeline.

Les dommages mécaniques, la corrosion externe et interne ont essentiellement pour origines l'agressivité du milieu et de l'environnement immédiat (contraintes, physicochimie des terrains encaissants et des fluides transportés).

II.3 Dommage mécanique :

Les dommages mécaniques représentent la partie la plus importante des dommages que peut subir une canalisation. Ils sont souvent induits par des actions liées à la construction de la ligne et à la maintenance ainsi qu'aux actions de la pesanteur sous toutes ses formes. Les dommages mécaniques sur les pipelines peuvent être définis comme toute modification de la structure ayant lieu après fabrication et / ou construction et qui peuvent mettre en cause l'intégrité de la structure. Ils peuvent être directement imputables à des causes mécaniques (chocs, chutes, déplacements, etc.) ou aux résultats d'agressions différentes et indirectes prenant en compte par exemple des phénomènes électrochimiques fragilisant ainsi la structure.

Les conséquences mécaniques et environnementales peuvent aller du simple incident comme par exemple l'enfoncement ou l'éraflure ayant aucune incidence immédiate sur l'environnement, au plus grave comme la rupture de la conduite entraînant la pollution de larges zones.



**Explosion de GZ1 en Algérie
à Mohammadia 19 septembre 2004**

**williams pipeline le 13 décembre 2003. Pipe
de gaz après explosion**

Figure II.4 : pipe de gaz après explosion.

Mais, quelle que soit leur importance, ces incidents peuvent tous avoir à terme des conséquences dramatiques.

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

- Les chocs par des outils de levage et de manutention (chutes)
- La présence de matériaux mettant la conduite sous contrainte ou tension (rocher, pierre)
- Les glissements de terrain, tremblements de terre
- Les mauvais encrages de la conduite
- Le gel des terrains environnants (permafrost)
- Les alternances de périodes chaudes / froides
- L'absence de moyen de compensation thermique (lires)
- La corrosion externe
- Les erreurs opérationnelles pendant des opérations de réparation ou de modification de la ligne entraînant une fragilisation de la structure ou des équipements
- La malveillance

Les causes internes correspondent à des mauvaises conditions de transit des effluents et en particulier à :

- La corrosion interne ;
- L'abrasion interne ;

- Surpressions incontrôlées de la montée en pression des effluents, ou à des actions incontrôlées de manutention (fermeture brutale de vanne).

Les dommages mécaniques présentent des topologies facilement identifiables qui permettent assez souvent de remonter à l'origine du défaut ou aux causes de l'accident. Ces derniers sont en général catalogués comme des déformations de la structure originelle.

- **Les fissures (cracks) :** elles sont présentes au sein de l'acier et dans les soudures. Elles peuvent être débouchâtes ou non et par conséquent, dans ce dernier cas, difficile à détecter. Elles peuvent être par ailleurs évolutives. Le point d'équilibre et l'évolution de la propagation de ces fissures en fonction des conditions d'exploitation peuvent être, depuis quelques années, prédites grâce à des simulations numériques.

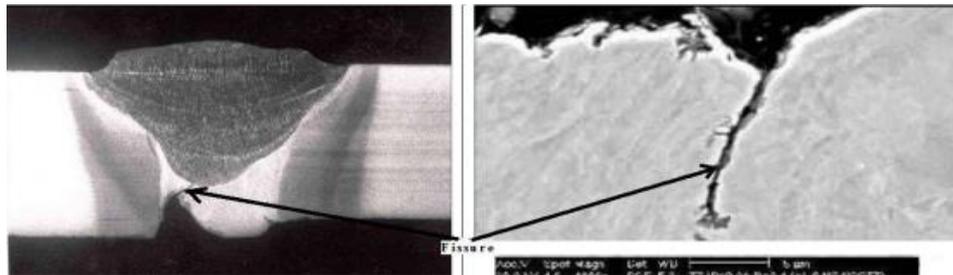


Figure II.5 : Fissure dans des joints de soudure

- **Les enfoncements (dents) :** ils se caractérisent par des déformations plus ou moins importantes dirigées vers l'intérieur du pipeline et dues en général à des chocs ou à des contraintes externes. Les enfoncements sont des cas typiques de difficultés à utiliser l'outil intelligent. Ils peuvent par ailleurs induire d'autres types de corrosion (décollements du revêtement, corrosion sous contrainte, etc.).
- **Les arrachements (gouges) :** ils se caractérisent par des manques de matière non imputables à des phénomènes électrochimiques (corrosion). Ils sont la conséquence d'accidents de manutention, les plus petites sont qualifiées d'éraflures.
- **Les ondulations (buckles) :** pendant la construction, une des conséquences de cintrage trop excessifs est la formation d'ondulations qui se traduisent par une modification structurelle et locale de la paroi du pipeline, sur son pourtour (anomalie plus ou moins circonférentielle). Les buckles sont assez fréquentes en offshore pendant la pose.
- **L'ovalisation :** l'ovalisation est le résultat de diverses actions ou sollicitations mécaniques (écrasements par exemple) conduisant à la modification différentielle du diamètre du pipe (anomalie circonférentielle).

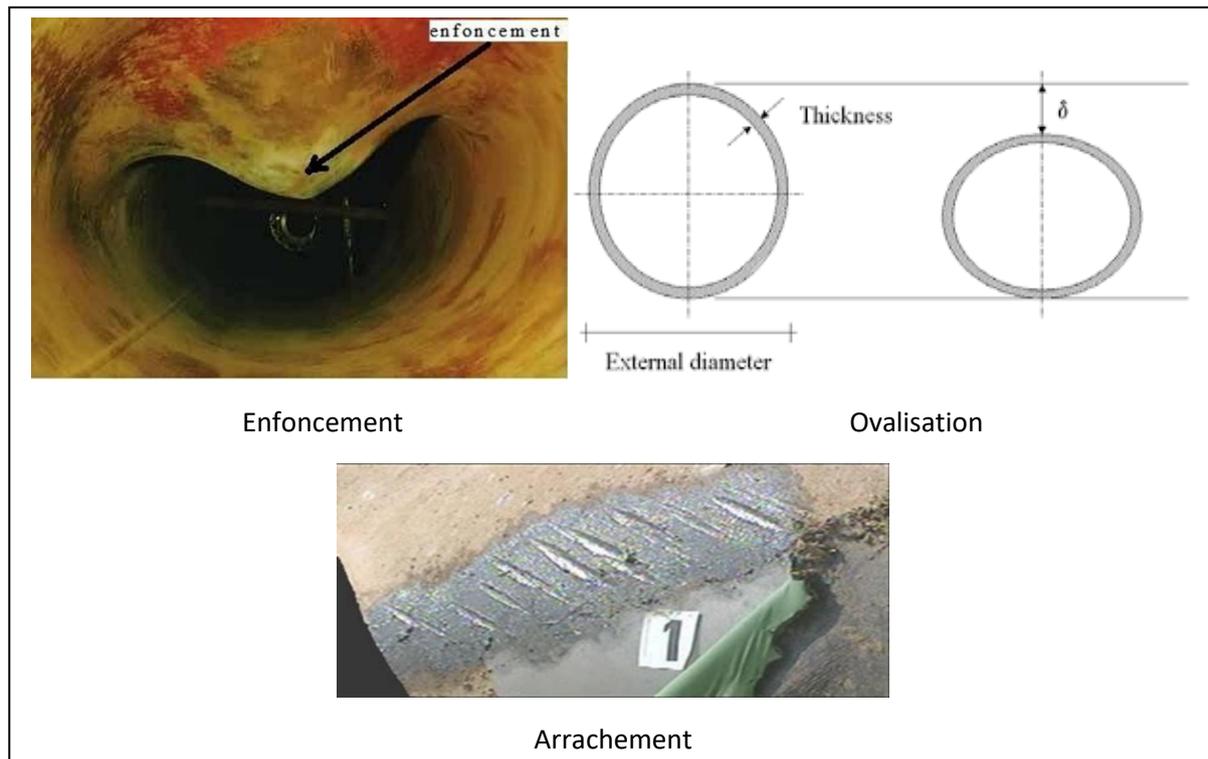


Figure II.6 : Dommages mécaniques fermes.

- **Les portées libres (free - span) :** elles se rencontrent surtout en offshore mais peuvent être aussi le résultat d'affaissements terrestres plus ou moins soudains provoqués par la formation de dolines (phénomènes karstiques). Le pipe par son propre poids se met alors sous contrainte en se cintrant sous des rayons de courbure allant de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres.
- **Les déplacements :** ils peuvent être source de dégradations graves pouvant entraîner des ruptures brutales. On peut signaler en particulier :

Les déplacements latéraux occasionnés par des mouvements hydrodynamiques météo - océaniques (vagues, tempêtes), des extensions elles - mêmes induites par des variations de pressions ou de températures importantes, des accrochages d'ancres ou de chaluts, ou bien encore des déplacements de sables (estuariers). Des déplacements longitudinaux provoquer plus spécifiquement par les mouvements en surface de la plate - forme, en fond par les manifolds et les mouvements de terrains.

II.4 Percements et fuites :

Les percements et fuites représentent quelques pour cent des dégradations mais pratiquement 100% des incidents ou accidents graves. Ils sont souvent le résultat de processus antérieurs non détectés induits par d'autres types de corrosion. Le percement est une communication physique entre l'intérieur et l'extérieur de la conduite pouvant entraîner une fuite c'est - à - dire une allée et venue de fluide si un différentiel de pression existe. Dans la plupart des cas la pression régnant à l'intérieur de la canalisation étant supérieure à la pression externe, il y a par conséquent écoulement de fluide vers l'extérieur de la conduite. Les conséquences vont du simple suintement sous faible pression à la fuite pouvant entraîner une explosion. Le

percement correspond à une phase extrême de corrosion (perte totale de matière) due à des défauts d'isolant. Il peut être imputé à différentes causes. Très localisé, sa formation est souvent très rapide et est en général le résultat de modifications locales des conditions électrochimiques du pipeline et du milieu. L'origine peut en être proche (au niveau des soudures) ou lointaine (sortie de courant vagabond). Dans les deux cas, la quantité de métal perdu suit la loi de Faraday (1 kg / A / an). Les percements sont caractérisés par une absence totale de matière mettant en communication la partie interne et externe de la conduite. Si celle-ci est remplie, le percement occasionne une fuite de produit.

II.5 Décollement de l'enrobage

Le décollement de l'enrobage est un phénomène extrêmement difficile voire impossible à détecter en l'état des techniques actuelles. Il peut exposer le pipeline à des dégradations sévères dès sa mise en place au moment de la pose, là où ce dernier n'est pas encore couvert par la protection cathodique. Les conduites de transport d'hydrocarbures sont protégées de la corrosion externe par une enveloppe isolante (protection passive) lui permettant de se prémunir des agents agressifs extérieurs aussi bien chimiques (acidité des sols). Mécaniques, qu'électriques (courants vagabonds). Le décollement correspond à une non-adhérence ou à la disjonction de cette enveloppe sur la paroi externe de la canalisation. Les décollements ou l'arrachement de l'enrobage peuvent avoir des conséquences graves puisqu'ils permettent aux agents corrosifs physiques ou chimiques ainsi que biologiques de s'infiltrer directement au niveau de l'acier entre la « couche protectrice » et le pipe. Les décollements d'enrobage externe (coating disbondment) peuvent avoir plusieurs causes ou des origines multiples :

- Une mauvaise adhérence dès la pose du matériel de revêtement sur la paroi du pipeline
- Une déformation du pipeline lui-même entraînant un déplacement différentiel par rapport au revêtement
- Un vieillissement prématuré de la matière
- Des vibrations ou des forces hydrodynamiques
- Des impacts sur la conduite
- Une défaillance des protections, etc.

La plupart des décollements de l'enrobage ne se voient pas, sauf dans le cas extrême de l'arrachement qui est détecté par le balai électrique avant l'ensouillage. Ils ne peuvent être détectés que par des moyens indirects. Ces décollements peuvent intéresser aussi bien de faibles que de larges surfaces.

II.6 Dégradation par corrosion dans les pipelines :

Le plus souvent, la première manifestation tangible de la corrosion est d'ordre visuel : On constate le phénomène par sa localisation ou par la modification de l'aspect extérieur de l'objet qu'il affecte. Aussi, les diverses formes de corrosion que l'on rencontre, ont souvent un nom évocateur de la manière dont elles se manifestent. C'est le cas de la corrosion générale, de la corrosion par piqûres, ou encore de la corrosion intergranulaire. D'autres formes de corrosion portent un nom associé au mécanisme mis en œuvre. C'est le cas de la corrosion sous contrainte, de la corrosion par effet de crevasse ou de la corrosion-érosion. En réalité, il n'y a

pas systématiquement de relation biunivoque entre le type de corrosion et la morphologie du dommage. Cette dernière permet tout au plus de privilégier certaines formes de corrosion possibles.

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

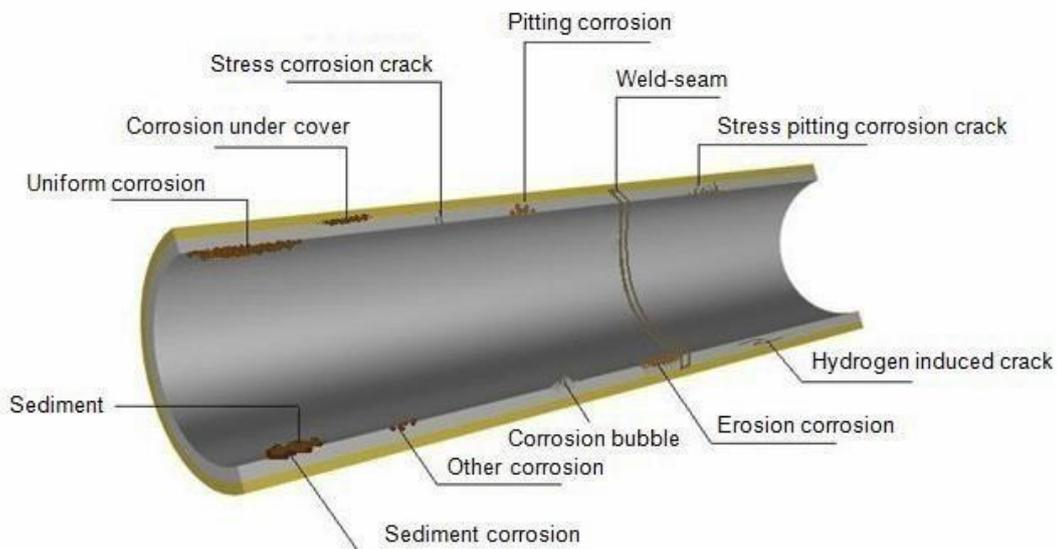
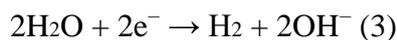
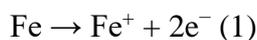


Figure II.7 : présente les différentes formes de corrosion dans un pipeline

II.6.1 Comprendre le processus

La corrosion est le phénomène suivant lequel les matériaux ont tendance sous l'action d'agents atmosphériques ou de réactifs chimiques, à retourner à l'état originel, d'oxydes, de sulfures ou de carbonates plus stables par rapport au milieu considéré, et ainsi à subir une détérioration de leurs propriétés. Ceci résulte de l'instabilité thermodynamique, ce qui les rend impropre à l'usage auquel ils sont destinés.

Ex : le fer redevient de l'oxyde de fer « rouille ».



Les métaux comme l'or, qui existent quelquefois à l'état pur dans la nature ont une excellente résistance à la corrosion dans un environnement naturel.

- La corrosion des matériaux englobe : les matériaux métalliques ou non (métaux-alliages), matières plastiques, bétons, bois, tissus.

- Les actions destructives ont plusieurs origines : physique, chimique, électrochimique ou biologique...
- La destruction du matériau peut être totale ou partielle.
- La corrosion est dangereuse car conduit à : un endommagement de l'ouvrage métallique, un arrêt de la production, des accidents de travail, des dépenses excessives.

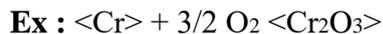
II.6.2 Classification de corrosion :

II.6.2.1 Corrosion chimique :

Il s'agit d'une réaction hétérogène entre une phase solide le métal, et une phase gazeuse ou liquide.



Il y aura donc passage des atomes de Fe, en ions Fe^{2+} , en solution. Dans le cas où le réactif est gazeux, ce type de corrosion est appelé « corrosion sèche », et se manifeste généralement à haute température.



La corrosion purement chimique ne fait pas intervenir le passage d'un courant électrique.

II.6.2.2 Corrosion électrochimique :

Ce type de corrosion se manifeste lorsqu'il existe des hétérogénéités dans le métal ou le réactif. Cette hétérogénéité va produire une différence de potentiel entre différents points du métal et si ce métal se trouve dans un milieu électrolysable, il y'aura formation des piles et les zones anodiques sont corrodées et disparaissent.

II.6.2.3 Corrosion biochimique :

C'est l'attaque bactérienne des matériaux en particulier dans les canalisations enterrées (oléoducs, gazoducs). Le mécanisme de ce mode de corrosion peut être de plusieurs types :

- Chimique par production de substances corrosives telles que : CO_2 , H_2S , H_2SO_4 , NH_3 , ou d'un acide organique.

Ex : on a observé des cas de corrosion dans les canalisations enterrées au voisinage des joints contenant du soufre. Celui-ci permet le développement de « colonies de Thio bacilles » dont le métabolisme détermine la formation d'acide sulfurique qui attaque le métal.

- Certaines bactéries peuvent réduire les ions sulfates contenus dans le sol.

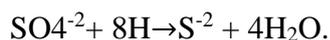




Figure II.8 : Colonie de bactéries sur un acier inoxydable.

II.6.3 Différents types de corrosion

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

- La corrosion uniforme ou généralisée.
- La corrosion localisée.

Le premier type affectant la totalité de la structure du métal, n'est pour cette raison préjudiciable que sur le plan de l'esthétique mais ne modifie que très peu les propriétés mécaniques du matériau. Au contraire, la corrosion localisée est plus dangereuse car les dégâts qu'elle provoque en profondeur diminuent fortement la résistance du métal en général ce type de corrosion se manifeste sur les matériaux qui présentent une hétérogénéité sur leur surface. Les formes de corrosion localisées sont nombreuses mais il est possible de distinguer les plus souvent rencontrées.

II.6.4 Formes de corrosion

Les formes de corrosion ont été classées selon leurs modes d'identification en trois groupes :

Groupe I : aisément identifiable par un examen visuel.

Groupe II : identifiable par des moyens supplémentaires d'examen.

Groupe III : une vérification est exigée par la microscopie (optique, électronique).

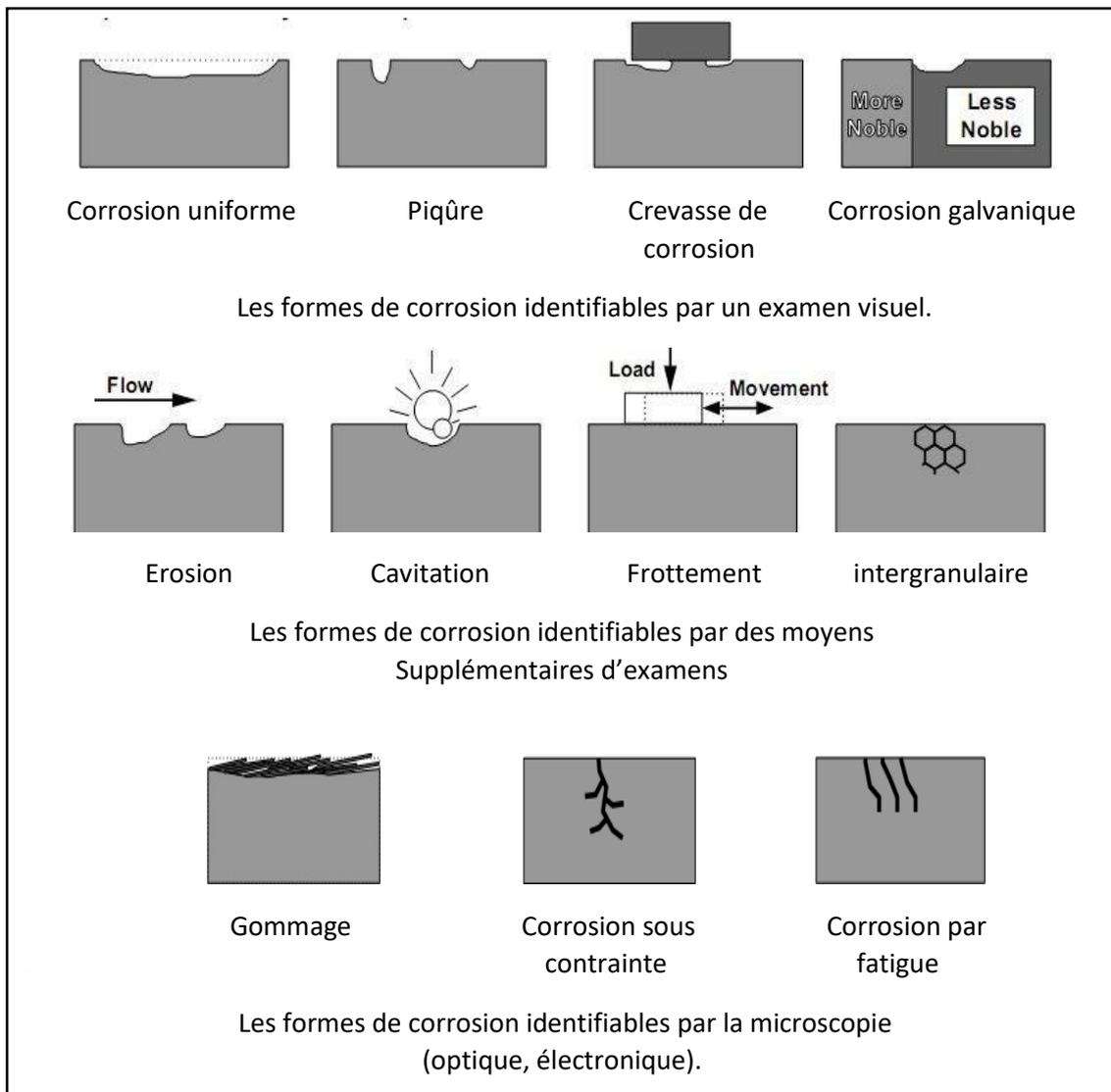


Figure II.9 : Formes principales de corrosion regroupées par leur facilité d'identification.

II.6.4.1 Corrosion généralisée (uniforme)

C'est le phénomène de corrosion le plus simple et le mieux connu. Il survient dans le cas d'un environnement homogène (absence de gradient de température, de pression ou de concentration le long de l'interface) et lorsque le métal lui-même présente vis à vis de cet environnement un comportement suffisamment homogène. Cette homogénéité de comportement peut être le fait soit d'une homogénéité intrinsèque du matériau due à l'absence d'inclusions ou de défauts structuraux, soit au non sélectivité de l'environnement vis à vis de ces défauts. La Figure II.10 illustre la corrosion uniforme.

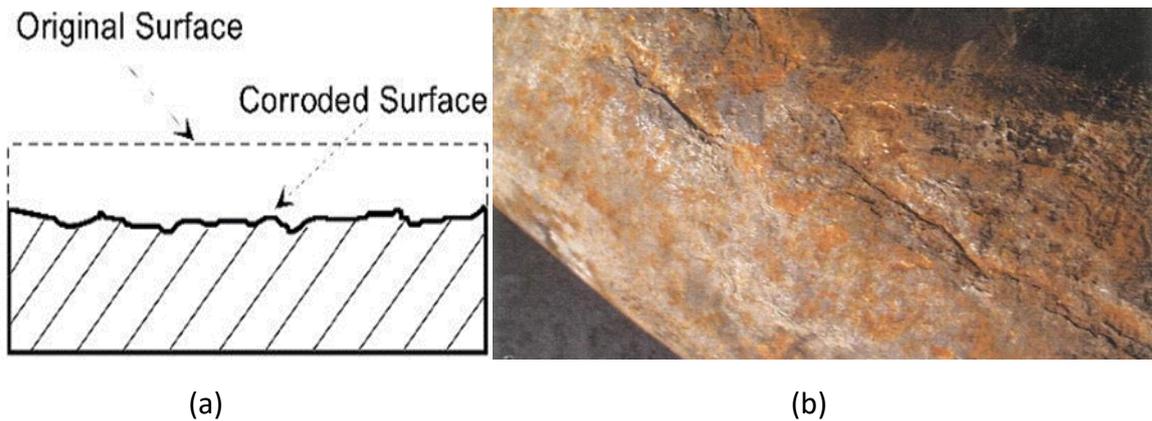


Figure II.10 : (a) Schéma illustratif de la corrosion uniforme.
(b) Image de corrosion uniforme.

II.6.4.2 La corrosion localisée :

Ce phénomène survient au contraire lorsque le matériau est mis en présence d'un environnement présentant vis à vis de lui un comportement sélectif. Cette sélectivité peut avoir des origines multiples tant au niveau du matériau (alliage hétérophase, présence d'inclusions, protection de surface localement défectueuse, matériau bimétallique...) qu'au niveau de l'environnement (variation locale de composition, de PH ou de température).

- **Corrosion galvanique :** C'est une des formes les plus courantes de corrosion en milieu aqueux. Comme son nom l'indique, elle résulte de la formation d'une pile (différence de potentiel) qui conduit à une hétérogénéité de l'attaque. Les zones où se produisent les réactions anodique (corrosion du matériau) et cathodique (réduction de l'oxydant) sont distinctes. Ainsi que nous l'avons mentionné, cette sélectivité des réactions est due à une hétérogénéité provenant soit du matériau, soit du milieu ou des conditions physicochimiques à l'interface
- **Corrosion intergranulaire :** Le métal est préférentiellement attaqué le long des joints de grains. Un traitement thermique inapproprié des alliages ou une exposition à des températures élevées peut provoquer la précipitation de matériaux ou la non-homogénéité de la structure métallique aux joints de grains, entraînant une attaque préférentielle. La décomposition par soudure est une forme d'attaque intergranulaire. L'attaque se produit dans une bande étroite de chaque côté de la soudure en raison d'une sensibilisation ou de modifications de la structure du grain dues au soudage. Un traitement thermique approprié ou une sélection du métal peuvent empêcher la dégradation de la soudure. La corrosion par la teigne est une attaque sélective qui forme une rainure autour du tuyau près de la boîte ou de l'extrémité perturbée externe. Ce type d'attaque sélective est évité en recuisant l'ensemble du tuyau une fois le renversement formé.
- **Corrosion par crevasse ou aération différentielle** Elle se manifeste sur les structures métalliques lorsque certaines parties de celle-ci sont moins exposées à l'air que d'autres. Ce type de corrosion est généralement associé à la présence de petits volumes

de solution stagnant dans les trous, ou sous les dépôts. La partie la moins exposée à l'air est le siège de la corrosion.



Figure II.11 : Corrosion par crevasse sous un joint.

- **Corrosion caverneuse** La corrosion de fissure est un exemple d'attaque localisée dans les zones blindées d'assemblages métalliques telles que les tuyaux et les colliers, les goupilles de tige et les boîtes, les tubes et les joints des tiges de forage. La corrosion des fissures est causée par les différences de concentration des agents corrodants sur une surface métallique. Les différences de potentiel électrochimiques entraînent une attaque sélective des fissures ou des piqûres de corrosion. L'oxygène dissous dans le fluide de forage favorise les attaques par crevasse et piqûres de métal dans les zones blindées du train de tiges de forage et constitue la cause habituelle des effondrements et de la destruction sous les protecteurs de tuyaux en caoutchouc.
- **Corrosion par piqûres** Elle est localisée en certains points du métal. Elle peut progresser en profondeur. Elle se manifeste essentiellement en présence d'ions chlorure. Les aciers inoxydables sont particulièrement sensibles à cette forme de corrosion. Elle peut être due à une discontinuité de la couche d'oxyde du métal. Elle se présente sous forme de cavités de quelques dizaines de μm de diamètre. Elle est rencontrée chez les métaux passivables.



Figure II.12 : Corrosion par piqûres d'un acier inoxydable

- **Corrosion par érosion** La corrosion-érosion affecte de nombreux matériaux (aluminium, acier...) et est particulièrement connue pour le cuivre en milieu marin. Ce phénomène correspond à une dégradation de la surface sous l'effet de l'impact de

particules, de gouttelettes, d'un jet (ou sous l'action d'un écoulement turbulent au voisinage d'un défaut de surface, et conduit à un amincissement local qui revêt souvent l'aspect d'une piqûre allongée. Corrosion-érosion dans une zone turbulente La turbulence ainsi créée contribue à éroder le film protecteur jusqu'à le faire disparaître, créant ainsi une pile de corrosion, la présence de sable ou d'hydrates accélère en général le processus.

Exemple : attaque mécanique par particules solide (sable) au niveau de coud dans un pipeline

- **Corrosion due à la variation du débit de fluide** : Les différences de vitesse et la turbulence de l'écoulement du fluide sur la surface du métal provoquent une corrosion localisée. Outre les effets combinés de l'érosion et de la corrosion, les variations du débit des fluides peuvent entraîner des différences de concentration des agents corrodants et des dépolarisants, pouvant entraîner une attaque sélective des métaux. Par exemple, une attaque sélective du métal se produit sous les zones qui sont protégées par des dépôts de corrosion, à savoir le tartre, la cire, les bactéries et les sédiments, dans les pipelines et les navires.
- **Corrosion-cavitation** La corrosion-cavitation désigne quant à elle la dégradation progressive du matériau sous l'action conjuguée de la corrosion et de l'implosion de bulles de cavitation. Le phénomène de cavitation, bien connu en mécanique des fluides, consiste en la formation de bulles dans un écoulement turbulent suite à une diminution locale de la pression en dessous de la tension de vapeur du fluide. Lorsque ces bulles atteignent une zone où la pression est plus forte, elles implosent en produisant une onde de choc. Cette dernière induit une fatigue locale du matériau conduisant à des ruptures répétées du film passif et à une attaque localisée. La figure montre le processus de la corrosion-cavitation.

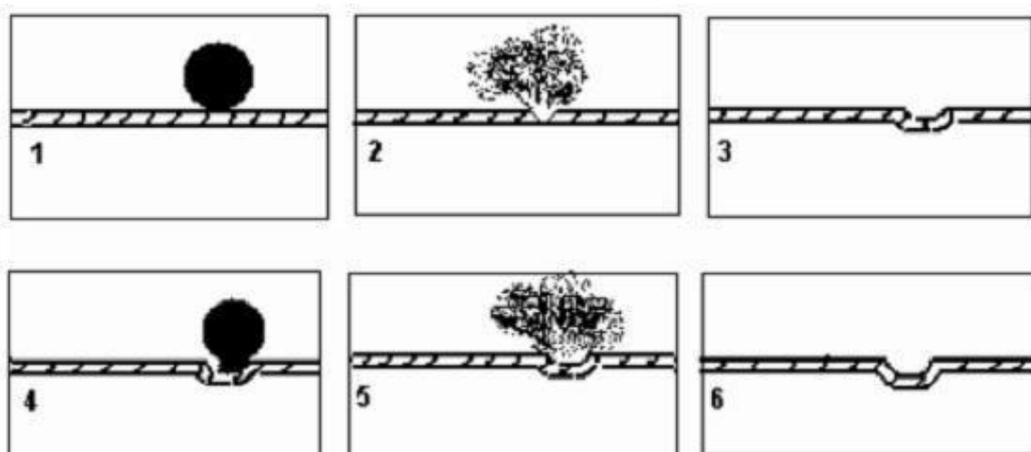


Figure II.13 : Représentation schématique de quelques étapes dans le processus de cavitation

- **Corrosion sous contrainte (CSC)** Elle se manifeste sous forme de fissure. Il s'agit d'un type de corrosion tout à fait général qui se produit sous l'action combinée d'une contrainte mécanique et d'un milieu corrosif spécifique. Les pertes de poids des matériaux corrodés sont en général très faibles car la corrosion est localisée.
- **Les facteurs de la CSC**
 - **Les contraintes d'origine interne** : elles proviennent des opérations de la mise en forme : laminage, filage, emboutissage, soudage, traitements thermiques (trempe).
 - **Les contraintes d'origine externe** : elles résultent des conditions d'emploi : traction, cisaillement.
- **La nature du milieu environnant :**

Il existe des milieux spécifiques qui déterminent la corrosion sous contrainte. Même les traces d'éléments spécifiques sont dangereuses.

- **Corrosion par fatigue** Très comparable à la corrosion sous contrainte, le phénomène de fatigue-corrosion apparaît sous l'action conjuguée de l'environnement et d'une sollicitation cyclique. Il se manifeste par un abaissement de la résistance du matériau (acier) à la fatigue.
- **Corrosion par frottement** : Des déplacements entre les pièces de très faible amplitude (de l'ordre de micromètre) sont la cause de la corrosion par frottement aux points de contact. Puisque les surfaces ne sont jamais complètement lisses, elles sont en contact par leurs aspérités

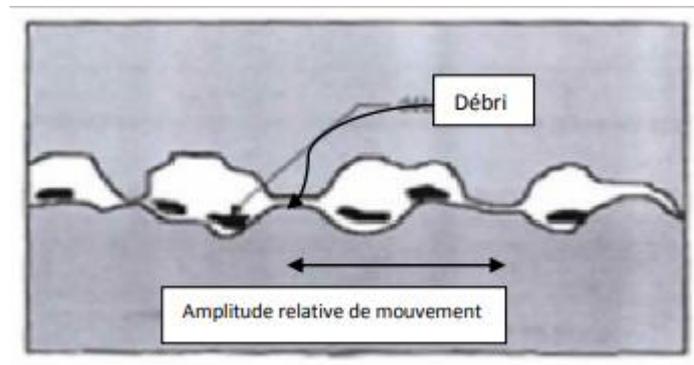


Figure II.14: Représentation schématique du mécanisme de la corrosion par frottement.

Facteurs de corrosion

Le phénomène de corrosion dépend d'un nombre de facteurs généralement en relation les uns avec les autres. Ces facteurs peuvent être d'origine interne ou externe, à savoir

- Facteurs relatifs au milieu et définissant le mode d'attaque : T, P, pH, teneur en O₂. Teneur en impuretés, etc.
- Facteurs métallurgiques : composition chimique du matériau (alliage métallique), traitements thermiques, etc.

- Facteurs définissant les conditions d'emploi (du service) : état de surface, forme des pièces, sollicitation, etc.
- Facteurs dépendant du temps : vieillissement, mode de diffusion d'oxygène ou d'autres gaz.

II.6.5 Corrosion externe

La corrosion externe est en partie due à des actions de dégradation électro chimique du milieu environnant sur l'acier de la conduite. Les causes sont multiples et les mécanismes de détérioration sont décrits dans de nombreux ouvrages consacrés à la corrosion. La corrosion externe peut être définie comme le résultat d'actions physico chimiques voire biochimiques sur le pipeline entraînant des pertes de matières aussi bien locales que générales affectant l'extérieur de la canalisation. Les conséquences sont multiples et peuvent aller jusqu'au percement en très peu de temps (quelques mois) et avoir des conséquences dramatiques pour l'environnement. Mis à part les causes exogènes (acidité des terrains, courants vagabonds, etc.), elles sont imputables à des défauts de revêtements (protection passive) et / ou à une protection cathodique (protection active) défailante ainsi qu'à des états de stress mécanique de la conduite (corrosion sous contraintes). Contrairement aux dommages mécaniques, les informations topologiques sont plus difficiles à identifier et à interpréter. Cela vient du fait, entre autres, de la multiplicité des facteurs intervenant dans les processus de dégradation et de leur évolution dans les processus de dégradation et de leur évolution dans le temps. La notion de perte de métal regroupe un grand nombre de formes différentes imputables à des phénomènes également très variés. On peut citer par exemple :

- **En zone aérienne :**
 - La corrosion atmosphérique plus ou moins généralisée due à l'humidité relative de l'air, à des agents contaminant naturels (Cl) ou industriels (SO₂) ;
 - La corrosion due aux zones de marnage ou de variations de conditions d'oxydoréduction au cours du temps ;
 - À l'arrachement de partie métallique ;
- **En zone enterrée :**
 - La corrosion électronique ou électrolytique par courants vagabonds, telluriques ou industriels (corrosion très rapide, et très localisée pouvant entraîner des percements) ;
 - La corrosion galvanique, plus rare et localisée à des endroits très précis facilement identifiables (brides, connections, jonctions, réparations, soudures, sorties aériennes ou tout assemblage pouvant présenter des effets de pile locaux) ;
 - La corrosion bactérienne (milieu anaérobie, chaud et en présence de soufre dans le calorifuge) ;
- **En zone immergée :**
 - La corrosion par la salinité de l'eau ;
 - La corrosion par un taux d'oxygène dissous important ;
 - La corrosion par la présence d'une activité bactérienne.

Les trois grands types de corrosion externes rencontrés à terre, la corrosion par pitting pouvant par exemple être imputée à des sorties de courant liées à un défaut d'isolation

électrique, la corrosion généralisée résultant de l'immersion de la conduite dans une zone de marnage, et enfin le percement lié au cordon de soudure.



Figure II.15 : Corrosions externe en pipeline.

II.6.6 Corrosion interne

La corrosion interne est essentiellement due aux actions des effluents transportés par la canalisation (milieu anaérobie) ou plus rarement à l'abandon momentané de l'exploitation de cette dernière (milieu aérobie). La corrosion interne peut être définie comme le résultat d'actions physiques, chimiques ou bio - physicochimiques internes dues essentiellement à la présence et au transport des effluents (pétrole, gaz, eau, matières solides) entraînant des pertes de matière aussi bien locales que générales. Les Conséquences Plus difficile à détecter par l'extérieur que les autres types de défauts, et à résoudre, la corrosion interne peut avoir des conséquences graves. Elle peut être extrêmement rapide comme par exemple dans le cas d'attaque par des bactéries sulfurogènes³. Les causes en sont surtout la présence de CO₂, d'acides organiques, parfois d'H₂S et des BSR. L'utilisation d'alliages résistants à ce type de corrosion est généralement réservée aux tubings de puits.



Figure II.16 : Corrosions interne en pipeline

II.7 Moyen de lutte contre la corrosion :

Lutter contre la corrosion doit être pris en considération depuis le début d'un projet et jusqu'à sa réalisation. Il s'agit de garantir une certaine durée de vie à un objet.

Lutter contre la corrosion englobe les méthodes suivantes :

- Protection par inhibiteurs
- Protection passive :

- Prévention par une forme adaptée des pièces.
- Protection par revêtements :
 - Revêtements métalliques
 - Revêtements non métalliques
- Protection électrochimique(active) :
 - Protection cathodique par courant imposé (sous tirage).
 - Protection cathodique par anodes sacrificielles (anodes actives).

II.7.1 Inhibiteurs

Les inhibiteurs de corrosion sont des substances chimiques ajoutées au système de corrosion à une concentration choisie pour son efficacité et qui entraîne une diminution de la vitesse de corrosion sans modifier de manière significative la concentration d'aucun agent corrosif contenu dans le milieu agressif.

Exemple 1 : Le benzotriazole (BTA) est couramment employé comme un additif anticorrosif dans les liquides de refroidissement industriels ainsi que dans les fluides hydrauliques et dans les fluides dégivreurs et antigivre utilisés en aviation.

Exemple 2 : Les amines filmantes sont couramment utilisées comme inhibiteurs de corrosion dans les circuits de condensats de vapeur.

- **Fonctions et Propriétés essentielles :**
 - Abaisser la vitesse de corrosion du métal.
 - Être stable en présence des autres constituants du milieu.
 - Ne pas modifier la stabilité des espèces du milieu.
 - Être stable à la température d'utilisation.
 - Être efficace à faible concentration.
 - Être compatible avec les normes de sécurité.
- **Plusieurs classes d'inhibiteurs :**
 - **Inhibiteur d'adsorption :** Produit qui forme une couche par adhérence à la surface de l'acier. Celle-ci fonctionne comme une barrière contre la rouille. Le produit ne fait pas de réaction chimique avec l'acier.
 - **Inhibiteur oxydant :** Produit qui protège l'acier par la formation d'une couche compacte d'oxyde de fer. A besoin d'oxygène pour être efficace.
 - **Inhibiteur non oxydant :** Produit qui forme une barrière électrochimique avec la surface de l'acier
- **On peut distinguer plusieurs types d'inhibiteurs :**
 - **Inhibiteurs anodiques :** Ils forment un film protecteur à la surface du métal, empêchant la réaction de dissolution électrochimique.
 - **Inhibiteurs cathodiques :** La réaction de l'oxygène dissout produit des ions OH qui élève le pH du milieu. Les inhibiteurs cathodiques forment, à PH élevé, un film insoluble et non conducteur de l'électricité qui protège le métal.
 - **Inhibiteurs filmant :** Agents tensio-actifs filmant possédant un groupement hydrophile se fixant sur le métal et un groupement hydrophobe faisant écran

face au milieu aqueux. Ils forment un film protecteur monomoléculaire à la surface du métal.

II.7.1.1 Le système d'injection d'inhibiteur de corrosion :

Dans le but de protéger les installations de surface et de conserver leur intégrité, un système d'injection d'inhibiteur de corrosion est mis en place. Ce dispositif comprend :

- Une citerne fixe remplie avec le produit chimique "inhibiteur".
- Pompes d'injection.
- Un débit mètre pour mesurer le débit.
- L'injection d'inhibiteur de corrosion se fait au niveau de la tête de puits.

II.7.2 Protection des métaux par les revêtements

Les caractéristiques souhaitées pour les différents types de revêtements :

- Aspect, état de surface, inaltérabilité, toxicité, etc.
- Prix de revient du revêtement.

Plusieurs types de revêtements peuvent être utilisés. Ils nécessitent tous préparation de la surface du métal de base (décapage) de façon à ce que le revêtement soit bien adhérent.

- **Décapage de surface des métaux :**

La surface des métaux ferreux est en général recouverte de corps gras destinés à éviter la corrosion pendant le stockage de pièces, de rouille ou d'oxydes formés à haute température pendant les opérations de traitements thermiques ou mécaniques nettoyage de surface nécessite un **décapage**, cette opération peut être effectuée par :

- **Voie mécanique :** brossage, sablage, grenailage et polissage.
- **Voie chimique :**
 - **L'élimination des corps gras** est faite par des solvants chlorés (chloroforme dichlorométhane) et des détergents alcalins.
 - **L'élimination de la rouille** est plus souvent éliminée par les acides exp acide chlorhydrique (HCl 5N, 30 ° C) et acide sulfurique (H₂SO₄ 2N, 50 ° C et 80 ° C)

NB : Le danger principal du décapage acide du fer réside dans la formation d'hydrogène naissant qui a tendance à pénétrer dans le métal et à fragiliser. Pour cette raison on est obligé d'utiliser un inhibiteur de décapage qui agit par adsorption.

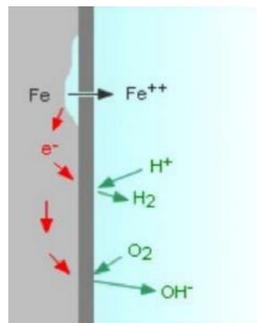
II.7.2.1 Protection par revêtements métalliques

En présence d'un électrolyte, un métal peut être anodique ou cathodique par rapport à un autre métal.

Deux méthodes de protection découlent de ce phénomène :

- protection par revêtement cathodique
- protection par revêtement anodique.

- **Revêtement cathodique**

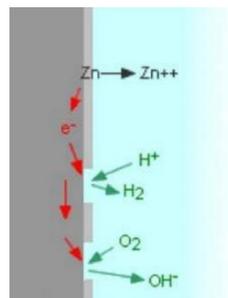


Le métal protecteur est plus noble que le métal à protéger. Ce peut être un dépôt de cuivre, plomb, étain, nickel, chrome, etc. ... sur du fer.

Si la couche protectrice est continue et non poreuse, aucune attaque n'aura contre, en cas de défaut du revêtement la couche de métal cathodique attaquée mais par contre, le fer est corrodé sous la couche protectrice qui tend à détacher du support.

Pour ce type de revêtement, il est donc indispensable que le revêtement ne présente aucune discontinuité et que son épaisseur soit suffisante.

- **Revêtement anodique**



Le métal protecteur est moins noble que le métal à protéger. C'est le cas du procédé de galvanisation (revêtement de zinc) pour la protection du fer, mais ce peut être aussi un dépôt d'aluminium ou de cadmium.

En cas de discontinuité de la couche protectrice, le fer n'est pas attaqué. Seul le métal anodique est corrodé. La couche d'oxydes ou de sels obtenue protège d'ailleurs le zinc d'une attaque ultérieure.

Ce revêtement est donc efficace même en cas de fissures ou d'épaisseurs trop faibles, à condition que les oxydes formés ne soient pas éliminés constamment par une action mécanique.

NB : Dans ce type de protection, le métal est protégé tant que la couche de revêtement n'est pas dissoute complètement.

II.7.2.2 Protection par revêtements non métalliques

- **Revêtements organiques**

Ils forment une barrière plus ou moins imperméable entre le métal et le milieu. On trouve :

➤ **Revêtements en bitume**

Il est utilisé pour protéger de la corrosion l'extérieur des structures enterrées en acier ou en fonte dans le sol. La couche est rarement continue, et la protection doit être complétée par un traitement de surface ou une protection cathodique. %0

Le bitume contient différents hydrocarbures appartenant aux résidus de la distillation du pétrole. Le revêtement peut atteindre 5mm. Leur plasticité réduit considérablement les risques d'endommagements mécaniques.

➤ **Revêtements polymériques**

Déposé sur les surfaces métalliques par projection ou imprégnation complétée par une polymérisation finale. Les résines les plus courantes sont :

- Phénoliques pour résister aux acides et aux solvants
- Époxy phénoliques pour résister aux bases
- Époxy pour les produits alimentaires
- Polyamides
- Caoutchoucs (naturel ou synthétique)
- Polyéthylène, polyvinylchloré.

L'épaisseur des revêtements polymériques est normalement de 100 à 500 μm . Ce type de revêtement permet de couvrir des formes complexes d'équipements tels que des échangeurs, des agitateurs.

NB : L'efficacité de cette protection dépend de la résistance chimique des polymères et l'absence des défauts.

➤ **Protection par peinture**

La peinture protège le métal par différents mécanismes :

- Effets barrières (Imperméable à l'eau et aux gaz)
- Inhibition de réactions électrochimiques
- Suppression des piles de corrosion (Bonne adhérence)
- Effets électrochimiques (Peintures métallisées)

L'acier ordinaire n'est pratiquement jamais utilisé dans l'industrie sans être recouverts d'une couche de peinture.

L'efficacité de cette protection est évidemment fonction de l'adhérence de la peinture au support métallique et de sa résistance aux actions chimiques ou mécaniques.

Schématiquement, une peinture peut être définie comme résultant du mélange :

- De pigments (colorants, inhibiteurs de corrosion (Pb304 , ZnCr04) charges)
- De substances filmogènes (liant), susceptibles de laisser après polymérisation et séchage, une couche mince et adhérente sur le support à protéger.

- De solvants, nécessaires pour amener l'ensemble à la viscosité souhaitable. Après polymérisation du liant et évaporation du solvant, les pigments sont dispersés au sein de la couche plastique.

NB : Pour assurer une bonne liaison métal / couche protectrice, il est indispensable de procéder à une série d'opérations préliminaires qui ont pour but ; - d'éliminer totalement les oxydes non adhérents (rouille par exemple), les traces d'anciennes couches de peinture, les graisses, l'eau, etc.

- **Revêtements inorganiques (Phosphatation)**

La phosphatation est un procédé de revêtement rapide facile à mettre en œuvre et peu coûteux qui s'applique aux aciers et aux fontes, il vient renforcer l'adhésion des peintures.

L'opération est réalisée à chaud, on fabrique les couches de phosphate par immersion de l'objet dans une solution d'acide phosphorique provoquant ainsi la corrosion de l'acier.

On obtient une couche instable qui est un précipité de phosphate de fer, cette protection est temporaire puisque la couche formée se dissout sous l'effet de l'humidité de l'air et la corrosion va de nouveau apparaître afin d'augmenter la stabilité de la couche, on ajoute du zinc et du nickel, on obtient un complexe de phosphate (Fe, Zn et Ni). Ce produit stable reste plus longtemps et donne à l'acier un aspect uniforme gris foncé.

II.7.2.3 Les revêtements utilisés dans le domaine de transport en réalité :

Il existe de nombreux types de revêtements qui pour certains ne sont plus utilisés. On peut citer :

- Les peintures bitumineuses ou à base de brai - époxy
- Les bandes grasses, constituées d'une trame en toile de verre, imprégnées d'une graisse paraffinique (conduites anciennes)
- Les bandes auto - adhésives à froid constituées d'au moins deux couches (d'anticorrosion et de protection mécanique) fabriquées autour d'un support en polyéthylène ou en PVC plastifié.
- Les brais de houille ou de bitume de pétrole appliqués à chaud maintenus par une bande de toile ou de tissu de verre (très courant)
- Les revêtements polyester et époxy

En terrain accidenté, des protections mécaniques supplémentaires sont nécessaires. On ajoute alors des bandes de papier kraft, de feutres de cellulose ou d'amiante imprégnés de brai ainsi que des protections plus consistantes pour les enrochements.

La SONATRACH (et ses filiales, y compris Naftal) a utilisé lors du premier service des canalisations les revêtements organiques, à base de brai de houille ou de bitume de pétrole. Les polyéthylènes extrudés (PE) bi et tri-couches et polyuréthanes (PU) appliqués à l'extérieur des gazoducs et l'époxyde appliqué à l'intérieur, ont constitué la génération

suivante. Le revêtement anticorrosion épais pour la protection de canalisations enterrées. Le domaine de résistance thermique est compris entre -30°C et $+80^{\circ}\text{C}$ en milieu sec.



Figure II.17 : Revêtement d'un tube par le polyéthylène.

II.7.3 Protection électrochimique :

La corrosion électrochimique d'un métal est le résultat du passage d'un courant anodique dans les piles locales. Afin de supprimer le phénomène de la corrosion, il faut porter à un potentiel pour lequel l'intensité de la réaction élémentaire anodique est nulle ou très faible. Nous citons la Protection cathodique.

- **Protection cathodique**

C'est une technique électrochimique qui est utilisée afin de réduire la corrosion de structure métallique. Son principe est d'imposer un courant à la structure qui empêchera le phénomène de la corrosion d'avoir lieu.

La protection cathodique existe sous deux méthodes :

- Protection cathodique par Anodes sacrificielles ou Anodes actives
- Protection cathodique à courant imposé ou soutirage.

II.7.3.1 Protection cathodique par Anodes sacrificielles ou actives (PCAS)

Le métal à protéger est relié électriquement à une électrode constituée par un métal moins noble que lui et qui joue le rôle d'anode dans la pile ainsi formée. Si le potentiel que prend le métal à protéger est suffisamment négatif celui-ci n'est plus attaqué.

Conditions de la protection

- Il faut que la pile débite, donc l'anode est reliée électriquement au métal à protéger.
- Que la surface du métal à protéger et l'anode soient immergées dans le même milieu électrolyte.
- Que l'installation soit adaptée à la surface à protéger (dimensions, nombre et répartition des anodes sacrificielles).

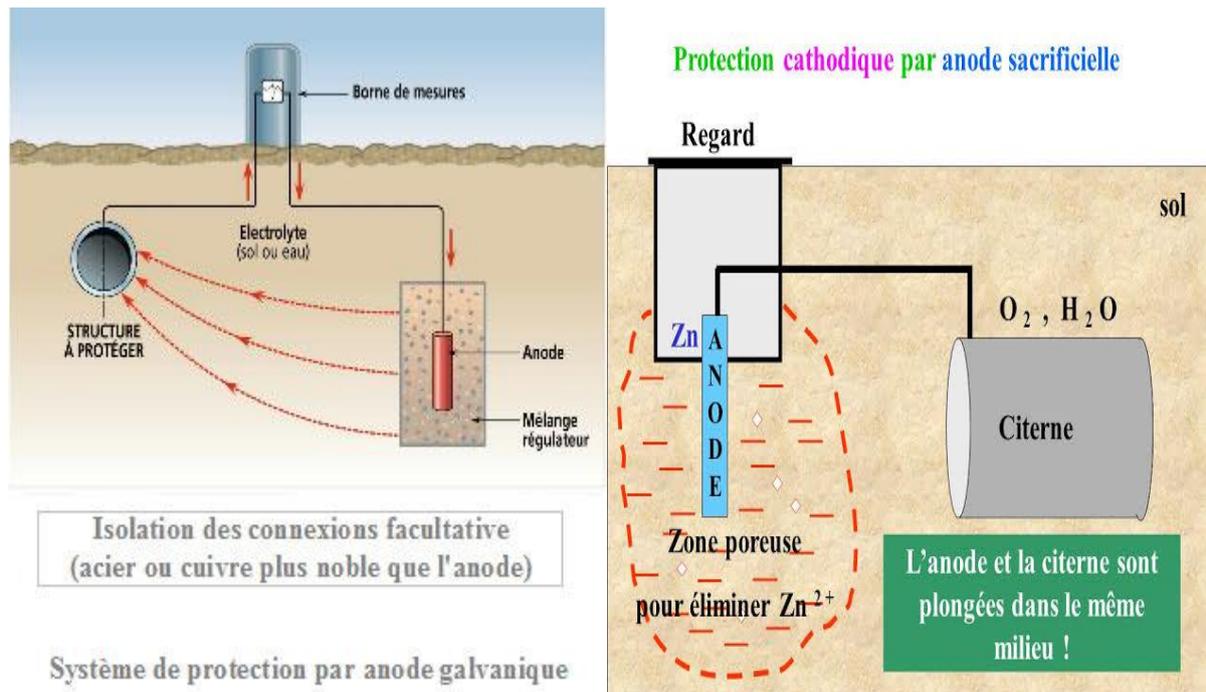


Figure II.18 : Principes de la protection par anodes sacrificielles.

Les métaux les plus utilisés pour la protection cathodique des pipelines sont Al, Zn et Mg.

La durée de la PCAS s'arrête avec la disparition des anodes sacrificielles.

II.7.3.2 Protection cathodique par courant imposé ou soutirage (PCCI) :

Le système à courant imposé fonctionne en utilisant des anodes constituées d'alliage de métaux nobles.

On fait passer un courant dans une pile constituée par le métal à protéger placé à la cathode et une anode inerte en alliage Fe (15 % Si), graphite, Plomb ou en métal précieux. L'intensité du courant doit être suffisante pour porter le métal à protéger à un potentiel négligeable suffisamment bas pour que la vitesse de corrosion devienne négligeable ou la réaction élémentaire anodique n'a pas lieu. Cette méthode de protection est assez délicate très sensible aux incidents mécaniques et électriquement donc elle nécessite une isolation complète. Elle exige une surveillance régulière car toute modification de l'intensité du courant risque d'entraîner une variation de potentiel appliqué à la structure à protéger.

Dans la pratique on utilise rarement la PCCI seule mais elle est combinée à d'autres modes de protection car avec un courant très grand l'installation électrique est très coûteuse.

La PCCI exige l'utilisation d'un redresseur, cette méthode offre l'avantage de pouvoir régler la tension ou le courant en fonction des besoins.

- **Principes**

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

- Un déversoir (ou masse anodique)

- L'électrolyte (sol ou eau).
- La structure à protéger.

Le pôle positif de la source est relié au déversoir alors que le pôle négatif est relié à la structure à protéger.

Le courant venant du déversoir traverse l'électrolyte, puis entre dans la structure créant ainsi un abaissement de potentiel recherché correspondant à l'immunité du métal.

Pour les pipelines, la différence de potentiel (ddp) entre l'électrode de référence au sulfate de cuivre saturé est inférieure à 0,850 V en tous points de la structure. En général, la valeur limite inférieure que l'on cherche à atteindre est d'environ -1 V

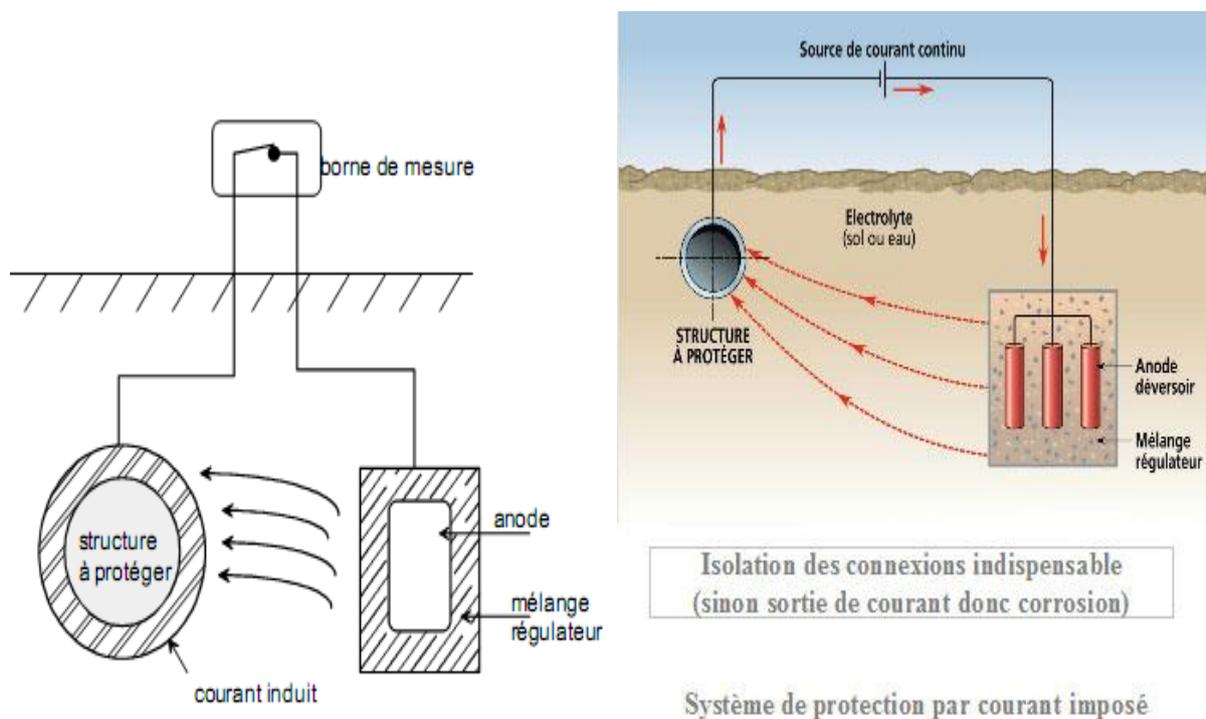


Figure II.19 : Principe de la protection par courant imposé.

Le déversoir est une masse en matériau conducteur d'électricité dont le rôle est d'injecter le potentiel dans le milieu où se trouve la structure à protéger. Sa résistance de contact avec le sol doit être la plus faible possible.

Le seuil de protection cathodique dépend du milieu au contact duquel l'équipement est en contact suivant lequel les domaines de potentiel généralement recommandés, pour différents métaux dans différents milieux

II.7.3.3 Protection par drainages des courants vagabonds

On appelle courants vagabonds des courants qui sont variables en direction et en intensité. Ils utilisent, pour revenir à leur source, des structures dans lesquelles ils ne devraient pas, normalement, circuler. Ces courants se rencontrent principalement dans le cas de voies ferrées

électrifiées, de machines d'extraction de mines. L'humidité, le vieillissement des traverses et du ballast, la faible résistivité des terrains traversés favorisent le passage du courant.

La caténaire est portée à une tension de plusieurs kilovolts (5-10 kV). Lorsqu'une motrice passe, le courant doit retourner à la sous station par les rails. Leur isolement n'étant pas parfait, une partie des courants passe des rails dans le sol, rentre dans la canalisation et ne la quitte qu'à proximité de la sous station. C'est dans le secteur de cette sortie de courant qu'il y a perte de métal.

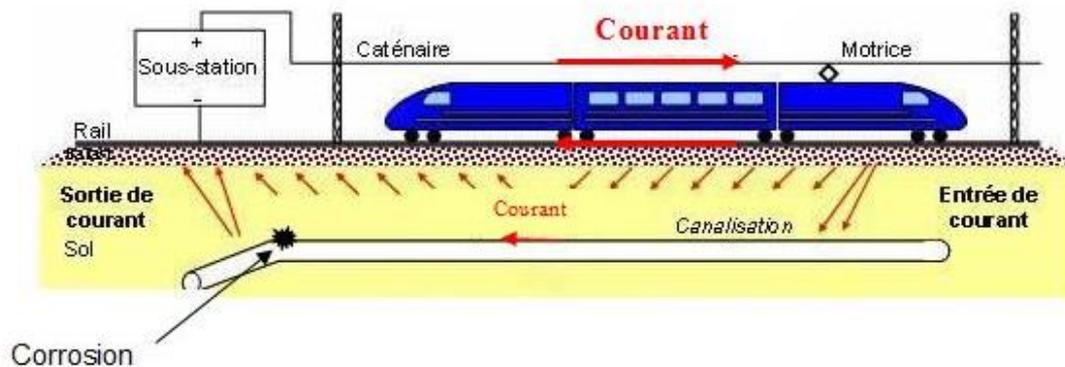


Figure II.20 : Courants vagabonds, présentation du phénomène

- **Moyens de protection**

Si on empêche les sorties de courant de la canalisation, on supprimera le danger de la corrosion et c'est le but des appareils de drainage.

Ils constituent donc à établir une liaison (diode), de faible résistance électrique, entre la conduite et la source de courants vagabonds : cette liaison est polarisée pour que les courants circulent toujours de la canalisation vers le rail.

On relie électriquement les conduites au pôle (-) de la sous-station, les courants vagabonds qui circulent dans le réseau sont directement conduits (restitués) à la sous-station par le câble de liaison et ne passent plus par le sol.

II.8 Encrassement et dépôt :

II.8.1 Cas d'oléoduc :

Ce sont des produits qui se colle sur la paroi interne de la canalisation comme : les paraffines, cristaux et sables, qui peut causer L'augmentation de la rugosité et les pertes des charges et qui dit ça dit une augmentation de la consommation d'énergie au niveau de la station de pompage

Diminution de la section de la conduite (dépôts de boue) la formation se diffère dépendant du fluide transporté elle dépend de :

- La teneur en paraffine
- Le profil de température au long de la conduite

Tout ça va être un milieu favorable à la corrosion qui peut être la cause d'une fuite ou même un éclatement.



Figure II.21 : Dépôt de paraffine dans un oléoduc.

II.8.2 Cas de gazoduc :

Dans le cas de transport du gaz il s'agit des dépôts de condensat et les hydrates.

II.8.2.1 Condensat :

Qui va se déposer dans les points bas des gazoducs et sa cumule avec le temps la section se réduit et la perte de charge augmente et ça va former un bouchon qui va se déplacer et on l'appelle Un SLUG ; bouchon de condensat provoquant des contraintes variables dans le temps dans les tuyaux et les supports et par conséquent, cause des endommagements et des ruptures de fatigue et ça mènera à des dégâts plus graves

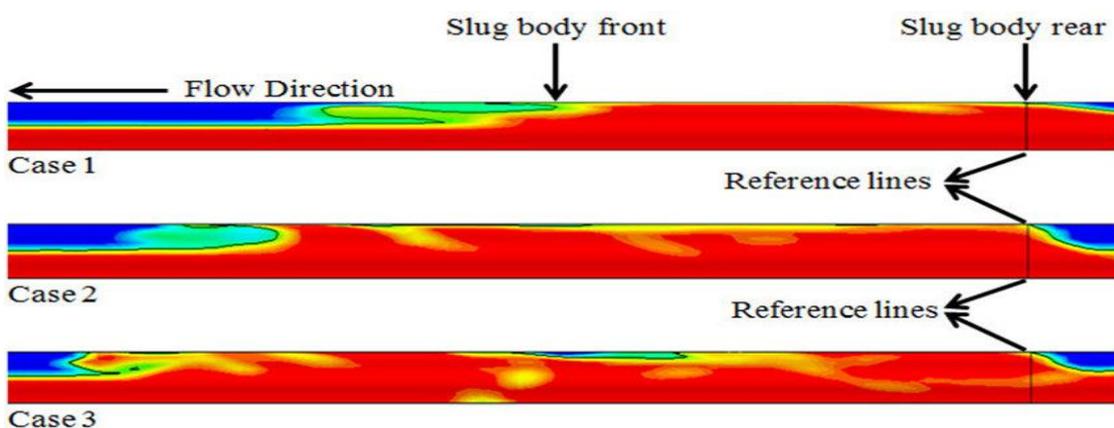


Figure II.22 : Un slug.

II.8.2.2 Les hydrates :

Ce sont les molécules d'eau qui se cristallisent et se collent à la paroi et se développent alors on va avoir une détente ça peut même boucher la canalisation et mener à des éclatements.

(Forte pression et basse température) + L'eau libre = hydrates



Figure II.23: un bouchon d'hydrates.

II.9 Conclusion

On conclut que la diversité des modes et moyens de lutte contre le fameux problème en transport des hydrocarbures par canalisations est justifiée, de fait que l'attaque des ouvrages se revêt en plusieurs processus comme elle peut sensiblement être actionnée par nombreux éléments et facteurs qu'une structure métallique soit en contact avec.

III.1 Introduction

Les pipelines sont des outils essentiels de transport massif de fluides (liquides, ou gaz) sur de grandes distances comme sur de petites liaisons. Ils allient débit important et discrétion et confirment année après année qu'ils sont le mode le plus sûr et le plus écologique de transport des hydrocarbures, notamment.

Toutefois, si leur enfouissement permet cette discrétion dans la performance, il est aussi problématique dès lors qu'il faut envisager d'assurer la maintenance de ces ouvrages de transport. Ceci est en particulier le cas pour vérifier l'efficacité des mesures préventives mises en œuvre pour faire face aux diverses menaces auxquelles est soumise une canalisation enterrée ou sous-marine : milieu agressif, endommagement par des tiers ou par des éléments de terrain, fluide transporté corrosif, etc....

Il a donc été développé des outils qui permettent d'inspecter les pipelines de l'intérieur (outil intelligent) et de nettoyer l'intérieur des conduites.

On distingue plusieurs types de racleurs, outre des racleurs dits instrumentés, ils sont sans aucun équipement de mesure qui servent, soit à nettoyer les canalisations, soit à isoler les unes des autres différents produits incompatibles.

Les racleurs d'isolement, sont généralement équipés de coupelles particulières, assurant à la fois leur propulsion et leur étanchéité. Les racleurs de nettoyage sont équipés de brosses, il en existe une grande variété pouvant traiter des problèmes spécifiques : élimination de paraffines, d'oxydes, de sédiments, ...

III.2 Opération de Nettoyage des conduites

L'encrassement, dépôts, débris et corrosion provoquent une augmentation des pertes de charge se traduisant par une réduction de la productivité de la ligne et des dépenses supplémentaires d'énergie. Pour réduire l'impact de ces inconvénients, il y a lieu de recourir à un nettoyage périodique de la ligne. Ces nettoyages sont effectués par envoi d'outils de ramonage à l'intérieur de la conduite. Certains exploitants, principalement américains et européens, ont adopté une fréquence de l'ordre de 4 nettoyages par année.

III.2.1 Nettoyage par chasse à l'atmosphère

Spécifique aux conduites de gaz, cette technique de nettoyage est très imparfaite mais relativement simple car, ne nécessitant pas l'introduction d'un corps étranger à l'intérieur de la canalisation. Le procédé consiste simplement à accroître la vitesse du gaz (par une baisse de pression par exemple) et à chasser à l'atmosphère. Lorsque la vitesse du gaz est importante, la poussière et les dépôts liquides sont entraînés par le flux gazeux.

III.3 But de nettoyage :

L'opération de nettoyage a pour but de :

- Éviter les dépôts d'impuretés (poussières, boues, produits liquides) susceptibles de gêner l'écoulement du gaz.
- Chasser les dépôts en formation.

- Nettoyer les parois de canalisation.
- Rendre maximal le coefficient d'écoulement.

III.4 Outils de nettoyage

Le marché offre une très grande variété d'outils de nettoyage. Certains ouvrages parlent de plus de 300 types d'entre eux. Par opposition aux outils « intelligents », on les appelle également « outils conventionnels ». Ils peuvent être classés suivants différents critères (forme, conception, matériau, fonction...). On retiendra la classification simple suivante :

- Outils rigides.
- Outils élastiques.
- Outils hybrides

III.4.1 Les outils rigides

Les outils de nettoyage rigides sont composés d'un axe cylindrique (plein ou creux) le plus souvent en acier (parfois en plastique) sur lequel sont fixés des disques ou des coupelles en résine (caoutchouc synthétique : néoprène ou nitrile) ou en polyuréthane. Ces matériaux étant connus pour leur rigidité. Les dispositifs à disques ont été les premiers à être utilisés suivi des dispositifs à coupelles. Le diamètre des disques et des coupelles est légèrement supérieur au diamètre intérieur de la conduite. La nature du matériau leur permettant de changer leur forme pour s'adapter aux irrégularités de la conduite. Ces deux aspects permettent un contact et une étanchéité de bonne facture. Propriétés particulièrement utiles pour le nettoyage de dépôts liquides (condensat ou eau stagnant dans les points bas). Pour une plus grande efficacité de nettoyage, ces outils sont parfois munis de brosses métalliques. Le principal obstacle des outils rigides réside dans la difficulté de surmonter les obstacles disposés le long de la ligne (coudes, réduction de diamètre intérieur, vanne incomplètement ouverte,). De plus pour assurer le mouvement de ce type d'outils, il est nécessaire de disposer d'une différence de pression relativement importante de l'ordre de 1 à 2 bars. La pratique a montré que moins de 120 km (en gros la distance séparant deux stations) .il est donc nécessaire de fixer de nouvelles coupelles à chaque station. Ce qui se traduit par des couts plus élevés.



Figure III.1 : les deux types des outils rigides.

III.4.2 Les outils élastiques

Pour surmonter les inconvénients liés aux outils de type rigide on recommande d'utiliser les outils conventionnels de type élastique. Ils peuvent être classés sommairement en deux catégories principales :

III.4.2.1 Outils élastiques en forme de piston (foam pig) :

Forme cylindrique allongée. En caoutchouc synthétique, en mousse de polyuréthane ou en polyuréthane solide. Disponible sous différentes formes mais, l'arrière de l'outil possède toujours une forme concave alors que l'avant est profilé.



Figure III.2 : Outils élastiques en forme de piston.

III.4.2.2 Les sphères ou boules

Elles sont d'un usage très courant pour le nettoyage des dépôts liquides. Composées d'une enveloppe en caoutchouc ou en polyuréthane. Leur avantage essentiel réside dans la facilité de passage des obstacles et la simplicité relative de leur utilisation. L'usure des sphères est de 10 à 15 fois plus faible que celle des outils rigides. Leur mouvement dans la conduite est assuré par une différence de pression minime. Leur diamètre est le plus souvent légèrement plus faible que le diamètre intérieur le plus important. Le contact avec la paroi étant obtenu par une pression plus élevée du liquide se trouvant à l'intérieur de l'enveloppe (eau, hydrocarbure...).



Figure III.3 : Outils élastiques en forme de sphères

III.4.3. Outils hybrides

D'un usage peu répandu, ils ont été introduits pour cumuler les avantages des sphères et des outils rigides (étanchéité supérieure et différence de pression minime). On les trouve dans deux variantes :

- Une sphère avec une demi-sphère.
- Une sphère avec deux demi-sphères.

La deuxième option est particulièrement intéressante dans le cas de canalisation disposant des vannes de diamètre supérieur au diamètre de la conduite.

III.5 Préparation d'une opération de nettoyage :

Les techniques modernes de maintenance des pipelines hydrocarbures nécessitent fondamentalement le nettoyage régulier des canalisations par envoi des outils conventionnels.

Cependant cette action ne doit jamais être considérée comme une opération de routine. L'expérience en ce domaine a conclu que la présence ou l'introduction d'un corps étranger dans la canalisation est une opération risquée nécessitant un contrôle et une coordination rigoureuse. Dont le décideur doit d'abords considérés objectivement :

- Si l'état de la conduite nécessite impérativement l'envoi d'un outil ;
- Le moment approprié où cette opération s'avérera la plus utile ;
- L'impact économique d'une telle opération.

III.5.1 Analyse des caractéristiques de la ligne à nettoyer :

Vue que l'envoi de l'outils de nettoyage est une opération délicate risqués elle exige soigneusement l'analyse, le suivi et la synthèse des points suivants :

- Nature de substance à évacuer et profils des températures et pression
- Localisation des zones les plus encrassées
- Estimation du volume d'effluent à évacuer ;
- Pression de poussée disponible et débit d'opération ;
- Valeurs successives des diamètres intérieurs ;
- Distance que doit parcourir l'outil ;
- Rayon de courbure minimum de la ligne
- Position géodésique des obstacles ;
- Distance minimale entre deux obstacles successifs ;
- Diamètre des piquages et des tés ;
- Position des piquages non barrés ;
- Distance entre les barres des piquages barrés ;
- Type et dimensions des vannes de la ligne ;
- Choix de l'outil de nettoyage adéquat

III.5.1.1 Nature des substances qu'on cherche à évacuer :

La réponse à cette question permet déjà d'avoir une idée primaire sur le type d'outil à utiliser pour faire sortir une telle substance de la tuyauterie

- Liquide ou liquide - débris sphères ou piston à coupelle ;
- Dépôts peu durs sur la paroi → outil rigide sans brosse ;
- Dépôts durs sur la paroi outil rigide avec brosse métallique.

III.5.1.2 Localisation des zones les plus encrassées :

On rencontre le plus souvent et suivant le profil d'altitude, des pressions et des températures, les zones potentielles des accumulations d'eau et de condensat en points bas, fort nombreux dans les profils accidentés. Les dépôts de paraffine dans les zones à températures plus basses, et en fin de parcours se situent le débris de corrosion, les produit de l'érosion et autre particule solides, dont une attention particulière doit être accordées au phénomène d'usures des coupelles ou des enveloppes (selon les types d'outils) à fin d'éviter perte d'étanché (utilisation des métaux plus dur ou des revêtements).

III.5.1.3 Estimation du volume à évacuer :

Les volumes des différentes accumulations (boue, condensât, dépôts de paraffine) sont estimés à l'aide des modèles mathématiques qui peuvent être mis à contribution pour l'évaluation approchées des volumes à évacuer. Mais le vidange devient crucial pour le cas des débris solides ... De nombreuse situation pratique ont montré qu'un volume important de débris peut bloquer le déplacement de l'outil. Donc une sur attention doit être prise pour le cas des pipeline âgés ainsi les conduites que depuis longtemps n'ayant pas subies des opérations de nettoyage, ce qui fait appelle à proposer des outils spécialement adaptés à ce problème (outil avec by-pass).

III.5.1.4 Pression de pousser disponible et débit d'opération :

L'objectif est de s'assurer avec une réserve de puissance que la cap l'installation de pompage (ou de compression) ainsi que la PMS (pression maximale de service) en raison de perte de charge supplémentaires induite par le déplacement de l'outil et les débris , sont suffisants , pour des conduites subissant des nettoyages réguliers , l'opération d'envoi peut être réaliser avec le débit nominale (débit d'exploitation normale) , mais pour les canalisations n'ayant pas subies de nettoyage régulier , il est recommandé de choisir des régimes de fonctionnement plus faibles (débit inférieure au débit nominale) , autorisant une réserve de puissance utilisée en cas de blocage de l'outil au passage des vannes incomplètement ouvertes , dont des coups de bélier peuvent être provoqués et se traduisant par des ondes de pression qui peuvent dépasser la limite de PMS . Alors le choix des pressions plus basses va réduire les risques engendrés par ce type de phénomène, et donc l'outil va se déplacer globalement à la même vitesse que l'écoulement.

L'efficacité de nettoyage et l'usure dépend également à la vitesse de l'outil, et le choix du régime doit donc tenir compte de la vitesse optimale du déplacement de l'outil recommandée

par le fournisseur. Grossièrement, ces vitesses comprises entre 1 et 8 m / s (intervalle à préciser selon le fournisseur)

III.5.1.5 Valeurs successives des diamètres intérieurs de la ligne :

Le choix des dimensions de l'outil à introduire, notamment son diamètre est déterminé bien sûr en tenant compte du diamètre intérieur. Car dans certains cas des variations importantes d'épaisseur peuvent exister et le choix de l'outil donc doit être examiner avec le plus grand soin, pour éviter son blocage.

III.5.1.6 Distance que doit parcourir l'outil :

C'est généralement la distance séparant deux station (ou deux postes de sectionnement). Ce paramètre est lié avec l'usure et le choix du matériau de l'outil (Néoprène, polyuréthane, couche superficielle plus résistante, parfois même deux type de coupelles sur une même outil).

III.5.1.7. Rayon de courbure le plus faible de la ligne :

Le rayon de courbure (mesuré suivant l'axe de la conduite) est généralement exprimé en nombre de fois le diamètre de la canalisation, dont en général le minimum doit être de 3d. Cependant certains outils articulés peuvent négocier avec succès des rayons de courbure de 1.5d. les sphères grâce à leur forme et la nature de leur mouvement, peuvent théoriquement surmonter de 0.5d.

III.5.1.8 Position géodésique des obstacles :

En sélection de l'outil, les positions géodésiques des obstacles (vanne, coude, tés, réduction de diamètre ...) le long de la ligne doivent être tenues en surveillance lors du passage de l'outil, ainsi la distance séparant deux obstacles doit être au moins équivalente à la longueur de l'outil. Ce paramètre sera pris en compte lors de la sélection de l'outil.

III.5.1.9 Piquages et tés :

Le diamètre des piquages et des tés non barrés doit être soigneusement noté pour s'assures que l'outil ne risque pas de s'égarer dans une branche ou de se bloquer en essayant de passer. Pour les piquages munis de grilles. La distance entre les barreaux doit être notée.

III.5.1.10 Types et dimensions des vannes :

En principe, les vannes de ligne, qu'elle soit de type robinet vanne ou à boisseau, sont toujours à passager intégral. Ce pendant leur ouverture incomplète peut provoquer le blocage de l'outil. Les sphères et les pistons élastiques sont susceptibles de passer même à travers de tels obstacle moyennant une différence de pression supplémentaire.

III.5.2 Sélection de l'outil :

La littérature technique a recensé plus de 300 outils de nettoyage disponible sur le marché. Ce chiffre élevé va rendre la sélection de l'outil un peu délicate. Cependant, l'examen des trois points suivants permet d'effectuer un tri préliminaire facilitant, par une procédure d'élimination, la sélection d'une gamme restreinte d'outils :

- Si la ligne comporte un ou plusieurs coudes de rayons de courbure inférieure à $1.5d$, alors tous les outils qui exigent au minimum une courbure de $3d$ sont automatiquement exclus de la sélection
- S'il existe deux tés non barrés à proximité l'un de l'autre alors il est nécessaire d'envisager des outils de longueurs supérieurs à la distance séparant les deux tés ;
- Si l'on dispose sur la ligne aussi bien de coudes à faible rayon de courbure (impliquent donc l'usage d'outils courts) que des tés en positions rapprochées (implique l'usage d'outils longs) le choix doit se porter sur des outils articulés pour surmonter ce problème.

Après avoir retenu un certain nombre de solutions, une sélection plus fine doit être effectuée en se basant sur les critères suivants :

- Choisir l'outil qui présente le moins de risque de blocage ;
- Choisir l'outil dont les performances sont les plus appréciables ;
- Choisir à performances égales le moins cher.

Il faut noter que le critère de coût n'a été cité qu'en dernier lieu. Certains auteurs estiment qu'il ne doit même pas être inclus jugeant que le choix doit se baser spécifiquement sur les critères de performance et de performance seule.

III.5.3 Operations de raclages :

III.5.3.1 Lancement du racleur :

- S'assurer de la fermeture des vannes d'isolation de la gare racleur (trap isolation valve) et la vanne de lancement (kicker).
- Purge de la gare racleur à travers la vanne de drainage (drain).
- Ouvrir la vanne d'évent (vent).
- Après avoir constaté la vidange totale de la gare, ouvrir le sas.
- Nettoyer la gare à l'eau.
- Introduire le racleur et s'assurer qu'il dépasse l'orifice de la vanne de lancement.
- Fermeture du sas.
- Fermeture de la vanne de drainage.
- Ouverture partielle de la vanne de lancement.
- Dès l'apparition du produit à travers la vanne d'évent on procède à sa fermeture.
- Une fois la gare est pressurisée, ouvrir totalement la vanne d'isolation (trap isolation valve) puis la vanne de lancement.
- Informer le dispatcher de l'expédition du racleur
- On procède lentement à la fermeture de la vanne de la ligne principale (main line).
- Dès que la détection passage du racleur (le Pig installé à la sortie de gare nous confirme le départ du racleur par signal), on procède à la normalisation du circuit (Ouverture totale de la vanne de la ligne principale, puis fermeture totale de la vanne d'isolation et de lancement de l'outil).

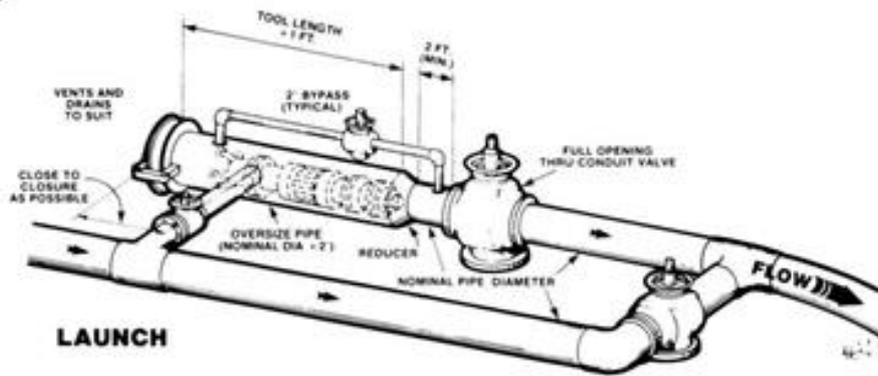


Figure III.4 : Procédure de lancement d'un racleur.

III.5.3.2 Suivi du déplacement de racleur

On peut suivre le déplacement de racleur en fonction de débit de fonctionnement de la ligne. On peut aussi suivre le déplacement du racleur par audition à travers les vannes de sectionnement et même par des points préalablement calculés.

III.5.3.3 Récupération de racleur

Avant même d'expédition du racleur, on procède à la gare de récupération. La récupération de racleur se fait par deux procédés :

III.5.3.3.1 Le racleur est hors de la gare :

- Ouverture partielle de la vanne By-pass jusqu'à la pressurisation totale de la gare.
- Ouvrir totalement la vanne d'isolation et de By-pass.
- Fermeture de la vanne de la ligne principale (main line valve) à 75%.
- Dès que le détecteur de passage de racleur situé à l'amont de la station nous confirme le passage réel du racleur, on se prépare à sa réception.

III.5.3.3.2 Le racleur entre en gare :

- Ouverture totale de la vanne de la ligne principale.
- Fermeture totale des vannes d'isolation et de By-pass.
- Ouverture de la vanne de drainage (purge de la gare vers le puisard pour les liquides).
- S'assurer de la vidange totale de la gare racleur.
- Ouverture de la porte de la gare puis récupération du racleur.
- Évaluer l'usure de l'outil de raclage (coupelles et bosses).
- Évaluer les impuretés à l'intérieur de la gare.
- Lavage à l'eau de la gare.
- Fermeture de la porte de la gare.
- Fermeture des vannes de drainage et d'évents.
- Ouverture partielle de la vanne de By-pass pour permettre la pressurisation de la gare.
- Fermeture de la vanne By-pass.
- Établir un rapport de l'opération.

- Suivre l'évolution positive de la ligne.
- Établir un rapport final.

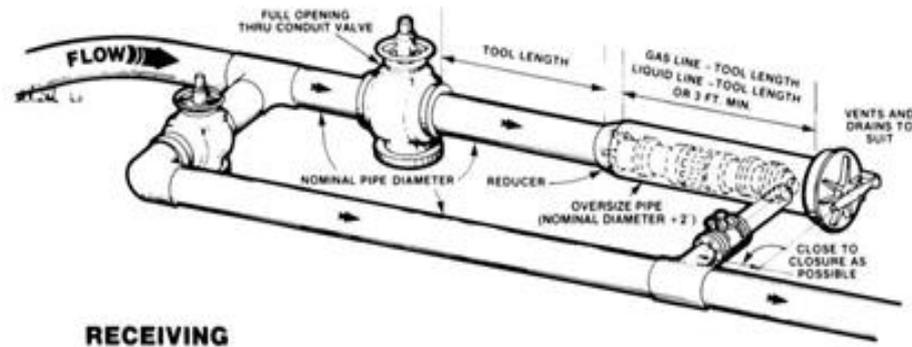


Figure III.5 : Procédure de réception du racleur

- **Exemple raclage de GK1**

On prend pour exemple le gazoduc GK1 de la Région de Transport Est de Skikda, dont les caractéristiques qu'ont précitées dans le premier chapitre.

On a choisi le premier tronçon qui relie terminale départ Hassi R'mel avec la SC A Hassi Delaa

Avant de procéder à l'opération de raclage, il est nécessaire de contrôler :

- L'étanchéité des gares racleurs ;
- L'étanchéité des vannes d'isolement des gares racleurs ;
- La facilité de la manœuvre des vannes ;
- L'existence et le fonctionnement des Pig-sig ;
- Les moyens de manutention ;
- L'ouverture à 100% des vannes de ligne.

Cette opération est conditionnée par :

- La disponibilité et la fiabilité des moyens de communication ;
- La mise à disposition des équipes de lancement devant la gare racleur de départ, de réception racleur et une équipe mobile le long de la ligne ;
- La réduction du régime d'exploitation ou l'arrêt total des stations de compression ;
- Informer Sonelgaz de chaque envoi de racleur on indiquant l'heure approximative du passage devant les antennes concernées ;
- Mettre le sélectionneur des vannes de ligne (PS) en manu, il y a lieu aussi de procéder à l'isolement des alimentations de l'opérateur line break et la purge des pieds de vannes ;
- Les postes de purges : purger le pot de purge complètement.

- **Lancement racleur à partir du Terminal Départ :**

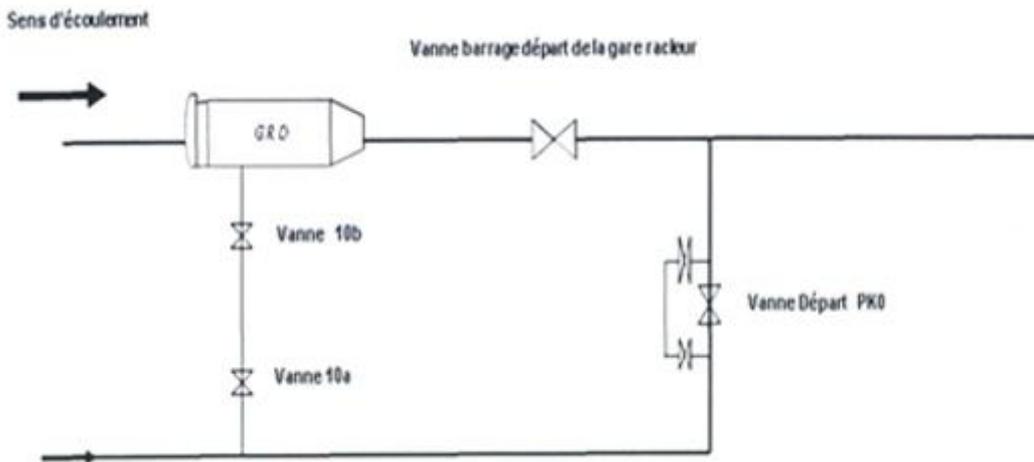


Figure III.6 : schème de gare racleur de lancement des outils

Avant l'introduction et le lancement du racleur il faut procéder aux opérations de vérifications suivantes :

- Vérifier que la rampe de lancement des racleurs est opérationnelle ;
- S'assurer que les monomètres départs sont fonctionnels ;
- S'assurer que le Pig-sig est en position fermé ;
- S'assurer que la vanne départ 40" gare racleur est fermée ;
- S'assurer que les vanne 10a et 10b sont fermées ;
- Mettre à l'évent la gare racleur par l'ouverture partielle de la vanne d'évent 3" ;
- S'assurer que la gare racleur est complètement vidée.

Une fois que les opérations de vérifications ont été réalisés on procédera par la suite à l'introduction du racleur suivant les étapes mentionnées ci-dessous :

- Ouvrir la culasse en évitant toutes étincelles ;
- Procéder au nettoyage et graissage des joints ;
- Avant de placer le racleur, s'assurer de l'étanchéité de la vanne gare 40" ;
- Introduire le racleur en utilisant la rampe de lancement jusqu'au cône de réduction de la gare racleur ;
- Refermer la culasse.

Après la réalisation des opérations de vérifications et de l'introduction du racleur on pourra procéder au lancement du racleur par :

- Ouvrir complètement la vanne 10a ;
- Laminer lentement par la vanne 10b pour chasser l'air à travers l'évent de la gare racleur ;

- Refermer l'évent après l'évacuation complète de l'air ;
- Pressuriser en laminant avec la vanne 10b jusqu'à l'équilibre de pression entre la ligne GK1 et la gare racleur ;
- Réarmer le Pig-sig ;
- Refermer la vanne 10b ;
- Ouvrir la vanne barrage départ GK1 N°07 ;
- Rouvrir assez lentement et complètement la vanne 10b ;
- Commencer à fermer la vanne départ du GK1 N°6 dès que le racleur passe au 2emePig-sig ;
- Ouvrir la vanne départ GK1 N°6 ;
- Fermer la vanne barrage N°7 ;
- Purger les pieds des vannes N°6 et 7 ;
- Prévenir le dispatching et l'équipe de l'heure de départ.

Opération au niveau de la ligne (entre le terminal départ et SCA) :

- Postes de purge : Purger les pots de purge complètement.
- Postes de sectionnement :
 - S'assurer que la vanne est ouverte complètement ;
 - Mettre le sélecteur des vannes en position " manu" ;
 - Isoler l'alimentation de l'opérateur et line break ;
 - Purger le pied de vanne.
- Postes de prélèvement gaz : Aviser Sonelgaz pour procéder aux purges au départ de l'antenne.

- Réception du racleur à SC A :

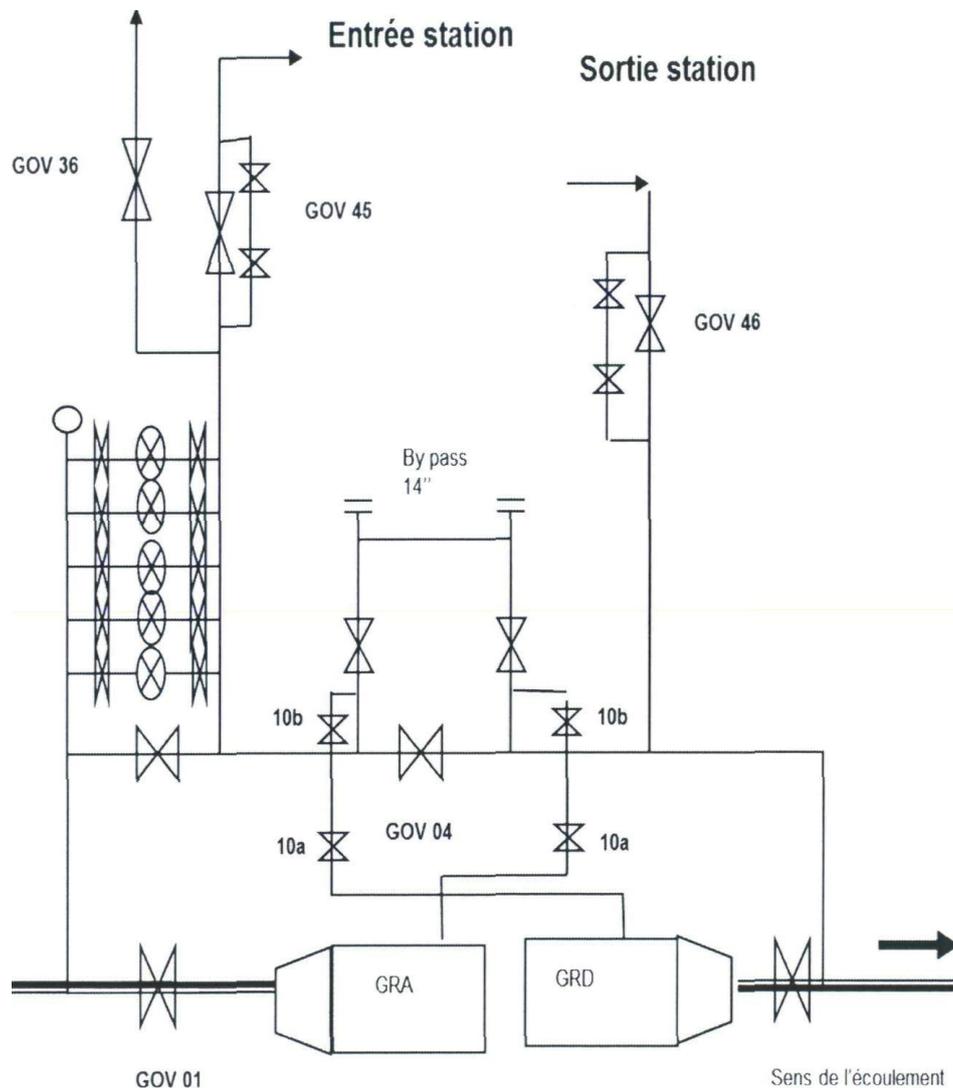


Figure III.7 : schème de gare racleur des récupérations des outils

Avant la réception du racleur au niveau de SCA, il faut procéder aux opérations de vérifications suivantes au niveau de la gare racleur arrivée :

- S'assurer que la rampe de réception est opérationnelle ;
- S'assurer que la vanne gare racleur arrivée GOV1001 est complètement ouverte (alimentation gaz moteur fermée) ;
- S'assurer que les manomètres sont fonctionnels ;
- S'assurer que les 02 Pig-sig sont réarmés ;
- Purger les pieds de vannes gare racleur arrivée ;
- Purger les filtres.

Une fois que les opérations de vérifications ont été réalisées, l'équipe de réception racleur donne son accord pour l'expédition du racleur.

Dès le passage du racleur aux Pig-sig il faut s'assurer que ce dernier est entré en gare et procéder aux manœuvres suivantes :

- Ouvrir entièrement la vanne entrée station la GOV 1045 ;
- Fermer la vanne barrage gare racleur arrivée GOV1001 ;
- Fermer les vannes 10a et 10b ;
- Dépressuriser la gare racleur par la vanne d'évent 3 » ;
- Ouvrir la culasse ;
- Dégager les impuretés s'il y a lieu ;
- Retirer le racleur ;
- Nettoyer la gare racleur et graisser les joints métalliques de la culasse ;
- Fermer la culasse ;
- Pressuriser la gare racleur avec les vannes 10a et 10b en laissant quelque temps l'évent ouvert et refermer l'évent jusqu'à équilibre de pression en amont et aval de la vanne barrage 40 » laGOV1001 ;
- Dégager le racleur de la rampe de réception ;
- Purger tous les pieds de vannes et collecteurs ainsi que les filtres ;
- Prévenir le dispatching de l'heure de réception du racleur et mentionner les quantités de condensât et de paraffines recueillies.

❖ Cas particuliers

En cas de blocage du racleur le long de la ligne il faut augmenter la pression jusqu'au décroincement du racleur sans pour autant dépasser la PMS.

En cas de blocage au niveau de la gare racleur arrivée d'une station il faut procéder à la fermeture de la vanne entrée station la GOV xx45 jusqu'où le deuxième Pig-sig indique le passage du racleur.

III.6 Opération d'inspection en ligne

L'inspection en ligne (ILI) au sens strict comprend toutes les techniques de contrôle automatique, internes à la canalisation, ne nécessitant pas en principe d'arrêt de production. Plus précisément, l'ILI englobe toutes les méthodes de contrôle à distance utilisant un véhicule autonome portant des moyens de contrôle non destructif (CND) « poussé » par le fluide. L'outil mesure et enregistre-en chaque point (x) de sa course une valeur de rayon, d'épaisseur (M) de la conduite, etc., en fonction de la distance parcourue.

Ce moyen d'investigation sous-entend par ailleurs que la canalisation présente alors toutes les garanties d'accessibilité et de mise en œuvre des outils d'inspection ce qui n'est pas toujours le cas sur les anciennes lignes notamment. Une ligne dite piggable » comprend alors une station de lancement équipée d'une gare de racleur et de l'instrumentation de piping associée (vannes, pigsig, robinets, pressiotats, etc.), ainsi qu'une station de réception également instrumentée avec des équipements identiques. Ces installations peuvent être permanentes ou

non, démontables ou non. Elles peuvent servir à la fois aux opérations de nettoyage et aux inspections en ligne. Toutefois il est important de rappeler que les sas pour le raclage traditionnel (pigging) ne sont souvent pas adaptés pour l'admission de racleurs instrumentés plus longs, particulièrement dans les petits diamètres, L'intelligent pigging proprement dit nécessite l'introduction dans la ligne, par les moyens décrits ci-dessus, d'un racleur instrumenté ou intelligent pig. Cette opération ne doit en aucun cas arrêter la production. Elle doit s'accompagner des moyens de surveillance (pig locating, tracking, etc.) et être contrôlée le cas échéant par moyens automatiques appropriés (Scada).

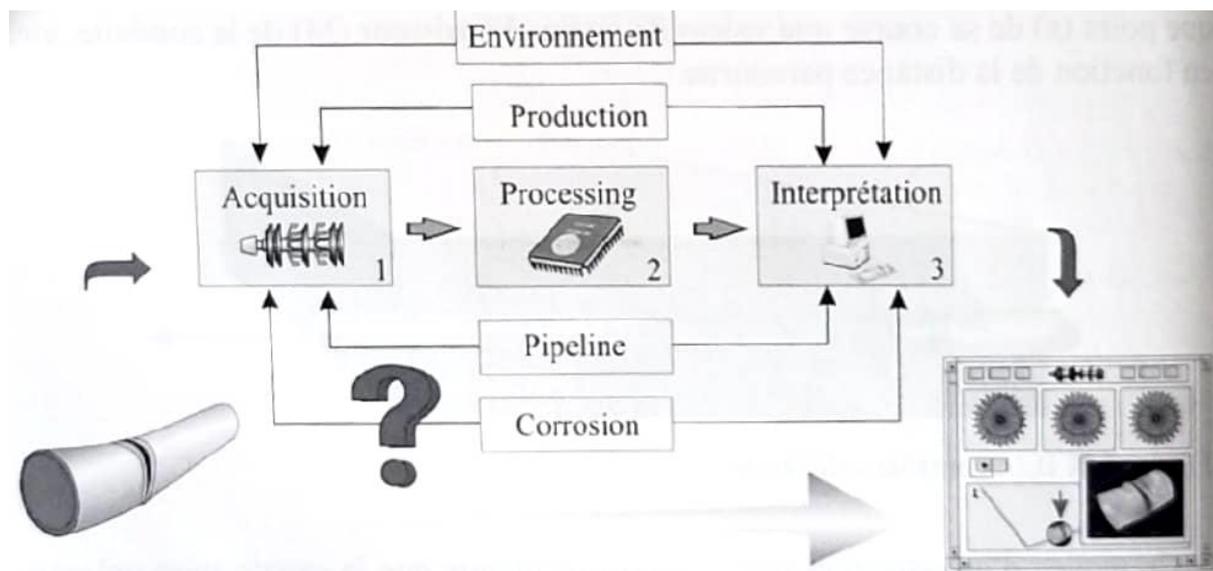


Figure III.8 : synopsis de l'inspection en ligne mettant en relation les différents acteurs.

III.6.1 Opérations préliminaires

Hormis les critères « généraux » d'envoi de l'outil dans la ligne qui doivent être établis et vérifiés avant toute inspection, il est nécessaire pour l'opérateur de savoir si la canalisation est capable de recevoir le racleur instrumenté dans de bonnes conditions. En effet, il est primordial de ne pas coincer ou détériorer un outil valant plusieurs millions d'euros ou de dollars et de perturber voire d'arrêter ainsi l'exploitation de la ligne. Afin d'éviter ce genre de risque, une procédure très stricte en trois phases est systématiquement adoptée

III.6.1.1 Nettoyage

Elle consiste dans l'ordre à nettoyer la conduite avec différents pistons racleurs qui sont en général choisis au départ en fonction des pertes de charge estimées par les débits d'exploitation. Cette opération peut être réalisée par l'exploitant lui-même qui en a l'habitude. Elle peut être parfois longue si, par exemple, la conduite n'est pas entretenue et raclée régulièrement. Dix à quinze passages sont parfois nécessaires pour obtenir un niveau de propreté acceptable pour une ILI. Pour les inspections par perte de flux, on peut parfaire l'opération préliminaire par un nettoyage magnétique qui a pour but de capturer en quelque

sorte les résidus ferromagnétiques tels que les poils de brosses qui peuvent perturber par la suite la mesure. L'inspection par racleurs à ultrasons nécessite un nettoyage plus accru encore car ces derniers sont très sensibles aux particules en suspension présentes dans l'effluent et un nettoyage au solvant est parfois nécessaire, ce qui oblige alors l'exploitant à cesser partiellement la production.

III.6.1.2 Calibrage et diamétrage

La seconde phase consiste à envoyer une plaque de calibrage qui intégrera sur toute la distance les défauts intrusifs (enfoncements uniquement) les plus importants. Une restriction de 5 % maximum est tolérée. En plus certains opérateurs préconisent en supplément le passage d'un diamètre qui n'élève par forcément le coût de l'ILI principale puisque ce contrôle peut être intégré dans le déplacement (forfait).

III.6.1.3 Passage du mannequin

La troisième opération (très importante pour les lignes qui n'ont pas été inspectées précédemment par le même outil) consiste enfin, si les deux précédentes se sont révélées concluantes, à envoyer un racleur mannequin, réplique exacte de l'outil d'auscultation, aux dimensions externes identiques mais ne disposant pas des moyens de mesure, ce qui, en cas de perte ou de destruction, diminue considérablement le coût. Le mannequin est équipé simplement d'un détecteur de présence pour la localisation. Le passage de cet outil permet par ailleurs de vérifier si ligne ne possède pas de coude inférieur à 3D (limite admissible) et si l'outil peut bien passer dans des combinaisons de coudes complexes pouvant présenter des risques de blocage.

III.6.2 Les différents outils d'inspection

III.6.2.1 Les racleurs de contrôles géométriques

Vont avoir pour vocation essentielle l'évaluation des risques dus aux dommages mécaniques et plus particulièrement ceux entraînant des déformations. Une étude récente a montré que près de 45 % des fuites sur les réseaux de gaz étaient dues à l'action de forces mécaniques externes et que 33 % de ces fuites étaient concomitantes des travaux de construction (Dwane et Laymon, 1991). Certains opérateurs pensent que plus de 70 % de ces fuites pourraient être évitées par un contrôle géométrique systématique. Dans ce chapitre ne sont pas traités les outils de cartographie et de détection de coudes qui n'entrent pas à proprement parler dans le contrôle de l'intégrité de la conduite. Ces contrôles vont donc intervenir prioritairement immédiatement après la pose de la ligne et les essais hydrostatiques, comme moyens de vérification et éventuellement de certification et au cours de l'exploitation comme moyen de prévention si des accidents majeurs sont arrivés ou soupçonnés.

III.6.2.1.1 Les diamètres mécaniques

Le vocable de diamètreur englobe plusieurs technologies qui ne représentent pas forcément au final la même réalité géométrique selon le degré d'intégration utilisé. Les diamètreurs mécaniques furent les premiers systèmes instrumentés, introduits il y a maintenant plus de cinquante ans, et grâce à leur rusticité ils restent encore en vigueur sur certains chantiers ou

réseaux. Ils sont encore pour la plupart, ce qui fait leur spécificité, à enregistrement analogique. Ils fournissent les variations de diamètre minima intégrées dans une section de tube en fonction de la distance. Cela a pour avantage de fournir une seule courbe où est inscrite l'anomalie sans indication de site, ce qui suffit dans la plupart des cas.

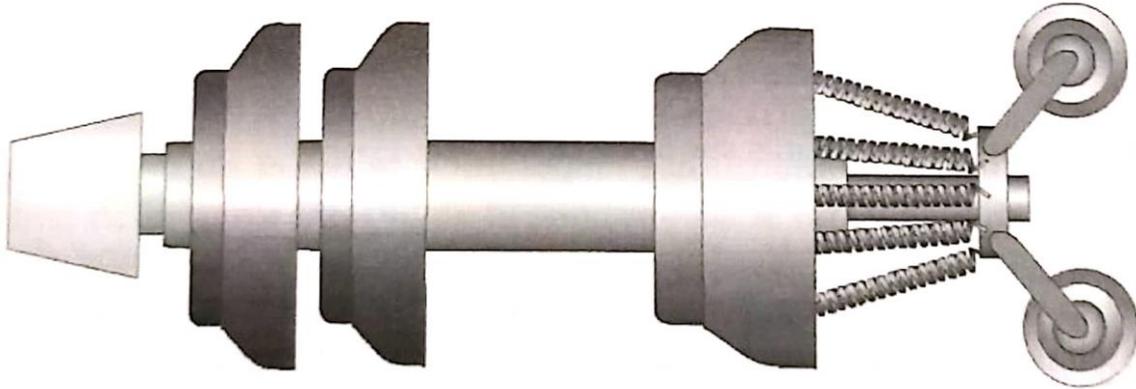


Figure III.9 : Diamètreur mécanique.

La mesure correspond alors à une double intégration mécanique sur la circonférence de la conduite :

- Tout d'abord, par des palpeurs insérés à l'intérieur d'une coupelle flexible en contact direct avec la paroi du pipeline et pouvant se déformer élastiquement au gré des accidents rencontrés et plus particulièrement en présence d'enfoncements ;
- Et ensuite, par l'asservissement des palpeurs par un jeu de came et levier à une unique plaque d'intégration mobile.

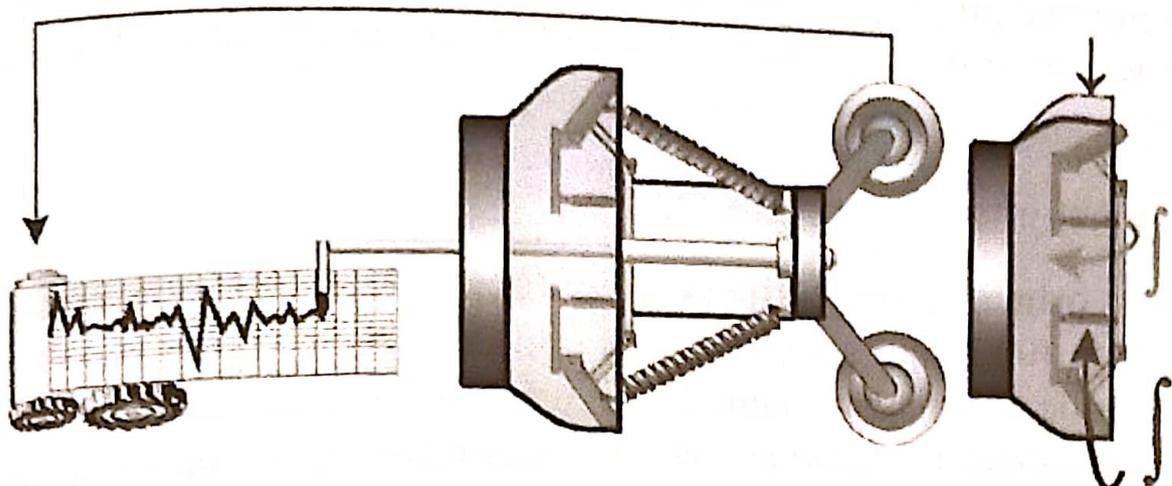


Figure III.10 : principe de la mesure par double intégration.

C'est le seul racleur instrumenté analogique qui utilise un enregistrement par stylet asservi mécaniquement par un timer motorisé ou par l'odomètre du véhicule, ce qui confère à cet outil très rustique des qualités de robustesse jamais égalées jusqu'ici. L'intégration de la mesure sur la coupelle attribue à ce diamètreur une couverture d'auscultation de pratiquement 100 % mais

cela se fait bien entendu au détriment de la résolution circonférentielle qui à ce niveau n'existe plus. On peut donc par cette méthode localiser seulement un défaut sur le profil qui peut être le résultat d'un unique défaut, d'un ensemble de défauts ou d'une anomalie circonférentielle située dans la même section (restriction de diamètre). Dans la majorité des cas cette indétermination est suffisante pour approfondir par la suite le diagnostic par des méthodes plus sophistiquées ou par une vérification in situ. On peut cependant par la nature de quelques signatures caractéristiques d'événements métriques connus traduire les enregistrements. Pour l'interprétation, l'analyste se fonde alors sur la mesure des amplitudes (longitudinale et radiale), sur la géométrie des courbes anormales (absorption ou dispersion, pente, etc.) et sur les fréquences d'apparition de certaines signatures identifiées ou non en fonction de la distance, comme les soudures par exemple.

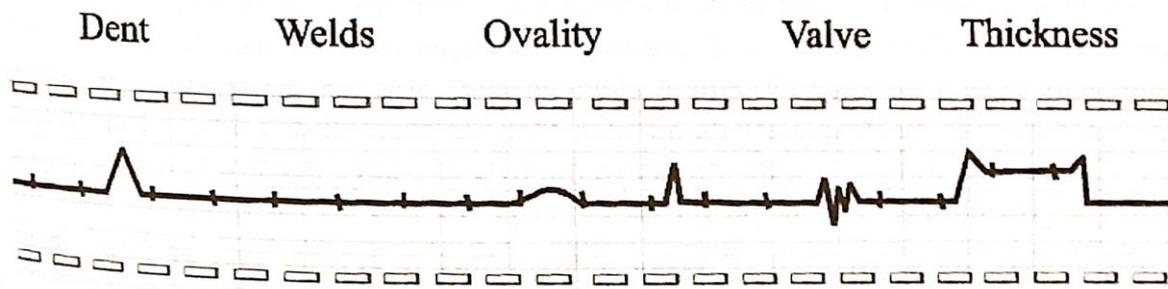


Figure III.11 : Type d'enregistrement papier embarqué avec différentes signatures caractéristiques d'anomalies

On peut ainsi après détection interpréter relativement facilement des enfoncements (dents), des ondulations (buckles), des ovalisations (ovalities) ou des écrasements ainsi qu'une partie de l'instrumentation de ligne (valves). L'offre d'outils et de prestations est importante car elle concerne en particulier les constructeurs de matériels de nettoyage plus nombreux de fait que les prestataires de service d'intelligent pigging proprement dit, qui voient moins bien la valeur ajoutée sur ce type de services mais qui le commercialisent en complément de leurs prestations plus pointues.

- **Caractéristique générale** : De par leur principe, ces callipers à contact mécanique ont une couverture d'auscultation de 100 % qui s'accompagne corollairement d'une résolution radiale pratiquement : nulle, L'enregistrement ID (courbe unique) sur papier en fait un outil d'inspection extrêmement rustique (pas d'alimentation électrique) et simple à utiliser

III.6.2.1.2 Les diamètres électroniques :

Ces outils disposent de palpeurs mécaniques indépendants, extériorisés (non inclus dans la coupelle comme précédemment), sensibles aux variations de restriction par rapport à l'axe du pipeline. Le nombre de palpeurs s'appuyant sur la paroi interne du pipeline est plus ou moins important selon le diamètre.

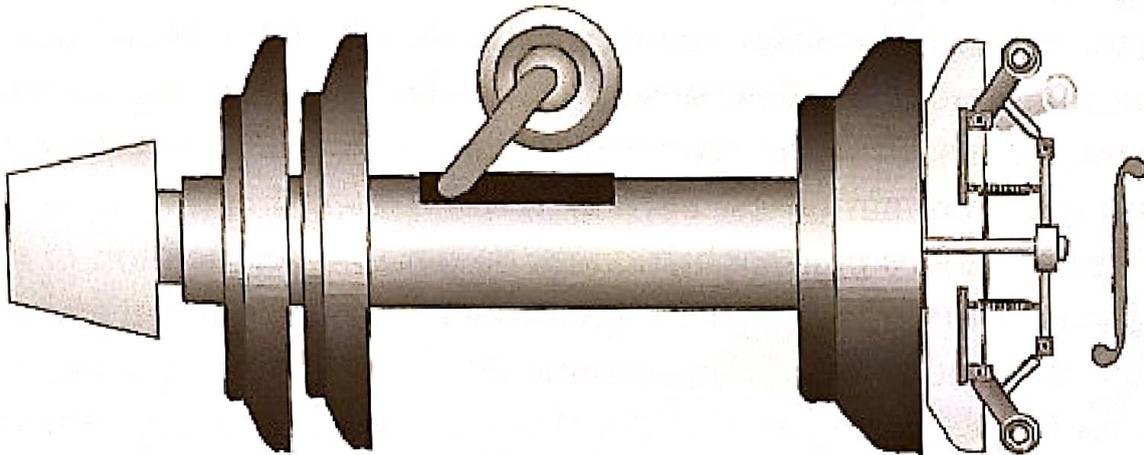


Figure III.12 : diamètreur électroniques

Selon le type de raclers et de diamètres investigués, ces derniers asservissent soit une plaque d'intégration (intégration mécanique comme pour le racler précédant mais relié à un asservissement électronique), soit des potentiomètres insérés dans des circuits électroniques de mesure. Dans le premier cas, l'outil fournit alors une courbe qui intègre les différents diamètres sur la circonférence avec cependant une résolution latérale plus fine mais qui se fait en revanche au détriment d'une couverture d'auscultation assez faible. Dans le second cas, on peut obtenir différentes courbes correspondant à la métrologie de l'outil. Si les palpeurs diamétralement opposés sont couplés entre eux, on a affaire alors un diamètreur au sens strict, si les palpeurs sont indépendants, on dispose d'un calliper donnant sur la circonférence les différents rayons.

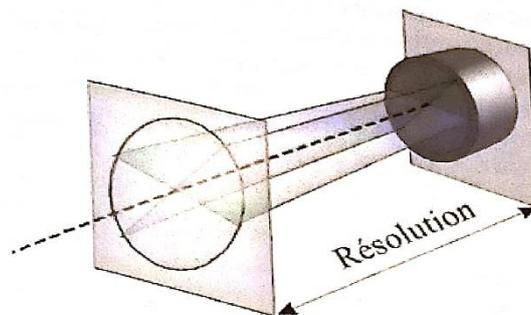


Figure III.13 : Schéma de principe de la mesure (deux diamètres ou deux rayons diamétralement opposés).

L'enregistrement digital selon les cas permet alors de calculer un grand nombre de caractéristiques géométriques du pipeline. On peut obtenir ainsi :

- Autant de courbes de variation de diamètres qu'il y a de palpeurs (pris deux par deux) ;
- Des courbes de minima (voir de maxima) de diamètres sur différentes génératrices ;
- Des courbes moyennées par secteur angulaire ; des courbes d'ovalisation ;
- Des sections suivant les différents rayons enregistrés.

La possibilité de localisation par secteur angulaire amène depuis peu les opérateurs à proposer une orientation de ces données grâce à un module de repérage externe par inertie (voir racleur d'analyse mécanique). Ces investigations en ligne représentent la grande majorité des opérations de mesures géométriques. Elles vont s'adapter en effet aux problèmes assez différents auxquels les exploitants sont confrontés au cours de la vie du réseau. Un racleur de contrôle géométrique classique est capable de passer des réductions au maximum de 25 % sans dommages pour lui et pour la ligne.

- **Caractéristique générale :** Ces callipers à contact direct par palpeur ont une couverture d'auscultation relativement faible (40 % en moyenne), s'accompagnant d'une résolution radiale selon le type d'engin de moyenne à faible. L'enregistrement multivoies est analogique ou digital et peut fournir des tracés multi courbes (1D) ou des sections (2D).

III.6.2.1.3 Les callipers électromagnétiques :

Cette technologie utilise le principe des courants de Foucault (hautes fréquences Eddie courant). Elle a pour principal avantage de ne pas avoir de palpeur en contact direct avec la paroi du pipeline. A hautes fréquences (plusieurs dizaines de kHz), les lignes de force restent concentrées à l'intérieur de la paroi du pipeline. La profondeur de pénétration des lignes de champ est une fonction de la fréquence d'excitation, des propriétés électromagnétiques de l'acier (conductivité électrique et plus particulièrement perméabilité magnétique). A ces fréquences cette technique n'autorise pas par conséquent les investigations externes comme évaluations d'épaisseurs. Le dispositif d'évaluation est constitué en général d'une bobine émettrice perpendiculaire à la paroi du pipeline placée dans l'axe de la conduite et un ensemble d'antennes réceptrices disposées à la périphérie. Dans un tube normal, de section parfaitement circulaire, les lignes de champ électromagnétiques se répartissent harmonieusement et également dans la section du conduit ausculté. En présence d'un enfoncement, la distribution des lignes de champ se modifie. Ces dernières se concentrent alors vers la partie la plus proche du transmetteur et peuvent être détectées par le capteur de vis-à-vis.

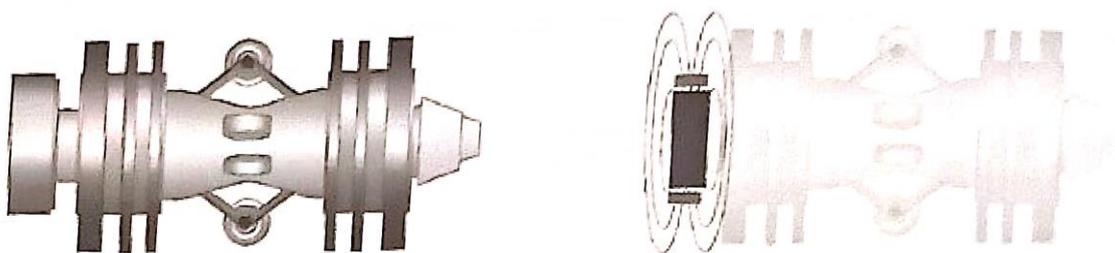


Figure III.14 : Les callipers électromagnétiques.

Dans un tube normal, de section parfaitement circulaire, les lignes de champ électromagnétiques se répartissent harmonieusement et également dans la section du conduit ausculté. En présence d'un enfoncement, la distribution des lignes de champ se modifie. Ces dernières se concentrent alors vers la partie du transmetteur et peuvent être détectées par le capteur de vis-à-vis.

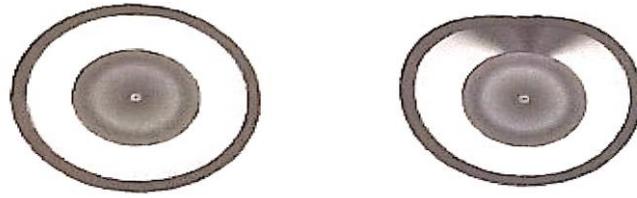


Figure III.15 : Répartition des lignes de champ dans un tube sain en présence d'un enfoncement.

Ce dispositif peut servir dans un cas très général à déceler toute discontinuité géométrique ou à préciser des valeurs de diamètre dans des configurations plus particulières. Le diamétreur proposé par la société H. Rosen Engineering incitateur industriel de cette technologie, permet de corriger en fonction des coudes tra versés, les variations de diamètres dues notamment à l'excentrement de l'outil.

NB : L'acier utilisé dans l'industrie pétrolière (API 55 par exemple) possède des conductibilités élec triques et des perméabilités magnétiques égales respectivement à 5.106 Mho / m et $4.r.10^{-5} \text{ H / m}$. On peut noter que la profondeur de peau à 1 kHz est de $0,0281 \text{ ''}$,

À 100 kHz elle n'est plus que de $0,00281 \text{ ''}$. 5. A cette fin, il faudrait que l'appareillage fonctionne dans une gamme de fréquences très basses de l'ordre de quelques dizaines de Hz maximum).

Ce type d'investigation est réservé en principe à l'évaluation de macrocorrosion pour des conduites transportant des fluides corrosifs (industrie chimique, géothermique, gaz acides, etc.).

- **Caractéristique générale :** La nature sans contact de l'auscultation en fait un outil parfaitement adapté à des géométries de ligne particulières (coudes) ou à des inspections présentant des dépôts. La couverture d'auscultation de 100% n'offre qu'une résolution radiale moyenne à faible

III.6.2.1.4 Racleurs divers ou spécifiques

D'autres techniques ont été proposées pour contrôler des irrégularités ou des enfoncements plus ou moins importants. Ces technologies curent a posteriori peu d'échos et ne furent employées que très peu de temps. Il est cependant intéressant de les citer pour leur principe d'investigation ingénieux. :

- Les intégrateurs pneumatiques
- Les coupelles instrumentées
- Les détecteurs de buckles
- Les contrôleurs de soudures

III.6.2.2 La technique MFL

Jusqu'à ce jour, pour l'évaluation des pertes de métal, la méthode de perte de flux magnétique a été la plus employée dans l'inspection en ligne des pipelines et plus particulièrement dans celle des gazoducs. C'est en effet la technique en service la plus ancienne et la seule jusqu'ici

utilisable dans les conduites véhiculant des effluents gazeux. C'est pour cette raison que cette dernière s'est vue depuis sa création continuellement perfectionnée.

III.6.2.2.1 Principe de la méthode

Les propriétés électromagnétiques des métaux sont caractérisées entre autres par leur conductivité électrique (possibilité de ces derniers de véhiculer plus ou moins facilement le courant électrique) et par leur perméabilité magnétique. Cette dernière caractéristique - ou plutôt son contraste est utilisé pour mettre en évidence les défauts et les accidents présents sur les parois des pipes.

La perméabilité magnétique représente pendant une aimantation la faculté de concentrer les lignes de champ magnétique à l'intérieur d'un matériau. Contrairement aux isolants, les métaux concentrent ces lignes de forces magnétiques en leur sein. Après une aimantation, un magnétisme résiduel subsiste (magnétisme rémanent) sur certains métaux et plus particulièrement ceux qui sont ferromagnétiques comme les aciers.

Magnétique L'entrefer d'un aimant (entre les pôles nord et sud) est démagnétisant. Pour conserver à celui-ci son pouvoir magnétisant, les lignes de champ magnétique doivent pouvoir se refermer sur une masse métallique « perméable » disposée à proximité comme c'est le cas de la paroi d'une conduite que l'on désire ausculter. En présence d'un défaut (perméabilité différente) ou d'une perte de métal, les lignes de champ magnétique comme dans un isolant se dispersent pour partie, créant ainsi une perte de flux qui peut être alors repérée et évaluée.

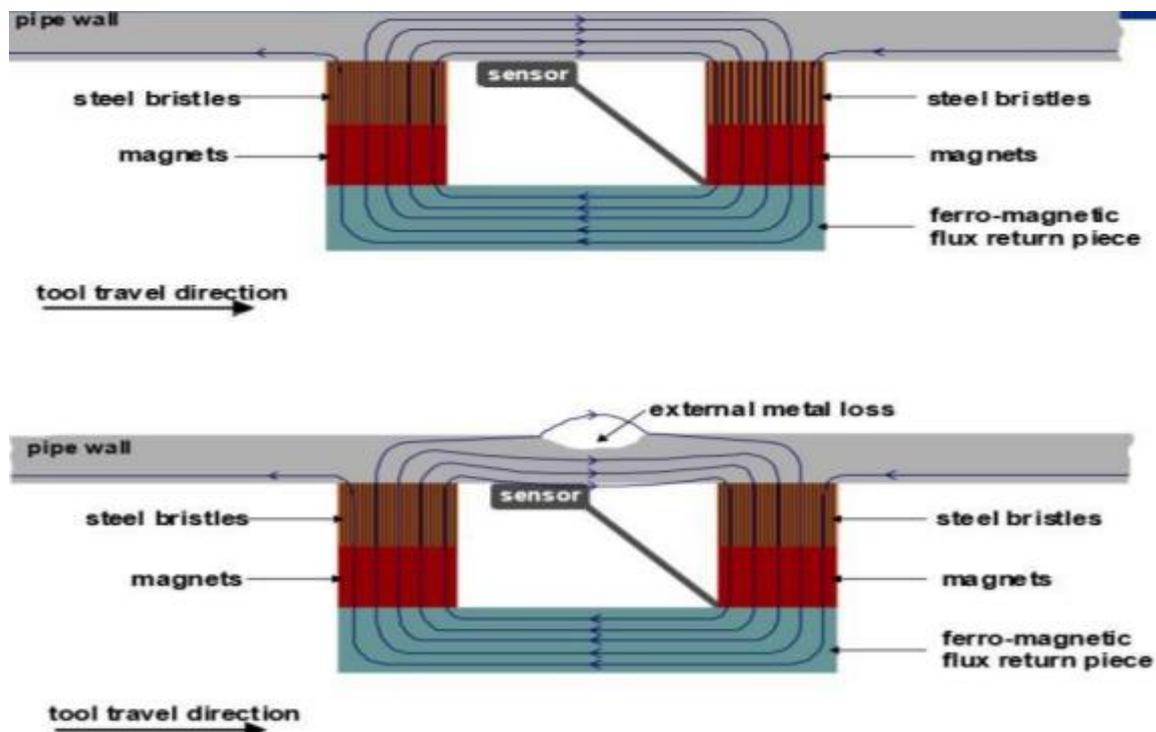


Figure III.16 : Répartition des lignes de champ magnétique dans la surface de pipe en l'absence et en présence d'une perte de métal.

III.6.2.2 Métrologie

- **Principe :** Les outils développés jusqu'ici consistent en une aimantation (nord, sud) longitudinale ou transversale de la paroi interne de la conduite, c'est-à-dire colinéaire ou perpendiculaire à l'axe de cette dernière. On dispose alors sommairement soit d'aimants permanents reliés mécaniquement par une barre d'acier, soit d'électro-aimants, le capteur étant placé au centre du dispositif d'aimantation. Les pièces polaires sont en contact mécanique et magnétique avec la paroi de la canalisation par l'intermédiaire d'un jeu de brosses métalliques ferromagnétiques. L'ensemble est plaqué vigoureusement sur la paroi par un dispositif élastique plus ou moins élaboré, composé de ressorts et d'amortisseurs permettant de compenser les variations de relief ou de restriction de diamètre pendant l'opération en ligne
- **Puissance d'aimantation :** La qualité des mesures va dépendre bien entendu des propriétés électromagnétiques de l'acier du pipeline et de son épaisseur mais aussi de la puissance d'aimantation fournie par l'outil. L'apparition relativement récente d'aimants permanents très performants comme ceux élaborés à base d'Alnico (aluminium nickel cobalt) ou de terres rares comme les neodymium-borel ou encore les samarium-cobalt qui peuvent développer respectivement des aimantations de plusieurs dizaines de megaGauss-Oersted et des forces de plus de 150 kg rendent maintenant l'utilisation des électroaimants consommant de l'énergie complètement obsolète. Sur le plan pratique, l'augmentation de l'intensité de l'aimantation B a pour incidence immédiate un accroissement de la dispersion des lignes de champ en présence d'une perte de métal et est par conséquent un facteur d'amplification important du phénomène de distorsion.

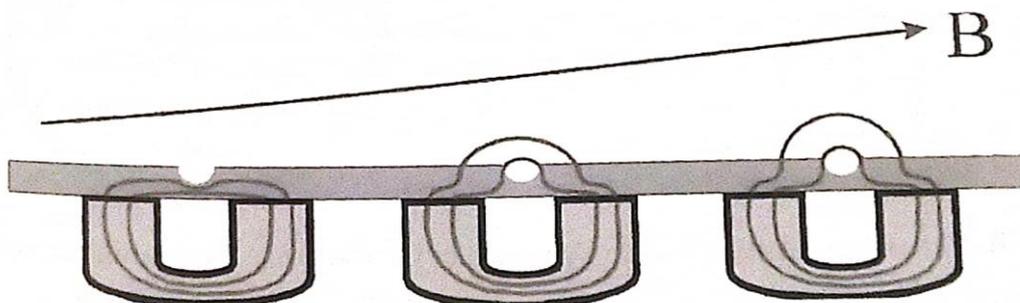


Figure III.17 : Distribution des lignes de champ en fonction de l'augmentation de l'intensité d'aimantation.

D'autre part, comme on le verra par la suite, la vitesse du véhicule dans un environnement magnétique non négligeable aura un impact important sur la puissance d'aimantation résultante.

La mise en évidence d'une anomalie va dépendre directement de l'orientation de cette dernière par rapport à la direction de l'aimantation. Les premiers systèmes de détection pour des raisons pratiques et des problèmes de résolution et de couverture d'auscultation ont considéré une magnétisation orientée longitudinalement (pôles NS placés colinéairement à l'axe du pipe), ce qui a eu pour conséquence de pouvoir identifier uniquement des anomalies transversales (perpendiculaire à l'axe du pipe)

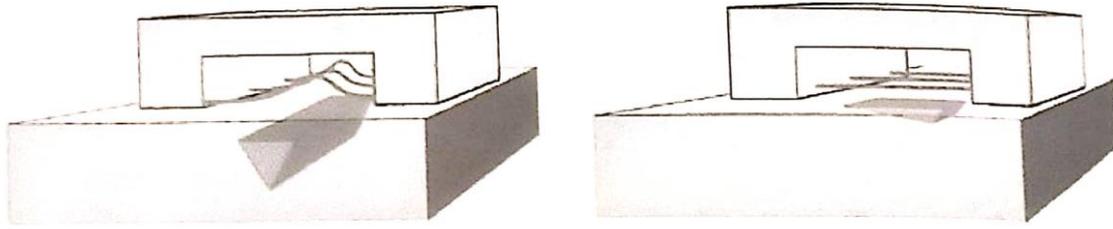


Figure III.18 : Distribution des lignes de champ par rapport à l'orientation de l'anomalie La détection ne se fait que lorsque l'anomalie est perpendiculaire aux lignes de champ.

Depuis peu de temps, deux sociétés (Trapil et Rosen Engineering) proposent des systèmes originaux et différents d'aimantation circumférentielle ou transverse (perpendiculaire à l'axe du pipeline) sensibles aux anomalies longitudinales (dans l'axe de la canalisation) et possédant des caractéristiques d'auscultation acceptables.

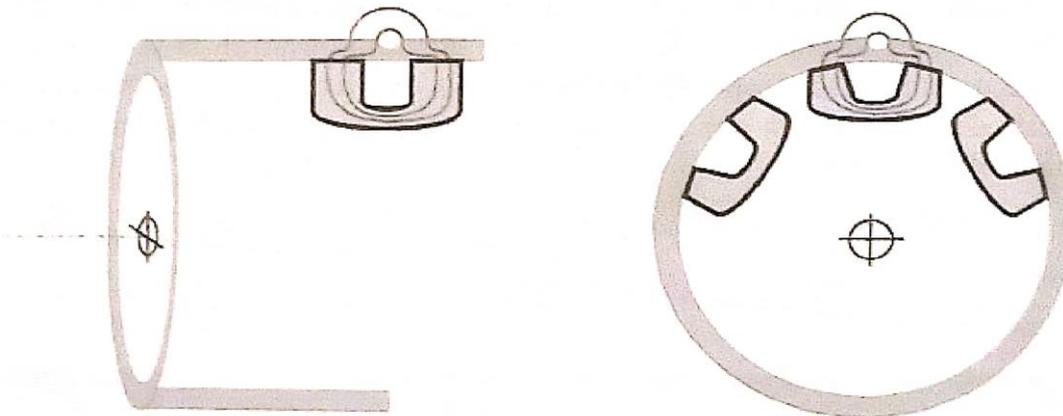


Figure III.20 : Aimantation longitudinale ou axiale et transversale d'une conduite en acier.

- **Mesures :** Les capteurs disposés par exemple dans l'entrefer des aimants doivent pouvoir mesurer les variations de flux magnétique engendrées par les pertes de matières dues à la corrosion. Dans l'auscultation dynamique des conduites, on se sert comme capteurs soit de bobines ou d'antennes à induction de moins en moins utilisées mais dont l'avantage est de ne pas consommer d'énergie, soit de sondes à effet Hall. Celles-ci sont plongées dans un bruit de fond relativement important, imputé d'une part au magnétisme résiduel de la conduite et d'autre part aux effets de la vitesse de déplacement du véhicule sur la magnétisation et sur la dispersion des lignes de champ au niveau des défauts.

III.6.2.2.3 Les différents racleurs à pertes de flux

Première technique inaugurée dans les ILI, les racleurs à pertes de flux magnétique ont rendu service pour l'inspection des gazoducs en particulier. On les recon-naît très facilement grâce à leur aspect externe beaucoup moins ramassé que les autres racleurs mais surtout à la présence des brosses de magnétisation.

- **Racleurs MFL à aimantation axiale**

L'aimantation a lieu dans la direction colinéaire à l'axe du pipeline. Cette technique permet de mettre en évidence uniquement les structures anormales perpendiculaires à cet axe. Les premiers outils de ce type ont été destinés à la détection de corrosion externe, la demande des pétroliers, des outils permettant de distinguer les pertes internes et externes ont été mis en service, Ils présentent alors une seconde série de capteurs éloignés du circuit de magnétisation, souvent placés en queue d'équipage. La typologie de cet ensemble permet alors d'effectuer des mesures dans un champ rémanent désaturé et par conséquent plus sensible aux anomalies internes de la paroi du pipeline.

- **Dual MFL à aimantation axiale**

Des physiciens du centre de recherche de Rattelle (2005) ont mis au point récemment une technique de double magnétisation axiale permettant d'isoler à terme plus précisément les défauts de structure, des anomalies dues aux défauts meullurgiques et aux pertes de métal.

- **Racleurs MFI à aimantation transverse**

Deux sociétés (Trapil et Rosen Engineering proposent au service un racleur à aimantation transverse (perpendiculaire à l'axe de la canalisation) permettant la détection de fissures longitudinales (colinéaires à l'axe du pipeline).

- System Rosen
- System trapil

III.6.2.2.4 Performances des outils

Dans la grande majorité des cas, les outils à pertes de flux magnétique sont proposés selon les constructeurs dans une gamme qui couvre les pipes du 6 " au 56 " . La détection des piqûres est fonction du rapport de leurs dimensions géométriques (profondeur / longueur) et donne de meilleurs résultats quand ce rapport est supérieur à un. Dans ces conditions, des anomalies millimétriques voire inférieures peuvent être détectées. Enfin, grâce à la miniaturisation, on constate depuis peu l'apparition d'outils combinés flux axial et transverse associés à une localisation 3D.

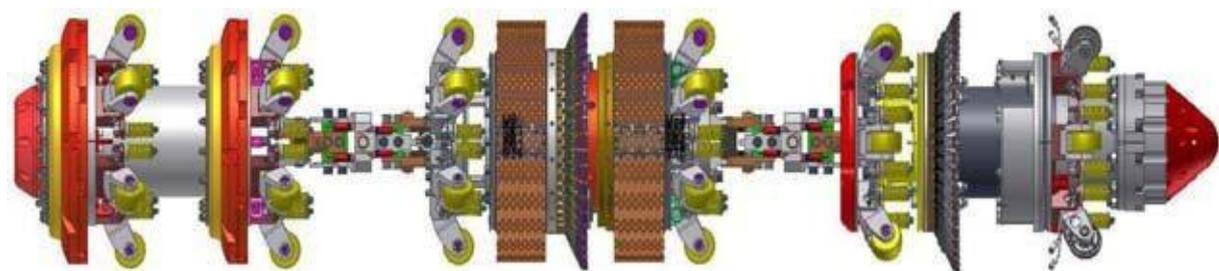


Figure III.21 : Outil intelligent type MFL

III.6.2.3 Les racleurs ultrasons à couplant :

L'auscultation par ces racleurs instrumentés doit s'effectuer uniquement en présence de liquide. La rupture d'impédance entre un gaz et un solide est si importante que l'énergie est dissipée très rapidement et ne peut atteindre dans ces conditions la paroi du pipe. Figure Essentiellement conçue pour les oléoducs, cette technologie peut cependant être utilisée sur

des lignes de gaz moyennant des aménagements opérationnels importants puisque qu'il est indispensable de faire circuler le véhicule dans batch de liquide (huile, essence ou eau) ³ contenu entre deux pistons de séparation Ce dispositif est relativement difficile à mettre en œuvre et n'est appliqué que très rarement. En outre, il nécessite une préparation et un conditionnement de ligne (séchage) qui alourdit les conditions d'inspection. Enfin, cette commodité utilisée qu'en dernier recours car l'immobilisation d'une ligne de gaz a un coût économique et politique bien évidemment plus élevé que celle d'une ligne d'huile ou d'essence.

III.6.2.3.1 Principe de la méthode

Le passage d'une onde dans un ou plusieurs milieux matériels s'accompagne général de différentes interactions qui peuvent être mises à profit pour en déceler soit les caractéristiques physiques (densité, porosité, vitesse de propagation, etc. soit des caractéristiques géométriques (artéfacts, inclusion, discontinuités, interfaces, etc.).

Dans l'inspection en ligne, ce sont bien entendu les mesures intéressantes phénomènes de réflexion et réfraction qui vont être utilisés mais on peut imaginer dans un avenir proche que les problèmes de contraintes et déformations (réarrangement cristallin de l'acier) soient abordés en étudiant d'autres interactions acoustiques.

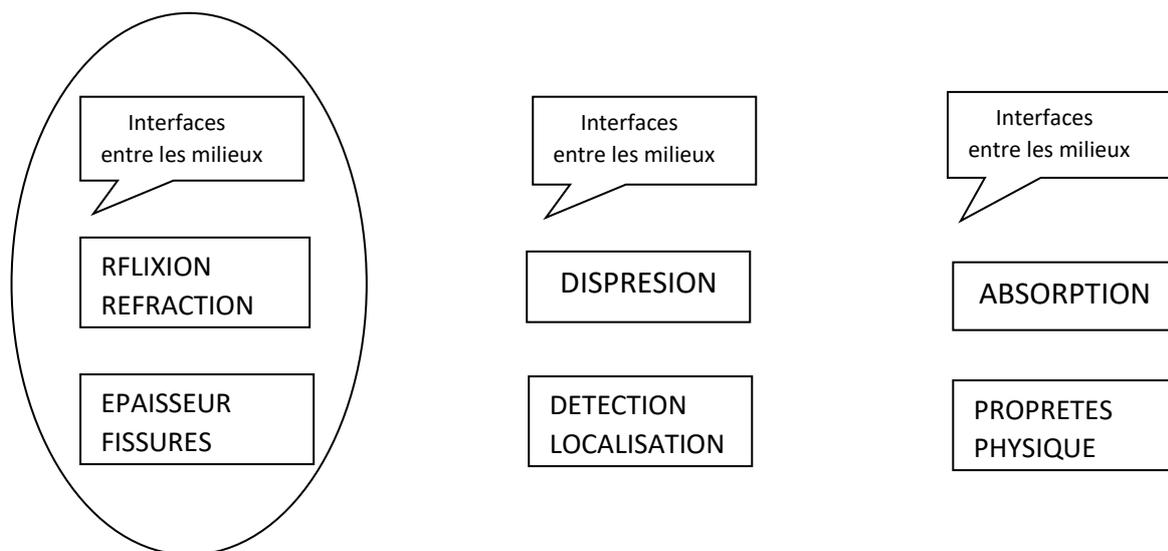


Figure III.22 : Phénomènes physiques généraux et investigations concomitantes intéressants la propagation d'une onde acoustique

Le principe de la méthode actuelle est fondé sur la mesure du temps que met une onde acoustique et plus particulièrement ultrasonique (gamme de 20 kHz 120 MHz) à aller et venir d'un point à un autre plus précisément lorsque cette dernière se réfléchit sur une surface de discontinuité, ce qui se produit lorsqu'elle rencontre un milieu d'impédance acoustique différente¹. On utilise pour cette opération un émetteur / récepteur assurant au contact du matériel ausculté par l'intermédiaire du liquide ou couplant une transduction le plus souvent piézoélectrique.

III.6.2.3.2 Mesure de l'épaisseur

Le principe de la méthode classiquement utilisée est une approche à une dimension qui consiste dans une mesure du temps de transit T , entre l'onde réfléchie et l'onde réfractée se propageant à travers le couplant et la paroi de la conduite et se réfléchissant successivement sur les deux surfaces de discontinuité (couplant / acier et acier / milieu externe).

La connaissance des vitesses moyennes de propagation de ces ondes dans l'acier (et non de la vitesse absolue c de la conduite) donne une estimation de l'épaisseur résiduelle E_r du pipeline telle que :

$$E_r = \bar{c} \frac{(T_2 - T_1)}{2} = \bar{c} \frac{T_1}{2}$$

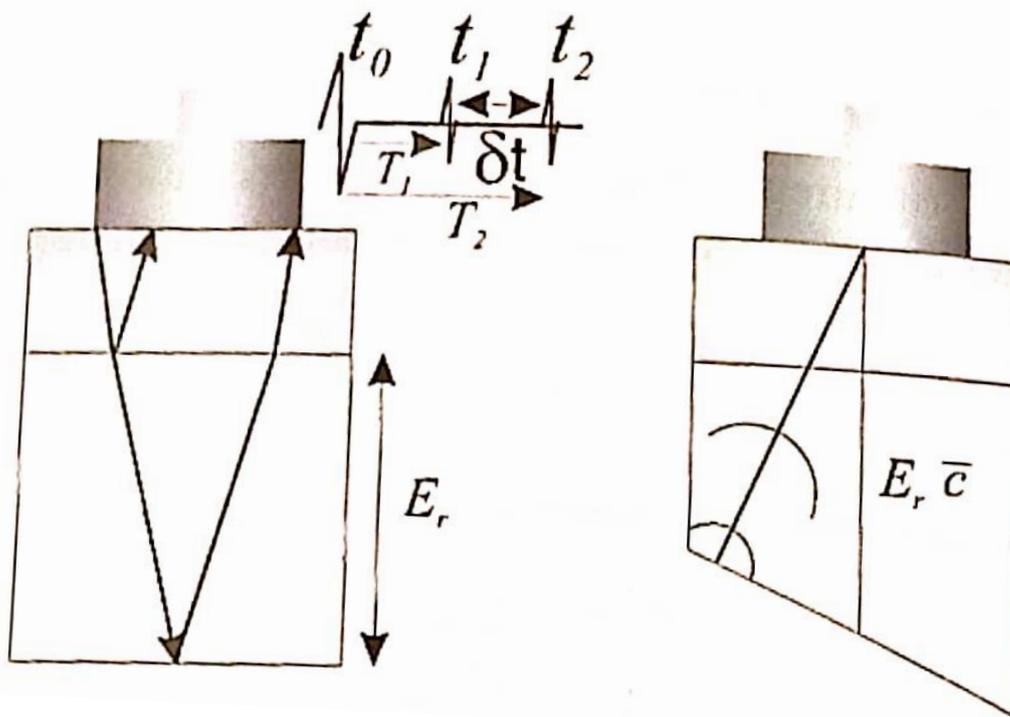


Figure III.23 : Schémas de principe de la mesure de l'épaisseur par ultrasons via couplant liquide.

III.6.2.3.3 Les racleurs à ultrasons

Les racleurs US sont pratiquement tous composés pour les diamètres intermédiaires et inférieurs d'un train de containers plus ou moins nombreux, la partie capteurs » étant placée très souvent en queue d'équipage, la partie alimentation électrique, la plus lourde, en avant, et la partie électronique au centre. Pour les gros diamètres, le racleur reste monolithique et la partie mesure se trouve alors au centre du corps de l'outil ou légèrement excentrée pour des raisons d'équilibrage et de centrage.

Avec ce type d'outil, il est seulement possible de mesurer les épaisseurs, car les variations d'excentrement, de stand - off (distance séparant le transducteur de la paroi du pipe) ne

permettent pas des évaluations objectives des caractéristiques géométriques comme les rayons. Par ailleurs, lorsque le racleur est soumis à des contraintes de propulsion occasionnant des défauts d'alignement (l'axe du racleur n'étant plus colinéaire à l'axe de la conduite), les évaluations de l'épaisseur résiduelle sont alors sur - estimées (trajet des ondes rallongé, dû à l'obliquité des capteurs par rapport à la paroi du pipe).

Afin de pallier cet inconvénient, des sociétés comme Pipetronix mettent à disposition depuis une dizaine d'années des racleurs dont la partie capteurs est constituée d'un corps semi- rigide plus ou moins déformable, sur lequel vient s'enficher un ensemble de barrettes linéaires, amovibles, portant une pluralité de transducteurs, selon les cas plus ou moins inclinés. Leur surface parlante reste alors perpendiculaire à la paroi de la canalisation. La disposition de celles -ci fait en sorte qu'il y a, pour un déplacement équivalent à sa longueur, une surface maximale couverte par l'auscultation. Cet arrangement est bien entendu limité par la taille des senseurs et le diamètre de l'outil. Pour des inspections requérant une très haute résolution, des transmetteurs peuvent être inclinés (Barbian et al, 2003) permettant ainsi un chevauchement de l'acquisition. La distance qui sépare les transducteurs de la paroi du pipe (stand - off) est d'au moins 2,5 cm, voire plus courte pour les technologies permettant le maintien du stand - off constant (ex. Pipetronix). Ceci permet par ailleurs d'optimiser l'émission dans le domaine du champ lointain.



Figure III.24 : Outil intelligent type ultrasonique

III.6.3 La meilleure technique d'inspection :

L'inspection MFL a vu le jour il y a à peine une cinquantaine d'années. C'est la technique d'auscultation en ligne la plus ancienne, la plus usitée, et celle qui a probablement le plus évolué notamment au cours de ces dernières années grâce à l'apparition des modèles numériques d'interprétation. Jusqu'à ce jour, si elle a été sans rivale pour le contrôle des lignes de gaz, elle n'est pas arrivée pour les autres canalisations de transport de liquide à la hauteur des performances des technologies acoustiques qui restent encore aujourd'hui plus quantitatives. Beaucoup plus sensibles aux caractéristiques intrinsèques des conduites, la méthode MFL nécessitera encore des moyens de traitement de plus en plus élaborés. Hier outil de détection généraliste, l'auscultation MFL s'appliquera probablement demain sur des problèmes beaucoup plus spécifiques là où la technologie US sera prise en défaut. Trois des avantages essentiels de l'inspection ultrasonore proviennent du fait que :

- Les dimensions du défaut localisé ont peu de relation avec le volume de matière dans lequel il se trouve, ce qui rend la technique particulièrement sensible à la détection de fissures ou d'anomalies de petites surfaces en utilisant un minimum d'énergie ;

- La directivité de la méthode permet une localisation très précise des défauts dans l'espace ;
- L'investigation est moins soumise que la technologie MFL aux variations des caractéristiques physiques de l'acier des pipelines. Apparue tardivement sur le marché de l'ILI, l'inspection ultrasonique est en passe aujourd'hui de conquérir le marché des lignes de gaz, pouvant détrôner ainsi à plus ou moins court terme les ILI à pertes de flux magnétique. L'apparition de la technologie EMAT, si elle s'avère performante, occultant l'utilisation de cou plant et ses problèmes, pourrait dans un proche avenir avoir des conséquences non négligeables sur le marché de l'intelligent pigging.

III.7 Interprétation des résultats d'inspection :

Une opération d'inspection est en principe incluse dans un programme global de maintenance de la ligne. Les résultats doivent donc être présentés sous une forme permettant une interprétation directe par les services de maintenance. D'une façon générale, les outils modernes autorisent un double traitement des données :

- Un traitement préliminaire sur site par utilisation d'un micro - ordinateur et d'un logiciel adéquat,
- Un traitement plus fin dans le centre informatique du fournisseur de l'outil. Les résultats peuvent revêtir quatre formes de présentation selon les logiciels.

III.7.1 Présentation des mesures

Les résultats du run s'affichent sous forme de feuilles de type Windows pouvant être imprimées sous plusieurs formats pour les rapports. Sont disponibles :

- Les présentations Ascan (1) ou log : les données sont présentées sous forme de courbes ID (variable enregistrée en ordonnée et distance en abscisse) ;
- Les présentations Bscan (2) : les données sont inscrites en fausses couleurs dans un plan (2D) représentant une coupe ou une section de pipe perpendiculaire à l'axe de ce dernier.
- Les présentations Cscan (3) : représentations en trois dimensions (3D) soit d'un développé en fonction de la distance de la paroi du pipeline de 0 à 360 °, soit d'éléments remarquables présentant un intérêt particulier⁶⁹ ;
- Les présentations Dscan (4) : représentation assimilable à une vue latérale e trois dimensions (3D) ;
- Les présentations numériques (5) sous forme de tableau de nombres ;
- Les présentations statistiques (6) sous forme d'histogramme ou de camembert.

On associe à ces résultats des diagrammes croisés (crossplot) qui permette soit d'évaluer des corrélations entre paramètres (rayon de courbure et anomalie par exemple) soit d'effectuer certaines normalisations (calibration, log qualité, régression, etc.). Le développement

d'interprétation quicklook permet entre autres d'accéder directement à des informations de management grâce au déclenchement d'alarmes dont les seuils ont été préalablement définis

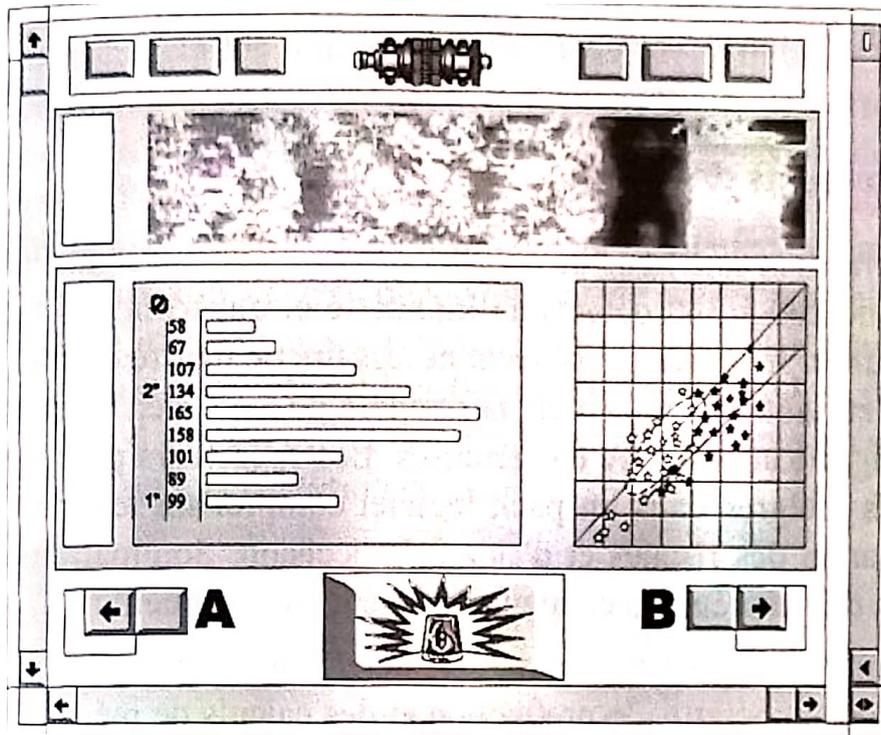


Figure III.25 : Cross plot de normalisation et histogramme.

Ces représentations essentiellement graphiques peuvent être exploitées sous un environnement informatique de type Windows disponible sur des machines micro de type PC ou compatible

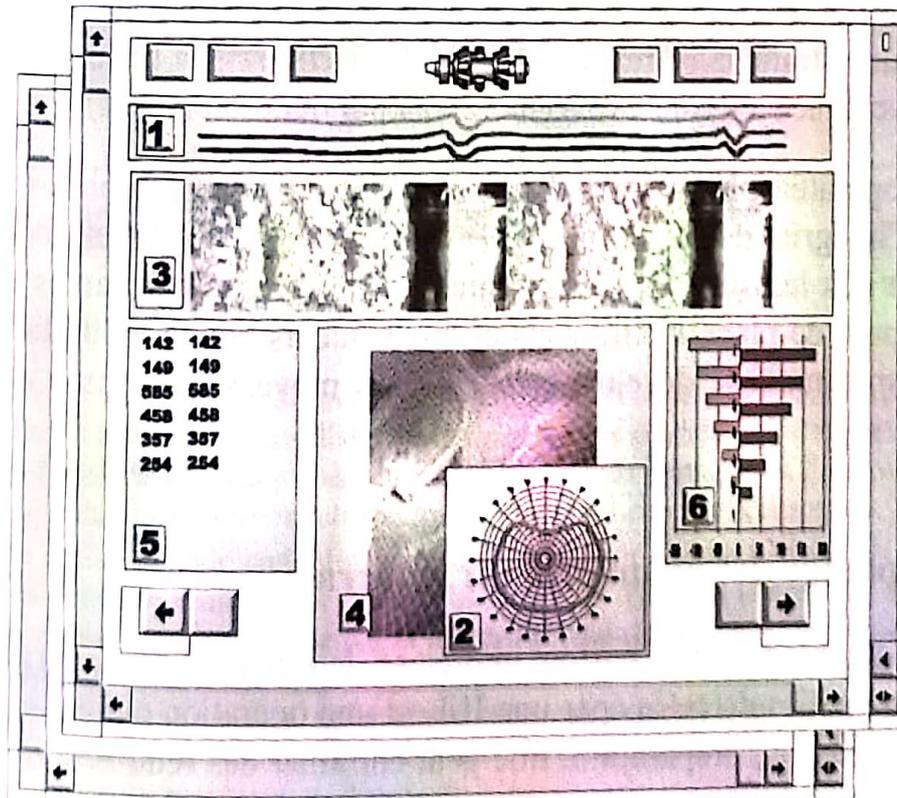


Figure III.26 : Résultats présentés sous forme de log et de diagramme.

Des représentations 4D peuvent aussi être proposées. Elles s'intéressent exemple à l'évolution d'une anomalie dans le temps en intégrant des vitesses corrosion ou bien encore en positionnant géographiquement un défaut 3D sur carte géographique ou topographique. L'acquisition et le traitement numérique autorisent maintenant pratiquement toutes les possibilités graphiques pour aider la visualisation des phénomènes.

IV.1 Introduction

Pour l'évaluation des risques et la prévention des incidents, des bureaux de certification ou des organismes comme le Concawe en Europe émet des préconisations pour la prévention des risques (Martin, 1998). Celles - ci s'appliquent du design jusqu'à la maintenance en passant par la surveillance. Plus spécifiquement, à partir de :

- Données topologiques recueillies par l'inspection en ligne (mesures).
- Caractéristiques physiques sur la pipe.
- Éléments de la production.

Il est possible d'évaluer mathématiquement la dangerosité d'un dommage ou d'une attaque de corrosion sur la paroi d'une conduite. Cette recherche peut être menée rapidement par des calculs analytiques ne prenant en compte que certains paramètres et moyennant quelques simplifications. Dans une grande partie des cas cette formulation peut suffire

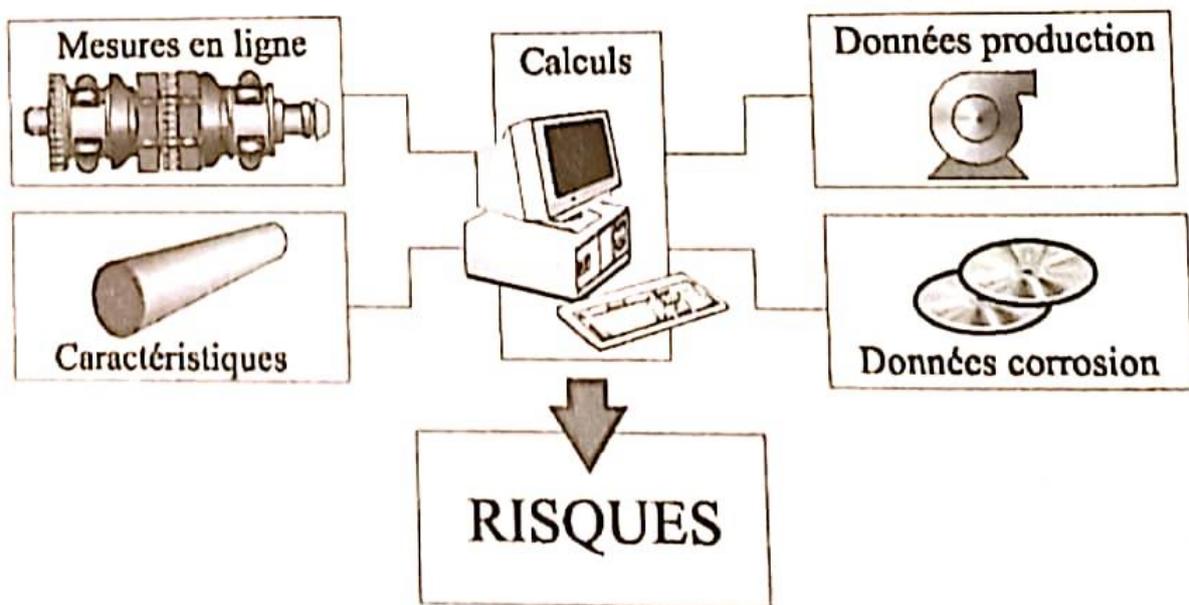


Figure IV.1 : Chain d'évaluation des risques

Depuis le développement des méthodes de calculs numériques dans les années 1980, un grand nombre de paramètres peuvent être insérés dans des modèles plus complexes autorisant ainsi des simulations beaucoup plus fines. Par le calcul analytique, la connaissance de la topologie des anomalies et plus particulièrement leur forme et leur étendue permet dans un certain nombre de cas d'évaluer en fonction des conditions d'exploitation le risque encouru. La technique qui permet d'obtenir la contrainte résiduelle (résiduals or remaining stress) a été mise au point il y a maintenant une vingtaine d'années. L'exploitant peut utiliser les programmes automatiques de calculs ANSI / ASME B31G (Standards internationaux, 2004 ; Ellenberger, 2006), SHELL 92 ou DNV RP - F 101 pour déterminer la pression de calcul sur un tube corrodé (perte d'épaisseur) et les codes ASME B 31.4 ou API 1160 évaluer

l'acceptabilité d'un défaut d'enfoncement .L'application des codes précités doit conduire soit au remplacement par un tube neuf , soit au renforcement du tube , soit à laisser le défaut en l'état sous réserve que le transporteur mette en œuvre un dispositif de surveillance de son évolution .Dans le cadre de la réparation du tube , l'exploitant peut appliquer les méthodes suivant :

- Évaluation de la pression admissible.
- Détermination de l'étendue de la corrosion.
- Evaluation de la longueur critique de la zone corrodée.

IV.2 Définitions générales

- **La pression maximale de service (PMS)** : est la limite de pression pour l'utilisation d'une conduite d'un équipement, dépend des caractéristiques du pipeline (t, D, Nuance d'acier)

$$P_{ms} = \frac{2K_s t \sigma_e}{D_{ext}}$$

Nb : la valeur de la Pms dépend de la méthode utilisée et sa rigueur.

- **Pression réduite (Pred)** : Elle représente la nouvelle PMS de pipeline corrodé. Elle est toujours inférieure ou égale à la PMS original.

La profondeur d'une perte de métal due à la corrosion peut être exprimée en pourcentage de l'épaisseur nominale de la paroi du pipeline telle que :

$$\text{Prof \%} = 100 d/t$$

Ou d est la profondeur maximum de la zone corrodée, (d/t) Elle définit le type de défaut suivant les normes

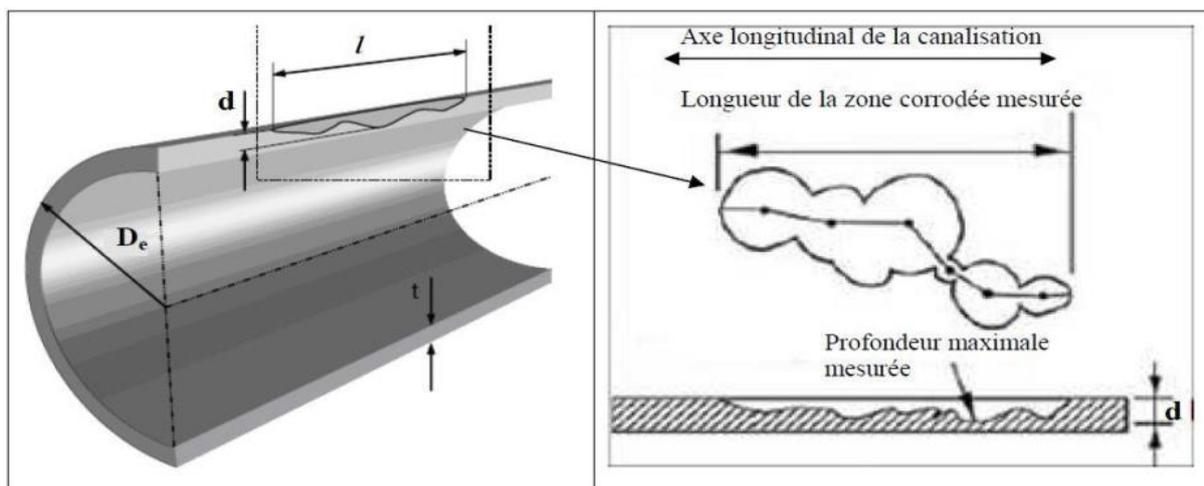


Figure IV.2 : Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline

- **Définition du facteur de réduction de la pression Cpr :**

Ce facteur est utilisé pour classer rapidement les points de corrosion par ordre de gravité. Plus ce rapport est faible plus la gravité du défaut est importante. Il est calculé par la relation suivante :

$$Cpr = \frac{Pred}{Pms}$$

PMS : La pression maximale de service (bars).

Pred : Pression réduite (bars).

Si $Cpr < 1$ la nouvelle pression maximale de service ne doit pas excéder la valeur de la Pms précédente ou la région corrodée doit être réparée ou remplacée

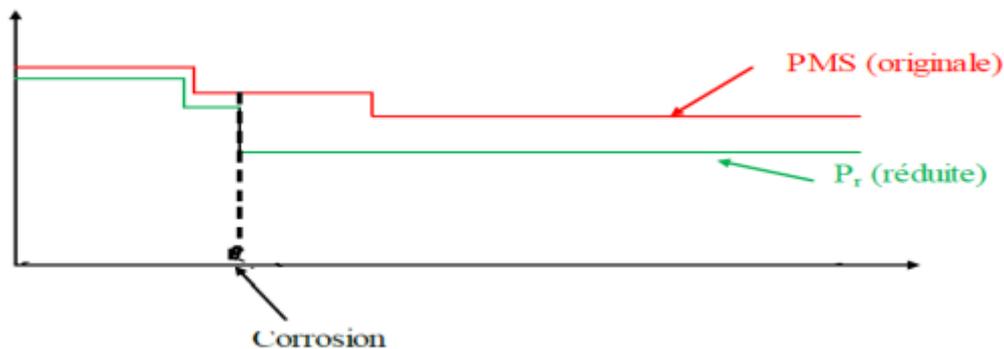


Figure IV.3 : Nouvelle pression maximale d'un pipeline corrodé

IV.3 Classification des pertes de métal

Chaque compagnie de service ou pétrolière (Shell, 1998) qui opère a mis au point sa propre classification. Elle est donnée en général en pourcentage de perte de métal perdue en fonction, soit de l'épaisseur nominale de la paroi de la conduite, soit de la surface corrodée A. Ces nomenclatures sont bien entendu en adéquation avec les performances des outils d'inspection respectifs et correspondent bien souvent aux spécifications et performances de ces outils

(États-unis)		British Gas/GE (Grande-Bretagne)	
Linalog			
Définitions		% t	Surface
Grade 1	Minor anomaly	15 à 30	Piqures < 3t *3t
Grade 2	Medium anomaly	30 à 50	Général >3t *3t
Grade 3	Major anomaly	> 50	Arrachement circonférentiel -
Grade 4	Inclassable	-	Arrachement axial -

Tableau IV.1 : Nomenclature en fonction de l'épaisseur nominale de la paroi

C'est probablement la classification de la compagnie Rosen Engineering qui est à l'heure actuelle la plus précise en ce domaine, en ce sens où cette nomenclature tient compte de chaque dimension, longueur (L), largeur (W) (avec $A = L \times W$).

Tableau IV.2 : classification nominative en fonction des dimensions surfaciques de

ROSEN (Allemagne)	
Perte de métal	Définitions
1 Piques	$1A < W < 6A$ et $1A < L < 6A$
2 Générale	$W > 3A$ et $1A < 3A$
3 Arrachement circonférentiel	$L/W < 0.5$ et $1A < L < 3A$
4 Arrachement axial	$1A < W < 3A$ et $L/W > 2$
5 Perforation	$0 < W < 1A$ et $0 < L < 1A$
6 Fente axiale	$0 < W < 1A$ et $L > 1A$
7 Fente circonférentiel	$W > 1A$ et $0 < L < 1A$

l'anomalie

Ce tableau peut par ailleurs se résumer sous forme graphique où les différentes dimensions (L, W) donnent automatiquement l'allure et la surface de l'anomalie détectée et par là - même le rang de classification pour différentes typologies de perte métallique.

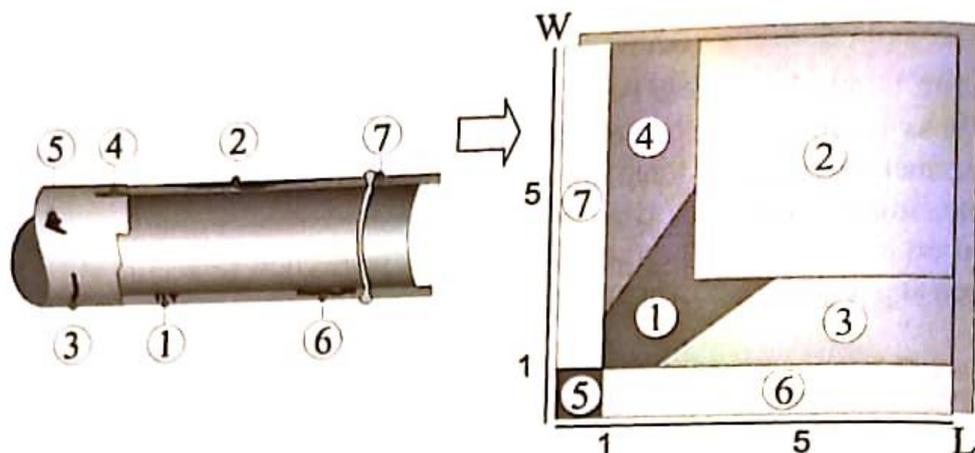


Figure IV.4 : classification graphique des typologies de corrosion rencontrées sur les conduites d'hydrocarbures.

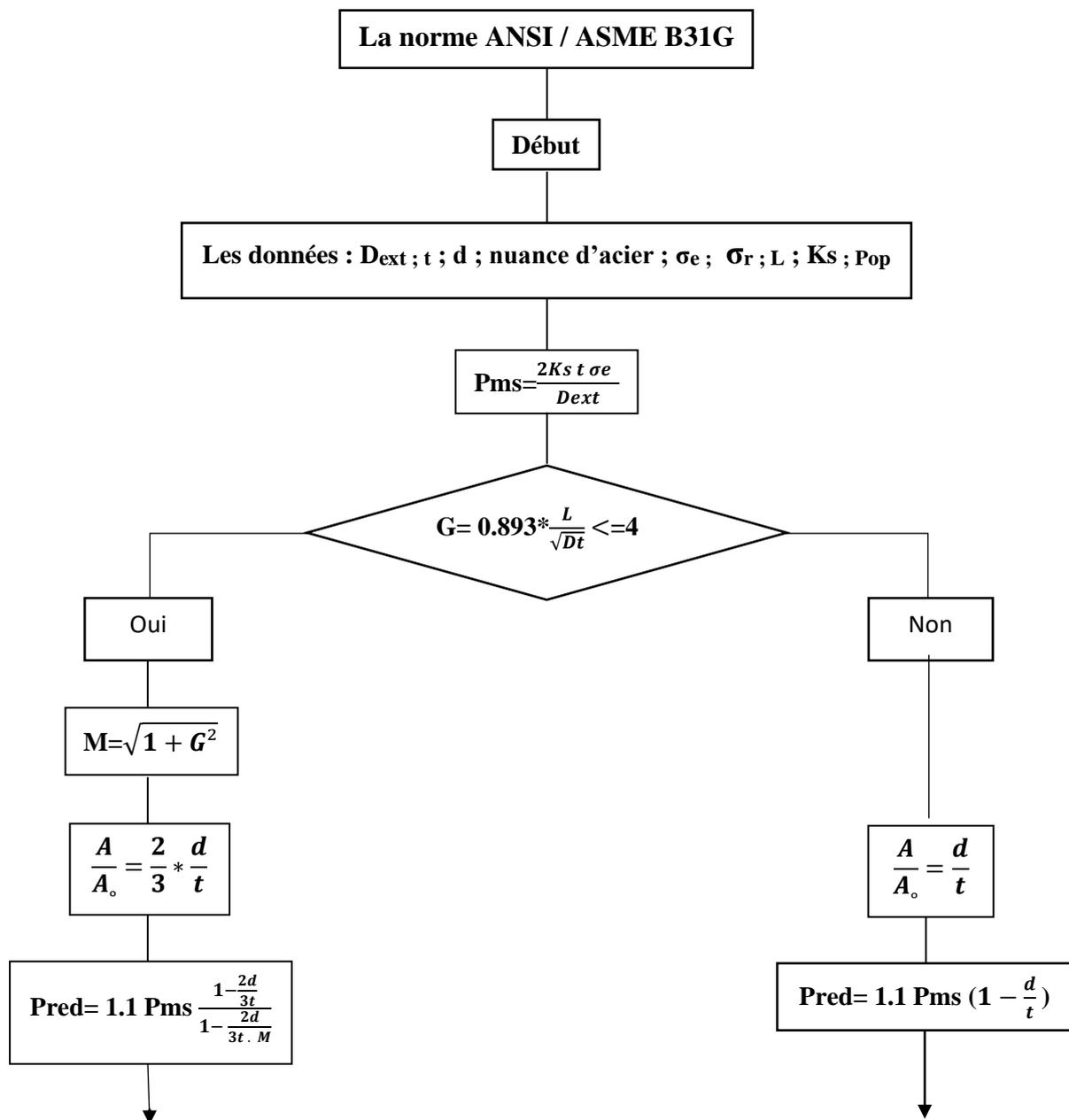
IV.4 Différentes normes de calcul

IV.4.1 La norme ANSI / ASME B31G

La norme B31G est une méthode de calcul de la PMS et la perte de métal limite (d/t) cr d'une canalisation corrodée en vue de sa réhabilitation, elle est développée par le laboratoire batelle sous la supervision du comité de corrosion de l'American Gas Association (AGA). Le critère B31G est prévu pour être de simple utilisation et tenir compte d'un large facteur de sécurité, il requiert un minimum d'informations sur les canalisations et les défauts de corrosion et contient un certain nombre d'approximations simplificatrices.

Cette norme est largement utilisée depuis une trentaine d'années, elle donne une estimation conservatrice de la résistance restante d'une section de pipe avec une perte de métal basée sur seulement la longueur et la profondeur maximum de la corrosion, le rendant est relativement facile pour l'application dans l'exploitation des pipelines.

La méthodologie du calcul est présentée dans l'organigramme suivant :



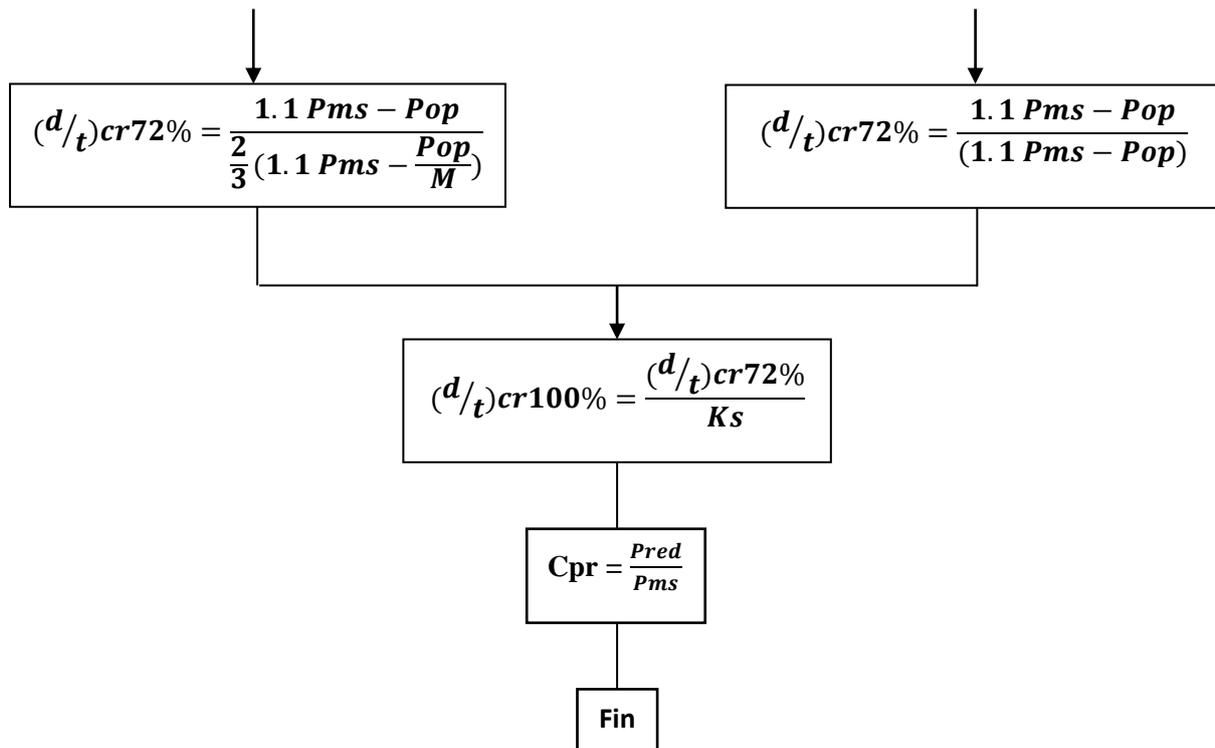


Figure IV.5 : organigramme de calcul de la norme B31G

IV.4.2 La norme ASME B31G modifiée

Le précédent critère B31G permet sur la base d'équations simplifiées l'estimation de l'effet de corrosion sur la capacité de résistance d'une conduite. Cependant, cette norme est considérée par nombreux opérateurs comme trop conservatrice ce qui peut se traduire par des recommandations de remplacement des tronçons là où ils pourraient encore être en service. Les sources de ce conservatisme ont été identifiées comme :

- L'approximation utilisée pour le facteur de Folias ;
- L'expression des résistances caractéristiques ;
- La représentation parabolique de la perte de métal.

Donc les modifications principales sur l'équation B31G original engendrent le changement de la définition du facteur de Folias. Une expression pour ce facteur est utilisée par la norme B31G modifiée, c'est une expression plus exacte et moins conservatrice.

En plus, la représentation géométrique de la perte de métal a été ainsi révisée avec un facteur de 0.85 (surface effective) plutôt que 0.67 (parabolique) dont la méthode est la plus communément connue comme RSTRENG.

Comme aussi la norme originale assimile tous les types de corrosion à deux formes simples

- Rectangulaire, avec $A = dl$ (A : surface de configurée du défaut)
- Parabolique, avec $A = 0.66 * dl$.

La norme modifiée examine trois possibilités de représentation de la surface corrodée :

- Méthode dite de la surface effective ou $A = 0.85dl$ (c'est la plus utilisée) ;
- Méthode de la longueur équivalente $A = L(eq) d$;
- Méthode de profondeur moyenne $A = d_{moy} L$.

Les expressions de cette nouvelle norme, B31 G modifiées sont données par :

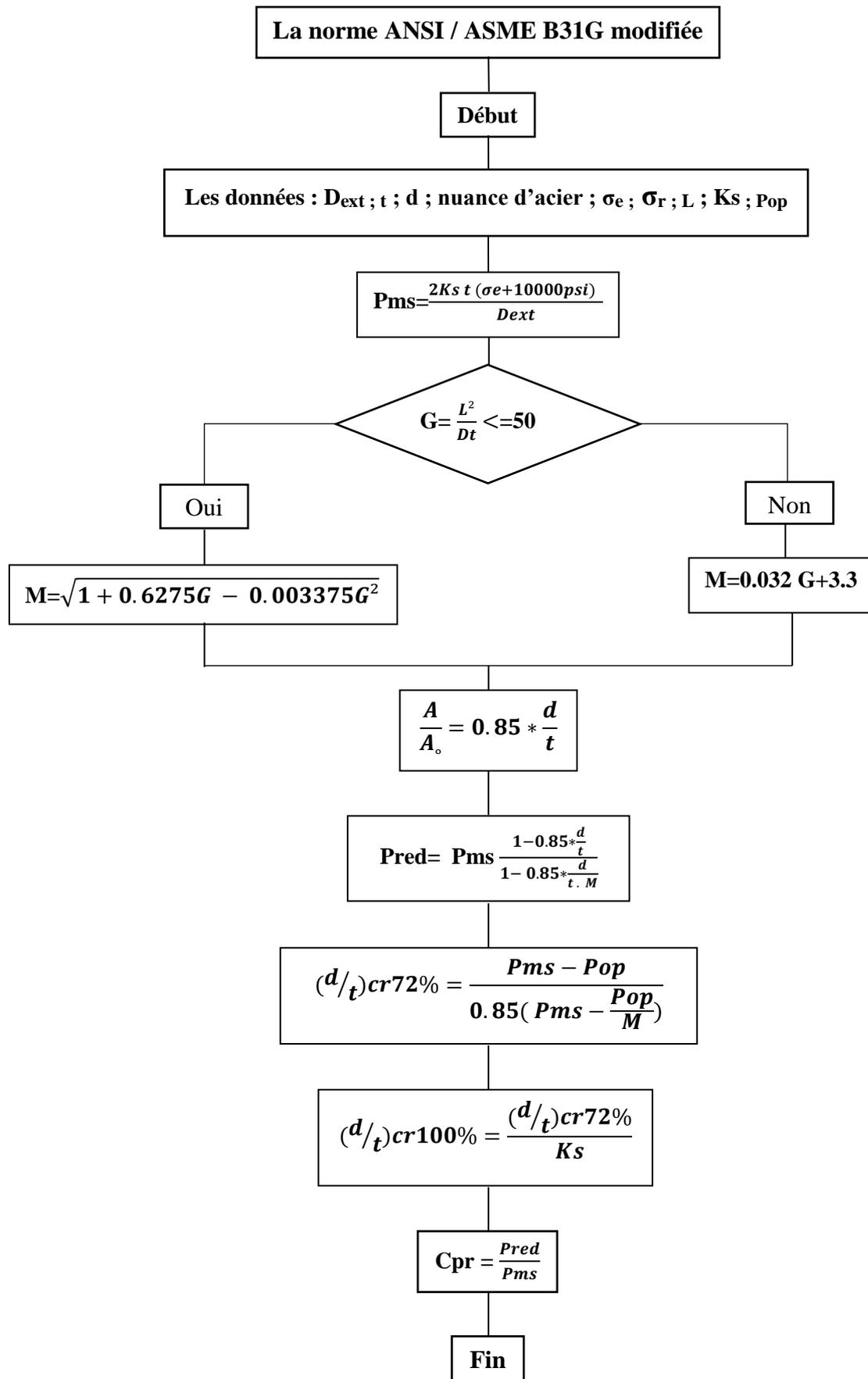


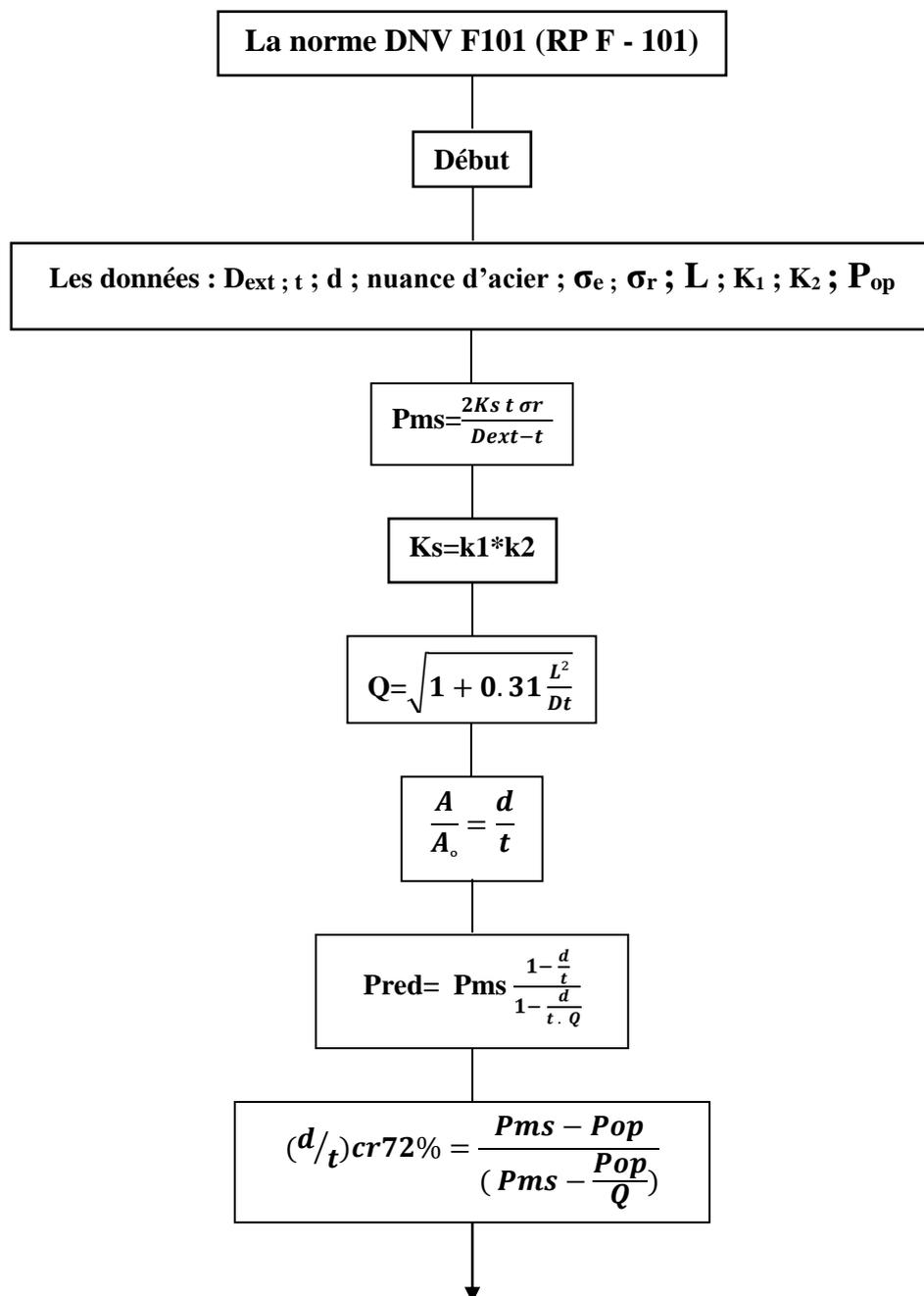
Figure IV.6 : organigramme de calcul de la norme B31G modifiée

IV.4.3 La norme DNV F101 (RP F - 101)

Le développement de la pratique recommandée (RP - 101) a été lancé pendant qu'ASME B31G était trouvée incapable de synchroniser avec les principes de conception adoptés dans les règles des canalisations du DNV. Le but pour ce Projet de recherches et de développement avec la technologie de B31G est de développer une pratique recommandée pour la détermination de la pression de fonctionnement permise des pipelines corrodés, avec un niveau cohérent de fiabilité. Les équations dans RP - F101 ont été dérivées par un calibrage probabiliste, tenant compte pour des incertitudes dans des mesures de défaut et capacité d'éclat.

La méthodologie du calcul est présentée dans l'organigramme suivant :

- $K_s = K_1 * K_2$: Coefficient de sécurité où : $K_1 = 0.9$: modeling et K_2 : facteur de sécurité.



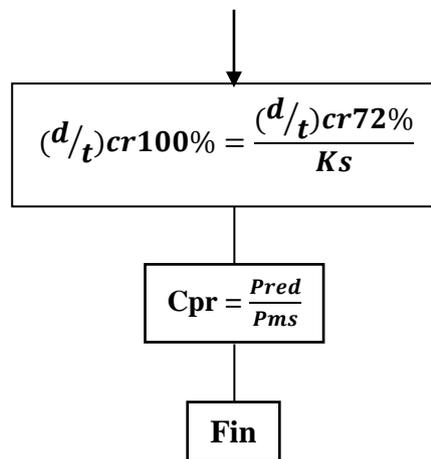
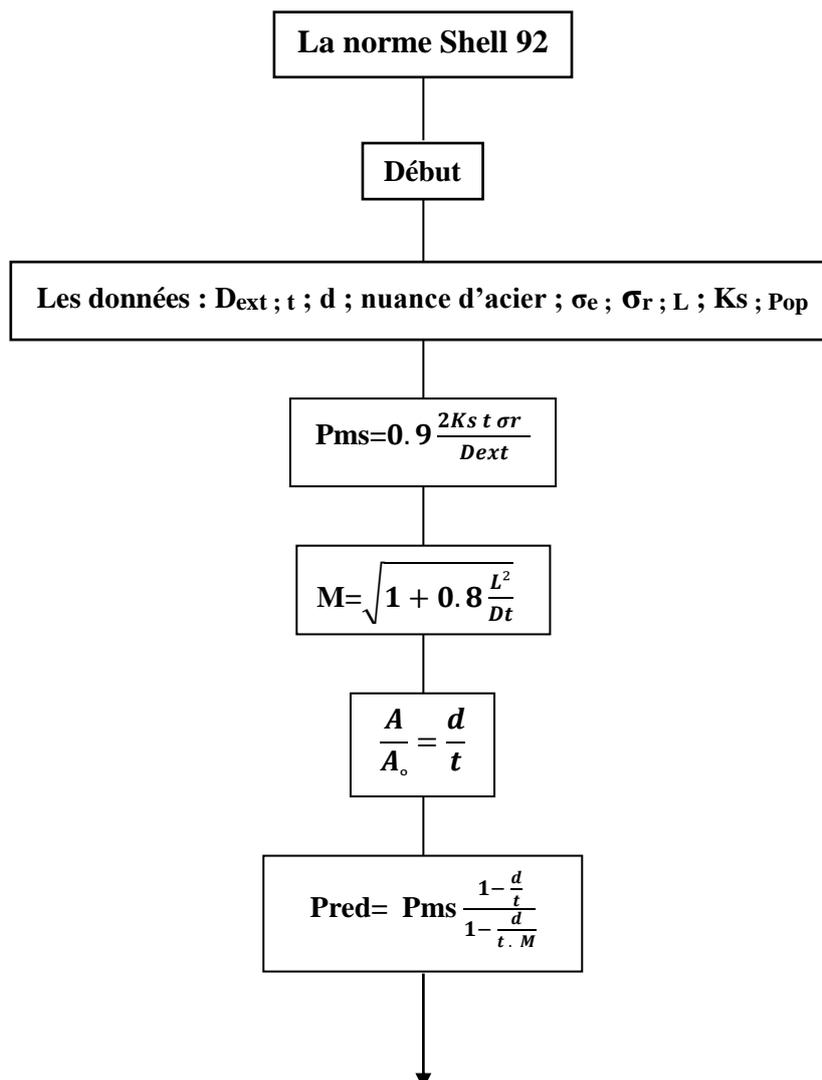


Figure IV.7 : organigramme de calcul de la norme B31G

IV.4.4 La norme Shell

Ritchie and Last (comme décrit dans Stephens et autres 1997b) ont proposé un modèle avec une forme semblable à ce de B31G, mais l'utilisation d'un écoulement souligné est égale à 90 % de la contrainte de rupture.

La méthodologie du calcul est présentée dans l'organigramme suivant :



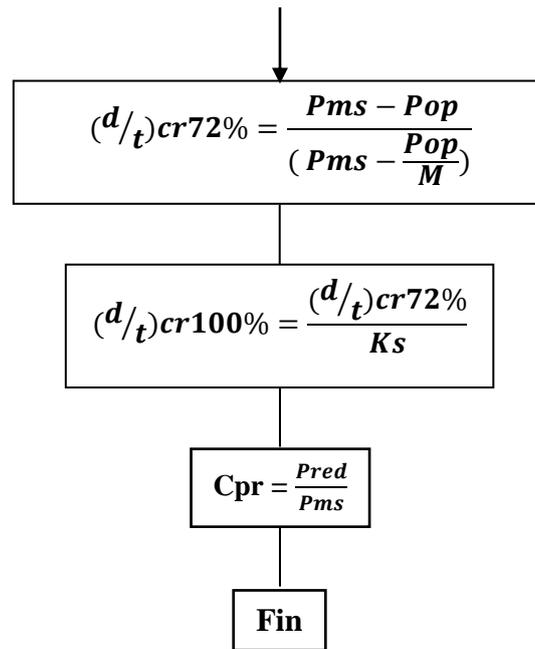


Figure IV.8 : organigramme de calcul de la norme shell92

IV.5 Application sur le GK1 « SC D-SC E »

Le gazoduc GK1 est mis en exploitation en 1971, sous des contraintes tels que la charge appliquée, les facteurs de dégradation de métal et les autres obstacles qu'on a déjà vu dans le chapitre II a resté fonctionnel jusqu'à nos jours. Une question survient, est ce que notre ouvrage reste fonctionnel jusqu'au prochaine inspection (2025).

Pour répondre à cette question nous avons utilisé une approche déterministe pour l'évaluation de son état, pour pouvoir estimer par la suite le risque de défaillance.

Le tronçon SC D-SC E est caractéristique suivant

Coefficient de sécurité ks	Longueur L (km)	Diamètre D (")	Epaisseur moyen t (mm)	Pression initiale Pi (bar)	Nuance d'acier
0.72	75.951	40	12.7	71	X52, X60, X70

Température initiale T (°K)	Rugosité e (mm)	Δz (m)	Débit volumique Qv (Sm ³ /h)
333.15	0.035	349.877	1685606

Tableau IV.3 : Caractéristique du Gk1 (tronçon SC D-SC E)

Composant	%mol
C1	83.7000
C2	7.6000
C3	1.8100
IC4	0.2900
NC4	0.3800
IC5	0.0800
NC5	0.0800
C6	0.0500
CO2	0.2200
N2	5.6200
He	0.1700
Totale	100.00

Tableau IV.4 : les composants du fluide transporté

IV.5.1 Méthode de calcul thermique et hydraulique tronçon 75,951 km x 40" SCD - SCE, GK1

Pour commencer le calcul il faut déterminer quelque paramètre de propriété du gaz notamment la masse moléculaire, la constante du gaz R.

La masse moléculaire du gaz :

$$Mm = \sum_{i=0}^n x_i M_i \quad (\text{kg/kmol})$$

Avec :

M_i : masse moléculaire.

x_i : concentration molaire d'un composant.

n : nombre du composant du gaz.

A.N :

$$Mm = 0,837 * 16,043 + 0,076 * 30,07 + \dots + 34 + 0,0017 * 4,0026 = 18,7373988 \text{ g/mol}$$

La constante du gaz :

$$R_g = \frac{R}{Mm} \quad (\text{J/kg. } ^\circ\text{k})$$

Avec :

R : constante universelle du gaz (8314 J / kg. °K)

Mm : masse moléculaire moyenne du gaz (g / mol)

A.N :

$$R_g = \frac{8314}{18.7373988} = 443,711536 \text{ (J/kg. } ^\circ\text{k)}$$

Diamètre intérieur :

$$D_{int} = D_{ext} - 2t \quad (\text{mm})$$

A.N :

$$D_{int} = 1016 - 2 \cdot 12.7 = 990.6 \text{ mm}$$

La masse volumique :

$$\rho_{gn} = \frac{\rho_{gp}}{Z} = \frac{P}{Z R_g T} \quad (\text{Kg/m}^3)$$

Avec :

ρ_{gn} : masse volumique du gaz naturel.

ρ_{gp} : masse volumique du gaz parfait.

Dans les conditions standard on a $Z=1$ $T=15^\circ\text{C}$ $P=1 \text{ atm}$

A.N :

$$\rho_{gn} = \frac{1.013 \cdot 10^5}{1 \cdot 443.71 \cdot 288.15} = 0,79230081 \text{ Kg/m}^3 \text{ (a conditions standard)}$$

Débit massique :

Les données sont dans les condition standard :

$$M = \rho_{gn} \cdot Q_v = \rho_{gn} \cdot Q_v \quad (\text{kg/s}) \dots \dots \dots \text{EQ de conservation de masse}$$

A.N :

$$Q_v = 1685606 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$M = \frac{1685606 \cdot 0,79230081}{3600} = 370.9741 \text{ kg/s}$$

La densité relative :

$$\Delta = \frac{\rho_{gn}}{\rho_{air}}$$

A.N :

On a $\rho_{air^s}=1.206 \text{ kg/m}^3$; $\rho_{air^n}=1.3 \text{ kg/m}^3$

$$\Delta = \frac{0,79230081}{1.206} = 0,65696585$$

Nombre de Reynolds :

$$\text{Re} = \frac{4M}{\pi D_{int} \mu}$$

Avec :

μ : viscosité dynamique (Kg /s.m)

A.N:

$$\text{Re} = \frac{4*370.9741}{\pi*990.6*0.0000126} = 103641803$$

Coefficient de perte de charge :

1- Linéaire :

$$\lambda l = 0.067 \left[\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2e}{D_{int}} \right]^{0,2}$$

2-Local :

$$\lambda_c = 0.05 \lambda l$$

Totale :

$$\lambda = \lambda l + \lambda_c = 1.05 \lambda l$$

A.N :

$$\lambda = 1.05 * 0.067 * \left[\frac{158}{103641803} + \frac{2*0.035}{990.6} \right]^{0,2} = 0.01044619$$

Autres données :

Coefficient globale d'change de chaleur K : $1,7 \text{ j} / \text{m}^2\text{s}.\text{k}$

Viscosité dynamique (tolérable) μ : $12,5.10^{-6} \text{ Kg} / \text{m.s}$

Coefficient de compressibilité (tolérable) Z_m : 0,9

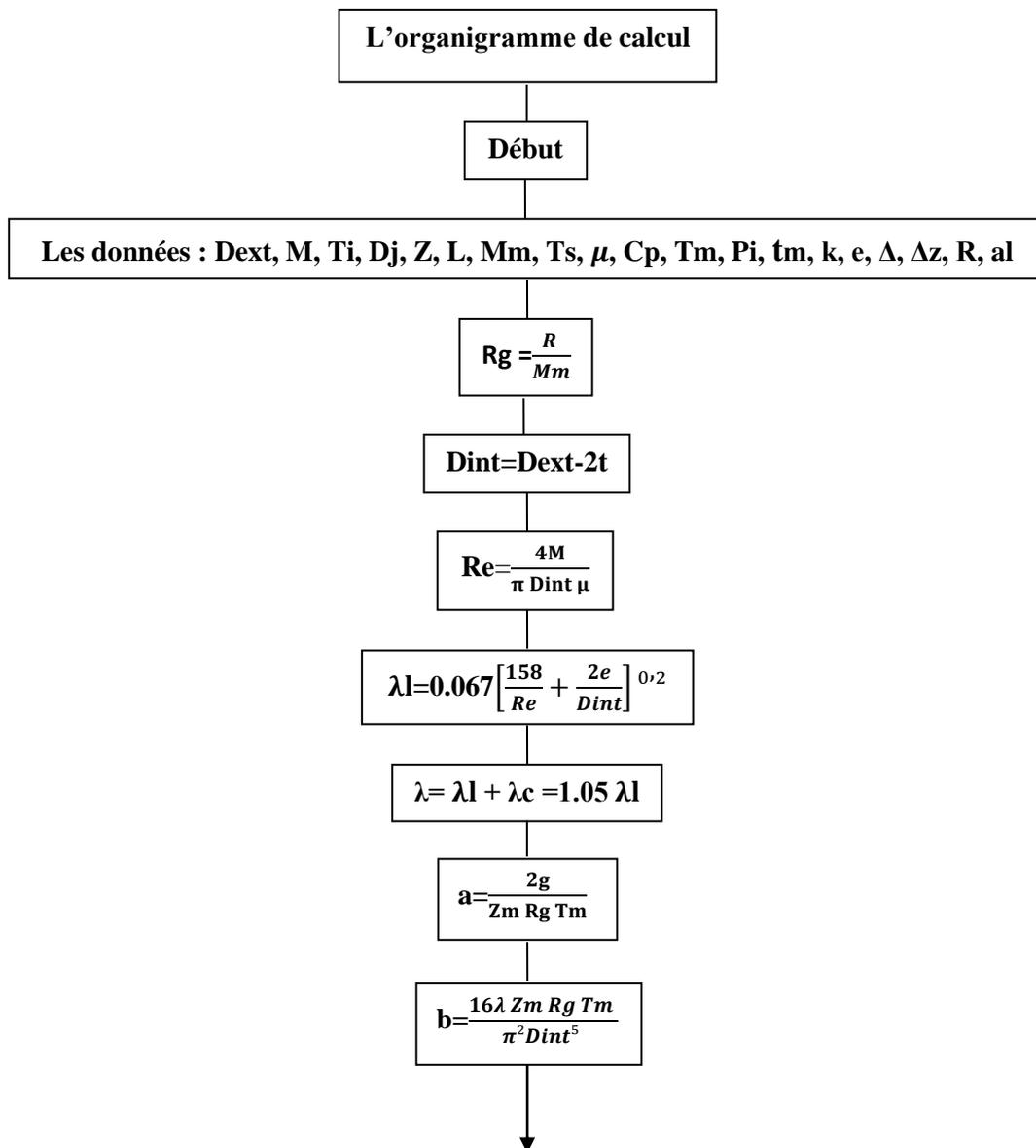
Coefficient de Joule Thompson (tolérable) D_j : 0,34 °K/bar

Température moyenne (tolérable) T_m : 300.15°K

Température du sol T_s 293.15 °K

NB : En réalité le calcul thermo-hydraulique se fait à partir des données qu'on prendra pour débiter le calcul et dont on corrigera après le calcul du coefficient de compressibilité Z , notamment Z_m D_j T_m C_p μ Mais dans ce cas, on va faire prendre certaines de ces données (C_p D_j μ comme des valeurs fixes que l'on prend avec précaution avant de commencer le calcul Parce que la différence entre la valeur imposée et la valeur corrigée pour ces données est presque négligeable (à l'ordre 10^{-3}).

Une fois le coefficient de compressibilité Z est calculé on le compare avec celui qu'on a pris en avant, si $|Z_m - Z_m'| = 0$. Si non, on réinitialise les valeurs de : Z_m , T_m , P_m , P_f , T_s , T_f ; et on reprend le calcul jusqu'à ce que la condition sur Z . soit satisfaite.



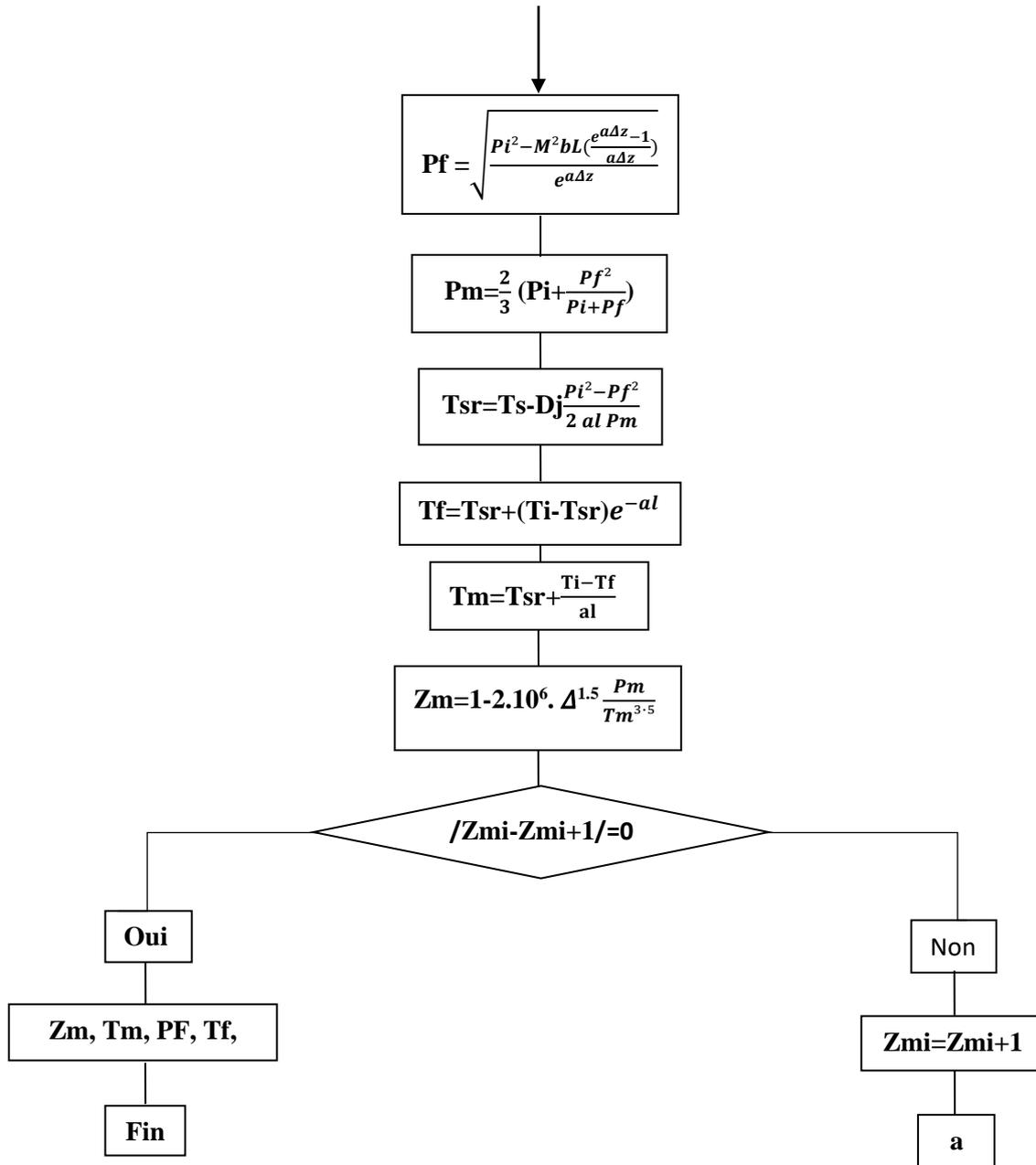
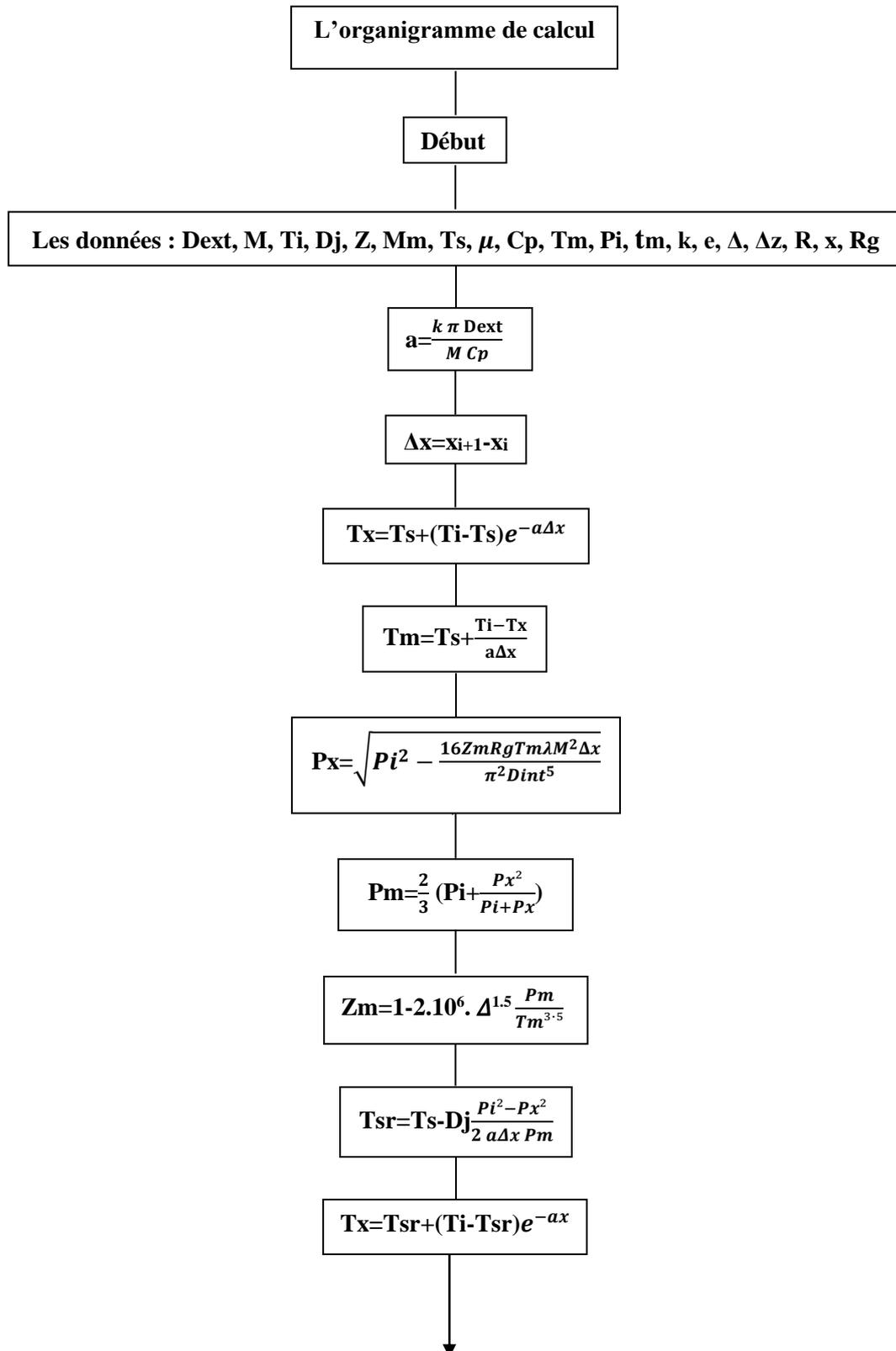


Figure IV.9 : Organigramme de Calcul iterative de T_m at Z_m

Pf	Pm	a	b	Tsr	Tf	Tm'	Zm'	/Zm-Zm'/<=10^-6
51,5146128	61,7738167	0,000163688	2127,98309	277,537839	314,048318	322,931291	0,89129158	0,00870842
50,2857952	61,2325219	0,000153627	2267,34313	276,574502	313,717431	322,754278	0,89203716	0,00074558
50,2799214	61,229948	0,000153583	2267,99592	276,569908	313,715853	322,753434	0,89204071	3,5499E-06
50,2798935	61,2299358	0,000153583	2267,99901	276,569886	313,715845	322,75343	0,89204073	1,6824E-08
50,2798934	61,2299357	0,000153583	2267,99903	276,569886	313,715845	322,75343	0,89204073	7,9731E-11
50,2798934	61,2299357	0,000153583	2267,99903	276,569886	313,715845	322,75343	0,89204073	3,7759E-13
50,2798934	61,2299357	0,000153583	2267,99903	276,569886	313,715845	322,75343	0,89204073	1,8874E-15
50,2798934	61,2299357	0,000153583	2267,99903	276,569886	313,715845	322,75343	0,89204073	0

Tableau IV.5: Calcul iterative de T_m at Z_m

L'organigramme suivant contient les formules qui permettent de calculer la pression d'opération et la température à chaque défaut et explique la méthodologie de calcul (on a déjà défini chaque paramètre précédemment).



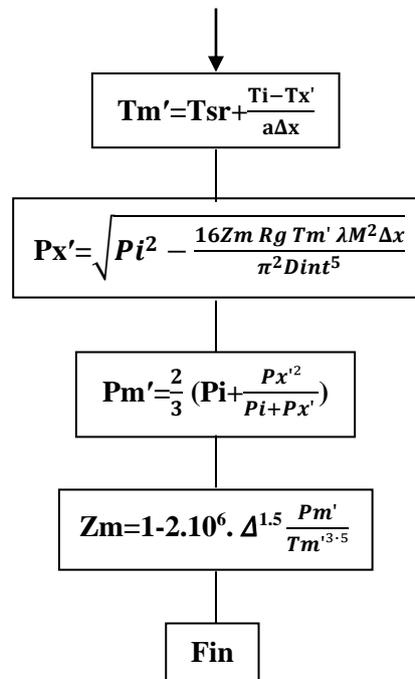


Figure IV.10 : calcul de pression d’opération

Un échantillon des données enregistré avec le calcul hydraulique est représenté dans le tableau suivant :

Avant la correction de la température de la sole réduite

x(m)	Dx	ax	Tx	Tm	Px	Pm
26,380	26,380	0,000146081	333,1441572	333,1470785	70,99469248	70,99734627
29,197	2,817	1,55993E-05	333,1435333	333,1438452	70,99413333	70,9944129
36,187	6,990	3,87076E-05	333,1419853	333,1427593	70,99274584	70,99343959
36,378	0,191	1,05767E-06	333,141943	333,1419641	70,99270793	70,99272689
36,393	0,015	8,30635E-08	333,1419397	333,1419411	70,99270495	70,99270644
37,148	0,755	4,18086E-06	333,1417725	333,1418561	70,99255509	70,99263002
36707,696	0,180	9,96762E-07	325,7922752	325,7922914	63,28128703	63,28130717
36707,813	0,117	6,47895E-07	325,792254	325,7922646	63,28126086	63,28127395
36707,849	0,036	1,99352E-07	325,7922475	325,7922507	63,28125281	63,28125683
36707,968	0,119	6,5897E-07	325,792226	325,7922368	63,28122618	63,28123949
36708,761	0,793	4,39129E-06	325,7920827	325,7921543	63,28104879	63,28113748
36709,284	0,523	2,89615E-06	325,7919881	325,7920354	63,28093179	63,28099029
36709,784	0,500	2,76878E-06	325,7918978	325,791943	63,28081993	63,28087586
73755,420	16,830	9,31972E-05	319,7379096	319,7391486	54,32355432	54,32576882
73798,928	43,508	0,000240928	319,7315046	319,734707	54,31210081	54,31782776
73909,893	110,965	0,000614476	319,715176	319,7233395	54,28287796	54,2974907
75644,299	1734,406	0,009604384	319,4612551	319,5880123	53,82404406	54,05378558
75644,433	0,134	7,42034E-07	319,4612356	319,4612453	53,82400845	53,82402626
75644,489	0,056	3,10104E-07	319,4612274	319,4612316	53,82399356	53,82400101

Tableau IV.6 : Résultats de calcul de Pop avant la correction de Tsr

Après la correction de la température de la sole réduite

Zm	Tsr	Tx'	Tm'	Px'	Pm'	zm'
0,88787577	280,796872	333,142353	333,146176	70,9941884	70,9970942	0,8878751
0,88787659	280,962782	333,141539	333,141946	70,9935678	70,9938781	0,8878752
0,88787685	280,962604	333,139519	333,140529	70,9920278	70,9927978	0,88787524
0,88787704	280,962478	333,139464	333,139492	70,9919857	70,9920067	0,88787527
0,88787705	280,962472	333,13946	333,139462	70,9919824	70,9919841	0,88787527
0,88787707	280,962459	333,139241	333,139351	70,9918161	70,9918992	0,88787527
0,89193974	279,41475	323,412646	323,412668	62,4804458	62,4804679	0,8905343
0,89193976	279,414742	323,412618	323,412632	62,480417	62,4804314	0,89053432
0,89193978	279,414737	323,412609	323,412613	62,4804081	62,4804126	0,89053433
0,89193979	279,414734	323,41258	323,412594	62,4803789	62,4803935	0,89053434
0,89193987	279,414711	323,412387	323,412483	62,4801838	62,4802814	0,89053441
0,89193998	279,414678	323,412259	323,412323	62,4800552	62,4801195	0,8905345
0,89194007	279,414651	323,412137	323,412198	62,4799323	62,4799937	0,89053457
0,90093872	276,992379	315,03853	315,040303	52,6436664	52,6461012	0,89889603
0,90094839	276,986724	315,029363	315,033946	52,6310761	52,6373715	0,89890566
0,90097315	276,980496	315,00599	315,017676	52,5989521	52,6150157	0,89893033
0,90127144	276,907149	314,641826	314,823617	52,094508	52,3471351	0,8992278
0,90155448	276,832412	314,641798	314,641812	52,0944688	52,0944884	0,8995112
0,90155452	276,82728	314,641786	314,641792	52,0944524	52,0944606	0,89951123

Tableau IV.7 : Résultats de calcul de Pop après la correction de Tsr

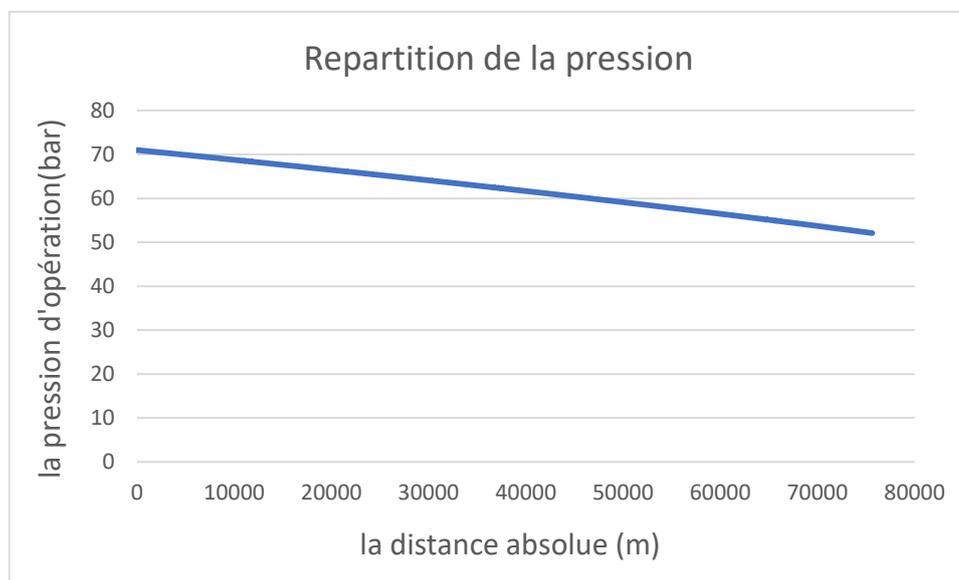


Figure IV.11 : graphe de la répartition de la pression d'opération au long du tronçon

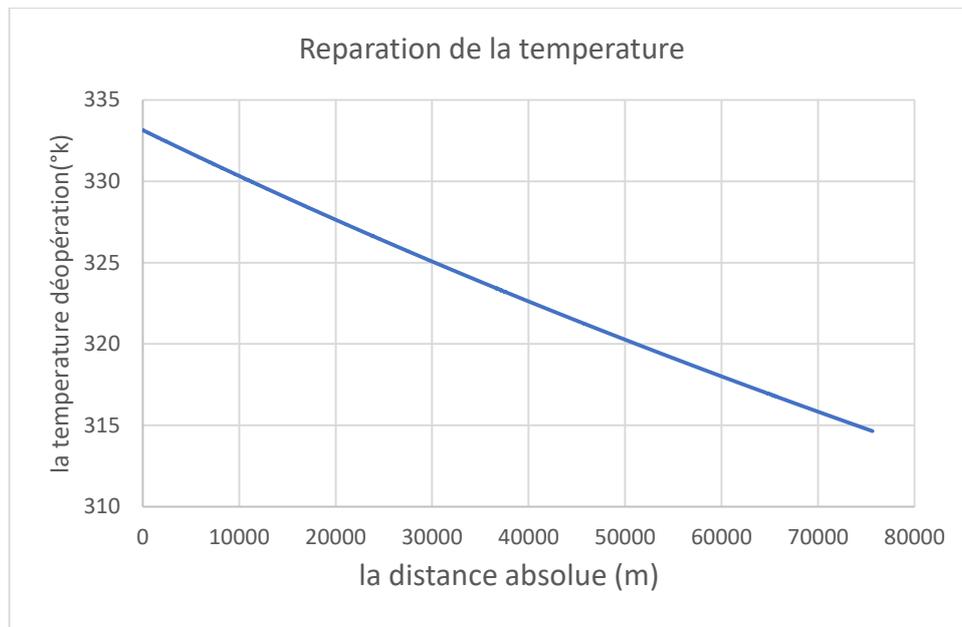


Figure IV.12 : graphe de la répartition de la température d’opération au long du tronçon

IV.5.1.1 Interprétation sur les résultats

Concernant le calcul thermique et hydraulique, on a adopté deux approches pour ce cas :

La première se base sur le calcul à partir du point de départ à savoir, la pression initiale $P_i=71\text{bar}$ et la température initiale $T_i=333.15^\circ\text{k}$ (60°c) en se basant sur le cumul des longueurs ($x + \Delta x$) pour une formule d’un gazoduc horizontal.

Pour le deuxième cas on a adopté le calcul d’après les longueurs Δx avec considération des petites longueurs Δx et les valeurs de P et T finale pour chaque Δx seront considérées comme les valeurs initiales pour le Δx suivant.

On a constaté que les résultats dans les deux cas sont similaires en ce qui concerne le profil de pression avec une légère différence à la fin du tronçon (Figure IV.6). Cela est dû probablement au dénivellement supérieur à 200m dans cette partie du tronçon.

La même constatation peut être faite pour le profil de température avec une différence minimale au début du tronçon qui s’accroît légèrement vers la fin (voir la Figure IV.7).

On peut conclure qu’en utilisant les deux approches l’impact sur les résultats de calcul n’est pas très important.

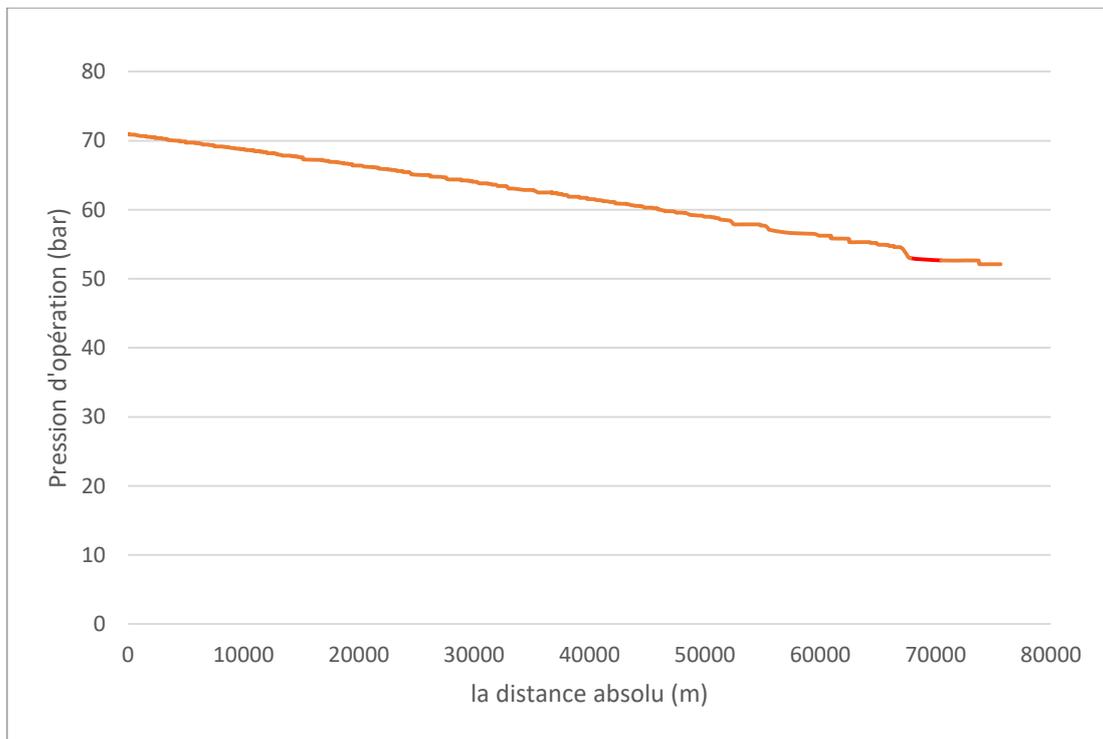


Figure IV.13 : graphe de la répartition de la pression d’opération au long du tronçon (la différence entre les 2 approches)

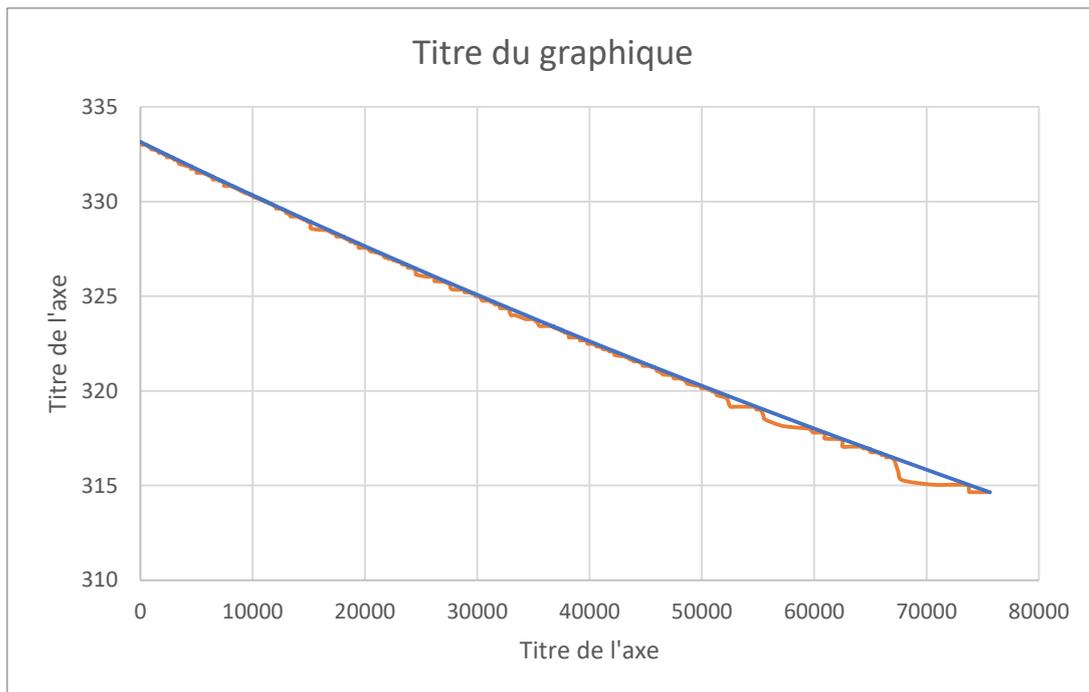


Figure IV.14 : graphe de la répartition de la température d’opération au long du tronçon (la différence entre les 2 approches)

IV.5.2 Application des normes sur le tronçon :

Après avoir calculé les pressions opérationnelles au niveau des points de corrosion on calcule les pertes de métal par les quatre normes (B31G, B31Gmodifiée, DNV et Shell). En utilisant la représentation graphique de perte de métal en fonction de la longueur des défauts pour définir le niveau de danger (dangereux ; moyennement dangereux ou faiblement dangereux) et l'évaluation (réparation, atténuation ou exploitation normale).

Lors de l'inspection en ligne, l'outil intelligent a détecté 1425 défauts de corrosion avec toutes les dimensions nécessaires sur une longueur de 75951 km, soit une concentration des défauts de 19 défauts par kilomètre.

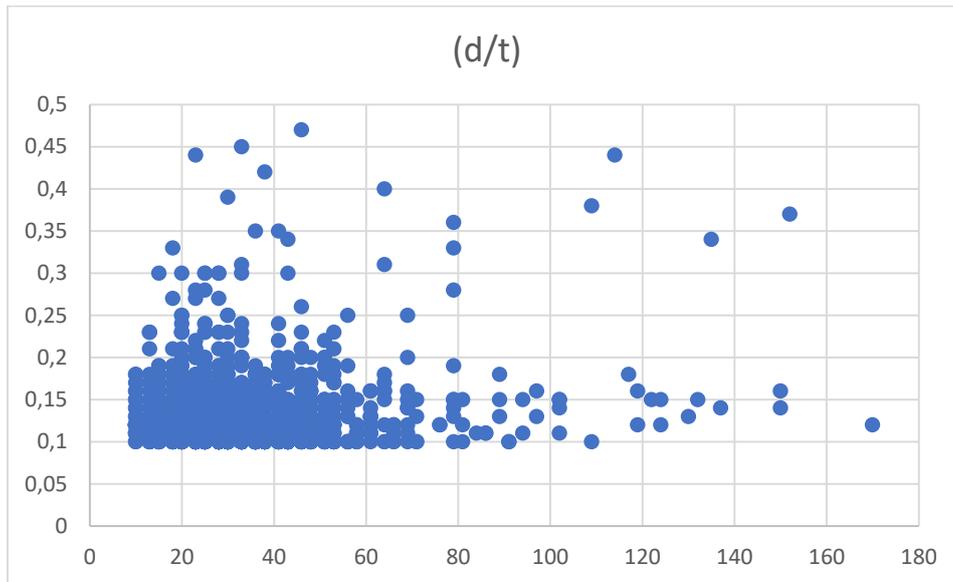


Figure IV.15 : représentation graphique des points de corrosion en fonction de la longueur des défauts

La perte de métal maximale des défauts est égale 47% (5.969 mm).

La longueur maximale des défauts est égale 170 mm

IV.5.2.1 Exemple de calcul

On prend un défaut quelconque parmi les données TUBOSCOP (rapport d'ILI) qui a les caractéristiques suivantes :

N	x(m)	Pop (bar)	Nuance d'acier	t(mm)	(d/t)	d (mm)	Long (mm)
120	6407,468	69,581709	X60	12,7	0,44	5.88	23

a- La norme ANSI/ASMI B31 G :

On détermine d'abord la pression maximale de service pour la relation

$$P_{ms} = \frac{2Ks t \sigma_e}{Dext} \quad (\text{bar})$$

A.N :

$$P_{ms} = \frac{2 \cdot 12.7 \cdot 0.72 \cdot 4100}{1016} = 73,8 \text{ bar}$$

On calcule ensuite le paramètre G par :

$$G = 0.893 \cdot \frac{L}{\sqrt{Dt}}$$

A.N :

$$G = 0.893 \cdot \frac{23}{\sqrt{1016 \cdot 12.7}} = 0,18081339$$

On a $G < 4$, alors le type de défaut est corrosion par piqure (parabolique).

Donc on calcule le facteur de Folias par la relation suivante :

$$M = \sqrt{1 + G^2}$$

A.N :

$$M = \sqrt{1 + 0,18081339^2} = 1,01621527$$

La surface de corrosion : la forme de défaut est parabolique

$$\frac{A}{A_0} = \frac{2}{3} \cdot \frac{d}{t}$$

On calcule la pression réduite

$$P_{red} = 1.1 P_{ms} \frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3t \cdot M}} \quad (\text{bar})$$

A.N :

$$P_{red} = 1.1 \cdot 73.8 \cdot \frac{1 - \frac{2}{3} \cdot 0.44}{1 - \frac{2}{3} \cdot \frac{0.44}{1.01621527}} = 80,6458449 \text{ bar}$$

On calcule les pertes de métal critique :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%} = \frac{1.1 P_{ms} - P_{op}}{\frac{2}{3} \left(1.1 P_{ms} - \frac{P_{op}}{M}\right)}$$

A.N :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%} = \frac{1.1 \cdot 73.8 - 69,581709}{\frac{2}{3} \left(1.1 \cdot 73.8 - \frac{69,581709}{1.01621527}\right)} = 1,3689527$$

On calcule les pertes de métal critique sans coefficient de sécurité :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr100\%} = \frac{\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%}}{K_s}$$

A.N :

$$(d/t)_{cr}100\% = \frac{(d/t)_{cr}72\%}{0.72} = 1,46238758$$

Le facteur de réduction de pression :

$$C_{pr} = \frac{P_{red}}{P_{ms}}$$

A.N :

$$C_{pr} = \frac{80,6458449}{73,8} = 1,09276213$$

Evaluation de risque de ce défaut par cette méthode analytique :

$(d/t)_{cr} < (d/t)_{cr}72\%$.Donc ce défaut n'est pas dans une état critique (laisser sans réparation).

Pour tracer le graphe de la perte de métal on fixe tous les paramètres (profondeur, épaisseur, pression d'opération) et on fait varier la longueur du défaut.

b- La norme ANSI/ASME B31 G modifiée

On détermine d'abord la pression maximale de service pour la relation

$$P_{ms} = \frac{2Ks t (\sigma_e + 10000psi)}{Dext} \quad (\text{bar})$$

D'où $10000psi = 10000/14.5 = 689.651724138$ bar

A.N :

$$P_{ms} = \frac{2 \cdot 12.7 \cdot 0.72 \cdot (4100 + 689.6517)}{1016} = 86,2137931 \text{ bar}$$

On calcule ensuite le paramètre G par :

$$G = \frac{L^2}{Dt}$$

A.N :

$$G = \frac{23^2}{1016 \cdot 12.7} = 0,04099758$$

On a $G \leq 50$

Donc on calcule le facteur de Folias par la relation suivante :

$$M = \sqrt{1 + 0.6275G - 0.003375G^2}$$

A.N :

$$M = \sqrt{1 + 0.6275 \cdot 0.0409 - 0.003375 \cdot 0.0409^2} = 1,01277851$$

La surface de corrosion : méthode de la surface effective

$$\frac{A}{A_0} = 0.85 * \frac{d}{t}$$

On calcule la pression réduite

$$\text{Pred} = P_{ms} \frac{1 - 0.85 * \frac{d}{t}}{1 - 0.85 * \frac{d}{t \cdot M}} \quad (\text{bar})$$

A.N :

$$\text{Pred} = 1.1 * 86,2137931 * \frac{1 - 0.85 * 0.44}{1 - 0.85 * \frac{0.44}{1.01621527}} = 85,5687655 \text{ bar}$$

On calcule les pertes de métal critique :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%} = \frac{P_{ms} - P_{op}}{0.85 \left(P_{ms} - \frac{P_{op}}{M}\right)}$$

A.N :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%} = \frac{1.1 * 86,2137931 - 69,581709}{0.85 \left(1.1 * 86,2137931 - \frac{69,581709}{1.01277851}\right)} = 1,11748372$$

On calcule les pertes de métal critique sans coefficient de sécurité :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr100\%} = \frac{\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%}}{K_s}$$

A.N :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr100\%} = \frac{\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%}}{0.72} = 1,5623333$$

Le facteur de réduction de pression

$$C_{pr} = \frac{Pred}{P_{ms}}$$

A.N :

$$C_{pr} = \frac{85,5687655}{86,2137931} = 0,99251828$$

Evaluation de risque de ce défaut par cette méthode analytique :

$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} < \left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%}$. Donc ce défaut n'est pas dans un état critique (laisser sans réparation).

c- La norme DNV-RP- F101

On calcule le coefficient de sécurité Ks :

$$K_s = k_1 * k_2$$

A.N :

$$K_s = 0.9 * 0.72 = 0.648$$

On détermine d'abord la pression maximale de service pour la relation

$$P_{ms} = \frac{2K_s t \sigma_r}{D_{ext} - t} \quad (\text{bar})$$

A.N :

$$P_{ms} = \frac{2 * 12.7 * 0.648 * 5500}{1016 - 12.7} = 90,2278481 \text{ bar}$$

On en calcule le facteur Q

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \frac{L^2}{Dt}}$$

A.N :

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 * \frac{23^2}{1016 * 12.7}} = 1,00633456$$

La surface de corrosion : la forme de défaut est rectangulaire :

$$\frac{A}{A_0} = \frac{d}{t}$$

On calcule la pression réduite

$$P_{red} = P_{ms} \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t \cdot Q}} \quad (\text{bar})$$

A.N :

$$P_{red} = 1.1 * 90,2278481 * \frac{1 - 0.44}{1 - \frac{0.44}{1,00633456}} = 89,7837931 \text{ bar}$$

On calcule les pertes de métal critique :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%} = \frac{P_{ms} - P_{op}}{\left(P_{ms} - \frac{P_{op}}{Q}\right)}$$

$$(d/t)_{cr72\%} = \frac{1.1 \cdot 90,2278481 - 69,581709}{(1.1 \cdot 90,2278481 - \frac{69,581709}{1,00633456})} = 0,97922632$$

On calcule les pertes de métal critique sans coefficient de sécurité :

$$(d/t)_{cr100\%} = \frac{(d/t)_{cr72\%}}{Ks}$$

$$(d/t)_{cr100\%} = \frac{(d/t)_{cr72\%}}{0,648} = 1,16103299$$

Le facteur de réduction de pression :

$$C_{pr} = \frac{P_{red}}{P_{ms}}$$

A.N :

$$C_{pr} = \frac{89,7837931}{90,2278481} = 0,99507851$$

Evaluation de risque de ce défaut par cette méthode analytique :

$(d/t)_{cr} < (d/t)_{cr72\%}$. Donc ce défaut n'est pas dans un état critique (laisser sans réparation).

d- La norme Shell 92 :

On détermine d'abord la pression maximale de service pour la relation

$$P_{ms} = 0,9 \frac{2Ks t \sigma}{Dext} \text{ (bar)}$$

A.N :

$$P_{ms} = 0,9 * \frac{2 * 12,7 * 0,72 * 5500}{1016} = 89,1 \text{ bar}$$

On en calcule le facteur M

$$M = \sqrt{1 + 0,8 \frac{L^2}{Dt}}$$

A.N :

$$M = \sqrt{1 + 0,8 * \frac{23^2}{1016 * 12,7}} = 1,01626673$$

La surface de corrosion : la forme de défaut est rectangulaire :

$$\frac{A}{A_0} = \frac{d}{t} \text{ la pression réduite}$$

$$\text{Pred} = 1.1 Pms \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t \cdot M}} \quad (\text{bar})$$

A.N :

$$\text{Pred} = 1.1 * 89,1 * \frac{1 - 0,44}{1 - \frac{0,44}{1,01626673}} = 87,9933582 \text{ bar}$$

calcule les pertes de métal critique :

$$\begin{aligned} & (d/t)_{cr72\%} \text{ On} \\ & = \frac{Pms - Pop}{Don} \end{aligned}$$

A.N :

$$(d/t)_{cr72\%} = \frac{1.1 * 89,1 - 69,581709}{(1.1 * 89,1) - \frac{69,581709}{1,01626673}} = 1,01626673$$

On calcule les pertes de métal critique sans coefficient de sécurité :

$$(d/t)_{cr100\%} = \frac{(d/t)_{cr72\%}}{Ks}$$

$$(d/t)_{cr100\%} = \frac{(d/t)_{cr72\%}}{0,648} = 1,15748964$$

Le facteur de réduction de pression :

$$Cpr = \frac{Pred}{Pms}$$

A.N :

$$Cpr = \frac{89,783793187,9933582}{89,1} = 0,98757978$$

Evaluation de risque de ce défaut par cette méthode analytique :

$(d/t)_{cr} < (d/t)_{cr72\%}$. Donc ce défaut n'est pas dans un état critique (laisser sans réparation)

Dans l'exemple précédent, l'évaluation des risques été basée sur une comparaison de la perte de métal critique qu'est mesurer par la norme $(d/t)_{cr}$ et la perte de métal qu'est détecter par l'outil intelligent $(d/t)_{réel}$

IV.5.2.2 Résultats des calculs

Les résultats suivants représentent le diagnostic de quelques points de la ligne SC D-SC E sous forme de tableaux, les points sont les mêmes sur chaque section calculée par les quatre normes.

La norme ANSI/ASME B31 G :

Pop	t	Pms	Prof (%)	Long (mm)	Pred	(d/t) cr	(d/t) cr;ks=1	Test
70,9941939	15,88	83,2762205	13	130	89,382954	0,788647864	0,8	Défaut à laisser
70,99357386	15,88	83,2762205	11	18	91,5465213	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,9920353	12,7	73,8	34	135	74,3338564	0,47028151	0,653168764	Défaut à laisser
70,99199326	12,7	73,8	17	33	80,8488679	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,99198996	12,7	73,8	10	48	80,8083074	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,99182377	12,7	73,8	13	15	81,1270281	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,99180771	12,7	73,8	12	20	81,0944212	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,99178415	12,7	73,8	11	25	81,0595869	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,99177029	12,7	73,8	38	109	75,0520278	0,560357016	0,778273633	Défaut à laisser
70,82964362	12,7	73,8	42	38	79,8802348	0,788647864	0,8	Défaut à laisser
69,57832747	12,7	73,8	44	23	80,6458449	0,8	0,8	Défaut à laisser
65,81509873	12,7	73,8	40	64	78,1479979	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,48641748	12,7	73,8	39	30	80,4254604	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,29379847	12,7	73,8	44	114	73,4013249	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,29199947	12,7	73,8	47	46	79,0306336	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,82964362	12,7	73,8	45	33	80,0802882	0,8	0,8	Défaut à laisser

Tableau IV.8 : Évaluation par la norme B31G sur le tronçon SC D-SC E

La norme ANSI/ASME B31 G modifiée :

Pop	t	Pms	Prof (%)	Long (mm)	Pred	(d/t) cr	(d/t) cr;ks=1	Test
70,9941939	15,88	98,7983492	13	130	96,1427568	0,750429463	0,8	Défaut à laisser
70,9935738 6	15,88	98,7983492	11	18	98,734791	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,9920353	12,7	86,2137931	34	135	77,670954	0,520101397	0,722363 051	Défaut à laisser
70,9919932 6	12,7	86,2137931	17	33	85,8446112	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,9919899 6	12,7	86,2137931	10	48	85,8019489	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,9918237 7	12,7	86,2137931	13	15	86,155719	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,9918077 1	12,7	86,2137931	12	20	86,120032	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,9917841 5	12,7	86,2137931	11	25	86,0818926	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,9917702 9	12,7	86,2137931	38	109	78,5955377	0,60409259	0,8	Défaut à laisser
70,8296436 2	12,7	86,2137931	42	38	84,6466681	0,8	0,8	Défaut à laisser
69,5783274 7	12,7	86,2137931	44	23	85,5687655	0,8	0,8	Défaut à laisser
65,8150987 3	12,7	86,2137931	40	64	82,5280933	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,4864174 8	12,7	86,2137931	39	30	85,3175751	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,2937984 7	12,7	86,2137931	44	114	76,3435542	0,75242973	0,8	Défaut à laisser
62,2926333 9	12,7	86,2137931	47	46	83,5591265	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,2919994 7	12,7	86,2137931	45	33	84,875181	0,8	0,8	Défaut à laisser

Tableau IV.9 : Évaluation par la norme B31G modifiée sur le tronçon SC D-SC E

La norme DNV-RP- F101

Pop	t	Pms	Prof (%)	Long (mm)	Pred	(d/t) cr	(d/t) cr;ks=1	Test
70,994193 9	15,88	96,71665	13	130	94,8575374	0,734209188	0,8	Défaut à laisser
70,993573 86	15,88	96,71665	11	18	96,679629	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,992035 3	12,7	90,2278481	34	135	83,1180377	0,620035295	0,8	Défaut à laisser
70,991993 26	12,7	90,2278481	17	33	89,9913583	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,991989 96	12,7	90,2278481	10	48	89,9621758	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,991823 77	12,7	90,2278481	13	15	90,1915695	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,991807 71	12,7	90,2278481	12	20	90,1691891	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,991784 15	12,7	90,2278481	11	25	90,1451298	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,991770 29	12,7	90,2278481	38	109	84,1429609	0,696647587	0,8	Défaut à laisser
70,829643 62	12,7	90,2278481	42	38	89,1365226	0,8	0,8	Défaut à laisser
69,578327 47	12,7	90,2278481	44	23	89,7837931	0,8	0,8	Défaut à laisser
65,815098 73	12,7	90,2278481	40	64	87,5519063	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,486417 48	12,7	90,2278481	39	30	89,6182635	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,293798 47	12,7	90,2278481	44	114	82,0390428	0,779241159	0,8	Défaut à laisser
62,292633 39	12,7	90,2278481	47	46	88,3100747	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,291999 47	12,7	90,2278481	45	33	89,2905109	0,8	0,8	Défaut à laisser

Tableau IV.10 : Évaluation par la norme DNV-RP- F101 sur le tronçon SC D-SC E

La norme Shell 92 :

Pop	t	Pms	Prof (%)	Long (mm)	Pred	(d/t) cr	(d/t) cr;ks=1	Test
70,994193 9	15,88	95,20497638	13	130	91,6131086	0,565163079	0,784948721	Défaut à laisser
70,993573 86	15,88	95,20497638	11	18	95,11167187	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,992035 3	12,7	89,1	34	135	76,66682207	0,447590833	0,621653934	Défaut à laisser
70,991993 26	12,7	89,1	17	33	88,51729329	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,991989 96	12,7	89,1	10	48	88,46519315	0,797962202	0,8	Défaut à laisser
70,991823 77	12,7	89,1	13	15	89,00819124	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,991807 71	12,7	89,1	12	20	88,95233045	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,991784 15	12,7	89,1	11	25	88,89312381	0,8	0,8	Défaut à laisser
70,991770 29	12,7	89,1	38	109	77,62601984	0,514015111	0,713909876	Défaut à laisser
70,829643 62	12,7	89,1	42	38	86,47216108	0,8	0,8	Défaut à laisser
69,578327 47	12,7	89,1	44	23	87,99335817	0,8	0,8	Défaut à laisser
65,815098 73	12,7	89,1	40	64	83,16824367	0,767818858	0,8	Défaut à laisser
62,486417 48	12,7	89,1	39	30	87,59991035	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,293798 47	12,7	89,1	44	114	74,18748615	0,627148724	0,8	Défaut à laisser
62,292633 39	12,7	89,1	47	46	84,61473909	0,8	0,8	Défaut à laisser
62,291999 47	12,7	89,1	45	33	86,81700128	0,8	0,8	Défaut à laisser

Tableau IV.11 : Évaluation par la norme Shell92 sur le tronçon SC D-SC E

IV.5.2.3 L'ensemble des défauts obtenus

L'application des quatre normes suscitées sur la ligne SC D-SC E de GK1, par la méthode des tableaux, nous a permis de constater les défauts suivants :

Section	Normes	Défaut	N°= de défaut
SC D - SC E	B31G	Défaut à laisser	1425
		Réparer	0
		Défaut à atténuer	0
	B31G Modifie	Défaut à laisser	1425
		Réparer	0
		Défaut à atténuer	0
	DNV RP-F101	Défaut à laisser	1425
		Réparer	0
		Défaut à atténuer	0
	Shell 92	Défaut à laisser	1425
		Réparer	0
		Défaut à atténuer	0

Tableau IV.12 : Nombre de défauts selon les quatre normes du tronçon SC D-SC E.

On suppose que la pression d'opération est fixée à la valeur de $P_{op} = 71$ bar (cas défavorable), et on a fixé l'épaisseur $t_{max} = 19.88$ mm (épaisseur de sortie station), on a varié la longueur de défaut par un pas de 20 mm, après tout ça on a dessiné le graphe de la perte de métal

a- La norme ANSI/ASMI B31 G :

Calcul de la P_{ms} :

$$P_{ms} = \frac{2Ks t \sigma_e}{D_{ext}} \quad (\text{bar})$$

A.N :

$$P_{ms} = \frac{2 * 19.43 * 0.72 * 4100}{1016} = 101,892756 \text{ bar}$$

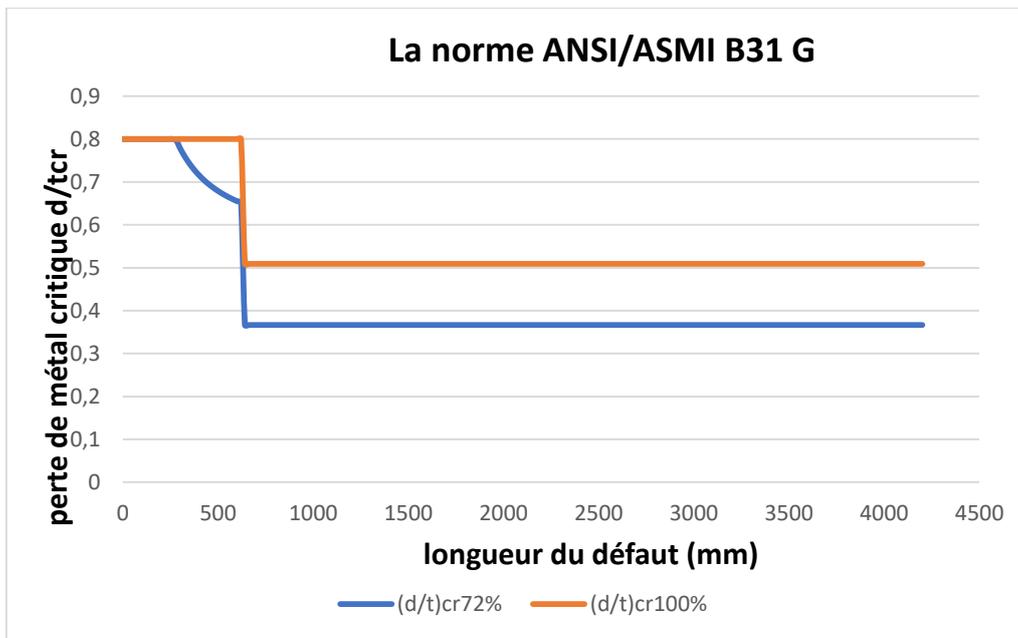


Figure IV.16 : l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme B31G.

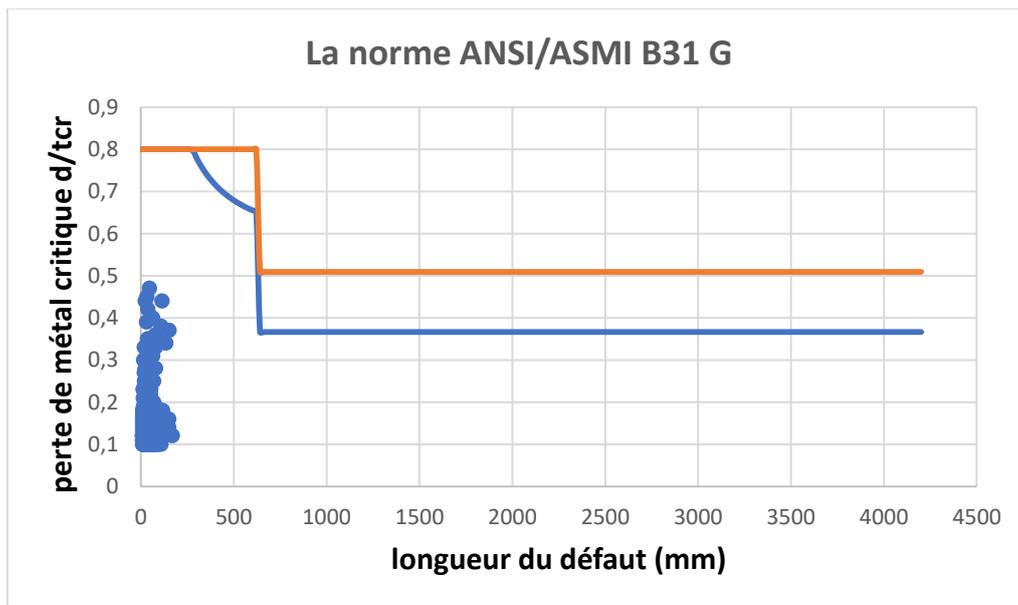


Figure IV.17 : classification des défauts par la norme B31G

➤ **Evaluation des défauts selon la norme B 31G :**

Type de défaut	à laisser	à atténuer	à réparer
Nombre des défauts	1425	0	0

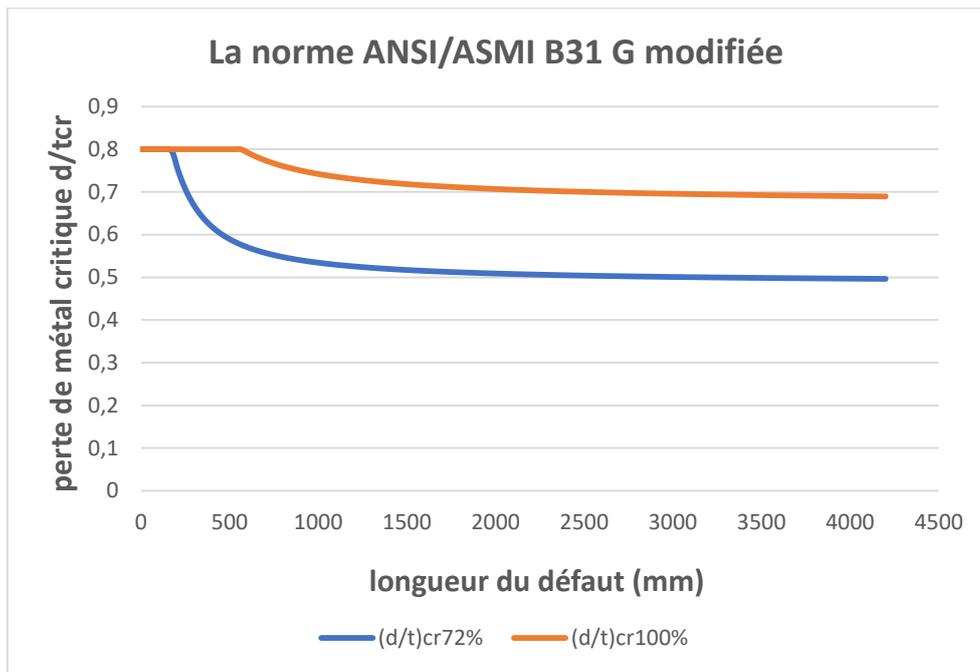


Figure IV.18 : l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme B31G modifiée

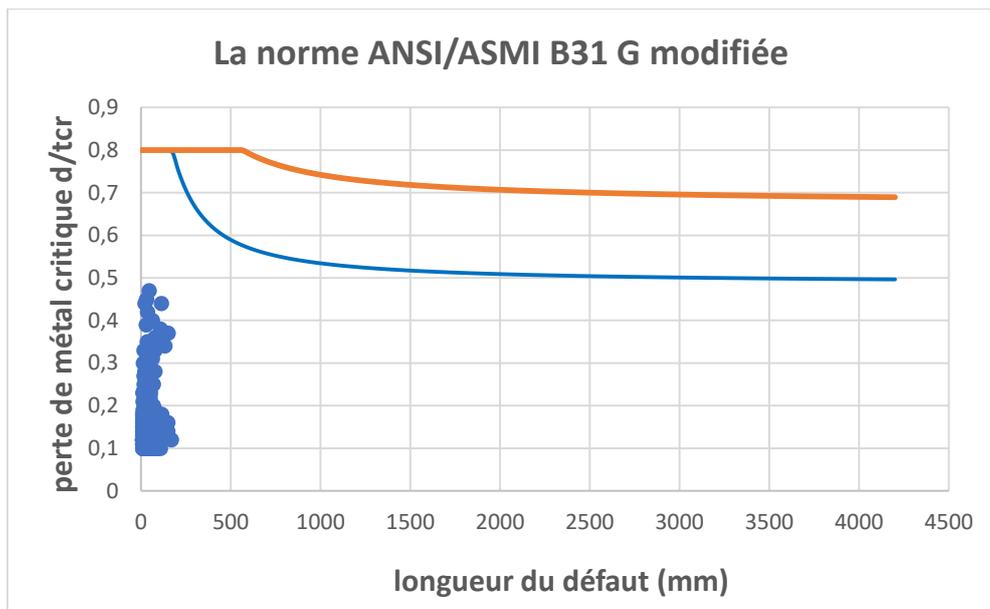


Figure IV.19 : classification des défauts par la norme B31G modifiée

➤ **Evaluation des défauts selon la norme B 31G modifiée :**

Type de défaut	à laisser	à atténuer	à réparer
Nombre des défauts	1425	0	0

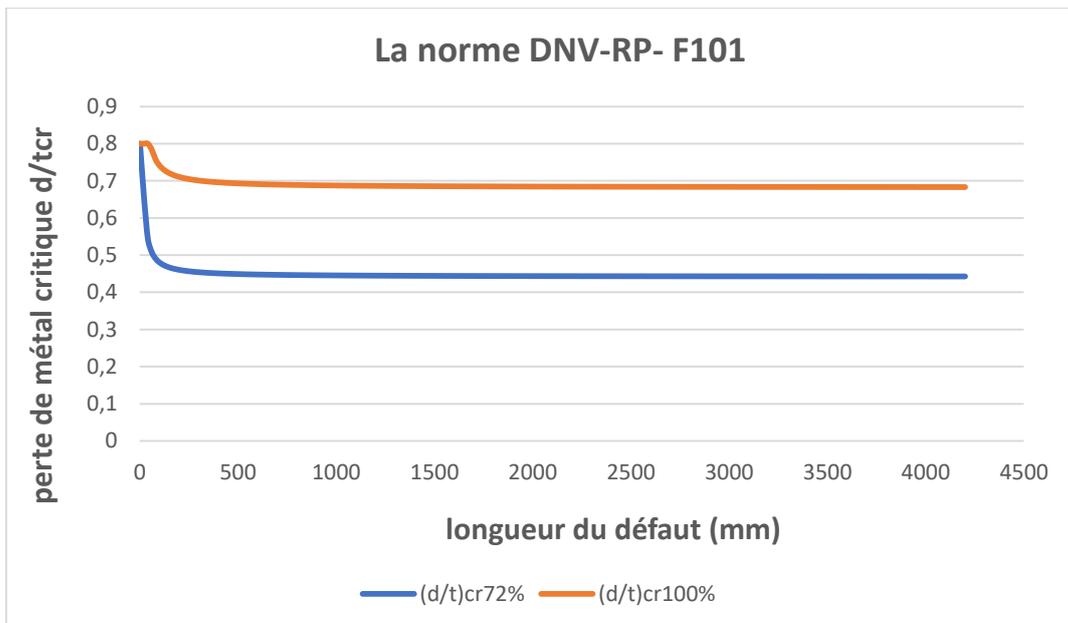


Figure IV.20 : l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme DNV-RP- F101

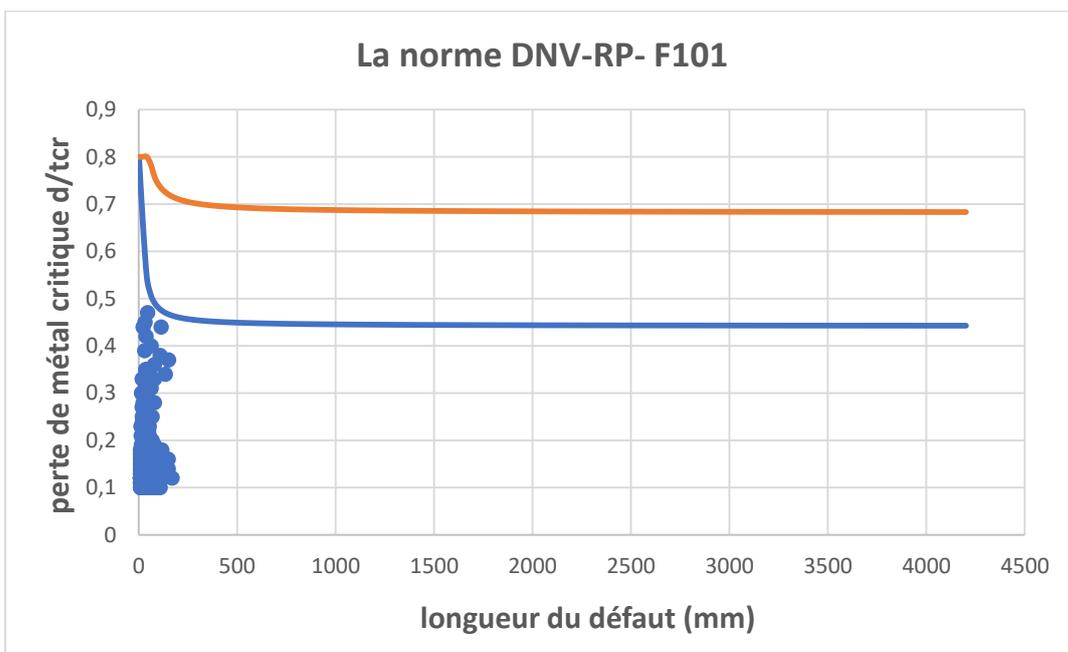


Figure IV.21 : classification des défauts par la norme DNV-RP- F101

➤ **Evaluation des défauts selon la norme DNV-RP- F101:**

Type de défaut	à laisser	à atténuer	à réparer
Nombre des défauts	1425	0	0

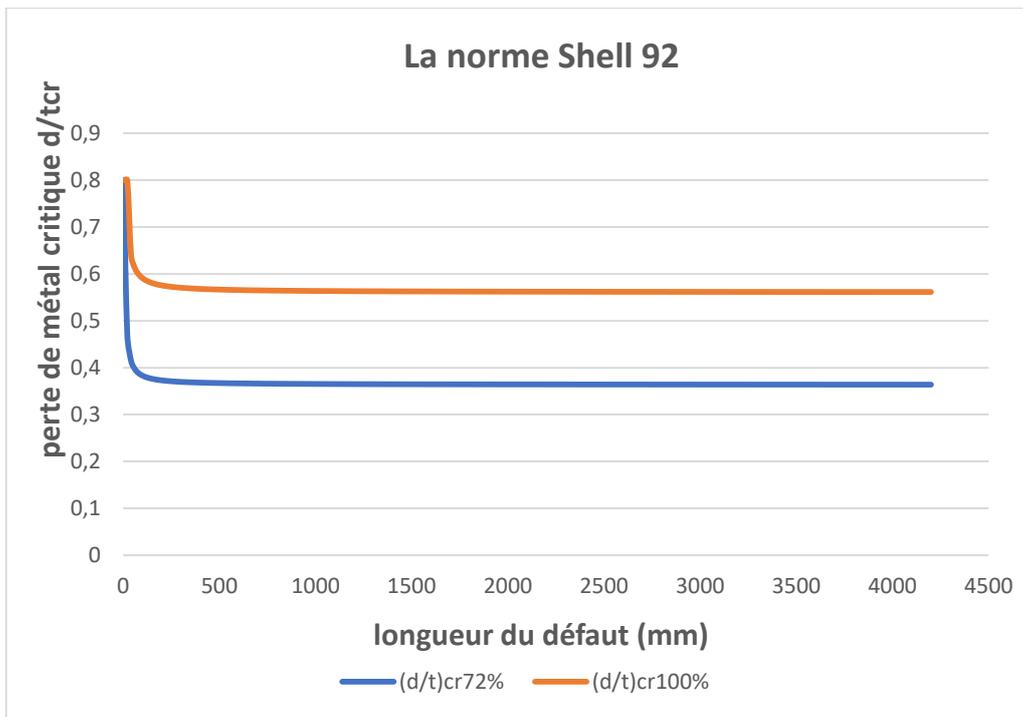


Figure IV.22: l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme Shell92

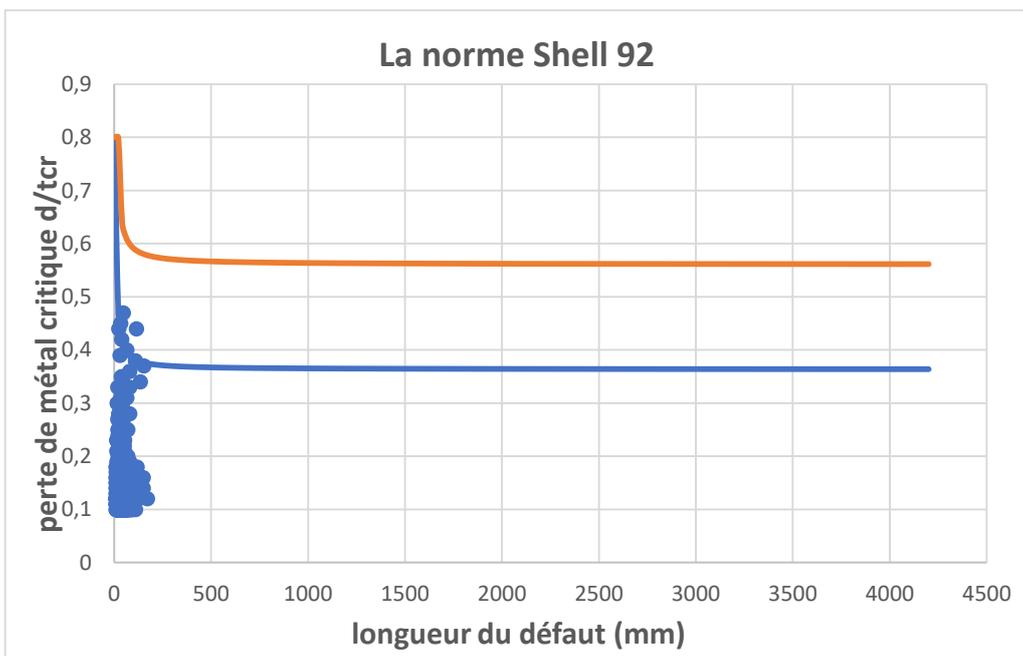


Figure IV.23 : classification des défauts défaut par la norme Shell92

➤ **Evaluation des défauts selon la norme Shell92 :**

Type de défaut	à laisser	à atténuer	à réparer
Nombre des défauts	1422	3	0

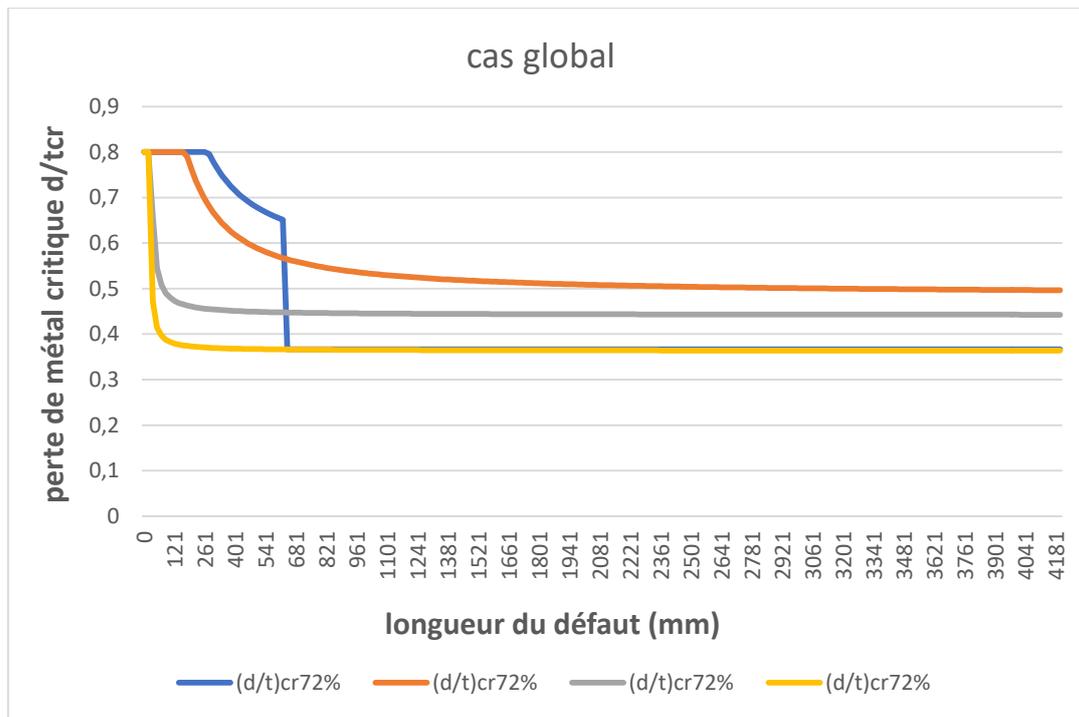


Figure IV.24 : l'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par les quatre normes

IV.5.3 Estimation de la vitesse de corrosion

L'étude des risques de corrosion et leurs influences sur un pipeline corrodé est basée sur l'évolution de la vitesse de perte de métal de chaque défaut, mais cette vitesse exige au moins les paramètres géométriques et physiques de deux inspections en ligne. Mais dans notre cas, nous avons une seule inspection et pour remédier au problème de l'inspection en ligne, nous avons estimé la vitesse de corrosion par la méthode de l'inférence bayésienne avec une projection en décennie allant de cinq à dix ans.

IV.5.3.1 L'inférence bayésienne

L'inférence bayésienne est une méthode d'inférence permettant de déduire la probabilité d'un événement à partir d'autres événements déjà évalués. Elle s'appuie principalement sur le théorème de Bayes

- **Présentation de la méthode**

- **Loi normale**

On a : d ou μ_d : la perte de métal (la profondeur initiale du défaut)

$$f_i(\mathbf{d}) = \begin{cases} \mu_i = d_i \\ \sigma_i = 0 \end{cases}$$

ε ou σ_d : l'erreur

$$f_i(\varepsilon) = \begin{cases} \mu_i = 0 \\ \sigma_i = 0.1 * d_i \end{cases}$$

Donc

$$f_i(d(\varepsilon)) = \begin{cases} \mu_i = d_i \\ \sigma_i = 0.1 * d_i \end{cases}$$

➤ **Loi priori:**

On prend comme référence une vitesse et l'écart types d'une expérience déjà faire

$$\mu_{pr} = 0.14 \text{ mm/ans} \quad \sigma_{pr} = 0.03$$

➤ **vraisemblance :**

On a :

$$t_{exp} = t_{inspection} - t_{mis \text{ en service}}$$

$$V_{min} = \frac{d}{t_{exp} - 1} \text{ (mm/ans)}$$

$$V_{max} = \frac{d}{1} \text{ (mm/ans)}$$

$$\mu_{vr} = \frac{V_{min} + V_{max}}{2}$$

$$\sigma_{vr} = \frac{\mu_{vr} - V_{min}}{1.96}$$

➤ **Loi posteriori**

$$\mu_{ps} = \frac{\sigma_{vr}^2 * \mu_{pr} + \sigma_{pr}^2}{\sigma_{vr}^2 + \sigma_{pr}^2}$$

$$\sigma_{ps} = \frac{\sigma_{vr}^2 * \sigma_{pr}^2}{\sigma_{vr}^2 + \sigma_{pr}^2}$$

➤ **Loi de distribution de la vitesse**

$$f_i(d(t)) = \begin{cases} \mu_i = \sigma d + \sigma_{ps} * t \\ \sigma_i = \sqrt{\sigma^2 d + \sigma_{ps}^2 * t^2} \end{cases}$$

➤ **Exemple de calcul**

On prendre comme exemple de calcule un défaut de profondeur $d = 5.969 \text{ mm}$

Donc :

$$f_i(d(\varepsilon)) = \begin{cases} \mu_i = 5.969 \\ \sigma_i = 0.5969 \end{cases}$$

➤ **Loi priori :**

$$\text{On a : } \mu_{pr} = 0.14 \text{ mm/ans} \quad \sigma_{pr} = 0.03$$

➤ **Vraisemblance**

$$\text{On a : } t_{\text{exp}} = 2015 - 1971 = 44 \text{ ans}$$

$$V_{\min} = \frac{5.969}{44-1} = 0,129953488 \text{ (mm/ans)}$$

$$V_{\max} = \frac{5.969}{1} = 5.969 \text{ (mm/ans)}$$

$$\mu_{vr} = \frac{0,16580556 + 5.969}{2} = 2,858976744 \text{ (mm/ans)}$$

$$\sigma_{vr} = \frac{3,06740278 - 0,16580556}{1.96} = 1,392358804$$

➤ **Loi posteriori : c'est la loi recherchée**

$$\mu_{ps} = \frac{1,48040675^2 * 0.14 + 0.03^2}{1,48040675^2 + 0.03^2} = 0,140399059 \text{ (mm/ans)}$$

$$\sigma_{ps} = \frac{1,48040675^2 * 0.03^2}{1,48040675^2 + 0.03^2} = 0,000899582$$

➤ **Loi de distribution de la vitesse**

$$f_i(d(t)) = \begin{cases} \mu_i = 0.5969 + 0,000899582 * 10 \\ \sigma_i = \sqrt{0.5969^2 + 0,000899582^2 * 10^2} \end{cases} = \begin{cases} 0,60589582 \\ 0,5969677837 \end{cases}$$

Après tout ça, on calcul l'évolution de la longueur des défauts en fonction de temps L

$$L_i = L_0 + V * t$$

A.N :

$$L_i = 23 + 20 * 10 = 223 \text{ mm}$$

L_0 : la longueur de la première inspection.

L_i : la longueur après un certain temps t .

V : la vitesse universelle de la longueur du défaut.

- **Exemple de calcul**

- 1) On néglige l'évolution de la longueur en fonction de temps. On fait le calcul sur un défaut échantillon de 1 jusqu'au 10ans

T (ans)	μ_i	σ
1	6,11666052	0,59690067
2	6,26432104	0,59690267
3	6,41198155	0,596906
4	6,55964207	0,59691066
5	6,70730259	0,59691666
6	6,85496311	0,59692399
7	7,00262363	0,59693266
8	7,15028414	0,59694265
9	7,29794466	0,59695398
10	7,44560518	0,59696664

Tableau IV. 13 : L'évolution de la perte de métal par pique en fonction de temps

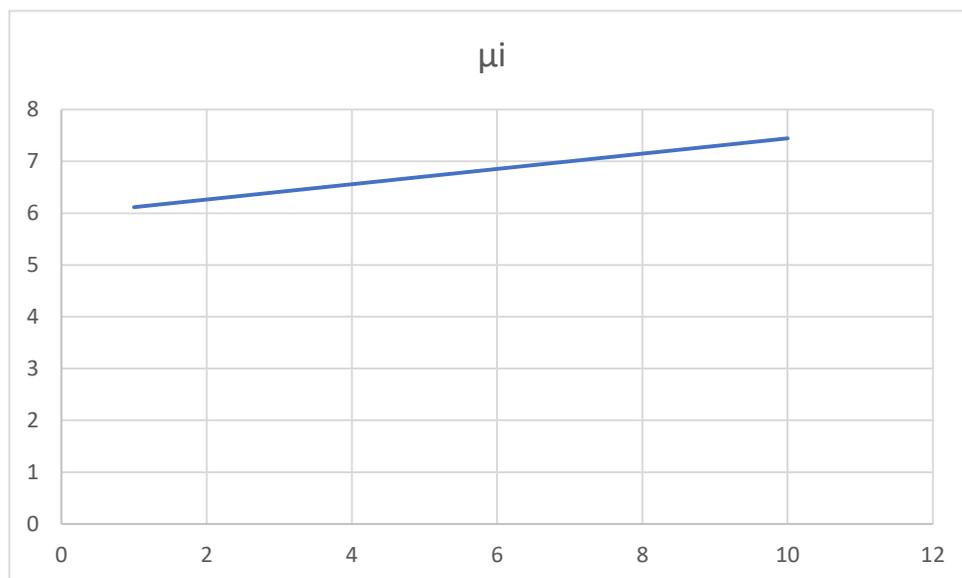


Figure IV.25 : L'évolution de la perte de métal par pique en fonction de temps

On suit le même principe pour calculer les nouvelles profondeurs afin de prédire l'état du tronçon (SCD-SCE). Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Shell 92	Nombre des défauts à laisser	Nombre des défauts à atténuer	Nombre des défauts à réparer
Au moment d'inspection (2015)	1420	0	0
Après 5 ans (2020)	1420	0	0
Après 7 ans (2022)	1420	0	0
Après 10 ans (2022)	1419	1	0

Tableau IV.14 : Estimation des défauts en fonction du temps

- 2) On prend en considération l'évolution de la longueur en fonction de temps. On fait le calcul sur un défaut échantillon de 1 jusqu'au 10ans.

T (ans)	μ_i	Σ	L
1	6,11666052	0,59690067	43
2	6,26432104	0,59690267	63
3	6,41198155	0,596906	83
4	6,55964207	0,59691066	103
5	6,70730259	0,59691666	123
6	6,85496311	0,59692399	143
7	7,00262363	0,59693266	163
8	7,15028414	0,59694265	183
9	7,29794466	0,59695398	203
10	7,44560518	0,59696664	223

Tableau IV.15 : L'évolution de la perte de métal en fonction de temps

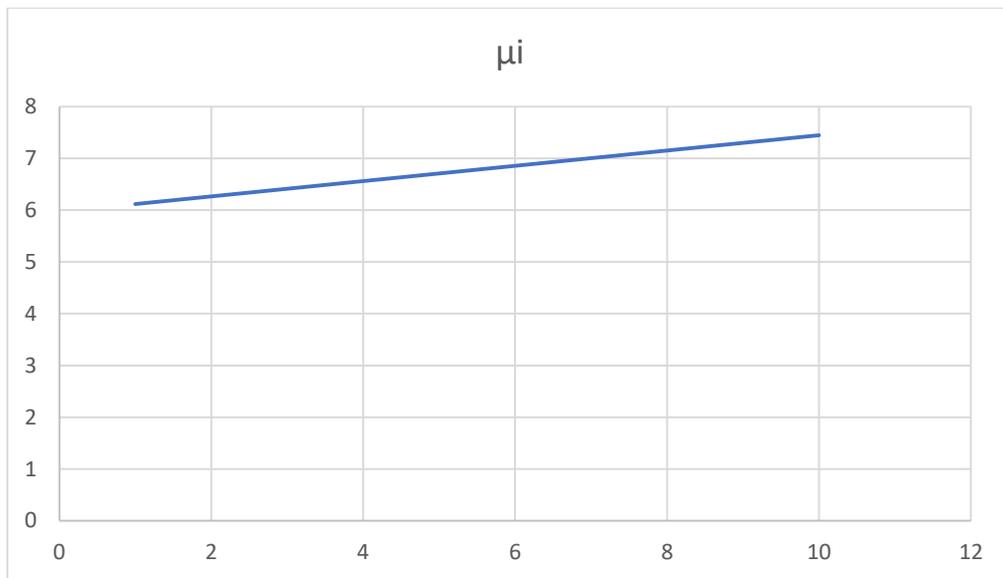


Figure IV.26 : L'évolution de la perte de métal par pique en fonction de temps

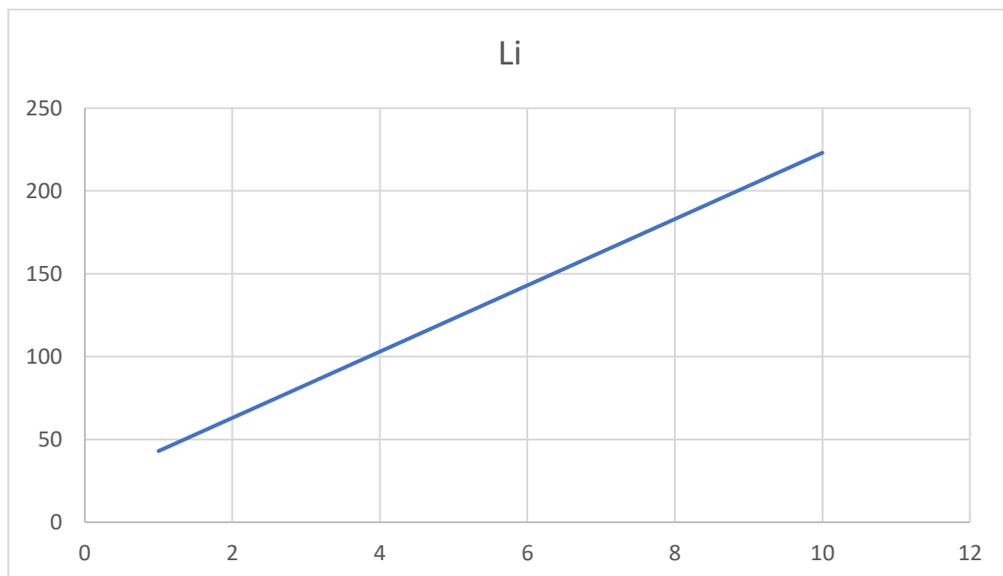


Figure IV.27 : L'évolution de la longueur de défaut en fonction de temps

On suit le même principe pour calculer les nouvelles profondeurs afin de prédire l'état du tronçon (SCD-SCE). Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Shell 92	Nombre des défauts à laisser	Nombre des défauts à atténuer	Nombre des défauts à réparer
Au moment d'inspection (2015)	1420	0	0
Après 5 ans (2020)	1415	5	0
Après 7 ans (2022)	1409	10	1
Après 10 ans (2025)	1403	12	5

Tableau IV.14 : Estimation des défauts en fonction du temps

Après l'estimation de la vitesse de l'évolution de la perte de métal on représente les défauts à laisser, les défauts à atténuer et défauts à réparer dans les courbes suivantes respectivement :

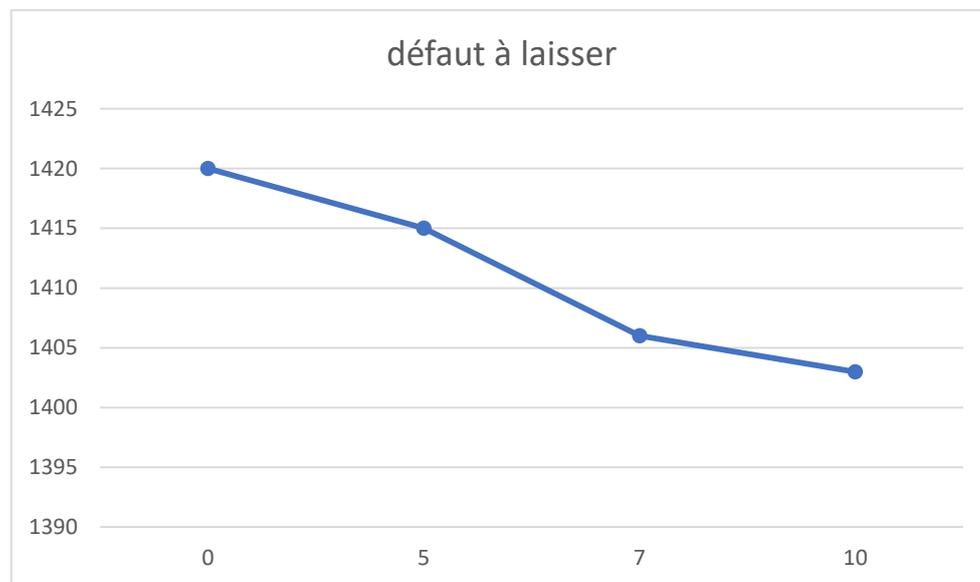


Figure IV.28 : Nombre des défauts à laisser en fonction des temps

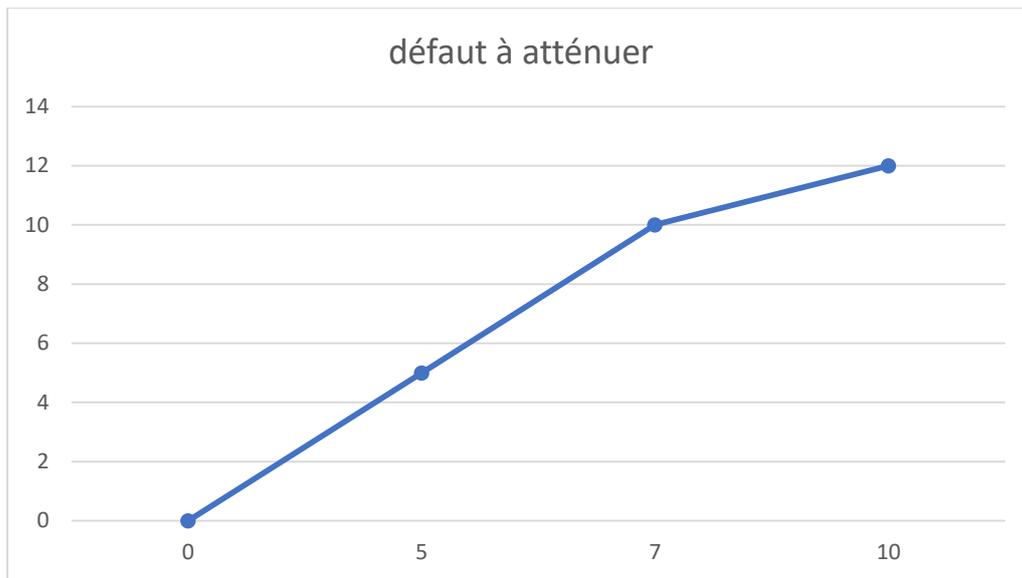


Figure IV.20 : Nombre des défauts à atténuer en fonction des temps

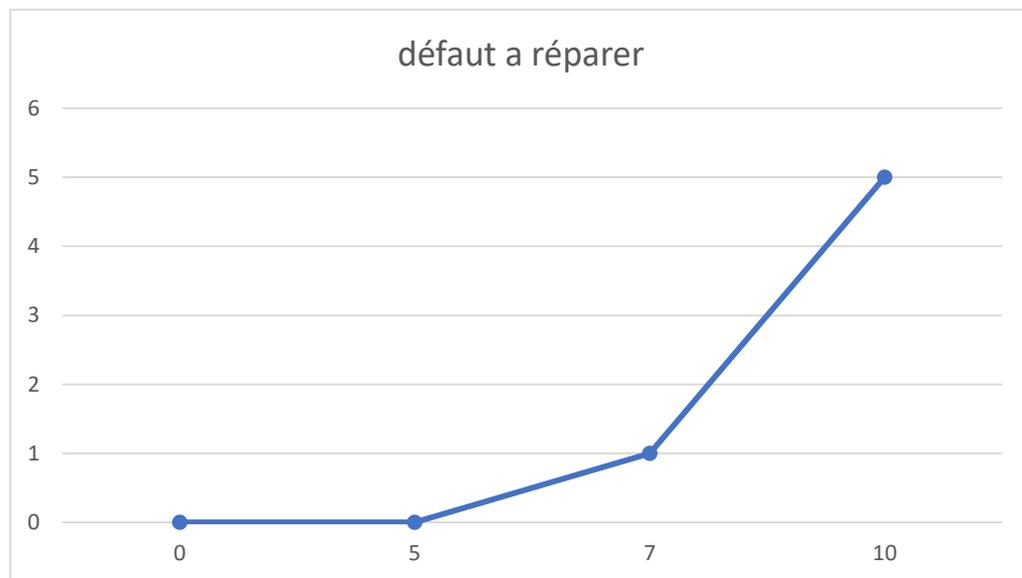


Figure IV.30 : Nombre des défauts à réparer en fonction des temps

IV.5.4 L'interprétation des résultats de calcul la réhabilitation

Le calcul a été élaboré avec l'hypothèse de :

La Pop réel (la pression sur site de chaque défaut). On a constaté que les résultats pour chaque méthode sont différents mais les conclusions sont identiques. Cette différence de résultats se manifeste surtout si la longueur du défaut dépasse 120 mm. On constate que pour la méthode Shell92 donne des valeurs de perte de métal critique inférieur aux autres méthodes et par conséquent, elle sera la plus rigoureuse. Quant aux trois autres méthodes leurs résultats sont très proches.

La Pop constante sur toute la ligne avec une valeur de 71 bar. Qu'on considère le cas le plus défavorable. On constate que pour les défauts ayant une longueur inférieure à 621 mm, shell92 reste la plus rigoureuse. Au-delà de cette longueur, la méthode B31 G partage la même rigueur avec shell92. On constate en outre, que d'après Shell92 on a trouvé défaut à atténuer d'après le graphe (fig) confirmé par le test.

On constate aussi qu'au vue des longueurs des défauts de corrosion faibles on peut adopter la méthode Shell92 comme étant la plus conservatrice.

Dans tous les cas de figure et selon les calculs d'après les méthodes utilisées on constate que les résultats sont proches car les données du rapport ILI sont acceptables. Cela est dû probablement à l'état du tronçon qu'on considère acceptable voir même bon. Cela dénote que la construction de cet ouvrage a été établi selon les normes en vigueur, ainsi que la bonne exploitation par la suite, sans violation des régimes de fonctionnement.

Calcul de la vitesse de corrosion :

Dans cette partie on a voulu interpréter l'impact de la perte de métal en fonction du temps. Le calcul a été fait selon une approche bayésienne qui permet d'interpréter un évènement a posteriori à partir des données acquise a priori. Dans notre cas on a considéré la vitesse de corrosion sur une durée de dix ans. Cette période est largement valable pour prévoir la prochaine prospection et par conséquent avoir de nouvelles données pour un nouvelle étude et d'autres considération.

Notre calcul se base, dans un premier temps sur la profondeur des piqures. Les résultats obtenus sur la période précité ont été superficiels car on a obtenu un seul défaut à atténuer après dix ans. On a remarqué que la vitesse de corrosion par piqure reste presque constante et la différence entre les vitesses annuelles sont à l'ordre 10^{-5} .

Après ça on a voulu introduire la longueur du défaut comme un autre paramètre pour mieux interpréter le modèle de calcul. La longueur proposée est de 20 mm/an. Le calcul a sensiblement changé pour donner les résultats suivants : 5 défauts à atténuer au bout de cinq ans, 10 à atténuer et un seul défaut à réparer au bout de sept ans, 12 défauts à atténuer et 5 défauts à réparer au bout de dix ans.

Dans les deux cas, les résultats semblent valables car, dans le premier cas les résultats semblent dérisoires, par contre ils sont acceptables dans le deuxième cas. Pour avoir un résultat qui peut interpréter le phénomène et semble plus au moins affiné il faut disposer des données a priori, ce qui nous permet d'optimiser les programmes d'inspections et d'organiser les opérations de maintenance. C'est ce qu'on peut faire comme conclusion.

V.1 Introduction

Une intervention sur pipeline consiste en la remise en état d'une canalisation ayant subi des dommages suite à un incident (fuite ou éclatement). Étant donné que les fuites ou les éclatements peuvent être assimilés à des pannes nous pouvons donc caractériser une intervention comme étant une action de maintenance curative spécifique aux pipe-lines.

Dans les différentes Directions Régionales de la Branche Transport de Sonatrach, cette activité est dévolue au département Protection Des Ouvrages avec le soutien d'autres structures : Exploitation, Sécurité, Maintenance, Approvisionnement & Transport et Moyens Généraux. Pour diverses raisons, tant stratégiques qu'économiques, il est clair mais paradoxalement parfois mal perçu qu'une intervention sur une canalisation de transport d'hydrocarbures engendre l'idée « d'agir immédiatement ».

Ceci découle du fait que le caractère imprévu de l'incident peut entraîner une perturbation plus ou moins importante du processus d'exploitation de l'ouvrage ainsi qu'un état général d'insécurité et de pollution de l'environnement qui ne doit évidemment pas perdurer. Une intervention sur pipe-line est donc une opération d'urgence non programmée.

A partir de moyens matériels adéquats et d'une technicité professionnelle suffisante, une intervention pourra alors être performante si nous parvenons à conjuguer étroitement les quatre paramètres suivants :

- Sécurité maximum durant l'intervention
- Organisation stricte du travail
- Rigueur dans l'observation des normes et des règles de l'art
- Temps géré avec précision

V.2 Vérification des anomalies sur le terrain

Avant d'effectuer toute intervention sur la pipe, ce dernier est dégagé sur une longueur suffisante. Ce dégagement doit permettre une totale accessibilité du tronçon et l'accès au personnel pour effectuer les contrôles nécessaires à la vérification. Cette phase peut dans certains cas présenter des difficultés qui sont souvent imputables (lorsque la détection par racleur a été bonne) aux matériels et techniques de CND externes utilisés. En effet dans la plupart des cas ce n'est pas à société mettant en œuvre l'ILI qui exécute le contrôle externe, ce qui implique à plupart du temps des difficultés de mesure et d'interprétation car les techniques sont souvent manuelles (palpeur LIS) et par conséquent peu fiables.

V.3 Techniques de réparation

Avant de procéder à une réparation, il est impératif de faire une classification sommaire des défauts afin de pouvoir prendre une décision sur l'une des techniques de réparation suivantes :

- Réparation par coupe et remplacement
- Réparation par demi-coquille
- Réparation par CLOCK SPRING
- Réparation par rustine

- Re-enrobage

Le choix du type de réparation selon

- La localisation de la canalisation
- La nuance d'acier.
- La géométrie de la canalisation
- Les conditions d'exploitation.
- La localisation du défaut.
- La nature et dimension du défaut.
- Les conditions d'exploitation

V.3.1 Ré-enrobage :

Ce type de réparation s'effectue dans le cas où l'enrobage a été touché ou après une intervention sur le pipeline pour remettre son isolation initiale et Il a pour but de baisser la corrosion de faibles profondeurs et étendue

Il faut procéder comme suit :

- Préparation de la surface (Sablage, Décapage)
- Choix du revêtement adéquat (compatibilité).
- Application du revêtement sur la conduite.
- Contrôle du revêtement.

V.3.2 Réparation par CLOCK SPRING :

Le CLOCK SPRING est un système en matériau composite développé à partir de fibre de verre et de résine de polyester.

Les fibres de verre dans le composite sont continuées et alignées en parallèles à la circonférence de la canalisation assurant ainsi une résistance supérieure à la contrainte radiale de la canalisation sur lequel le produit est appliqué.

Le CLOCK SPRING (CS100) se présente sous forme de rouleau précontrainte en plusieurs couches (huit couches).sa forme en rouleau précontraint crée une mémoire matricielle qui permet au (CLOCK SPRING) d'être posé et enroulé fortement sur tous les pipes de diamètre compris entre 4" et 56".

Un mastic (CS100) spécialement utilisé pour le remplissage des crevasses des parties corrodées ainsi qu'au niveau des soudures longitudinales ou spirales des tubes afin qu'aucun vide ne puisse être laissé entre le rouleau CLOCK SPRING et surface du tube lors de son application.

Un adhésif (CS300) utilisé pour l'adhésion du rouleau CLOCK SPRING à la canalisation et des différentes couches entre elles. Une fois le système CLOCK SPRING installé et la polymérisation de l'adhésif acquise, il forme un cylindre à couches concentriques multiples similaire au ressort d'une montre mécanique dont il tire le nom générique CLOCK SPRING.

La procédure de réparation par le composite CLOCK SPRING offre des avantages potentiels parmi lesquels :

- Réparation en change sans arrêt d'exploitation.
- Facile à appliquer (duré d'application environs 20min).
- Réparation en sécurité (pas de soudure).
- Peu de moyens matériel et personnel pour appliquer le CLOCK SPRING.



Figure V.1 : Application de la résine sur les feuilles du CLOCK SPRING.

V.3.2.1 Application de la bande sur une canalisation en charge :

- Sablage des parties touchées par la corrosion
- Voir le taux de perte de métal
- Mesurer la température de la pipe
- Préparer la résine en fonction de la température de la pipe pour une $T^{\circ}=27^{\circ}\text{C}$, il faut 15 grammes de durcisseur (tableau explicatif sur le boîtier de la résine), bien mélanger.
- Appliquer le mélange sur les parties corrodées
- Appliquer le ruban adhésif (starter pad) sur le pipeline
- Bien mélanger la colle et le durcisseur en fonction de la température du pipeline
- Appliquer le CLOCK SPRING sur le ruban adhésif et étaler avec la colle tout le long de celui-ci
- Serrer le CLOCK SPRING avec la ceinture spéciale
- Mettre deux bandes aux extrémités de la bande CLOCK SPRING pour un éventuel passage de l'outil intelligent (localisation)
- Refaire le revêtement



Figure V.2 : Réparation par CLOCK SPRING finie

v.3.4 Gamme des brides disponibles et connecteurs/accouplements de réparation

Un des aspects fondamentaux de l'endommagement du pipeline qui dicte le type de composant de réparation peut appliquer dont les conditions de la surface externe du pipeline sont mieux. Si la surface externe est endommagée dans la mesure où un joint élastomère ne peut pas fournir les forces suffisantes de cachetage à proximité immédiate des endommagements, ou dans les secteurs relativement inchangés aux voisinages d'endommagement majeur (ces domaines étant utilisé pour effectuer le scellement par des colliers de réparation 'stand 'off repair clamps). Une certaine forme de matériau de remplissage est parfois nécessaire sur la surface externe du pipeline pour qu'il soit rétablie. Les développements par l'utilisation des douilles en acier remplies par une résine époxyde ont montrés quelle peuvent s'adapter pour répondre a des demandes de gamme entière de défauts, y compris la corrosion, non propagation des fissures, les bosselures ou les goujures dans l'orientation axiale et circulaire et les anomalies associées au soudures de périmètre, Mais ces outils de réparation sont applicables à des dimensions des diamètres normalisées et dans des cas spécifiques (par exemple à une longueur limité de défaut).

V.3.4.1. Les brides de réparation

La forme la plus simple du composant de réparation est une pièce rapportée métallique qui peut être appliquée pour couvrir un petit défaut. La réparation comporte la 26 soudure par le filet soudant dans le pipeline d'une pièce rapportée convenablement incurvée. La paroi du pipeline dans les régions de soudure, qui sont à loin du secteur du défaut, doit être sans défaut et d'épaisseur suffisante. Ce type de réparation est très rarement appliqué au haut niveau d'intégration et n'offre aucun avantage principal par rapport à une bride de pièce rapportée 1 ; une simple bride boulonnée qui tient une pièce rapportée de matériau élastomère au voisinage du secteur du défaut.

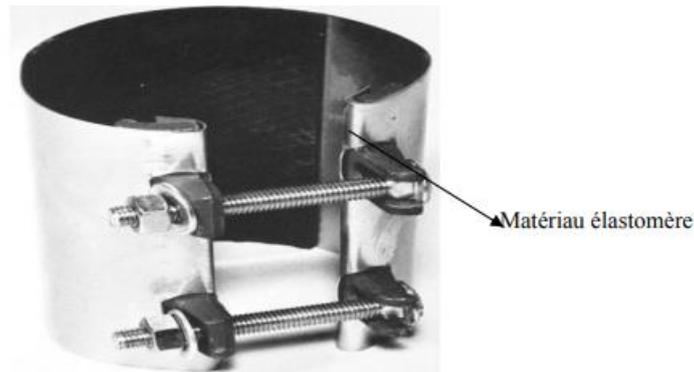


Figure V.3 : Bride de pièce rapportée

Dans le cas d'une petite fuite de la taille d'une épingle sur une section de pipe, une bride de pièce rapportée simple peut être utilisée ou une bride spéciale de réparation de fuite de trou d'épingle. Pour la réparation de cette fuite en utilise une bride a goupille de repère qui guide un joint aigu de cône dans le trou. La pression est alors appliquée au joint du cône par une vis de pression et une fois que le joint est comprimé, la goupille peut être enlevée de ce fait accomplissant le joint. Ce type de réparation est capable de résister à des pressions d'utilisation supérieur à 138 bar (2000 psi). Un exemple d'une bride de réparation de fuite de trou d'épingle est montré ci-dessous

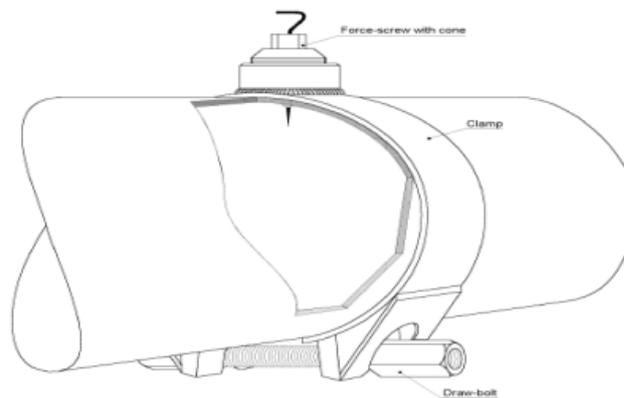


Figure V.4 : Bride de réparation de fuite de la taille d'un trou d'épingle

Une section défectueuse de pipe peut être simplement renforcée en employant les douilles d'encerclement simples. Les douilles sont sous forme de deux moitiés et sont clôturent l'ajustement au diamètre extérieur du pipe. Les deux moitiés sont soudées ensemble longitudinalement (des bandes de soutien sont utilisées pour les soudures longitudinales pour empêcher des endommagements induits par soudure, ou des Matériau élastomère 27 changements de propriétés mécaniques, sur la surface de pipe). Pour des applications contenant des pressions, la douille doit être complètement lié par un joint soudé avec le pipeline. Un exemple d'une douille d'encerclement est montré ci-dessous

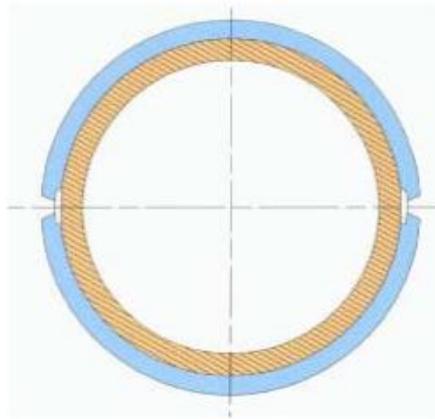


Figure V.5 : Douille de réparation type encerclement

La forme la plus commune des composants de réparation de pipe est les brides de réparation d'impasse ('stand-off' repair clamp) ; ces brides sont habituellement formées par deux demis coquilles cylindrique. Cependant, les brides de basse pression peuvent être fournies sous forme d'ensemble d'une seule pièce flexible qui peut être posé dans le défaut du pipe. Les brides de réparation d'impasse désigner parfois sous le nom de clôtures de vertu du fait qu'elles ferment totalement le secteur défectueux dans un scellement de retenue de pression. Le cachetage de la clôture est typiquement par des joints élastomères aux joints longitudinaux des deux demis coquilles et les joints aux extrémités du cylindre.

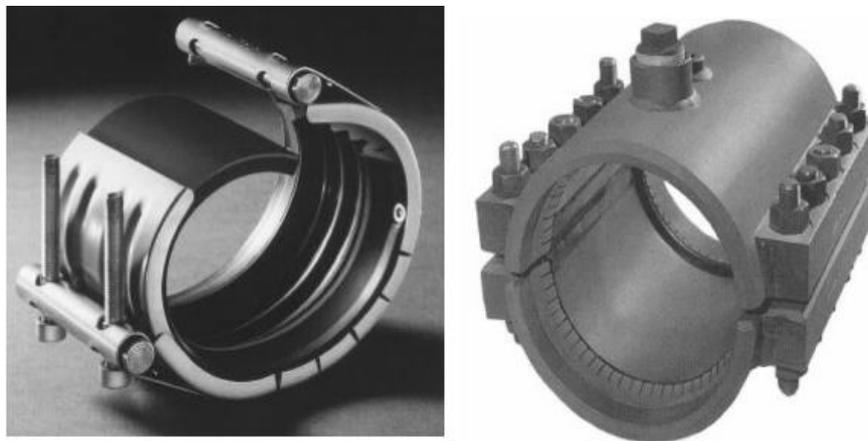


Figure V.6 : Deux types de brides de réparation type 'stand-off'

V.3.4.2 Réparation des accouplements et des connecteurs

Dans les situations où il y a eu des détériorations et endommagements importants d'une section de canalisation il peut ne pas être possible d'effectuer des réparations par l'utilisation des brides ou des douilles simples. Les brides tendent à être disponibles dans des tailles standard (diamètre et longueur) et le délai d'exécution et les coûts liés à la production des brides extra longues est habituellement prohibitif. Cependant, il y a des situations où ces coûts

sont justifiés afin d'éviter la fermeture de l'usine (ou de l'approvisionnement), ceci naturellement par la quantification des endommagements existants et que les risques liés à la continuation de la production sont acceptables.

Habituellement, la solution de réparation la plus économique impliquera le remplacement de la section endommagée de la canalisation. Ceci peut être envisagé dans le cas où les flasque raccordements existants et sont disponibles pour faciliter le remplacement d'une section de canalisation endommagée. Alternativement la réparation peut être simplement une soudure sur place au lieu d'une rechange d'une section du pipeline. La solution la plus économique de réparation pour des situations où des endommagements importants ont été trouvés est d'utiliser des accouplements ou des connecteurs en même temps qu'une section de rechange de pipe. Une solution typique comprenant l'utilisation des connecteurs est illustrée ci-dessous.

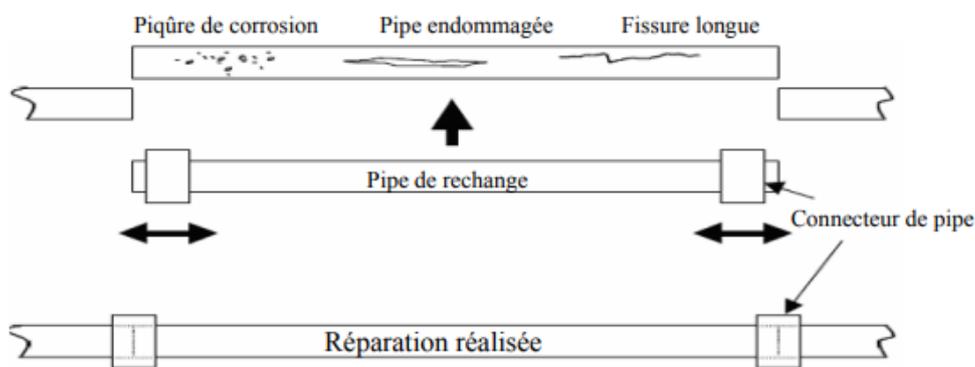


Figure V.7 : Utilisation des connecteurs de pipe de réparation.

Les connecteurs plus sophistiqués sont capables de satisfaire des estimations de pression jusqu'à la classe 2500 lb - 690 bar (10 000 psi) et des diamètres de pipe allant jusqu' à 48 pouces. Sur certains des connecteurs de réparation, des ports de raccordement de pression externe permettent à l'intégrité des joints radiaux d'être vérifiée.

Une méthode de réparation originairement développée pour des applications transnationales de canalisation, il y a déjà plus d'une décennie, mais maintenant considérée également applicable aux systèmes de pipe au sol est capable de résister à des efforts circulaires et axiaux élevés sans joint de soudure c'est-à-dire que la réparation est effectuée directement par le bridage d'une douille sur le pipeline ou par l'utilisation d'un connecteur de pipe avec des outils de préhension.

La méthode de réparation utilisant des douilles en fente dans la conjonction avec une résine époxyde c'est également avéré capable de tolérer la perte interne continue en métal ; incluent la croissance de perte en métal à travers le mur du pipeline.

Cette méthode de réparation n'est pas une méthode rapide de réparation puisque les deux demi coquilles exigent la soudure longitudinalement et l'époxyde une fois quelle est mélangé et injecté dans l'espace annulaire, elle a besoin d'approximativement 24 heures pour

polymériser et donc peut supporter jusqu'à 90% de sa charge ultime. La technique époxy-remplie de douille de réparation est illustrée.

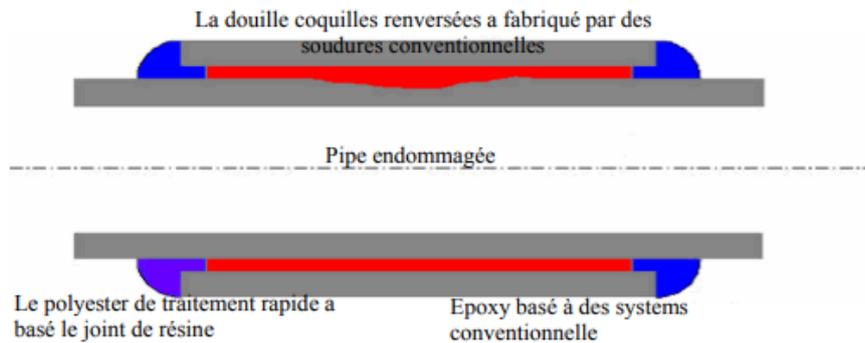


Figure V.8 : Douille de réparation remplie par époxy.

V.3.5 Réparation par manchon de raccordement

Les manchons de raccordement sont eux des pièces rapportées sur le pipeline. De plus, ils sont solidarisés à la conduite par une opération délicate de soudure à clin, en charge. Les exploitants estiment, sur la base d'une longue expérience, qu'une réparation par manchons de raccordement soigneusement effectuée peut-être considérée comme définitive.

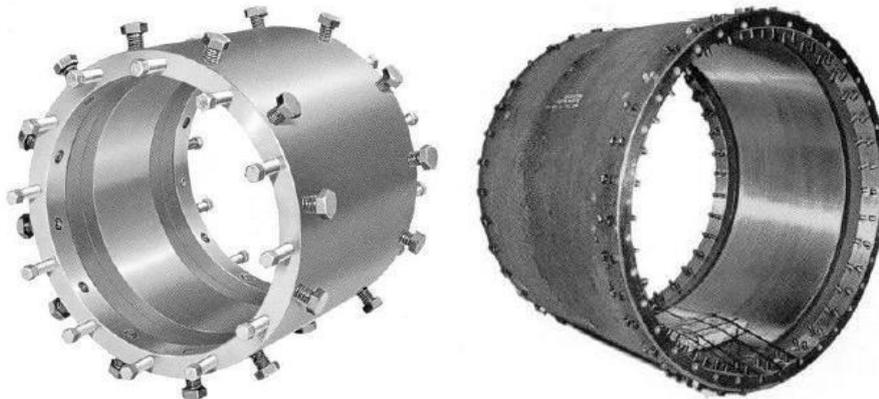


Figure V.9 : Manchons de raccordement

V.3.5.1. Les étapes de réparation par manchon de raccordement d'un oléoduc suite à un éclatement

- **Organisation et mise en route du chantier**

Le responsable de l'intervention et ceux des différents corps de métiers présents sur le site (sécurité industrielle, génie civil, tuyauterie, chaudronnerie etc.) se rassemblent pour fixer les objectifs, grossièrement et de manière globale, en fonction de la situation sur le terrain et des contraintes extérieures qui se présentent

- **Récupération et stockage du produit dans un bourbier**

Le bourbier doit se trouver, si possible, à une distance de l'ordre de 100 mètres en contrebas du point d'incident ou de pompage depuis la tranchée et sous le vent dominant. Lorsque les contraintes de profil du terrain, de nature des sols ou de temps ne permettent pas de réaliser

un borbier dans des conditions de sécurité suffisantes pour les hommes ou l'environnement , il est quasiment toujours possible de pallier cet inconvénient soit en utilisant des bâches souples ou des citernes de récupération munies de soupapes de dégazage ou à la limite en vidangeant directement de la tranchée vers des camions citernes.

- **Coupe de la section Endommagée du pipeline**

Nous pouvons dire qu'une coupe est réussie lorsque :

- Le plan de coupe est parfaitement perpendiculaire à l'axe de la canalisation.
- L'extrémité du pipeline ne présente pas d'ovalisation après la coupe

La zone de coupe est exempte tout cratère de corrosion risquant de compromettre l'étanchéité des manchons de raccordement.

Le temps passé à réaliser la coupe est -raisonnable. Ni l'outil ni la fraise n'ont été détériorés



Figure V.10 : Début de coupe : réglage de la vitesse de la machine.

- **Pose de la nouvelle manchette**

Lorsque la manchette a été bien positionnée et correctement centrée avec un espace libre d'environ 1,5 cm entre le pipeline enterré et la nouvelle portion de conduite, nous procédons au calage soigné de cette dernière

- **Introduction des manchons et raccordement**

Pour éviter que le premier manchon ne bouge lors de l'introduction du second, nous approchons jusqu'à buter puis serrer très légèrement huit (08) vis de centrage (quatre à chaque extrémité du manchon) également réparties sur la circonférence du manchon, On procède la même manière pour les deuxièmes manchons après avoir vérifié et rectifié si nécessaire le calage à l'autre extrémité de la manchette. A ce stade des travaux nous sommes arrivés à la phase finale du raccordement mécanique, On forme alors deux équipes de deux (02) ou mieux encore de quatre (4) personnes qui vont procéder au serrage progressif des manchons de raccordement suivant deux étapes distinctes :

- Centrage des manchons.
- Obtention de l'étanchéité.

- **Soudure en charge des manchons de raccordement**

A ce stade des opérations, l'exploitation de la ligne peut reprendre dans des conditions quasi normales en respectant la pression maximale admissible, définie par le fournisseur, pour les manchons de raccordement posés mais non soudés sur une portion non remblayée de pipeline faut cependant que la remise en pression de la ligne se fasse doucement et régulièrement sans chose qui pourraient faire vibrer la canalisation et les manchons. Pendant cette opération, le personnel intervenant doit être évacué de la tranchée jusqu'à ce que l'étanchéité des manchons soit avérée

A la limite, nous pouvons considérer que l'intervention proprement dite est alors terminée car les opérations de soudure peuvent être différées donc programmées.

Dans beaucoup de cas cependant, pour diverses raisons et notamment des impératifs d'exploitation, il est nécessaire d'effectuer, dans la foulée de leur mise en place, la soudure en charge des manchons de raccordement sur la ligne.

V.3.5.2 Les types des manchons

Type 1 : Il est recommandé pour les grandes zones attaquées par la corrosion ou lorsque la longueur de la corrosion dépasse la limite maximale permise.

Type 2 : Il est recommandé lorsque la longueur de corrosion est inférieure à la limite permise. Il sert uniquement à assurer l'étanchéité

Type 3 boulonné : Les demi - coquilles avec joint intermédiaire sont fixées sur les canalisations par boulons pour la corrosion étendue et les réparations des fuites.

V3.5.3 Avantages de manchon

- Un gain important de temps sur la durée d'indisponibilité de l'ouvrage.
- La possibilité, après la remise en exploitation de la ligne, de différer pendant plusieurs jours les travaux de soudure en charge.
- Une étanchéité mécanique provisoire est obtenue par serrage des joints des manchons

V.3.6. Remplacement d'un tronçon par double obturation en charge

L'opération commence par la mise en place, par soudage, de chaque côté de la partie à remplacer, d'un té constitué de deux éléments. Sur ce té, est placé un robinet à passage intégral sur lequel est fixée une machine à percer en charge ce robinet est ouvert et l'outil est mis en rotation pour percer le tube. Une fois le tube percé, l'outil est réalisé et le robinet refermé. Le diamètre de passage est voisin du diamètre de la canalisation. La machine de perçage est déposée et remplacée par la machine à obturer fait descendre dans le tube une coupelle qui va obturer la canalisation. Pour la réaliser le by-pass de la partie isolée, deux piquages sont réalisés par perçage en charge de part et d'autre des tés d'obturation et une canalisation provisoire est installée entre ces deux picages. Cette canalisation peut être réalisée par des tubes flexibles. Si la partie à remplacer est longue, la construction du by-pass provisoire est onéreuse dans ce cas, la méthode est modifiée et le transit du produit est assuré alternativement dans la nouvelle conduite et dans l'ancienne conduite

V.4.Conclusion

Les techniques de réparation sont très utilisées, mais avant de procéder à un choix entre elles, un examen sur le lieu et la nature de l'événement doivent être constatés (fuite ou éclatement,

corrosion par piqure.....) afin de réaliser une réparation de bonnes conditions, efficace et qui puisse durer

Les opérations de soudage sont délicates, car elles se réalisent en exploitation, dans ce sens les soudeurs doivent avoir une bonne expérience, afin d'éviter les dégâts qui peuvent être mortels.

CONCLUSION GENERALE

Dans cette étude, on a traité les données d'acquisition du rapport ILI relatif au résultat de l'inspection du gazoduc GK1 fonctionnel depuis 1971 avec un débit de 1.6856 millions de Sm³/h, qui correspond à 13.35 milliards Sm³/an comme débit initial prévu par le projet de la ligne, avec cinq stations en marche. Dans l'état actuel, la ligne est exploitée avec un débit de 1.2 millions de Sm³/h (9.59 milliards Sm³/an) avec deux stations en marche (SC B et SC D) et dans certain cas avec un débit gravitaire de 0.811869 million de Sm³/h (6.43 milliards de Sm³/an). Cette ligne GK1 est consacrée à alimenter les unités GNL de Skikda destinée pour les clients hors Européens ou lointains.

D'après les résultats du rapport ILI la ligne en question est potentiellement exploitable sur une bonne période car elle n'est pas affectée par des anomalies importantes que sur le plan de la corrosion (interne et externe) ou sur le plan de déformation géométrique au de dommage mécanique.

Notre étude à été portée sur le tronçon entre SC D et SC E et comprend deux parties :

Calcul thermique et hydraulique

Réhabilitation du tronçon en question

Pour la première partie, le calcul a été fait pour le cas du débit du projet à savoir 1.6856 millions de Sm³/h, selon deux approches :

La première consiste à faire le calcul à partir de la pression initiale (sortie station P= 71 bar) et la température initiale (sortie station T=333.15 °K) avec le cumul des longueurs $\Delta x = x + \Delta x$ pour un gazoduc horizontal.

La deuxième consiste à faire le calcul en fonction des longueur Δx en considérant à chaque fois la pression initiale et la température initiale sont ceux finales du Δx précédent en utilisant toujours la formule d'un gazoduc horizontal.

Il faut dire que dans les deux cas, les résultats sont presque identiques concernant la pression sauf ver la fin du tronçon dans une perturbation à cause de l'augmentation de la Δz (supérieure à 200m), mais concernant la température, les résultats sont aussi identiques avec une perturbation minime dans le début de tronçon qui s'accroît légèrement vers la fin du tronçon.

On peut conclure que dans les deux cas les résultats sont probons.

Pour la deuxième partie, le calcul a été fait en deux étapes :

La première concerne la réhabilitation du tronçon selon les quatre normes à partir de la pression d'opération réel de chaque défaut en un premier lieu et avec une pression constante (Pop=71bar). D'après les résultats de calcul pour chaque méthode, il s'avère que dans le premier cas les résultats sont différents mais les conclusions sont identiques (les défauts à laisser). Dans le deuxième cas les résultats son aussi différents mais les conclusions sont identiques (les défauts à laisser) sauf pour Shell92 ou il y a trois défauts à atténuer. Cela est dû surement à la rigueur de cette méthode (Shell92) qui est la plus conservatrice.

La deuxième étape concerne l'évolution de la vitesse de corrosion sur une période décennie selon deux approches :

La corrosion par piqûre d'après la première approche et avec considération de l'évolution de la longueur de corrosion longitudinal de 20 mm/an selon la deuxième approche, pour apprécier l'évolution des défauts selon la méthode d'interférence Bayésienne.

Selon la première approche les résultats ont été superficiel (un seul défaut à atténuer au bout de dix ans) et un peu plus pointus pour la deuxième approche (5 défauts à atténuer au bout de cinq ans, 10 à atténuer et un seul défaut à réparer au bout de sept ans, 12 défauts à atténuer et 5 défauts à réparer au bout de dix ans).

On peut conclure d'après la deuxième approche que le tronçon reste sain sans défaut majeur sur une période de sept ans.

Bibliographie

- [1] : Description du réseau de transport par canalisation des hydrocarbures & tarifs de transport (2021).
- [2] : site de SONATRACH : <https://sonatrach.com/>.
- [3] : Document SONATRACH Fiche technique système de transport par canalisation Gaz Naturel GK1/GK2 Hassi Rmel-Skikda, Juillet 2015.
- [4] : Mémoire de fin d'étude LMD, « Raclage ».
- [5] : Stéphane Sainson, 2007, « Inspection en ligne des pipelines », Canada.
- [6] : BaKer M, (2004), « Integrity Management Program Stress Corrosion on Cracking Study », DTR 556-02 - D 70036 Sept, Office of pipeline Safety CPS TT08.
- [7] : Cours corrosion et protection, Mme : B. Boubekeur, FHC 2020/2021.
- [8] : Cours corrosion et protection Mme : H. Bouchemel, FHC 2019/2020.
- [9] : Desjardin, (2002), « Optimized pipeline repair and inspection planning using in - line inspection data, Pipeline pigging Integrity assesement & repair conference », Houston.
- [10] : M. Hélie, « Matériaux métallique, Phénomène de corrosion », Univ d'Evry-Val d'Essonne, 4ème partie les différentes formes de corrosion aqueuse.
- [11] : Cours réhabilitation des pipeline, M : K.Younsi, FHC2014/2015.
- [12] : I. DJEDID, juin 2013, « Étude sur les défaillances des aciers API- 5LX60 pour pipeline Cas de la ligne GZ1 », Mémoire de Master, Université Tlemcen-Algérie.
- [13] : H. Mamache, « Étude du problème de corrosion au niveau des installations du surface», Mémoire de fin de période de mise en situation professionnel Ingénieur Exploitation, IAP.
- [14] : Baudry & Syminex, 1987, Procédés et dispositifs pour déterminer les déformations et le trajet d'une canalisation, Brevet français n° 2610100 23 janvier.
- [15] : Battelle (2005) Dual field MFL pig may provide best - of both world, Pipeline & Gas Journal Oct 54.
- [16] : Beuker T, Brown B (2004). The evolution of an in - line inspection solution : axial flow Detection Rosen Engineering.
- [17] : Rameau E (1997), Système et procédé pour détecter des fissures dans des canalisations. Brevet français n° 2 762 391 du 21 avril.
- [18] : Rarbian Aet al (2003), Ultrasonic In-Line Inspection : High resolution crack detection for pipeline using a new generation of tools, www.ndt.net .
- [19] : Bureau de la Sécurité des transports du Canda (2001), Rapport denquete de pipeline P01H0049. Rupture d'un oléoduc dEmbridge pipeline Inc.

[20] : Essai de l'intervention sur pipeline : méthodes, procédures et moyens, SONATRACH / TRC / RTC Bejaia, Ahmed MOKHTARI, (2003).

[21] : Permanent repairs using patented advanced composite technology, ANDREW J.PATRIK; <http://www.clockspring.com>.

[22] : Naili Jugurtha, 2018, Réhabilitation du tronçon SP1-SP1 bis , mémoire fin d'études master, UMBB, Boumerdes.