

République algérienne démocratique et populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'HAMED BOUGARRA
Faculté des hydrocarbures et de la chimie



Département : Transport et équipement pétroliers
Filière : Génie mécanique
Option : Transport et distribution des hydrocarbures

Mémoire de Fin d'Etudes
Pour l'obtention du diplôme du Master

Thème

Réhabilitation oléoduc : Application au tronçon SP1-SP3 de l'oléoduc OB1.

Présenté par :
ATAMNA Moataz
BENKHIAT Abdelkarim

Encadré par :
BOUHAFS Smail

Devant le jury :
YOUNSI Karim
TIKOUBAINI Mourad

2020/2021

DEDICACE

*Nous remercions DIEU tout puissant pour nous avoir aidé à l'élaboration
de ce travail.*

*Nous dédions ce mémoire A nos parents pour leur amour inestimable, leur
soutien, leurs sacrifices et toutes les valeurs qu'ils ont su nous inculquer,
A tous nos promotionnels, A Monsieur BOUHAFS notre encadreur d'étude
pour sa disponibilité et ses conseils, A tous nos enseignants durant notre
cursus universitaire, A toute la famille universitaire de Boumerdes, ainsi
qu'à tous ceux et celles que nous avons oublié involontairement.*

REMERCIEMENTS

Nous tenons en premier lieu à remercier le bon Dieu de nous avoir donné le courage pour réussir dans notre cursus.

Au terme de ce modeste travail nous tenons à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce présent mémoire en particulier :

*Notre promoteur, le **Docteur BOUHAFS**, pour nous avoir suivi de près tout au long de notre travail, sa disponibilité, ses conseils, qu'il soit assuré de nos sincères reconnaissances et qu'il trouve dans ce travail notre témoignage respectueux.*

*Nous remercions également le personnel du TRC Bejaia pour leurs aides durant la période de stage et de nous avoir ménagé toutes leurs efforts et leurs savoir pour nous permettre une parfaite assimilation. En particulier **Mr ZAIDI.O, Mr LOUIBA, Mr BENNACEUR.***

Nos remerciements à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation à l'université de BOUMERDES en particulier ceux du département transport des hydrocarbures.

INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OB1.	2
I.1 Présentation générale de TRC :	3
I.1.1 Consistance du Réseau de Transport :	4
I.1.2 Cartographie actuelle du Réseau de transport:.....	4
I.2 Présentation de la direction régionale de Bejaia DRGB :	5
I.2.1 Situation géographique de la DRGB :	5
I.2.2 Organigramme de la DRGB :	6
I.2.2.1 Présentation des différents départements :	6
I.3 Description et historique de l'OB1 :	7
I.3.1 Caractéristiques de L'OB1 :	9
I.3.2 Topographie de l'OB1 :	9
I.3.3 Variation de l'épaisseur de L'OB1:	9
I.4 Caractéristiques des stations :	11
I.4.1 SP1 :	11
I.4.2 SP1 bis :	11
I.4.3 SP2:	12
I.4.4 SP3 :	12
I.4.5 : Terminal Arrivée.	13
Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.	16
II.1 Introduction :	17
II.2 Statistique sur les causes des anomalies courantes sur un pipeline :	17
II.3 Les différentes anomalies et leurs causes :	18
II.3.1 Les fissures:	18
II.3.2 Les éraflures :	19
II.3.3 Les Enfoncements:	19
II.3.4 Les défauts combinés (enfoncelements + éraflures):	20
II.3.5 Défauts de soudage:	21
II.3.5.1 Défaut de forme ou de dimension :	21
II.3.5.2 Défaut de structure :	21
II.3.5.3 Défaut des ensembles soudés :	22
II.3.1 Encrassement et dépôts :	22
II.3.1.1 Cas d'oléoduc :	22
II.3.1.2 Cas du gazoduc :	23
II.3.1.3 Les conséquences de ces défauts d'encrassement et des dépôts :	23
II.3.2 Dégradation par corrosion dans les pipelines	23
II.3.2.1 Comprendre le processus	23
II.3.2.2 Pertes de métal dues à la corrosion interne.....	25

II.3.2.3 Pertes de métal dues à la corrosion externe	25
II.3.2.4 Description géométrique de défauts de corrosion	26
II.3.2.5 La corrosion uniforme	27
II.3.2.6 La corrosion localisée	28
II.3.2.7 Facteurs agissant sur la corrosion des ouvrages métalliques enterrés	30
II.3.2.7.1 Le sol comme électrolyte	30
II.3.2.7.2 La résistivité du sol	30
II.3.2.7.3 Le pH du sol	31
II.3.2.7.4 Le potentiel redox	31
II.3.2.7.5 Présence d'humidité dans le sol	31
II.3.2.7.6 Présence de bactéries sulfato-réductrices	32
II.3.2.7.7 Piles dues à l'électrolyte	32
II.3.2.7.8 Piles dues à l'association de métaux différents (couplage galvanique)	33
II.3.2.7.9 Corrosion par les courants vagabonds	33
II.4 Prévention contre les différentes anomalies créées par le phénomène de corrosion :	35
II.4.1 Protection passive :	35
II.4.1.1 Conception des équipements :	35
II.4.1.2 Les inhibiteurs de corrosion :	35
II.4.1.3 Les revêtements :	36
II.4.2 Protection active :	36
II.4.2.1 Protection cathodique par courant imposé :	36
II.4.2.1.1 Principe de protection :	36
II.4.2.2 Protection cathodique par anode sacrificielle :	37
II.4.2.2.1 Principe de la protection :	37
II.5 Conclusion :	38
Chapitre III : Inspection et diagnostic des pipelines.	39
III.1 Introduction :	40
III.2 Nettoyage de la conduite :	40
III.3 But de nettoyage :	40
III.4 Définition d'un racleur :	41
III.5 Domaine d'application :	41
III.6 Les outils de nettoyage :	42
III.6.1 Les outils de nettoyage rigides :	42
III.6.2 Les outils de nettoyage élastiques :	43
III.6.2.1 les outils élastiques en forme de piston :	43
III.6.2.2 Les outils élastiques en forme de sphère :	43
III.6.2.3 Les avantages des sphères :	43
III.6.2.4 Les inconvénients des sphères :	43
III.6.3 Les outils hybrides :	43
III.7 Préparation d'une opération de nettoyage :	43

III.7.1 Analyse des caractéristiques de la ligne à nettoyer :	44
III.7.1.1 Définition de l'objectif de l'opération :	44
III.7.1.2 Nature des substances qu'on cherche à évacuer :	44
III.7.1.3 Localisation des zones les plus encrassées :	45
III.7.1.4 Estimation du volume d'effluents à évacuer :	45
III.7.1.5 Pression de poussée disponible et débit d'opération :	45
III.7.1.6 Profil de température et des pressions en exploitation normale :	46
III.7.1.7 Valeurs successives du diamètre intérieur de la ligne :	46
III.7.1.8 Distance que doit parcourir l'outil :	46
III.7.1.9 Rayon de courbure le plus faible de la ligne :	46
III.7.1.10 Position géodésique des obstacles :	46
III.7.1.11 Piquages et tés :	46
III.7.1.12 Type et dimensions des vannes :	46
III.7.2 Sélection de l'outil :	47
III.7.2.1 Lancement du racleur :	47
III.7.2.2 Suivi du déplacement de racleur :	48
III.7.2.3 Récupération de racleur :	48
III.7.2.3.1 Le racleur est hors de la gare :	48
III.7.2.3.2 Le racleur entre en gare :	48
III.8 Inspection en ligne et diagnostic :	49
III.8.1 Action de pré-inspection :	50
III.8.2 les outils d'inspection en ligne :	50
III.8.2.1 Les outils de configuration :	50
III.8.2.1.1 Principe mécanique (1ère génération) :	50
III.8.2.1.2 Principe électronique (2ème génération) :	51
III.8.2.1.3 Principe électromagnétique (3ème génération) :	51
III.8.2.2 Les outils de détection de perte de métal :	52
III.8.2.2.1 Technique MFL :	52
III.8.2.2.2 Technique ultrasonique :	53
III.8.3 La meilleure technique d'inspection:	54
III.9 Interprétation des résultats d'inspection :	54
III.9.1 Résultats numérique :	54
III.9.2 Résultats sous forme d'histogramme :	55
III.9.3 Résultats graphique :	56
III.9.1 Cartes colorées :	56
III.10 Conclusion :	57
Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.....	58
IV.1 : Introduction :	59
IV.2 : La Norme ANSI/ASME B31G :	59
IV.2.1 : La définition de la PMS :	59

IV.2.2 La pression réduite P_{red} et perte de métal (d/t) :	60
IV.2.3 : Définition du facteur de réduction de la pression C_{pr} :	62
IV.3 : La norme B31G modifié :	62
IV.3.1 : La Pression Maximale de Service :	62
IV.3.2 : La pression réduite P_{red} et perte de métal (d/t) :	63
IV.4 : La norme DNV RP-F101 :	64
IV.4.1 : La pression maximale de service :	64
IV.4.2 La pression réduite P_{red} :	64
IV.4.3 Perte de métal limite (d/t) _{cr} :	64
IV.5 : Classification des types de corrosion :	65
IV.6 : Application sur l'OB1 SP1-SP3 :	67
IV.6.1 Calcul hydraulique de la ligne SP1 HEH-SP3 M'Sila :	68
IV.6.1.1 Détermination de la pression opérationnelle :	68
IV.6.2 Calcul de perte de métal par les trois normes :	69
IV.6.2.1 Exemple dans la section « SP1 HEH-SP1 Bis » :	69
IV.6.2.1.1 La norme B31G :	69
IV.6.2.1.2 La norme B31G Modifie :	70
IV.6.2.1.3 La norme DNV RP-F101 :	71
IV.6.2.2 Exemple dans la section « SP1 Bis-SP2 Loutaya » :	71
IV.6.2.2.1 : la norme B31G :	71
IV.6.2.2.2 La norme B31G Modifie :	72
IV.6.2.2.3 La norme DNV :	72
IV.6.2.3 Exemple dans la section « SP2 Loutaya-SP3 M'Sila » :	73
IV.6.2.3.1 La norme B31 G :	73
IV.6.2.3.2 La norme B31G Modifie :	73
IV.6.2.3.3 La norme DNV RP-F101 :	74
IV.6.3 Analyse des tableaux :	75
IV.6.4 Interprétation des résultats :	75
IV.6.5 L'ensemble des défauts obtenus sur SP1-SP3 de l'OB1 par les trois normes :	75
IV.6.5.1 Section 01 : SP1-SP1 Bis	75
IV.6.5.2 Section 02 :SP1 Bis-SP2	76
IV.6.5.3 Section 03 :SP2-SP3	76
IV.7 Estimation sur le temps de résistance des défauts dangereux sur la ligne :	77
IV.7.1 L'estimation de la vitesse de corrosion :	77
IV.7.2 La vitesse de corrosion V (mm/an) :	77
IV.7.3 Le temps de résistance d'un défaut dangereux (T):	77
IV.7.4 Critère probabiliste de défaillance d'un défaut :	78
IV.7.5 La vitesse de corrosion, le temps de résistance et la probabilité de défaillance des défauts dangereux le long de la ligne SP1-SP3 :	78
IV.7.5.1 La section SP1 HEH-SP1 Bis :	78

IV.7.5.2 La section SP1 Bis-SP2 :	79
IV.7.5.3 La section SP2 Loutaya-SP3 M'Sila :	79
IV.7.6 Analyse des tableaux :	80
IV.8 Conclusion :	80
Chapitre V : Intervention et techniques de réparation des pipelines.	82
V.1 Introduction :	83
V.2 Eclatement d'une canalisation :	83
V.3 Fuite sur une canalisation :	84
V.4 Techniques de réparation :	84
V.4.1 Réparation par coupe et remplacement :	84
V.4.1.1 La réparation par soudures bout à bout :	84
V.4.1.1.1 Le raccordement par manchette ajustée :	85
V.4.1.1.2 Le raccordement par chevauchement :	86
V.4.1.1.3 Soudures de raccordement :	86
V.4.1.2 La réparation par Manchons de raccordement en acier :	86
V.4.1.2.1 Réparation d'un oléoduc par manchons de raccordement :	87
V.4.1.2.2 Soudure en charge des manchons de raccordement :	89
V.4.1.2.3 Mesures relatives à l'environnement des soudures :	89
V.4.1.2.4 Mesures relatives aux travaux de soudure en charge :	90
V.4.2 Réparation par demi-coquille :	90
V.4.3 Réparation par CLOCK SPRING: [16]	92
V.4.3.1 Application de la bande sur une canalisation en charge:	92
V.4.4 Réparation par rustine :	93
V.5 Conclusion :	95
Conclusion générale :	96
Références	97

Liste des figures

Figure I.1 : Chaîne de transport par canalisation de Sonatrach.	3
Figure I.2 : Le réseau actuel des systèmes de transport par canalisation.....	4
Figure I.3 : Organigramme de la DRGB.	6
Figure I.4 : Profil en long de l'OB1.	9
Figure I.5 : les différentes variations de l'épaisseur de l'OB1.	10
Figure II.1: Causes des ruptures de pipelines [3].	17
Figure II.2 : Soudure de rabouillage et longitudinale dans une canalisation.	18
Figure II.3 : Fissure dans des joints soudés	18
Figure II.4 : Engin de chantier en travaux	19
Figure II.5.a: Géométrie d'un enfoncement Figure II.5.b : Photo d'un pipeline enfoncé	20
Figure II.6.a : Géométrie d'un défaut combiné Figure II.6.b : Photo d'une éraflure dans un enfoncement	21
Figure II.7 : Schéma simplifié du processus de corrosion (Destruction de l'équilibre par réaction du milieu).....	24
Figure II.8 : Pertes de métal dues à la corrosion interne.	25
Figure II.9 : Pertes de métal dues à la corrosion externe.	26
.....	27
Figure II.10 : Les différents types de corrosion, d'après Melchers.	27
Figure II.11 : Piles dues à l'électrolyte et à l'association de métaux différents.....	34
Figure II.12 : Propagation des courants vagabonds	35
Figure II.13 : Principe de la protection cathodique à courant imposé.	36
Figure II.14:Principe de protection cathodique par anode sacrificielle.	37
Figure II.15: Répartition des anodes sacrificielles le long d'une conduite.	37
Figure.III.1 : Outil standard de nettoyage.	41
Figure III.2 : Procédure de lancement d'un racleur.	48
Figure III.3 : Procédure de réception du racleur	49
Figure III.4 : Déplacement du Kaliper dans la conduite.	51
Figure III.5 : Déplacement d'outil et création du champ magnétique.	51
Figure III.6 : Principe de fonctionnement du champ magnétique.	52
Figure III.7 : Piston Instrumenté basé sur principe de perte du flux magnétique.	53
Figure III.8 : Principe de la méthode de contrôle par US	53
Figure III.9 : Outil ultrasonique.	54
Figure III.10: Résultats numériques.	55
Figure III.11 : résultats sous forme d'histogramme.	55
Figure III.12 : Résultat graphique.	56
Figure III.13 : Carte coloré en 2D.	56
Figure III.14 : Carte coloré en 3D.	57
Figure IV.1 : Nouvelle pression maximale d'un pipeline corrodé.	60
Figure IV.2 : Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline selon ASME B31 G.	61

Figure IV.3 : Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline selon ASME B31 G modifiée.	63
Figure IV.4 : Piqures de type circonférentiel.	66
Figure IV.5 : Piqures dans le sens longitudinal.	66
Figure IV.6 : Piqure profonde dans une piqure plus large.	67
Figure IV.7 : Dates des événements considérés.	77
Figure VI.1: longueur de la manchette à raccorder	85
Figure VI.2: Alignement pour un raccordement suivant la technique du chevauchement	86
Figure VI.3: Manchons de raccordement.....	87
Figure VI.4 : Manchon complètement soudé sur une pipe.....	88
Figure VI.5 : Début de coupe : réglage de la vitesse de la machine.	89
Figure VI.6: manchon 2 pièces (demi-coquilles)	90
Figure VI.7 : mise en place et serrage du split + sleeve	91
Figure VI.8 : Application de la résine sur les feuilles du CLOCK SPRING.	92
Figure VI.9 : Réparation par CLOCK SPRING finie	93
Figure VI.10 : Rustine maintenue par un collier sur une canalisation.....	94
Figure VI.11 : fuite étanchée par la pose d'une rustine maintenue par un collier	94

Liste des tableaux

Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OB1	4
Tableau I.1 Réseau en exploitation	5
Tableau I.2 : Caractéristiques de l'OB1	9
Tableau I.3 : Caractéristiques de SP1	11
Tableau I.4 : Caractéristiques de SP1 bis	12
Tableau I.5 : Caractéristiques de SP2.....	12
Tableau I.6 : Caractéristiques de SP3.....	13
Tableau I.7 : Caractéristiques du Terminal Arrivée Bejaïa	13
Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline	16
Tableau II.1. Classification de la corrosivité des sols selon la résistivité	33
Chapitre III : Inspection et diagnostic des pipelines	42
Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3	63
Tableau IV.1 : Les Limites d'élasticité et rupture de l'acier.....	65
Tableau IV.2 : Les coefficients de sécurité dépendant de la zone traversée	65
Tableau IV.3 : La norme ANSI/ASME B31G.....	67
Tableau IV.4 : La norme ANSI/ASME B31G modifiée.....	69
Tableau IV.5 : Données de la section SP1 HEH- SP1 Bis.....	76
Tableau IV.6: Distribution de la pression.....	76
Tableau IV.7 : Evaluation par la norme B31G sur la section SP1 HEH-SP1 Bis	77
Tableau IV.8 : Evaluation par la norme B31G modifiée sur la section SP1 HEH-SP1 Bis	78
Tableau IV.9 : Evaluation par la norme DNV RP-F101 sur la section SP1 HEH-SP1 Bis.....	78
Tableau IV.10 : Evaluation par la norme B31G sur la section SP1 Bis-SP2 Loutaya	79
Tableau IV.11 : Evaluation par la norme B31G modifiée sur la section SP1 Bis-SP2 Loutaya	79
Tableau IV.12 : Evaluation par la norme DNV RP-F101 sur la section SP1 Bis-SP2 Loutaya	80
Tableau IV.13 : Evaluation par la norme par la norme B31G sur la section SP2-SP3.....	81
Tableau IV.14 : Evaluation par la norme par la norme B31G modifie sur la section SP2-SP3	82
Tableau IV.15 : Evaluation par la norme DNV RP-F101 sur la section SP2-SP3	82
Tableau IV.16 : Nombre de défauts selon les trois normes de la section SP1-SP1 Bis	83
Tableau IV.17 : Nombre de défauts selon les trois normes de la section SP1 Bis-SP2	84
Tableau IV.18 : Nombre de défauts selon les trois normes de la section SP2 - SP3.....	84
Tableau IV.19 : Estimation du degré de dangerosité suivant le temps pour chaque défaut	86
Tableau IV.20 : Probabilité de défaillance des défauts à surveiller dans la section SP1-SP1 Bis selon les trois normes.....	87
Tableau IV.21 : Probabilité de défaillance des défauts à surveiller dans la section SP1 Bis-SP2 selon les trois normes.....	87
Tableau IV.22 : Probabilité de défaillance des défauts à surveiller dans la section SP2 –SP3 selon les trois normes	88

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le transport des hydrocarbures sur de longues distances, du point de gisement jusqu'aux complexes de séparations, liquéfaction et aux raffineries s'effectue majoritairement par des canalisations enterrées recouvertes d'un revêtement en bitume ou en polymère complétée par une protection cathodique active permettant de les protéger contre la corrosion provoquée par les sols. Cependant des défaillances par corrosion et par fissuration qui peuvent se produire dans certaines conditions entraînent des perturbations dans l'exploitation du pipeline.

Le souci qui préoccupe les exploitants des réseaux de transport des hydrocarbures est d'assurer leur maintenance pour préserver la sécurité des populations ainsi que l'impact peut avoir une défaillance majeure sur l'aspect environnemental. La prévention des ruptures est donc une nécessité et est réalisée par une inspection et analyse de la nocivité des défauts constatés. Actuellement on envoie dans la canalisation un outil intelligent qui permet de collecter des données sur l'état interne et externe du pipeline.

Notre travail consiste à apporter une analyse de l'état de corrosion de l'oléoduc OB1 par une approche déterministe, afin d'envisager des opérations de réhabilitation, si cela est nécessaire, pour éviter ces défaillances qui conduisent à des pertes considérables, notamment sur le plan économique, en se basant sur les trois normes :

- ANSI/ASME B31G.
- ANSI/ASME B31G modifiée.
- DNV (RP-F101).

Le premier chapitre dresse une présentation générale de TRC et description de l'OB1. En chapitre 2, sont présentés, les principaux défauts précurseurs à la rupture des canalisations et un aperçu général sur les méthodes de protection des pipelines.

Nous avons réservé le troisième chapitre pour définir les outils associés pour évaluer et contrôler chaque défaut. Le quatrième chapitre a été consacré à l'application de ces méthodes au tronçon SP1-SP3 (OB1). En cinquième chapitre définir les différentes procédures de réparation des pipelines

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

CHAPITRE UN

Présentation générale de TRC et description de l'OB1.

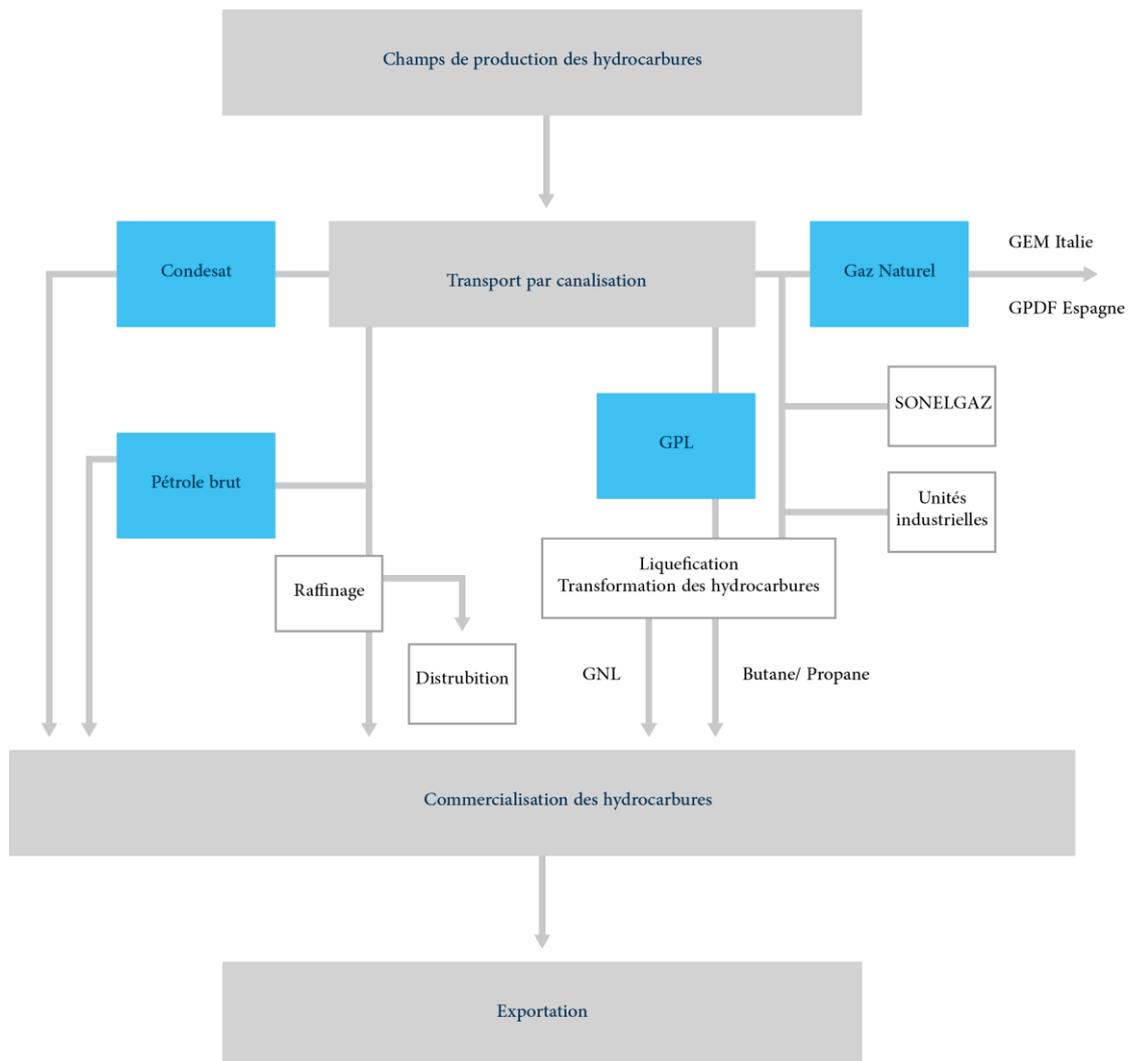
Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OB1.

I.1 Présentation générale de TRC (1):

L'Activité Transport par Canalisations est un maillon important de la chaîne des hydrocarbures, d'un point de vue historique, stratégique et opérationnel.

Depuis ce réseau de transport par canalisations ne cesse de s'intensifier et de se complexifier en fonction du développement des activités de l'Amont et de l'Aval pétrolier et gazier de SONATRACH, en national et en international.

Actuellement, l'Activité transport par canalisations assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, GPL et condensât) depuis les champs de production jusqu'aux complexes et unités de traitements, de transformation, de stockage, d'expédition et d'exportation. Le transport par canalisations est une étape charnière dans la chaîne des hydrocarbures. [1]



Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OBI.

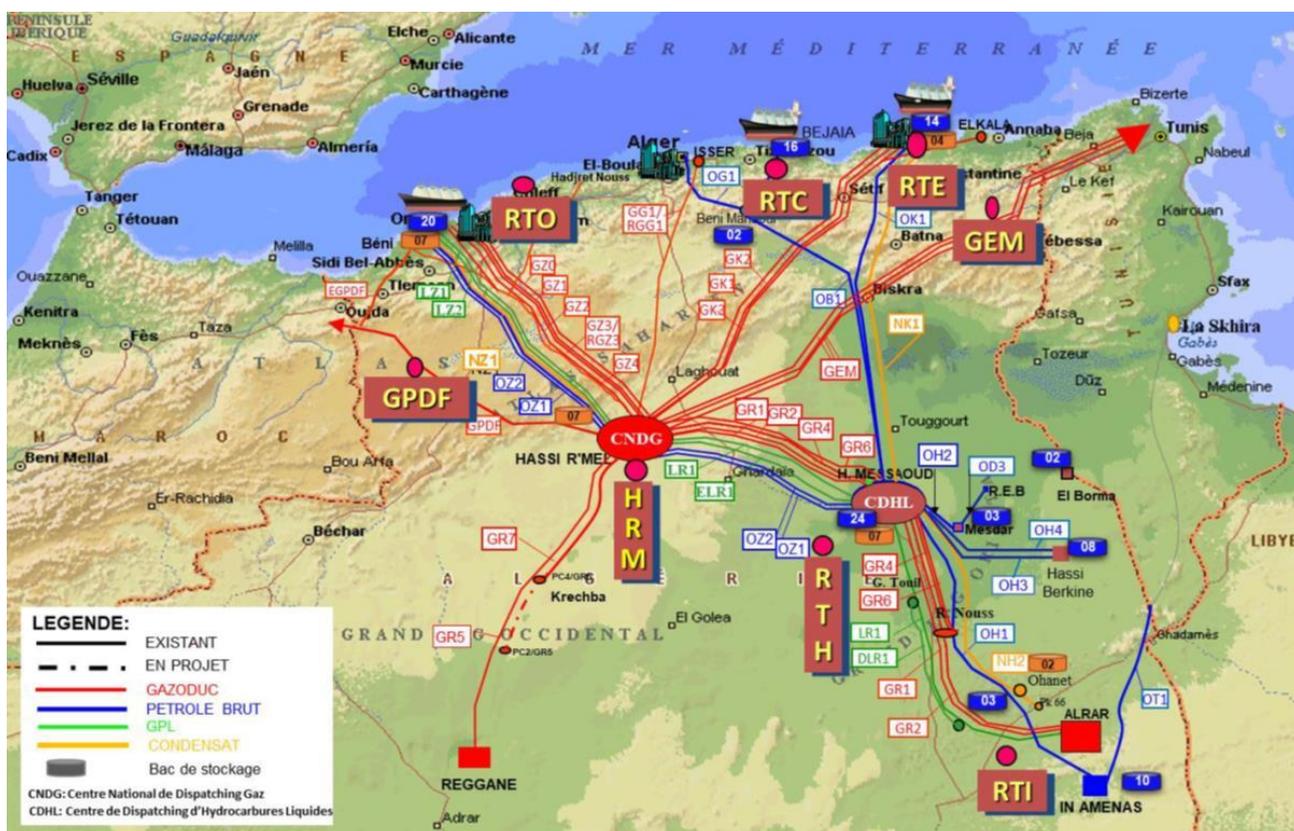
Figure I.1 : Chaîne de transport par canalisation de Sonatrach.

Ses missions consistent à définir, à réaliser, à exploiter, à maintenir et à faire évoluer le réseau de canalisations et les ouvrages pour répondre aux besoins de Sonatrach dans les meilleures conditions d'économie, de qualité, de sécurité et de respect de l'environnement.

I.1.1 Consistance du Réseau de Transport :

- Une capacité de transport de 404,342 MTEP/an (Millions de Tonnes Equivalent Pétrole) dont 264,182 MTEP concernant le Réseau Nord et 140,160 MTEP pour le Réseau Sud.
- 22 Systèmes de transport par canalisation d'une longueur totale de près de 20 705km ;
- 85 stations de pompage et de compression ;
- 127 bacs de stockage d'une capacité utile de près de 4.3 MTM (Tonnes Métriques) ;
- 06 Directions régionales (RTO, RTH, RTE, RTI, RTC, HRM)
- 02 Directions opérationnelles GEM et GPDF ;
- 03 Bases opérationnelles de maintenance ;
- 03 Bases régionales d'intervention (HEH – Barika – SP6/Tiaret) ;
- 01 Centre National de Dispatching Gaz (CNDG) ;
- 01 Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides (CDHL) ;
- 01 Centre de Stockage et Transfert des Fluides (CSTF) ;

I.1.2 Cartographie actuelle du Réseau de transport:



Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OBI.

Figure I.2 : Le réseau actuel des systèmes de transport par canalisation.

	Pétrole brut	Condensat	GPL	Gaz Naturel	Total
Nombre des STC	7	3	2	10	22
Nombre des Canalisation	12	3	6	18	39
Longueur(Km)	4973	1718	3255	10981	20927
Nombre de Stations	34	5	11	33	83
Nombre de Bacs	100	27	-	-	127
Capacité Design Stockage (10⁶ TM)	3.3	0.87	-	-	4.17
Capacité Design Transport (MTEP)	172.9	44.905	29.747	186.833	434.385

Tableau I.1 Réseau en exploitation.

I.2 Présentation de la direction régionale de Bejaia DRGB :

La DRGB est l'une des sept directions régionales opérationnelles de transport par canalisations des hydrocarbures, elle est rattachée directement à la division exploitation.

I.2.1 Situation géographique de la DRGB :

Elle est située au nord de Bejaia (arrière port) et à l'entrée de la ville sur la zone industrielle. Elle s'étend sur une superficie d'environ 596601 m².

Son effectif est d'environ 480 travailleurs répartis sur 11 sites géographiques. Sa mission consiste en le transport, le stockage, et la livraison des hydrocarbures liquides et gazeux (pétrole brut et gaz naturel) de la région centre du pays via les pipelines.

I.2.2 Organigramme de la DRGB :

La direction régionale de Bejaïa est répartie comme le décrit l'organigramme suivant [2]:

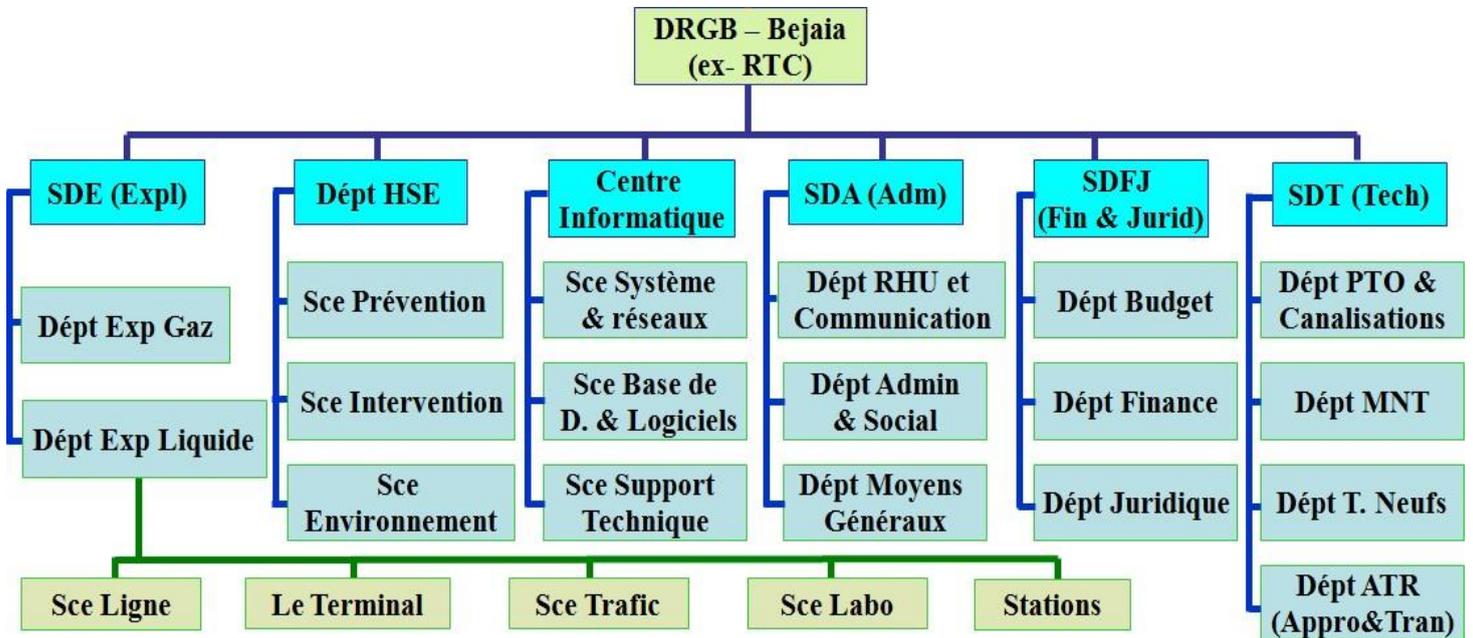


Figure I.3 : Organigramme de la DRGB.

I.2.2.1 Présentation des différents départements :

La DRGB est composée de quatre sous-directions qui sont elle-même décomposée en départements que nous allons décrire ci-dessous.

a- Sous-direction exploitation : est chargée de l'exploitation des installations de la région, elle est composés de deux départements :

- Département exploitation liquide : il a pour mission principale, l'organisation du transport de pétrole brut et du condensat dans les meilleures conditions et couts.
- Département exploitation gaz : il a pour mission principale, l'organisation du programme transport du gaz dans les meilleures conditions et couts, et assurer le bon fonctionnement du gazoduc.

b- Sous-direction Finance et Juridique :

Elle a pour mission d'effectuer la gestion financière, de préparer le budget, d'assurer le contrôle de gestion et de prise en charge des affaires juridiques de la DRGB. Elle est organisée en trois départements : département finance, département juridique, département budget et contrôle de gestion.

- Département budget et contrôle de gestion : Son rôle essentiel est de s'assurer que les

Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OB1.

budgets sont respectés. Par ailleurs, il se charge d'élaborer le budget annuel de l'entreprise, comparer les prévisions faites avec les résultats obtenus et tirer.

-
- Département juridique : Ce département a pour mission de prendre en charge les litiges nés entre la DRGB et les différents partenaires, et la préservation de tout le patrimoine de l'entreprise.
-
- Département finances : Celui-ci a pour mission d'assurer la gestion financière de la DRGB, il est composé de deux services : comptabilité générale et trésorerie.

c- Sous-direction technique :

Elle a pour mission d'assurer la maintenance et la protection des ouvrages, ainsi que l'approvisionnement, l'étude et le suivi des projets de réalisation des travaux neufs. Elle est organisée en quatre départements : département maintenance, département protection des ouvrages, département approvisionnement et transport et le département travaux neufs.

d- Sous-direction administration :

Elle a pour mission la gestion des ressources humaines et les moyens généraux. Elle est organisée en trois départements : département administration et social, département ressources humaines et communication, département moyens généraux

e- Enfin le centre informatique :

Il est chargé de développer et d'exploiter des applications pour le compte de la DRGB ainsi que la maintenance des équipements informatiques.

I.3 Description et historique de l'OB1 :

L'oléoduc OB1 est le premier ouvrage de transport par canalisation installé en Algérie par la société pétrolière SOPEG en 1959, il assure l'acheminement du pétrole brut de PK0 HEH (Haoud el Hamra) vers le terminal marin de Bejaia (TMB), avec une distance de 660,72 km et un débit de 2450 m³/h.

L'OB1 est composé de 2 tronçons, le diamètre de ligne entre HEH et col Slatna le plus haut point au long de l'OB1 est de 24" (606.8mm) et de longueur de 534km, le seconde de diamètre 22" (558.8mm) reliant col de Slatna et TMB sur une longueur de 157.738 km sur ce tronçon l'écoulement devient gravitaire

Il existe un picage au niveau de la station SBM Béni-Mensour (PK 573), alimentant la raffinerie d'Alger Sidi-Rsin (TRA) avec l'oléoduc DOG1 de diamètre 20" et de 131 km de longueur remplaçant l'ancien oléoduc de 16"

L'oléoduc OB1 est de type télescopique, son épaisseur varie de 6.35 mm à 9.52mm. A la sortie des stations de pompage elle est de 12.7 mm et son acier est de nuance X52 et X42

Le long de l'OB1 il y'a 3 stations de pompage SP1 (HEH), SP1-bis (Djama), SP2 (Loutaia), SP3 (M'sila), avec 3 stations intermédiaires dites satellites SPA, SPB et SPC qui ont été suspendues en Partant du centre de stockage de Haoudh-El-Hamra PK 0 (Point Kilométrique) à une altitude

Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OB1.

de 150 m, et traversant les deux principaux pics (l'un à Metlili au PK 386 dont l'altitude est de 542 m et l'autre à Selatna au PK 533 dont l'altitude est de 1032 m) il atteint enfin le Terminal Marin de Bejaïa TMB après un parcours de 668Km environ. Entre HEH et Selatna l'OB1 est de 24" et il est seulement de 22" pour le reste de son parcours vers le Terminal Marin de Bejaïa, son acier est de nuance X52 et X42.

Au départ l'OB1 était mis en marche avec seulement trois stations de pompage (SP1, SP2 et SP3) pour une capacité de 12,5 MTA (1800 m³/h) puis, juste après sa mise en service en 1959 et pour porter sa capacité à 15 MTA (2200 m³/h), on a décidé de construire à 190 Km en aval de SP1, c'est-à-dire au niveau de Djamâa, la quatrième station qui fut réceptionnée en 1961 et qui porta finalement le nom de SP1bis puisqu'elle était en amont de SP2.

Vers 1969 alors que les besoins en pétrole allaient en grandissant, quatre stations intermédiaires appelées aussi Stations Satellites (SPA, SPB, SPC et SPD) furent mises en ligne pour pouvoir atteindre la capacité de 17,8 MTA (2540 m³/h). Ainsi le transport du brut de l'OB1 est assuré par 4 stations principales (SP1, SP1bis, SP2 et SP3) et 4 stations Satellites (SPA, SPB, SPC et SPD). Toutes ces stations ainsi que le Terminal Marin TMB sont gérés par la Direction Régionale de Bejaïa DRGB à l'exception de SP1 gérée elle par la Direction Régionale de HEH DRGH. En 1974 débuta le transport du Condensat (C₅ +) de l'OB1.

Le 20" OG1: Par ailleurs à partir de 1970, sur une longueur de 131 Km et pour pouvoir acheminer le brut vers la raffinerie de Sidi-Arcine Alger TRA (ex-Raffinerie d'El-Harrach) qui était auparavant alimentée à partir de Bejaïa par cabotage, un piquage de 16" sur l'OB1 ainsi qu'une Station de Pompage (SBM) furent réalisés au niveau de Beni-Mansour (PK 573). Cet Oléoduc fut appelé OG1 (1^{er} Oléoduc arrivant à ALGER). Etant l'unique station de pompage sur l'OG1 (rappel: SPD peut aussi débiter sur l'OG1), la Station SBM assure l'approvisionnement en brut de la raffinerie de Sidi-Arcine par un débit d'alimentation stable en le soutirant directement de l'OB1 22" ou, au cas où l'OB1 22" est en colonne de condensat, le soutirage se fait alors à partir des deux bacs installés justement à cet effet à Béni-Mansour.

Puis en 2005, sur presque le même parcours, ce pipeline fut totalement remplacé par un 20" d'une longueur de 145 Km.

Actuellement les stations satellites ne fonction plus, leurs dates d'arrêt sont (SPA : 1998 / SPB : 2007 / SPC : 2001 / SPD : 1994) et l'OB1 ne transporte plus du condensat, depuis septembre 2011, après la création de la raffinerie de Skikda alimentée directement de Haoudh-El-Hamra.

Récemment le tronçon de SP3 Msila jusqu'à le TMB a été réhabilité (ROB1), le nouvel oléoduc est en exploitation dès le 03/09/2020.

I.3.1 Caractéristiques de L'OB1 :

Le tableau suivant résume les différentes caractéristiques de l'OB1 :

I – OLEODUCS	24" & 22" OB1 (Brut)	20" OG1 (Brut)
Départ de	Haoud-El-Hamra (Hassi-Messaoud)	Béni-Mansour
Arrivée à	Bejaïa	Sidi-Arcine

Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OB1.

Diamètre (pouce)	24'' sur 533 Km & 22'' sur 135 Km	20''
Longueur (Km)	668	145
Nombre de Stations	7 (SP1 bis fonction seulement au-delà 1400 m ³ /h)	1
Nombre de Machines	34	7
Capacité (MTA)	15	8
Mise en service	1959	2005 (1971 pour l'ex 16'')

Tableau I.2 : Caractéristiques de l'OB1.

I.3.2 Topographie de l'OB1 :

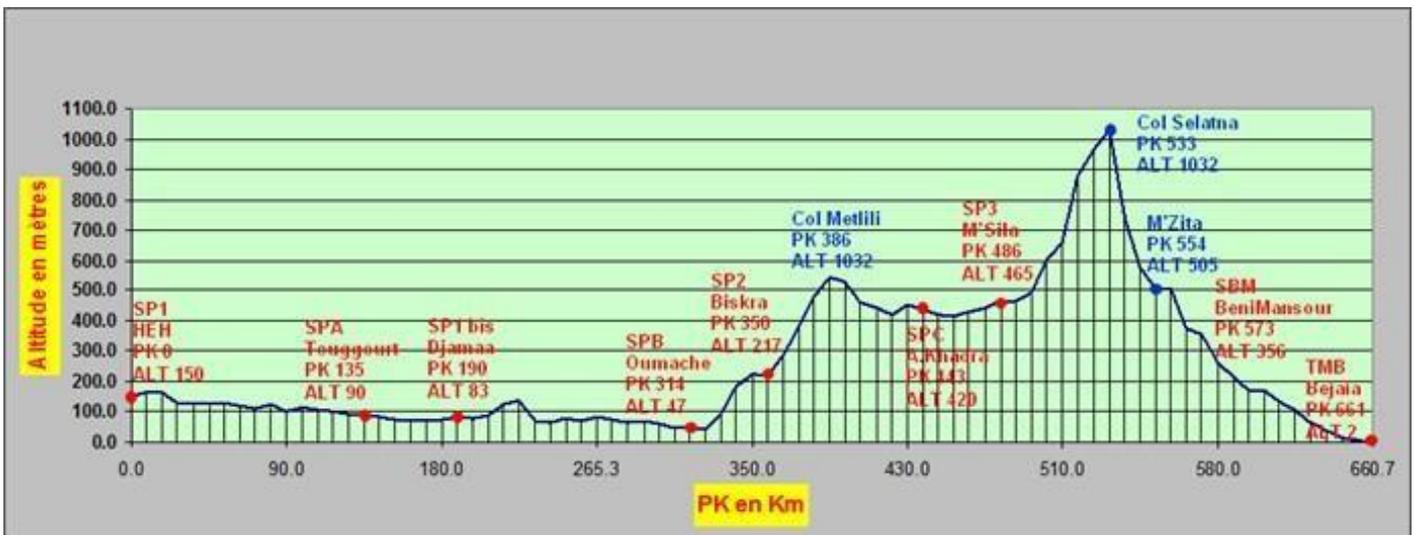


Figure I.4 : Profil en long de l'OB1.

I.3.3 Variation de l'épaisseur de L'OB1:

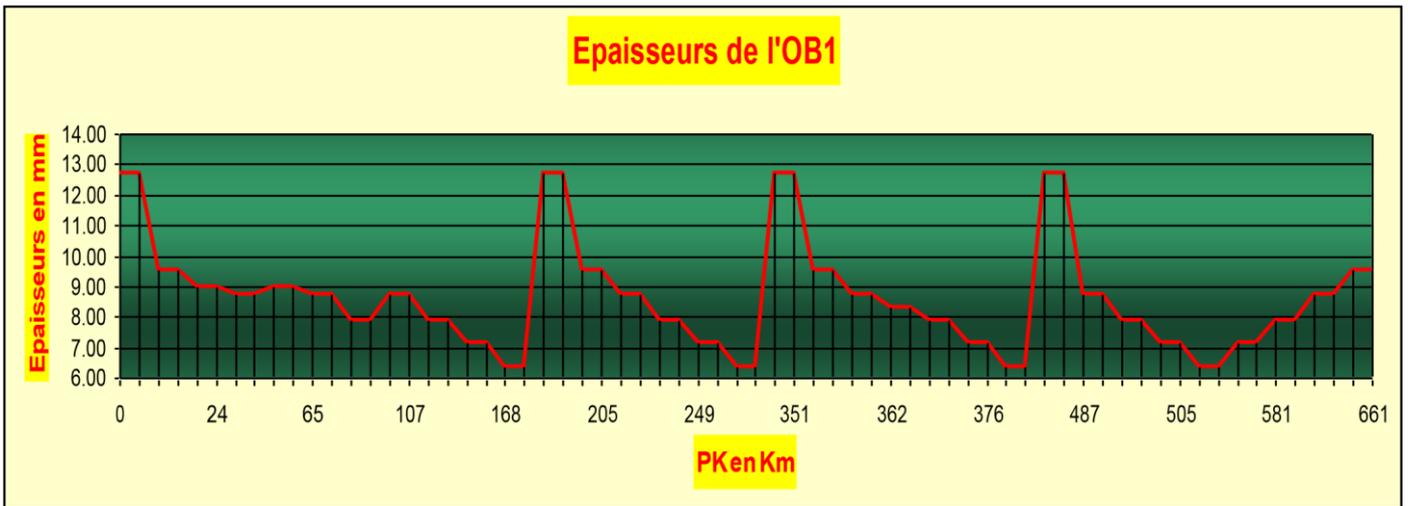


Figure I.5 : les différentes variations de l'épaisseur de l'OB1.

Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OBI.

I.4 Caractéristiques des stations :

Les tableaux suivants donnent les caractéristiques de chaque station :

I.4.1 SP1 :

Situation géographique			SP1
			PK : 0.000
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbin e ou Moteu r	Nomb re	5 EP
		Constructeur	CEN
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	10 000
	Pompe ou Compresseur	Nomb re	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
Turboalternateu r ou Groupe électrogène		Nomb re	1
		Constructeur	SDM O
		Puissance KVA	250
Consommation			Secours

Tableau I.3 : Caractéristiques de SP1.

CV : Chevaux KVA :

kilo volt Ampère

I.4.2 SP1 bis :

Situation géographique			SP1 bis
			PK : 189.820
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbin e ou Moteu r	Nomb re	2 TP
		Constructeur	NuovoPignone
		Type	Turbine à gaz
		Puissance CV	13410.22 (10 MW)
	Pompe ou Compresseur	Nomb re	2 pompes
		Constructeur	NuovoPignone
		Type	Centrifuge
Turboalternateu r ou		Nomb re	2 TA
		Constructeur	Solar

Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OBI.

Groupe électrogène	Puissance KVA	(1 MW)
Consommation		Secours

Tableau I.4 : Caractéristiques de SP1 bis.

I.4.3 SP2:

Situation géographique			Station : Nlle SP2
			PK : 350.832
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou Moteur	Nombre	5 EP
		Constructeur	ASP ROBICON
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	2011.533 (1500KW)
	Pompe ou Compresseur	Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
Turboalternateur ou Groupe électrogène		Nombre	1 GE
		Constructeur	ROSSI GE
		Puissance CV	630 KVA
Consommation			Secours

Tableau I.5 : Caractéristiques de SP2.

I.4.4 SP3 :

Situation géographique			Station : Nlle SP3
			PK : 486.243
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou Moteur	Nombre	5 EP
		Constructeur	ASP ROBICON
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	2145.635 (1600KW)
	Pompe ou Compresseur	Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge

Chapitre I : Présentation générale de TRC et description de l'OBI.

Turboalternateur ou Groupe électrogène	Nombre	1 GE
	Constructeur	ROSSI GE
	Puissance CV	630 KVA
Consommation		Secours

Tableau I.6 : Caractéristiques de SP3.

I.4.5 : Terminal Arrivée.

Situation géographique			TMB
			PK : 667.135
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou Moteur	Nombre	10 EP
		Constructeur	BREGUET . CEN. BSH . SW
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	6 137
	Pompe ou Compresseur	Nombre	10 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
	Turboalternateur ou Groupe électrogène	Nombre	1GE
Constructeur		PETBOW	
Puissance KVA		165	
Consommation			Secours

Tableau I.7 : Caractéristiques du Terminal Arrivée Bejaïa.

CHAPITRE DEUX

Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

II.1 Introduction :

Les systèmes de transport par canalisations constituent des risques pour les vies humaines et l'environnement écologiques, en raison de leurs structures avaries, associés à des pertes d'exploitations avec souvent un préjudice qui peut être considérables.

Ce chapitre est consacré à l'étude des effets de différents types de défauts géométriques que l'on, peut rencontrer dans les tuyaux métalliques (défauts causés par impact avec un corps étranger, les fissures ainsi que les caractères de corrosion) et plus particulièrement les enfoncements et les éraflures.

II.2 Statistique sur les causes des anomalies courantes sur un pipeline :

Les causes des défaillances des pipelines sont de diverses natures. Elles peuvent se manifester soit par une rupture, soit par une fuite. La plupart de ces défaillances sont causées par des piqûres de corrosion ou par des fissurations de corrosion sous contrainte, mais il existe également des problèmes liés aux défauts de soudage. Les mouvements de terrain (glissement du sol, tremblement de terre,...) peuvent aussi être la cause de dommage sur les pipelines enterrés. Les exploitants de pipelines étudient ces problèmes depuis longtemps et possèdent une bonne connaissance des méthodes permettant de les gérer. La figure II. 1 résume toutes ces causes.

Causes des incidents de pipeline
Membres de CEPA 2012-2016

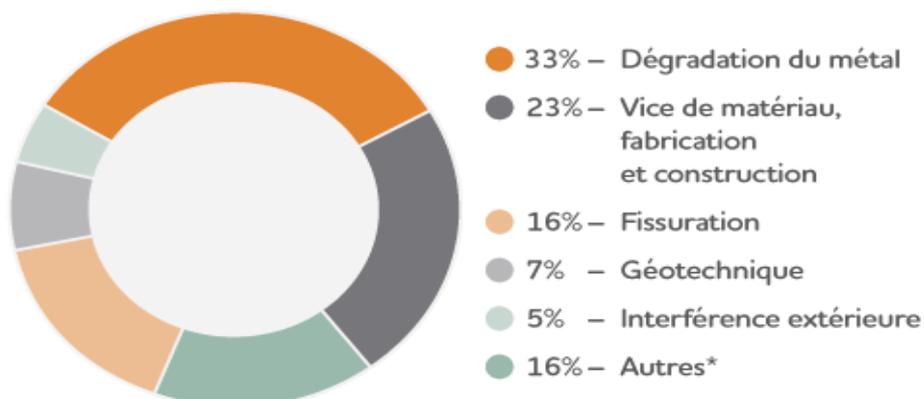


Figure II.1: Causes des ruptures de pipelines [3].

La figure II.1 propose une ventilation des ruptures signalées sur des pipelines réglementés par CEPA et leurs principales causes de rupture. La corrosion, qui comprend la fissuration et la dégradation du métal, a été la principale cause de rupture des pipelines relevant de CEPA de 2012 à 2016. La fissuration englobe la fissuration due à l'hydrogène, la fissuration par corrosion sous tension et la fatigue par corrosion. La dégradation du métal comprend la corrosion interne et externe. Les autres causes incluent l'exploitation inappropriée, les incendies et les causes non encore déterminées.

II.3 Les différentes anomalies et leurs causes :

II.3.1 Les fissures:

Au cours des dix dernières années, plusieurs études ont été réalisées dans le domaine d'évaluation et de contrôle de la nocivité des défauts de surfaces dans les pipelines [4, 5,6, 7, 8]. Ces défauts de surface résultent par exemple dans : la corrosion, les endommagements causés par des agressions de forces externes ou aussi les défauts de soudures et sont assimilés à des fissures semi elliptiques par conservatisme.

Les canalisations sont le plus souvent assemblées à partir de la jonction de tubes d'acier soudés. Ces tubes sont roulés et soudés longitudinalement en usine, par contre les soudures bout à bout (soudure de raboutage) sont réalisées sur chantier (voir Figure II.2).

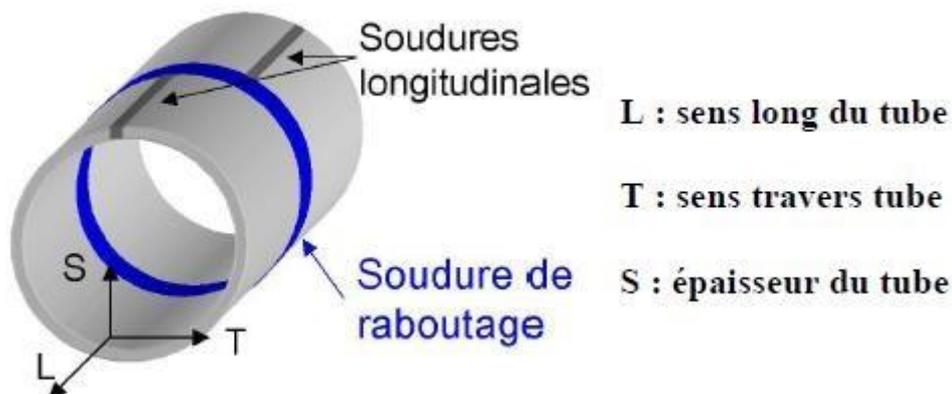


Figure II.2 : Soudure de raboutage et longitudinale dans une canalisation.

Les soudures longitudinales réalisées lors du formage du tube en usine sont considérées comme moins critiques vis-à-vis de la rupture de la canalisation, car elles sont contrôlées avant de transférer les tubes sur chantier. Par contre, les soudures réalisées sur chantier (soudage bout à bout) peuvent présenter des fissures car elles sont parfois réalisées dans des conditions difficiles. De plus, elles ne sont pas forcément contrôlées.

Les défauts rencontrés dans les joints soudés sont généralement assimilés à des fissures, comme celles résultant d'un manque de pénétration de la matière (voir figure II.3).

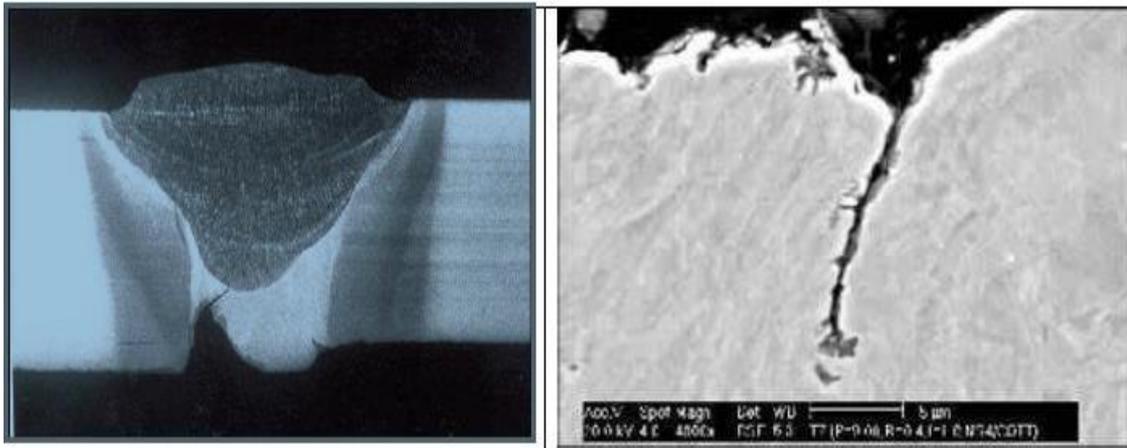


Figure II.3 : Fissure dans des joints soudés

II.3.2 Les éraflures :

Lors des opérations de maintenance des tuyaux, il arrive que par maladresse ou négligence ou par défaut de précautions, le tuyau soit soumis à des agressions mécaniques.

Lorsque les personnes intervenant sur chantier n'arrivent pas à localiser le tuyau enterré avec suffisamment de précision, il arrive fréquemment que le tuyau soit soumis à un choc provoqué par un outil (coup de pic par exemple) ou un engin de chantier (choc d'une dent de godet par exemple, voir Figure II.4).

La plupart du temps, l'incident passe inaperçu ou n'est pas signalé tout simplement.

Définition d'une éraflure :

Une éraflure est un endommagement superficiel de la surface dû à un contact avec un objet étranger qui provoque un enlèvement de matière (figure II-4). Cette éraflure peut être considérée comme une entaille. Les dimensions d'une éraflure sont définies de façon que la longueur soit plus grande que la largeur. [9]

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

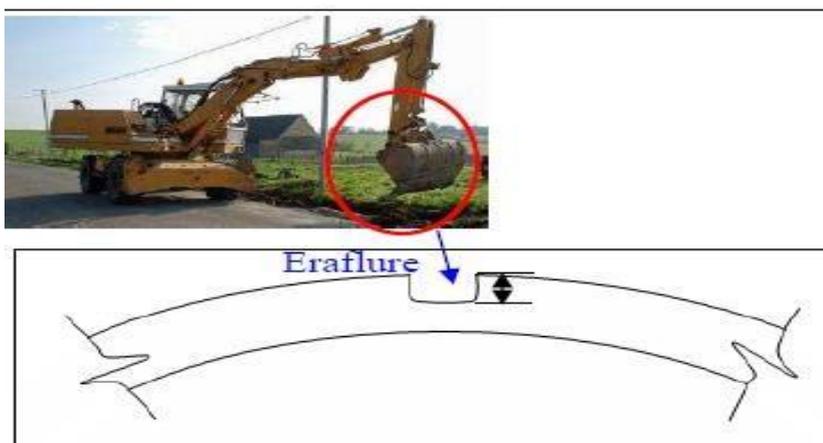


Figure II.4 : Engin de chantier en travaux

II.3.3 Les Enfoncements:

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

Définition d'un enfoncement

Un enfoncement dans un pipeline est une déformation plastique permanente de la section circulaire de la paroi du tube dû à un impact avec un corps étranger (exemple: le godet d'un engin en travaux pour les canalisations enterrées ou posées par terre, les ancrs des bateaux pour les pipelines immergés). Autrement dit un enfoncement est un changement de la courbure de la paroi du pipeline sans changement d'épaisseur. La profondeur de cet enfoncement est définie comme la réduction maximale du diamètre du tuyau par rapport à son diamètre initial (voir Figure II.5.a et II.5.b)

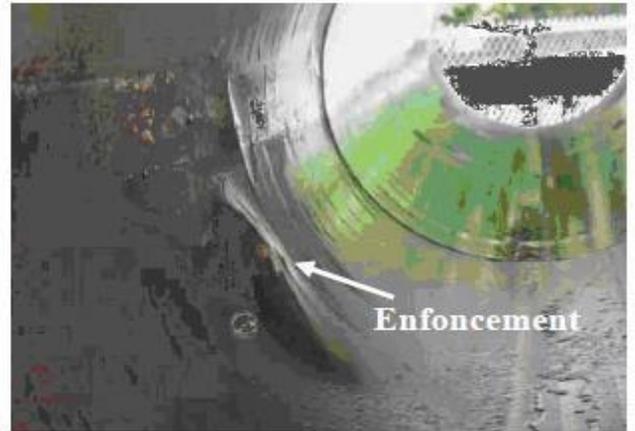
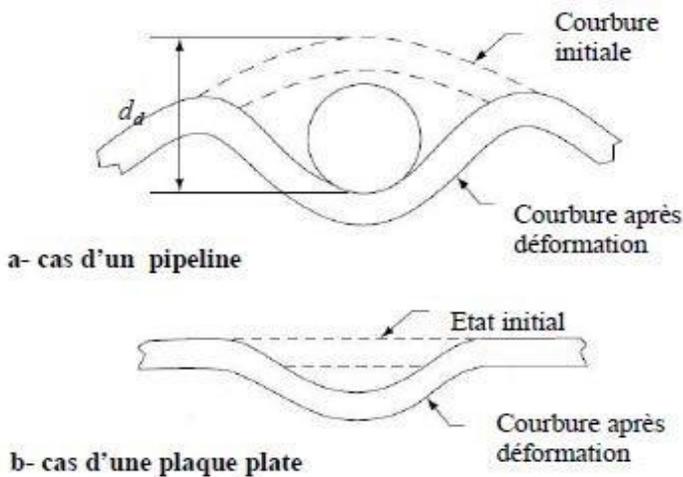


Figure II.5.a: Géométrie d'un enfoncement

Figure II.5.b : Photo d'un pipeline enfoncé

Un enfoncement provoque une concentration locale de contrainte et de déformation et une réduction locale du diamètre du tuyau. La présence des enfoncements dans les tuyaux peut se résumer au cas suivants [10, 11]:

- Indentation lisse (Plain dent): ce type d'enfoncement correspond à celui où il n'y a pas de réduction de l'épaisseur de la paroi du tube.
- Indentation pliée (kinked dent) : c'est un enfoncement qui provoque un changement brusque de la paroi du pipeline.
- Indentation dans des soudures, cette configuration traduit la combinaison d'un enfoncement et d'un autre défaut car les soudures sont susceptibles de présenter des fissures, ...

II.3.4 Les défauts combinés (enfoncements + éraflures):

Un enfoncement est une déformation plastique permanente de la section du pipeline du à un contact avec un corps étranger (agression externe), ce même contact peut aussi provoquer un enlèvement de la matière. Dans ce cas, on se retrouve dans une situation où on a un défaut combiné (enfoncement + éraflure, voir figure II.6.a et II.6.b). Ce type de défaut est très compliqué car il implique des non linéarités géométriques et matérielles.

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

empiriques qui permettent la prédiction de la pression d'éclatement d'un enfoncement contenant une éraflure sont proposées par British Gaz [12, 13], l'EPRG [14] et Batelle[15,6,16].

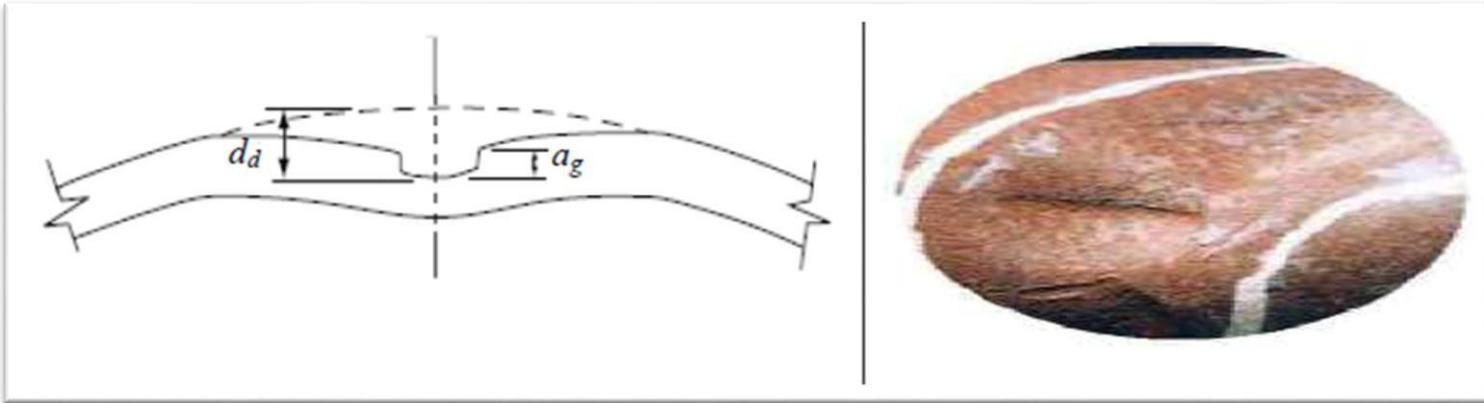


Figure II.6.a : Géométrie d'un défaut combiné

Figure II.6.b : Photo d'une éraflure dans un enfoncement

II.3.5 Défauts de soudage:

Lors d'une opération de soudage, en terme métallurgique, tout est remis en question; les structures des pièces à assembler tendent à évoluer lors du soudage. En effet, dans la plupart des cas, chauffés puis refroidis par la source de chaleur de soudage, les matériaux assemblés subissent un nouveau traitement thermique. De plus, s'il s'agit de soudage par fusion [17]:

- D'une part, les matériaux assemblés peuvent prendre une nouvelle composition chimique s'ils sont mélangés à une composition chimique différente, par ex. celle du métal d'apport.
- Et dans tous les cas, ils quittent la structure du métal de base pour passer (au moins dans un premier temps) par une structure brute de solidification, de type produit moulé (dans la région où ils sont fondus puis à nouveau solidifiés). Le rôle principal de la métallurgie du soudage est de connaître la façon dont évolue la structure métallurgique d'un matériau soudé dans les régions où il est modifié par le soudage (régions soudées), et ce dans le but de maîtriser les propriétés d'une soudure.

Ils existent trois types principaux de défaut de soudage :

II.3.5.1 Défaut de forme ou de dimension :

- Dénivellation et surépaisseur ou excès de métal fondu (cordons trop bombés, débordements).
- Manque de métal (cordons creux, cordon affaissés, cordon d'angle trop plat, caractère mal rempli, fusion de bords).
- Mauvais aspect des cordons (rochage, surface irrégulière).

II.3.5.2 Défaut de structure :

- Manque de pénétration à cause de : □ Jeu à la racine est trop petit.

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

- La taille de l'électrode est trop grande.
- Vitesse d'avance trop élevée. □ Utilisation incorrecte de l'électrode.
- Excès de pénétration.
- Manque de fusion-collage, caniveaux, soudure oxydée.
- Inclusion de laitier à cause de :
- Le laitier coule avant la soudure.

- Décrassage entre passe insuffisant.
- Passes convexes produisant des poches de laitier.
- Séquence de cordon non adaptée.
- Fissuration à cause de :
- Formation de phases avec un point de Fusion bas dans la soudure du au P, S, Cu - principalement à cause du métal de base.
- Géométrie de joint non favorable -ratio largeur/profondeur < 1.
- Bain de soudage trop grand.
- Vitesse d'avance trop grande (la soudure se solidifie en forme de flèche).
- Pointage ou passes de racines pas suffisamment importantes pour les contraintes de retrait, dans le cas de cordons restreints.
- La soudure s'est terminée de manière trop abrupte. La fissure commence sur un vide dans le cratère de soudage causé par la contrainte de retrait.

II.3.5.3 Défaut des ensembles soudés :

- Déformation (bosses, déformation angulaire) à cause de :
- Séquence de soudage inadaptée.
- Cordons trop fins et trop nombreux.
- Souvent dû à un diamètre d'électrode trop petit.
- Préparation des tôles avant soudage insuffisante.
- Fixage de tôle insuffisant.
- Caractéristique mécanique.
- Résistance à la corrosion compromise.

II.3.1 Encrassement et dépôts :

La formation et l'accumulation des dépôts se diffèrent dans l'oléoduc que dans le gazoduc [18] :

II.3.1.1 Cas d'oléoduc :

L'encrassement dans les oléoducs est causé par le dépôt de cristaux de paraffine qui se caractérisent par une très grande dureté et de particules solides (poussières et grains de sables) qui se collent sur la paroi interne de la conduite. Ces dépôts réduisent la section utile de passage et augmentent la rugosité interne.

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

L'importance de ce phénomène dépend des caractéristiques du brut transporté (teneur en paraffine et en asphaltes), du mode d'exploitation (débit) et du profil des températures le long de la conduite. Le pétrole brut contient toujours une quantité d'eau souvent en très faible concentration. Cette quantité d'eau se présente sous forme de gouttelettes de très petits diamètres. Ces gouttelettes peuvent s'assembler et former des gouttelettes de diamètre plus grand (phénomène coalescence) sous certaines conditions d'écoulement en relation avec le nombre de Reynolds. Ces dernières, en raison de leur poids plus important, peuvent se déposer dans les points bas de la conduite et former, en association avec d'autres particules, des dépôts de boue. En plus du fait que ces dépôts réduisant la section de passage, ils représentent aussi de formidables (lits de corrosion).

II.3.1.2 Cas du gazoduc :

Le produit transporté dans les gazoducs sous certaines conditions de pression et de température se forme de la gazoline (condensât), qui se dépose au niveau des points bas de la ligne. L'accumulation et l'augmentation du volume du condensat va agir sur le régime de fonctionnement de la ligne surtout s'il est met en mouvement. Les séparateurs et les pots de purge qui sont disposés le long de la ligne ne jouent pas leur rôle d'élimination du condensat produit au cours de l'exploitation à cause des accumulations importantes qui se déplacent, et par conséquent les capacités des séparateurs se trouvent rapidement saturées.

II.3.1.3 Les conséquences de ces défauts d'encrassement et des dépôts :

L'encrassement et les dépôts provoquent une augmentation de perte de charge et entrainer de ce fait :

- Une réduction de la capacité de transport de la ligne.
- Une augmentation des dépenses d'énergie au niveau des stations de pompages. -
Une augmentation du coût de transport.

II.3.2 Dégradation par corrosion dans les pipelines [21]

II.3.2.1 Comprendre le processus

Le terme « corrosion » désigne la destruction d'un métal sous l'action du milieu environnant (air, eau, solution aqueuse, sols ...) par un processus de type physicochimique.

La norme ISO 8044 définit la corrosion comme suit : "La corrosion est une interaction physico-chimique entre un métal et son environnement entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même, de son environnement ou du système technique constitué par les deux facteurs...".

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

En ce qui concerne la corrosion des pipelines, le métal est de l'acier. La corrosion de ce dernier est un phénomène naturel et courant, où les molécules de fer sont transformées en des formes d'hydroxydes ferreux. Le processus de la corrosion peut être décomposé en deux réactions: anodique et cathodique (Figure II.7).

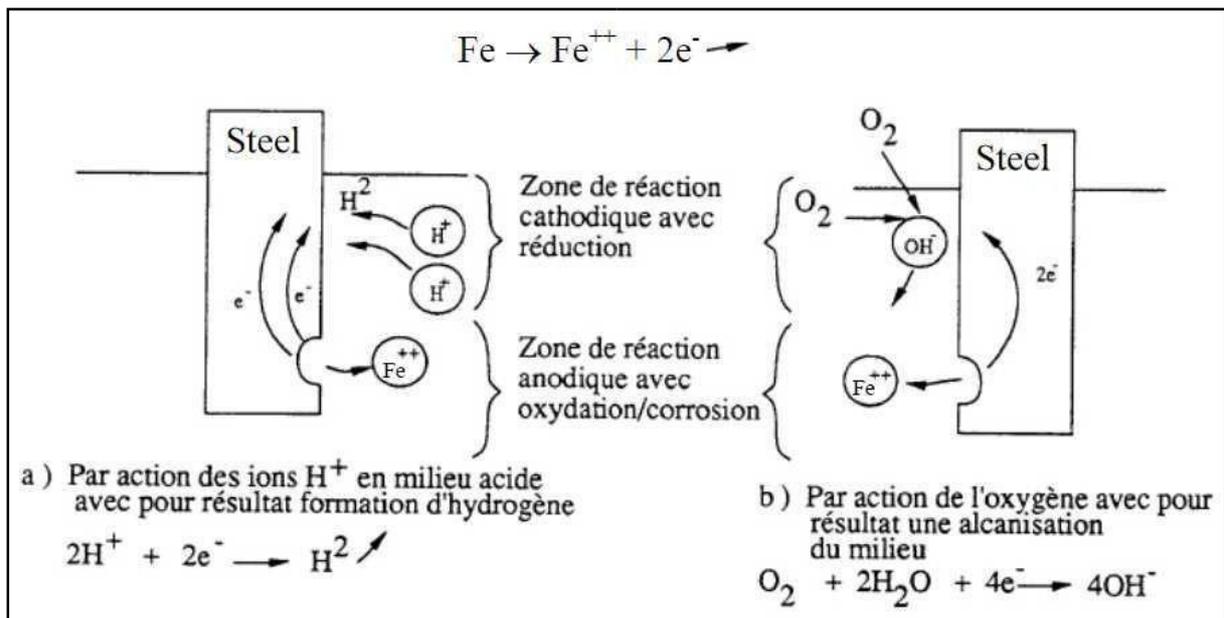
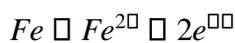


Figure II.7 : Schéma simplifié du processus de corrosion (Destruction de l'équilibre par réaction du milieu).

La réaction anodique est représentée par:



La réaction cathodique est dépendante de l'environnement. À titre d'exemple, le dégagement d'hydrogène est caractérisé par:



Une autre réaction cathodique est la réduction de l'oxygène dans les solutions neutres, alcalines :



Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

Dans le domaine du transport des hydrocarbures par canalisation, les conduites sont souvent enterrées et ainsi exposées à la corrosion interne et externe favorisant des pertes importantes de métal réduisant la durée de vie de ces dernières.

II.3.2.2 Pertes de métal dues à la corrosion interne

Les pertes de métal sont provoquées le plus souvent par des attaques chimiques de la surface interne de la conduite (Figure II.8). Ce type de corrosion est favorisé par la présence de sulfure d'hydrogène et de dioxyde de carbone dans le gaz et la présence de bactéries sulfate - réductrices (BSR) dans le cas des oléoducs.



Figure II.8 : Pertes de métal dues à la corrosion interne.

La protection des pipelines contre la corrosion interne se fait principalement par envoi d'inhibiteurs de corrosion et biocides mélangés au fluide.

II.3.2.3 Pertes de métal dues à la corrosion externe

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

Pertes de métal provoquées le plus souvent par des phénomènes de type électrochimique et chimique de la surface externe de la conduite (Figure II.9). Les principaux facteurs favorisant ce type de corrosion sont :

- Les défauts de revêtement de la conduite.
- Les insuffisances du système de protection cathodique. - L'agressivité du sol (sol de faible résistivité électrique).

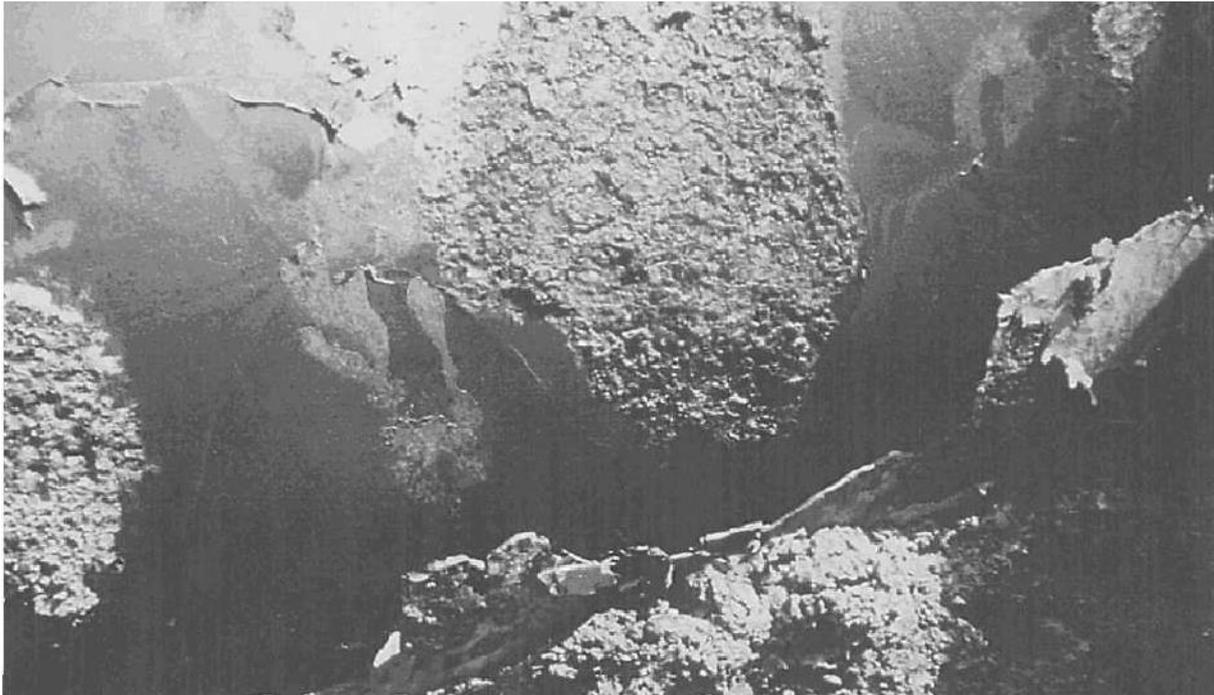


Figure II.9 : Pertes de métal dues à la corrosion externe.

La protection des pipelines contre la corrosion externe se fait par les revêtements des canalisations et la protection cathodique.

II.3.2.4 Description géométrique de défauts de corrosion

Les phénomènes de corrosion peuvent être différenciés par leurs caractéristiques géométriques sans tenir compte des mécanismes d'entraînement. Dans cet esprit, la figure II.10 montre les différentes formes possibles de corrosion.

Les caractéristiques géométriques de la corrosion en un point donné dans le temps peuvent être décrites par des variables stochastiques d'un champ aléatoire spatial. Si, en simplifiant la

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

géométrie, la corrosion est décrite dans ce qui suit, soit par la corrosion uniforme (général) ou par la corrosion localisée.

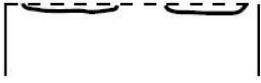
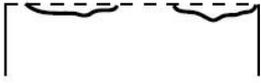
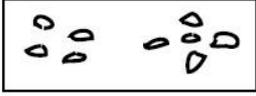
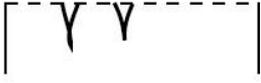
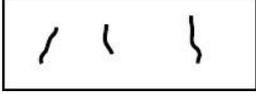
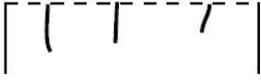
	Surface exposée (exposed surface)	Section transversale (cross section)
Même corrosion généralisée sur toute la surface (even general corrosion)		
Corrosion généralisée inégale (uneven general corrosion)		
Même corrosion localisée (even local corrosion)		
Corrosion localisée inégale (uneven local corrosion)		
Piqûres de corrosion larges (wide pits)		
Piqûres de corrosion moyennes (medium pits)		
Piqûres de corrosion étroites (narrow pits)		
Crevasse de corrosion (crevices)		

Figure II.10 : Les différents types de corrosion, d'après Melchers.

II.3.2.5 La corrosion uniforme

La forme de corrosion la plus courante est celle qui affecte les structures métalliques par une attaque généralisée et uniforme se traduisant par la présence de produits de corrosion à la surface du métal et par une perte de matière uniformément répartie.

Par exemple dans la figure (II.7), les sites anodiques et cathodiques se forment au hasard sur l'électrode, ce processus conduit à une corrosion de type généralisé. Avec le temps, le métal voit sa masse et son épaisseur diminuer régulièrement.

II.3.2.6 La corrosion localisée

La corrosion localisée est basée sur le même principe comme la corrosion uniforme, bien que le potentiel d'entraînement peut être assurée par des mécanismes différents. Elle est caractérisée par la distinction claire des endroits anodiques et cathodiques. En outre, la cathode peut être plus grande de plusieurs ordres de grandeur que l'anode, ce qui augmente considérablement la vitesse de corrosion de l'anode. Donc, ce type de corrosion se manifeste par une attaque localisée pouvant entraîner des dommages très importants (perforation de conduite), sans que le métal présente dans son ensemble une perte de poids significative.

Différents types de mécanismes de corrosion localisée existent, y compris:

- **Corrosion par piqûres:** C'est un type de corrosion, qui se traduit à la surface du métal par la formation des trous, et qui peuvent progresser rapidement en profondeur. Dans les tubes en acier, l'origine des piqûres est liée à la présence d'hétérogénéité, qui en surface, détermine la formation de piles locales. Bien que la quantité d'acier corrodée soit faible, ce type de corrosion est très dangereux car il se produit en profondeur et peut conduire à la perforation des conduites même épaisses. L'hétérogénéité de la surface est due à des défauts du film passif (revêtement) qui favorisent la mise à nu locale d'acier, il en résulte la formation d'une micro-pile entre l'acier mis à nu qui joue le rôle d'anode, donc se corrode et l'acier passif qui constitue la cathode.
- **Corrosion galvanique:** Appelée aussi corrosion bimétallique, elle est due à la formation d'une pile électrochimique entre deux métaux en contact et entraîne une corrosion du métal le moins noble (anode) avec une résistance à la corrosion du métal le plus noble (cathode).
- **Corrosion intergranulaire (intercristalline):** C'est une attaque sélective aux joints de grains des cristaux de l'acier, causées par des différences physico-chimiques entre le centre et les bords du grain.
- **Corrosion par crevasse:** Appelée aussi corrosion caverneuse, elle est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux zones d'une structure métallique. C'est un phénomène qui se développe dans des zones confinées, telles que les interstices et les recoins. Il y a alors une attaque des parties métalliques les moins accessibles à l'oxygène.
- **Corrosion sous contrainte (stress corrosion):** Il s'agit d'un type de corrosion qui se produit sous l'action commune d'une contrainte mécanique de traction et d'un milieu corrosif. En l'absence de la contrainte, le phénomène ne se produit pas. Le réarrangement cristallin provoque dans ces conditions la circulation d'électrons entraînant une polarisation de l'acier.

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

La C.S.C se manifeste sous la forme de fissures qui peuvent être inter-granulaires, soit trans-granulaires. Les contraintes peuvent être d'origine résiduelle, provenant des opérations de mises en forme et des traitements thermiques, ou d'origine externe, qui résultent des conditions d'utilisation.

- **Fatigue-corrosion** : 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 électriques ou corrosion par les courants vagabonds (courants parasites)**: Si un courant électrique continu peut avoir pour effet de protéger cathodiquement une structure lorsqu'il circule dans un sens convenable, il peut provoquer sa corrosion lorsqu'il circule dans le sens opposé. Mais en général, les courants vagabonds se propagent dans le sol où les liquides selon un chemin autre que celui prévu. Donc, ils peuvent entrer dans une structure conductrice enterrée ou immergée puis en ressortir plus loin, provoquant une corrosion par dissolution anodique. Ces courants circulant de façon non maîtrisée, sont variables en direction et en intensité et pour cette raison, ils ont reçu la nomination de courants vagabonds.
- **La corrosion bactérienne ou microbiologique**: La corrosion microbiologique est la conséquence d'interactions qui se manifestent entre des bactéries et la surface de l'acier sur lesquels elles se sont fixées. Les bactéries peuvent être soit à l'origine d'une corrosion primaire, soit être des facteurs aggravants pour une corrosion préexistante. Dans ces deux cas, l'attaque corrosive peut être très rapide et avoir des conséquences très graves (perçement entraînant des fuites).
- **Corrosion par érosion**: On rencontre le phénomène de l'érosion principalement dans les conduites de gaz. Ce phénomène est dû au déplacement des particules solides, sable et produits de corrosion à la vitesse du gaz, qui « rabotent » la surface interne de la conduite provoquant une réduction de l'épaisseur. Le phénomène de l'érosion est particulièrement intense au niveau des coudes à faible rayon de courbure.

II.3.2.7 Facteurs agissant sur la corrosion des ouvrages métalliques enterrés

L'acier présente l'inconvénient d'être sensible à la corrosion, notamment lorsqu'il est enterré dans le sol.

II.3.2.7.1 Le sol comme électrolyte

Le sol est un amalgame complexe de solides, liquides et gaz, dont l'agressivité peut parfois conduire à des corrosions extrêmement rapides.

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

Le sol contient de grandes quantités de minéraux différents de granulométrie variable selon leur provenance. Les sables contiennent des particules pouvant atteindre 2 mm, les particules constitutives de l'argile n'ont que quelques microns de diamètre. Les sols contiennent de l'eau provenant de plusieurs sources:

- Une eau libre amenée par les mouvements de la nappe phréatique;
- Une eau libre qui s'infiltré depuis la surface du sol : eaux de pluie, d'irrigation et d'inondation;
- Une eau interstitielle qui migre par capillarité.

Les sols contiennent des gaz. A la profondeur des conduites, il y a presque toujours de l'air, donc de l'oxygène, beaucoup dans les sols sableux ou poreux, moins dans les sols compacts argileux.

Parmi une multitude d'éléments chimiques, les sols contiennent une quantité élevée de sels. La teneur en sel est fonction des précipitations. Des pluies abondantes lavent les terrains et leur salinité est faible. Dans les régions arides, au contraire, où l'eau remonte du sol pour s'évaporer, la concentration en sels peut devenir très importante. Les cations les plus répandus, cause d'agressivité, sont les ions potassium, sodium, magnésium et calcium. Les anions présents, chlorures et sulfates, augmentent la conductibilité de l'électrolyte et facilitent donc les transferts électriques causant les corrosions.

La texture du sol est déterminée par les proportions de sable, de silt et d'argile qui le constituent. À part la texture du sol, plusieurs facteurs qui sont pris en compte pour déterminer le taux d'agressivité du sol, tels que la résistivité, le pH, la teneur en eau, le potentiel redox, la présence de sulfates, la description du sol et la présence de courants vagabonds.

II.3.2.7.2 La résistivité du sol

La résistivité est la propriété d'un matériel conducteur de résister aux courants électriques. C'est un indicateur de la capacité d'un environnement (ex. : sol) à véhiculer des courants corrosifs. Les résistivités des sols peuvent s'étendre entre moins de 500 ohm·cm dans des sols très humides à plus de 10 000 ohm.cm dans des sols secs comme le sable et le gravier. Plus la résistivité du sol est faible, plus le sol est jugé agressif (corrosif). Ceci est dû au fait qu'une résistivité faible permet un déplacement facile des charges, donc un flux de courant plus élevé entre les sites de potentiels différents. Pour les pipes en acier dans le sol, le tableau (II.1) illustre un exemple de répartition des résistivités selon leur effet sur la corrosivité du sol.

Résistivité du sol (ohm.cm)	Degré de corrosivité
0-500	Très corrosif
500-1000	Corrosif

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

1000-2000	Modérément corrosif
2000-10000	Légèrement corrosif
Supérieure à 10000	Négligeable

Tableau II.1. Classification de la corrosivité des sols selon la résistivité

II.3.2.7.3 Le pH du sol

La plupart des sols ont un pH compris entre 4 et 8, dans cet intervalle; ils sont considérés comme moins corrosifs. Quand le pH est inférieur à 4 ou supérieur à 8,5, le sol devient plus corrosif. Cependant, un pH neutre est favorable à la présence de bactéries réductrices de sulfates (BRS), qui contribuent à la formation de la corrosion microbiologique.

II.3.2.7.4 Le potentiel redox

Le potentiel redox est lié au degré d'aération du sol. Des niveaux très faibles ou négatifs de potentiel redox indiquent que le sol est anaérobie et, par conséquent, il peut favoriser la présence de bactéries réductrices de sulfates.

II.3.2.7.5 Présence d'humidité dans le sol

La corrosivité du sol dépend fortement de la quantité d'eau qu'il maintient. Les changements du taux d'humidité dans le temps peuvent également influencer la corrosion. Par exemple, un sol composé majoritairement de sable dans un secteur aride peut ne pas être très corrosif. Cependant, un sol qui contient des chlorures et qui est soumis à une humidité peu fréquente (provenant de plusieurs sources) peut être fortement agressif. Pendant la période de séchage, les chlorures peuvent devenir concentrés sur la surface, rendant les conditions locales bien plus agressives. Si un point de corrosion s'initie dans la conduite, ce processus humidité/sécheresse peut induire une corrosion très intense, augmentant ainsi d'une manière considérable sa profondeur.

II.3.2.7.6 Présence de bactéries sulfato-réductrices

En milieu anaérobie, ce qui est le cas de certaines eaux stagnantes, ou de terrains argileux, vaseux imperméables et riches en sulfates, certaines bactéries consomment l'hydrogène produit au niveau des microcathodes, permettant ainsi à la corrosion de se poursuivre, et transformant les sulfates en sulfure de fer. Ces bactéries peuvent détruire certains revêtements protecteurs des conduites, entraînant des piqûres locales de corrosion. Les sols argileux favorisent la croissance des bactéries sulfato-réductrices à cause de la présence de conditions anaérobies nécessaires pour leur croissance.

II.3.2.7.7 Piles dues à l'électrolyte

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

Quelques recherches ont montré que la texture du sol joue aussi un rôle dans la formation de piles de corrosion sur les conduites. Ce sont les piles créées par les hétérogénéités du sol qui engendrent sur un ouvrage métallique pourtant parfaitement homogène, des différences de potentiel locales, donnant naissance à un courant qui conduit à l'oxydation de la partie la plus négative du métal (figure. II.11).

- Les zones les moins aérées sont des zones anodiques par rapport au reste de l'ouvrage et se corrodent donc plus facilement.

C'est ainsi que s'expliquent les corrosions des pieux métalliques sous la ligne d'eau, le creusement jusqu'au percement, de cavités mal aérées, ou bien la corrosion d'un ouvrage recouvert de façon discontinue par des oxydes, de la calamine, ou d'autres dépôts. Ce phénomène est responsable des corrosions situées sur la génératrice inférieure des tubes en fond de fouille, là où l'oxygène de l'air diffuse le moins, ainsi que des corrosions qui apparaissent au niveau des sols dont l'aération n'est pas la même en tout point (sable ou cailloux et argile par exemple).

- Les piles géologiques sont caractéristiques des actions qui peuvent se développer sur une conduite, ouvrage de grande longueur, traversant des sols de compositions très différentes, lui conférant des potentiels locaux différents.

En général, les sols argileux, marécageux et les terrains humides constituent des zones anodiques vis à vis des autres terrains.

II.3.2.7.8 Piles dues à l'association de métaux différents (couplage galvanique)

On sait que la liaison électrique de 2 métaux différents dans un même sol entraînait la corrosion de celui dont le potentiel est le plus négatif. Il est donc possible de prévoir le sens des réactions galvaniques en mesurant et en comparant les potentiels des métaux. La liaison électrique entre une conduite en acier et des métaux tels que le cuivre, le plomb, la fonte et même l'acier oxydé, entraîne une corrosion de l'ouvrage en acier. Les piquages directs sur les conduites de gaz, réalisés en cuivre ou en fonte sont néfastes pour la conduite acier, de même que son raccordement, au niveau d'une installation gazière, à un réseau de terres électriques en cuivre. Ces phénomènes de couplage décrits pour une conduite, existent bien entendu également à l'échelle macroscopique au niveau d'une soudure, en raison, par exemple, des disparités entre le métal de base et le métal d'apport, et même à l'échelle microscopique au niveau des inclusions ou hétérogénéités du métal.

II.3.2.7.9 Corrosion par les courants vagabonds

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

Les lignes de transport à traction électrique sous courant continu (S.N.T.F. - tramways, métro), propagent généralement dans le sol des courants dits vagabonds (figure. II.12). En effet, le courant amené par la caténaire, qui peut pour certains trains être de plusieurs milliers d'ampères, retourne à la sous-station émettrice par le rail de roulement. Ce rail plus ou moins bien éclissé, plus ou moins bien isolé du sol selon l'état du ballast, laisse s'échapper une partie importante du courant qui peut alors emprunter, sur des parcours de dizaines de kilomètres, des circuits peu résistants électriquement, tels que les conduites, avant de regagner le rail et le générateur à proximité de la sous-station.

A l'endroit où les courants vagabonds quitteront la conduite pour retourner au rail, une corrosion du métal se produira inévitablement.

L'importance de la corrosion est directement proportionnelle aux intensités mises en jeu (la Loi de Faraday donne pour l'acier une consommation d'environ 10 kg par ampère et par an). Or, il n'est pas rare de voir transiter des courants de plusieurs dizaines d'ampères dans les conduites. Les pertes de métal se chiffrent alors en grammes par heure, et des percements de conduites peuvent alors se produire en quelques semaines. On pourrait trouver des cas où ce phénomène s'est produit avant même que la conduite ne soit en service et que les moyens de lutte contre la corrosion n'aient été mis en œuvre.

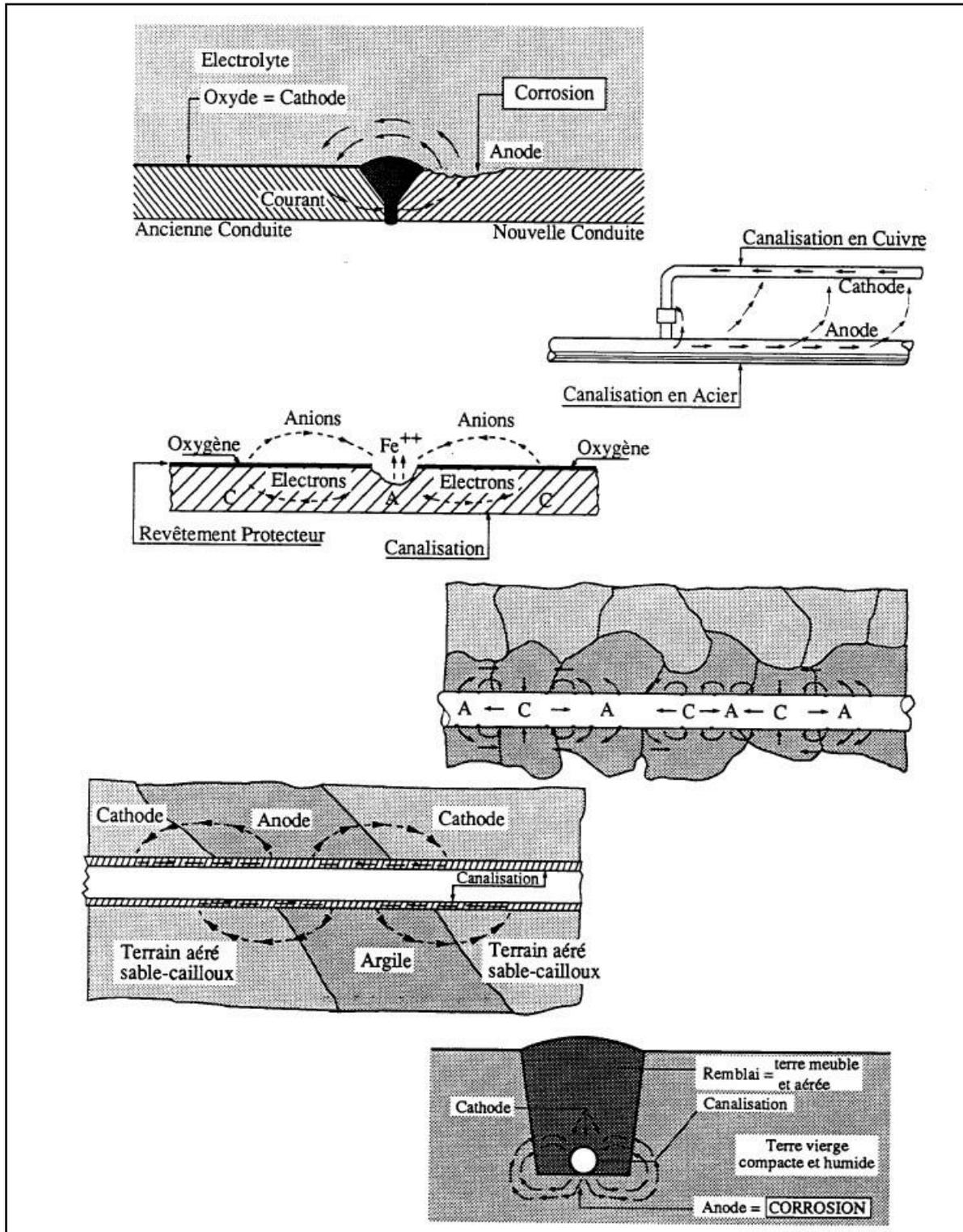


Figure II.11 : Piles dues à l'électrolyte et à l'association de métaux différents

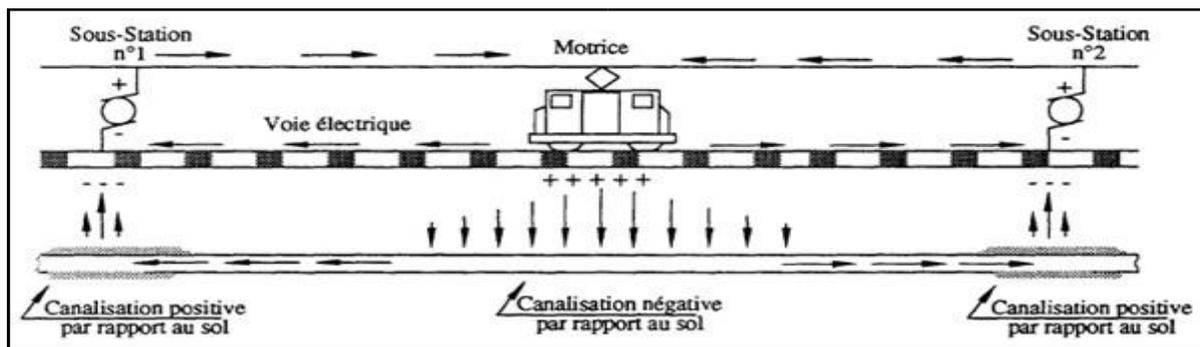


Figure II.12 : Propagation des courants vagabonds

II.4 Prévention contre les différentes anomalies créées par le phénomène de corrosion :

Ils existent principalement deux grands types de protection contre la corrosion qui attaque les surfaces métalliques des canalisations de gaz et du pétrole :

II.4.1 Protection passive :

II.4.1.1 Conception des équipements :

Le fait que l'épaisseur d'un appareil doit être compatible avec les diverses considérations mécaniques, on se fixe une règle pour tenir compte de la corrosion. À cet effet, il existe dans les bureaux d'études et engineerings, des cahiers de spécifications qui précisent les surépaisseurs de corrosion pour chaque fluide véhiculé, en fonction du matériau et de la température. D'une façon générale, il faut éviter les hétérogénéités de tous ordres. Nous rappelons ci-après quelques règles pratiques à respecter :

- Drainage efficace des récipients.
- Facilité de nettoyage.
- Etude de systèmes qui facilitent le remplacement des parties les plus vulnérables.
- Eviter des contraintes excessives sur les composés exposés à un milieu corrosif.
- Eviter le contact électrique de métaux dissemblables.
- Eviter des courbes ou des étranglements brusques dans une tuyauterie. - Evite les points chauds et les points froids.
- Eviter les entrées d'air, exceptions faites pour certains matériaux comme.
- Les aciers inoxydables ou le titane qui résistent mieux aux acides contenant de l'air dissous ou d'autres oxydants.

II.4.1.2 Les inhibiteurs de corrosion :

Il s'agit de substances qui, ajoutées en très petite quantité dans le milieu corrosif diminuent son agressivité vis-à-vis du métal. Il est possible de distinguer :

- Inhibiteurs d'adsorption : Il s'agit d'inhibiteurs filmant qui s'adsorbent à la surface pour donner un film protecteur. Ce sont des substances organiques du type monoamines ou polyamines.

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

- Poisons contrôlant le dégagement cathodique : Certaines substances tels les ions arsenic, bismuth et antimoine retardent le dégagement d'hydrogène et peuvent dans certains cas être utiles pour inhiber la corrosion.
- Suppresseurs d'oxygène : Ils enlèvent l'oxygène dissous contenu dans les solutions (sulfite de sodium, hydrazine).
- Inhibiteurs oxydants : Il s'agit des chromates, des nitrites, des sels ferriques...etc. Ces substances élèvent le potentiel de corrosion dans la zone de passivation. Les molybdénites et les phosphates nécessitent de l'oxygène dissous pour avoir une action efficace.

II.4.1.3 Les revêtements :

Ils constituent une barrière physique entre le milieu agressif et le métal à protéger. Leur efficacité dépend de leur propre comportement vis-à-vis du milieu agressif ainsi que de l'intégrité du revêtement. On distingue : - les revêtements métalliques obtenus soit par électrolyse (Zn, Ni, Cr, Cu, Cd, ...), soit par immersion

(Zn, Al, ...), par diffusion chromisation, shérardisation "Zn", par projection (Zn, Al, ...), par placage (tôles plaquées calaminées).

- les revêtements non métalliques (peintures, vernis, émaux, verres, matières plastiques, caoutchouc, phosphatation et oxydation anodique) .

II.4.2 Protection active :

L'application de la protection cathodique pour les métaux dans les milieux aqueux a pour but de ramener le potentiel du métal utilisé dans la zone d'immunité. Pratiquement deux possibilités sont utilisées :

II.4.2.1 Protection cathodique par courant imposé :

II.4.2.1.1 Principe de protection :

Utilisant un générateur extérieur réglable et une anode auxiliaire. Reliant les structures à protéger au pôle négatif du générateur en courant positif est connecté à un déversoir anodique constitué d'un métal le moins corrodable possible pour une durée de vie assez importante. A condition que le déversoir anodique et la structure à protéger sont plongés dans le même électrolyte. Voir la Figure II.13.

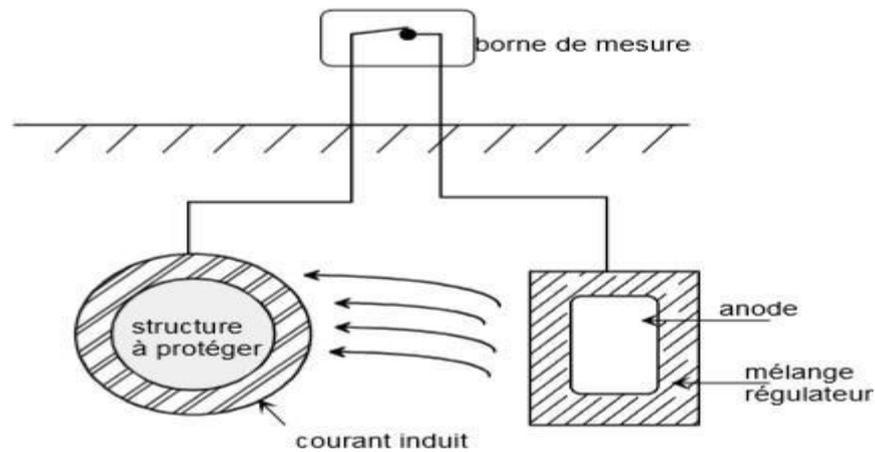


Figure II.13 : Principe de la protection cathodique à courant imposé.

Les conditions pour que la protection soit réalisable :

Le besoin en courant de protection sert à la détermination de la masse et du nombre d'anodes, ainsi qu'au dimensionnement électrique de la source de courant du poste de soutirage (protection par courant imposé). Le courant délivré doit être estimé au mieux, non seulement pour des considérations économiques, mais aussi à cause de certains effets néfastes tel que le décollement des revêtements lorsque le courant est trop important (le courant doit atteindre le seuil de la protection).

II.4.2.2 Protection cathodique par anode sacrificielle :

II.4.2.2.1 Principe de la protection :

La protection cathodique par anodes sacrificielles a pour but de mettre à profit l'effet du couple galvanique (pile) créé par l'association, dans un même électrolyte, de deux métaux différents : le métal à protéger et un métal moins noble qui constitue l'anode.

Dans ce type de protection, l'anode se consomme par dissolution en portant la surface du métal à protéger au-delà de son potentiel d'immunité. La réalisation est schématisée dans les figures suivantes:

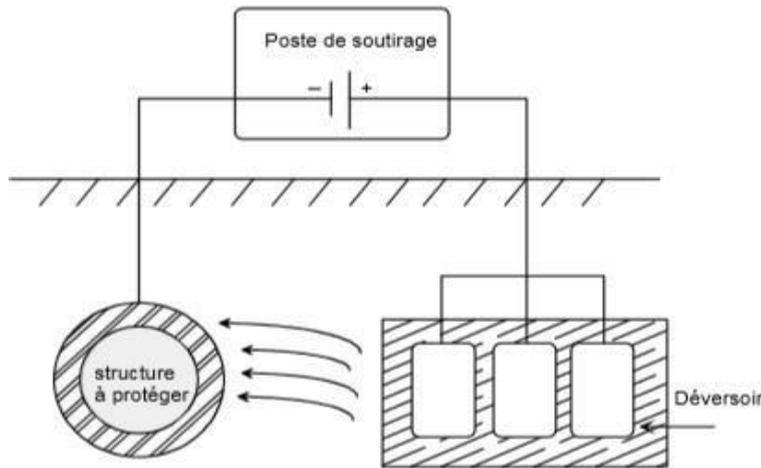


Figure II.14: Principe de protection cathodique par anode sacrificielle.

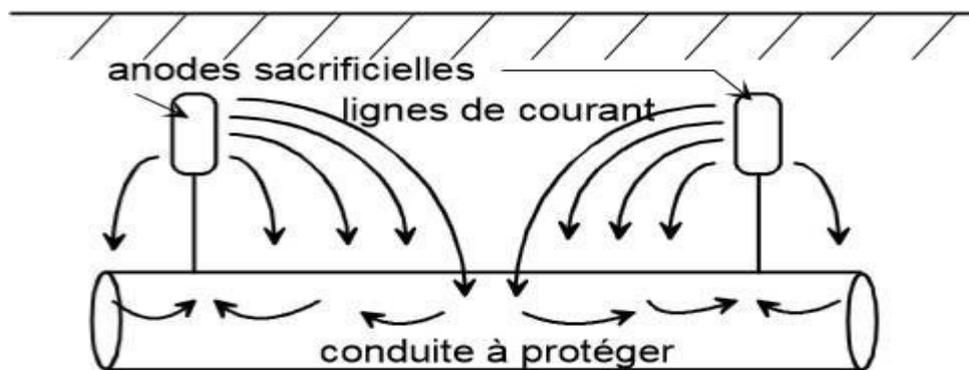


Figure II.15: Répartition des anodes sacrificielles le long d'une conduite.

Les conditions d'avoir une protection cathodique par anodes sacrificielles:

Pour que la protection existe, il faut :

- Que la pile débite, donc que l'anode soit reliée électriquement au métal.
- Que la surface à protéger et l'anode soient plongées toutes dans le même milieu électrolytique.
- Que l'installation soit adaptée à la surface à protéger (dimensions, nombre, répartition des anodes). **Remarque :**

La protection par anodes sacrificielles n'a pas une durée indéfinie. Elle s'arrête avec la disparition du matériau sacrificiel ou par blocage électrochimique. L'évaluation de sa durée de vie est estimée par calcul du dimensionnement des anodes et par retour d'expérience, généralement une quinzaine d'années.

Le paramètre le plus important dans cette protection c'est le choix des anodes sacrificielles, des études et l'expérience ont permis de déterminer, pour chacun des métaux les seuils d'impureté admissibles ainsi que les éléments d'alliage complémentaires nécessaires pour obtenir les meilleures

Chapitre II : Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline.

performances. Par exemple : Dans le cas de la protection de l'acier, les anodes utilisées sont à base de zinc, d'aluminium ou de magnésium.

II.5 Conclusion :

Les canalisations transportant des gaz et des fluides contiennent souvent des défauts pouvant conduire à leur rupture. Ces défauts sont classés en cinq types majeurs : les piqures et cratères de corrosion, les fissures, les entailles (éraflures), les enfoncements (indentations) et les défauts dits combinés (enfoncements+éraflures).

La différence de géométrie et de nature des défauts ont amené les chercheurs à créer des outils spécifiques pour chaque type de défaut en se basant sur l'analyse limite, la mécanique de rupture et la mécanique de rupture d'entaille, ainsi que l'analyse par éléments finis et l'expérimentation.

CHAPITRE TROIS

Inspection et diagnostic des pipelines.

Chapitre III : Inspection et diagnostic des pipelines.

III.1 Introduction :

Les pipelines sont des outils essentiels de transport massif de fluides (liquides, liquéfiés ou gazeux) sur de grandes distances comme sur de petites liaisons. Les canalisations des hydrocarbures ont la fâcheuse tendance de s'encrasser en fonction du temps et de ce fait provoquer une augmentation de la rugosité interne et des pertes de charge à cause des problèmes rencontrés dans les pipelines lors en exploitation tels que : milieu agressif, endommagement par des tiers ou par des éléments de terrain, fluide transporté corrosif, défauts de construction ...etc. Et se traduisent généralement par :

- Une diminution du débit de transit du pipeline.
- Une augmentation de la consommation d'énergie.
- Une aggravation des risques de corrosion.

Il a donc été obligé de développer des outils qui permettent d'inspecter les pipelines de l'intérieur périodiquement au minimum quatre fois par an. Ces outils sont appelés racleurs ou pistons. A l'heure actuelle ils permettent la détection, la mesure, l'enregistrement et la localisation de presque tous les défauts. Ils ont appelé aussi « outil intelligent » où « Intelligent Pig ».

III.2 Nettoyage de la conduite : [18]

Encrassement, dépôts et débris de 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 périodique d'outils de ramonage à l'intérieur de la canalisation. De nombreux exploitants américains et européens ont adopté une fréquence de l'ordre de quatre nettoyages par année. Cependant, l'introduction d'un corps étranger dans la canalisation est une opération risquée nécessitant un contrôle et une coordination rigoureuse. Le décideur doit préalablement considérer objectivement si l'état de la conduite nécessite impérativement l'envoi d'un outil. De ce fait, chaque canalisation se présente comme un cas particulier à analyser avec le plus grand soin.

III.3 But de nettoyage :

L'opération de nettoyage a pour but :

- D'éviter les dépôts d'impuretés (poussières, boues, produits liquides) susceptibles de gêner l'écoulement du gaz.
- De chasser les dépôts en formation.
- De nettoyer les parois de canalisation.
- De rendre maximal le coefficient d'écoulement.
- De sécher les parois de la canalisation après les épreuves hydrauliques.

III.4 Définition d'un racleur :

Un racleur est une machine autonome destinée au contrôle de tubes par l'intérieur. Il est introduit au début de la canalisation, à l'intérieur de celle-ci, par l'intermédiaire d'un dispositif appelé « gare de racleur ». Il se déplace avec le fluide sur plusieurs dizaines de kilomètres en faisant des acquisitions ultrasonores tous les 2 mm et sur 360° à une vitesse pouvant atteindre les 3 m/s. En fin d'inspection, le racleur est récupéré dans la gare d'arrivée, les données sont extraites et vérifiées puis analysées à l'aide des logiciels spécifiques.

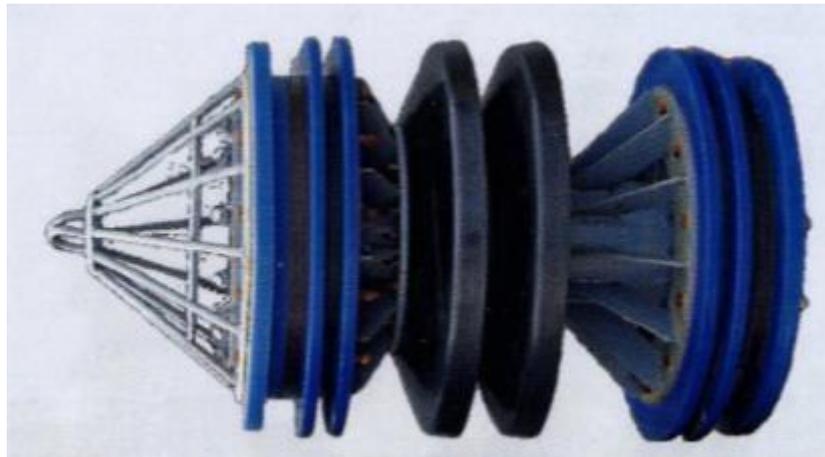


Figure.III.1 : Outil standard de nettoyage.

Un racleur instrumenté se compose généralement de 4 sections fonctionnellement distinctes :

- Une unité de traction qui assure l'entraînement du racleur par le fluide transporté, - Une alimentation électrique embarquée. - Un système de mesure.
- Un système d'acquisition et d'enregistrement des mesures.

Ces différents systèmes sont regroupés dans des éléments reliés entre eux par des cardans assurant la flexibilité de l'ensemble. Cette flexibilité est nécessaire pour que les racleurs puissent évoluer dans les coudes des canalisations à inspecter. Plus le diamètre de la canalisation est faible, plus il est nécessaire d'étirer les racleurs en longueur et de multiplier le nombre d'éléments afin d'embarquer tous les modules. Ceci conduit à des racleurs pouvant atteindre 6 mètres de longueur.

III.5 Domaine d'application :

Chapitre III : Inspection et diagnostic des pipelines.

Les domaines d'application ciblés avec ce type d'outillage sont essentiellement dans le monde de la Pétrochimie et du Raffinage. En effet, à l'aide d'un racleur instrumenté par ultrasons, il est possible de contrôler :

- Les pipelines transportant des produits raffinés, des produits chimiques ou de l'eau.
- Les interconnexions entre plusieurs sites industriels, (port, raffinerie, bacs,...etc..
- Les canalisations et tubes se trouvant dans les usines.
- Les tubes de fours ou de réacteurs des usines pétrochimiques.

III.6 Les outils de nettoyage :

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

- Les outils de nettoyage rigides.
- Les outils de nettoyage élastiques.

III.6.1 Les outils de nettoyage rigides :

Les outils de nettoyage sont composés d'un axe cylindrique (plein ou creux) le plus souvent en acier (parfois en plastique) sur lequel sont fixés des coupelles en caoutchouc synthétique (Néoprène, Nitrile) ou en polyuréthane. Ces matériaux étant connus pour leur grande rigidité, les dispositifs à disque ont été les premiers à être utilisés suivant des dispositifs à coupelles. Le diamètre intérieur de disque 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. Ils sont utilisés pour le nettoyage de dépôts liquides (condensat ou eau stagnant dans les points bas). **Avantage de l'outil rigide :**

- La nature du matériau et la différence légère des diamètres permettant un contact et une étanchéité de bonne facture.
- Pour une grande efficacité de nettoyage, ces outils sont parfois munis d'une brosse métallique. **Inconvénients de l'outil rigide :**
- La difficulté de surmonter les obstacles disposés le long de la ligne (coude à faible rayon de courbure, réduction de diamètre intérieur, vanne incomplètement ouvertes,...etc.).
- Le déplacement de cet outil à l'intérieur du pipeline exige une différence de pression relativement importante de l'ordre de 1 à 2 bars.

- L'usure critique de ces dispositifs est atteinte au moins de 120km (distance séparant deux stations), d'où la nécessité d'installer des nouvelles coupelles à chaque station et par conséquent des coûts plus élevés.

III.6.2 Les outils de nettoyage élastiques :

Ce type d'outil est pris comme une solution des inconvénients rencontrés chez les outils rigides, ils peuvent être classés suivant la forme en deux catégories principales :

III.6.2.1 les outils élastiques en forme de piston :

Ils sont appelés aussi « Fam Pig », ont une forme cylindrique allongée, ils peuvent être en caoutchouc synthétique, en polyuréthane ou bien en mousse de polyuréthane. Ils sont disponibles sous différentes formes mais l'arrière de l'outil possède toujours une forme concave alors que l'avant est profilé.

III.6.2.2 Les outils élastiques en forme de sphère :

Egalement appelés boules, sont d'un usage très courant pour le nettoyage de dépôts liquides, composé d'une enveloppe en caoutchouc ou en polyuréthane, leur principal avantage réside dans la facilité de passage des obstacles et la simplicité relative de leur utilisation; leur diamètre est le plus souvent légèrement plus faible que le diamètre intérieur le plus élevé, et le contact avec la paroi étant obtenu par une pression plus élevée du liquide se trouvant à l'intérieur de l'enveloppe (eau + hydrocarbures).

III.6.2.3 Les avantages des sphères :

- L'usure des sphères est de 10 à 15 fois plus faible que celles des outils rigides.
- Leur déplacement dans la conduite est assuré par une différence de pression minimale.
- La facilité de dépasser les obstacles qui se trouvent dans les canalisations (dépôts, débris de corrosion, vanne incomplètement ouvertes, des coudes et rayons de courbures très faibles, ...etc.).

III.6.2.4 Les inconvénients des sphères :

- L'étanchéité obtenue par le contact direct entre la paroi interne de la canalisation et la paroi de l'enveloppe de la sphère est un peu faible que celui de l'outil rigide.

III.6.3 Les outils hybrides :

Sont 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 minimale). On les trouve dans deux variantes :

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

III.7 Préparation d'une opération de nettoyage :

Le nettoyage régulier de la canalisation d'hydrocarbures est devenu une action fondamentale des techniques modernes de maintenance des pipelines. Cependant l'envoi d'un outil n'est, ne doit jamais être considéré comme une opération de routine, l'expérience internationale dans ce domaine à montrer que l'introduction d'un outil étranger dans la canalisation est une opération risquée nécessitant un contrôle, une coordination rigoureuse. Le décideur doit d'abord considérer objectivement :

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

III.7.1 Analyse des caractéristiques de la ligne à nettoyer :

La préparation d'une opération de nettoyage passe par l'analyse, le suivi et la synthèse la plus complète possible des points suivant :

- Objectif de l'opération.
- Nature de la substance à évacuer.
- Localisation des zones les plus encrassées.
- Estimation du volume d'effluents à évacuer. ➤ Pression de poussée disponible et débit d'opération. ➤ Profils des températures et des pressions.
- Valeurs successives des diamètres intérieurs.
- Distance que doit parcourir l'outil.
- Rayon de courbure minimal de la ligne.
- Position géodésique des obstacles.
- Distance minimale entre deux obstacles successifs. ➤ Diamètres des piquages et des tés.
- Position des piquages non-barrés.
- Distance entre les barres des piquages barrés. ➤ Type et dimension des vannes de ligne. ➤ Choix de l'outil de nettoyage adéquat.

III.7.1.1 Définition de l'objectif de l'opération :

L'objectif recherché par une opération de nettoyage peut être un ou plusieurs des points suivants :

- Amélioration des performances hydrodynamiques de la ligne par évacuation des dépôts quand ceux-ci provoquent des pertes de charges excessives.
- Accumulation de quantités importantes de condensat qu'il y a lieu d'évacuer pour éviter les problèmes d'exploitation liés à ce type de phénomène et les plaintes éventuelles ou exprimés des clients.

Chapitre III : Inspection et diagnostic des pipelines.

- Elimination ou réduction des risques de corrosion interne résultant des accumulations de boue dans les points bas de la canalisation. □ Préparation de la conduite pour une inspection par outil intelligent.

III.7.1.2 Nature des substances qu'on cherche à évacuer :

La réponse à cette question permet déjà d'avoir une idée (non définitive) sur le type d'outil à utiliser :

- Liquide ou liquide + débris sphère ou \longrightarrow piston à coupelle.
- Dépôts peu durs sur la paroi outil rigide \longrightarrow sans brosse.
- Dépôts durs sur la paroi \longrightarrow outil rigide avec brosse métallique.

III.7.1.3 Localisation des zones les plus encrassées :

Ainsi, en plus de la boue, les accumulations d'eau pour les oléoducs et de condensat pour les gazoducs, se situent toujours dans les points bas, fort nombreux dans les profils accidentés. Les dépôts de paraffine sur les parois internes, s'ils existent, seront plus importants dans les zones où les températures sont plus basses. Les débris de corrosion des produits de l'érosion et d'autres particules solides sont en grande partie piégés dans les points bas par les liquides. Si les tronçons les plus exposés se situent en fin de parcours, une attention particulière doit être accordée au phénomène d'usure des coupelles ou de l'enveloppe (selon type d'outil) et aux pertes d'étanchéité (utilisation de matériaux plus durs ou de revêtement). Le profil des pressions peut être également un indice pour la localisation des zones encrassées.

III.7.1.4 Estimation du volume d'effluents à évacuer :

Pour les accumulations de condensat dans les points bas de gazoducs et les dépôts de paraffine sur la paroi interne des oléoducs. Un certain nombre de modèles mathématiques peuvent être mis à contribution pour l'évacuation approchée des volumes à évacuer. Pour le cas des débris solides, ce point devient crucial. De nombreuses situations pratiques ont montrées qu'un volume important de débris peuvent bloquer le déplacement de l'outil. Une attention particulière doit être mise pour le cas des pipelines âgés ou conduites n'ayant pas subies d'opération de nettoyage depuis longtemps. Ces incidents ont conduit les constructeurs à proposer des outils spécialement adaptés à ces cas (outil avec by-pass).

III.7.1.5 Pression de poussée disponible et débit d'opération :

Il s'agit ici de s'assurer que la puissance des installations de pompage (ou de compression) ainsi que les PMS en raison des pertes de charges supplémentaire induites par le déplacement de l'outil et des débris sont suffisants pour des conduits subissant des nettoyages réguliers, l'opération de l'envoi peut être réalisée avec le débit nominal (débit d'exploitation normal). Pour les canalisations n'ayant pas subies de nettoyages réguliers, il est recommandé de choisir des régimes de fonctionnement allégés (débit < débit nominal), autorisant une réserve de puissance. A titre d'exemple, le passage d'une vanne incomplètement ouverte peut nécessiter

une différence de pression supérieure de 5 bars. De plus le blocage de l'outil peut provoquer des coups de béliers se traduisant par des ondes de pression pouvant dépasser les limites PMS. En choisissant des pressions plus basses, on réduit les risques engendrés par ce type de phénomène. L'outil se déplace globalement à la même vitesse que l'écoulement. L'efficacité de nettoyage et l'usure dépendent également de la vitesse, le choix du régime doit donc tenir compte de la vitesse optimale de déplacement de l'outil recommandé par le fournisseur. Grossièrement, ces vitesses sont comprises entre 1 et 8 m/s (intervalle à préciser selon le fournisseur).

III.7.1.6 Profil de température et des pressions en exploitation normale :

Utile pour la localisation des zones potentielles d'accumulation de condensat dans les gazoducs, et le calcul du volume pour estimer le produit à évacuer pour les dépôts de paraffine, seulement le profil de température est nécessaire.

III.7.1.7 Valeurs successives du diamètre intérieur de la ligne :

Le choix de l'outil et de ses dimensions ne se fait pas sur la base du diamètre nominal de la conduite mais bien sur celui du diamètre intérieur. Dans certains cas de variations importantes d'épaisseurs peuvent exister, et le choix des dimensions de l'outil doivent être examiné avec le plus grand soin.

III.7.1.8 Distance que doit parcourir l'outil :

C'est généralement la distance séparant deux stations (ou deux postes de sectionnement). L'importance de ce paramètre est en relation avec l'usure et le choix du matériau de l'outil (Néoprène, polyuréthane, couche superficielle plus résistante, parfois même deux types de coupelles sur un même outil).

III.7.1.9 Rayon de courbure le plus faible de la ligne :

Le rayon de courbure est généralement exprimé en nombre de fois le diamètre de la canalisation ($R=5D$, par exemple). Il est mesuré suivant l'axe de la conduite. En générale le rayon de courbure minimal doit être de $3D$. Cependant certains outils articulés peuvent négocier avec succès des rayons de courbure de $1.5D$. Les sphères de part leur forme et la nature de leur mouvement peuvent théoriquement surmonter des rayons de courbure de $0.5D$.

III.7.1.10 Position géodésique des obstacles :

Les positions géodésiques des obstacles (vanne, coude, tés, réduction de diamètre...etc.) le long de la ligne doivent être soigneusement surveillées lors du passage de l'outil. De plus, 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.7.1.11 Piquages et tés :

Le diamètre des piquages et des tés non barrés doit être soigneusement noté pour s'assurer 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.7.1.12 Type et dimensions des vannes :

En principe les vannes de ligne, qu'elle soit de type robinet vanne ou à boisseau, sont toujours à passage intégrale. Cependant, 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 obstacles moyennant une différence de pression supplémentaire.

III.7.2 Sélection de l'outil :

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

- Si la ligne comporte un ou plusieurs coudes de rayon de courbure inférieur à $1.5D$ alors tous les outils exigeant au minimum $3D$ 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 longueurs d'outils supérieure à la distance séparant les deux tés.
- Si l'on dispose sur la ligne aussi bien de coudes à faible rayon de courbure (impliquant donc l'usage d'outils courts) que deux tés en position rapprochée (impliquant 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 solution, une sélection plus fine doit être effectuée en se basant sur les trois critères suivants :

- Choisir l'outil qui présente le moins de risques de blocage.
- Choisir l'outil dont les performances sont les plus appréciables.
- A performances égales choisir le moins cher.

Il faut noter que le critère de coût n'a été cité qu'en dernier lien, certains auteurs estiment qu'il ne doit même pas se basé spécifiquement sur les critères de performance et de performance seule.

Après avoir toutes ces informations sur les caractéristiques de la ligne, et après le choix du type de racleur adéquat pour le nettoyage, comment pouvons-nous lancer et suivi ce racleur jusqu'à la fin du tronçon que nous désirons à nettoyer ?

III.7.2.1 Lancement du racleur :

Chapitre III : Inspection et diagnostic des pipelines.

- 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).

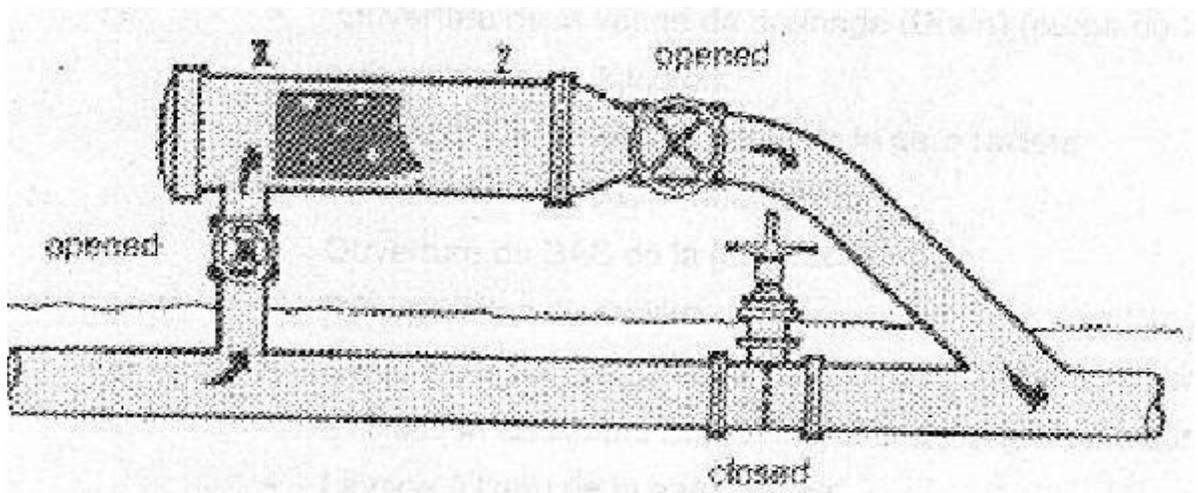


Figure III.2 : Procédure de lancement d'un racleur.

III.7.2.2 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.7.2.3 Récupération de racleur :

Avant même d'expédition du racleur, on procède à la gare de récupération. La

récupération de racleur se faite par deux procédès :

III.7.2.3.1 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.7.2.3.2 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.
- Evaluer l'usure de l'outil de raclage (coupelles et bosses).
- Evaluer 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.
- Etablir un rapport de l'opération.
- Suivre l'évolution positive de la ligne. □ Etablir un rapport final.

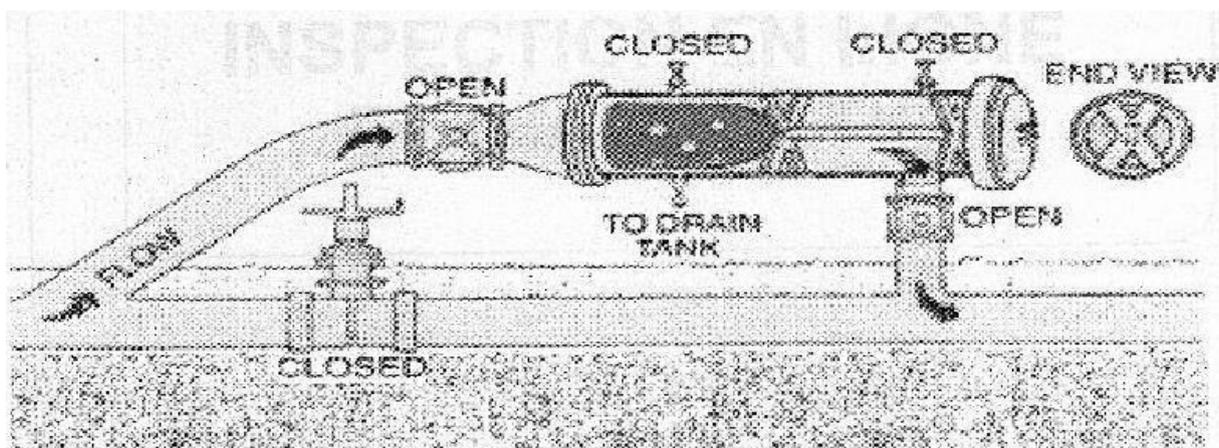


Figure III.3 : Procédure de réception du racleur

III.8 Inspection en ligne et diagnostic :

L'inspection en ligne par outil intelligent peut presque fournir toutes les informations requises pour l'évaluation de l'état technique d'un pipeline. Cependant le soin est laissé à l'opérateur de décider des choix à faire pour réhabiliter l'ouvrage et les moyens à mettre en œuvre pour le maintenir en bonnes conditions.

Un grand nombre de pipeline à travers le monde a dépassé la limite d'âge prévu de leur utilisation, ils continuent pourtant à être parfaitement fonctionnels. C'est en moyennant un suivi régulier de leur état technique et une politique de maintenance appropriée. La question fondamentale qui se pose dans ces cas-là est la suivante : réparation ou réhabilitation ? La première étape pour répondre à cette question est un programme détaillé d'inspection pour obtenir les données nécessaires à l'évaluation de l'état de la ligne.

Le diagnostic est l'opération consistant à interpréter les résultats d'inspection en vue principalement de :

- Localiser les zones de corrosion active.
- Prévoir l'évaluation de la corrosion dans le temps.
- Evaluer les risques d'éclatement.

III.8.1 Action de pré-inspection :

Le but de ces travaux est la confirmation de l'accessibilité de la conduite à l'outil intelligent. La planification d'une inspection se passe en générale par trois étapes :

- Nettoyage de la conduite par un outil conventionnel.
- Envoi de l'outil de configuration « Calling Pig ».
- Envoi de l'outil intelligent pour la localisation des pertes de métal et l'évolution de leur importance.

Les opérations de pré-inspection peuvent ne pas être un préalable à l'envoi de l'outil intelligent dans le cas où :

- Le pipeline est nouveau et il a subi tous les tests de calibrage et de nettoyage avant sa mise en service.
- La conduite est considérée comme propre de l'envoi périodique de l'outil conventionnel.

III.8.2 Les outils d'inspection en ligne :

Les outils d'inspection sont nés avec les pipelines mais avec des techniques qui ne peuvent pas analyser les réseaux du transport de gaz et de pétrole, maintenant les nouveaux outils sert à parcourir plusieurs centaines de kilomètres, détecter tous les anomalies, traverser les obstacles qui se trouvent lors de l'opération, ...etc. Et ils sont plus évolués en parlant de :

- La précision de détection.
- La fiabilité des instruments.
- La capacité de stockage des informations.

L'inspection en ligne permet d'avoir les informations géométriques concernant des anomalies détectées et dimensionnées : Longueur, profondeur, largeur, position par rapport à la circonférence et à la position longitudinale. Ils sont classés en deux grandes catégories :

III.8.2.1 Les outils de configuration :

L'outil de configuration a pour le but de détecter tous les déformations géométriques de la conduite (bosses, voile, ovalisation...etc.). Le premier outil de ce genre, mis en service est le « TDW KAPILER PIG » dont le fonctionnement était basé sur un principe électromécanique simple. D'après le principe de fonctionnement, on peut distinguer trois générations d'outil de configuration :

III.8.2.1.1 Principe mécanique (1ère génération) :

Une série de doigts mécanique « Fingers » sont rattachés radialement au centre de l'outil. Le mouvement de ces doigts, en présence de défaut géométrique est transmis à un stylo qui imprime le mouvement sur un papier. Le déroulement du papier est assuré par un moteur électrique dont l'alimentation est fournie par la rotation d'un odomètre, ces odomètres pour rôle principal la mesure de la distance parcourue par l'outil. La connaissance de la distance permet la localisation de la position du défaut.

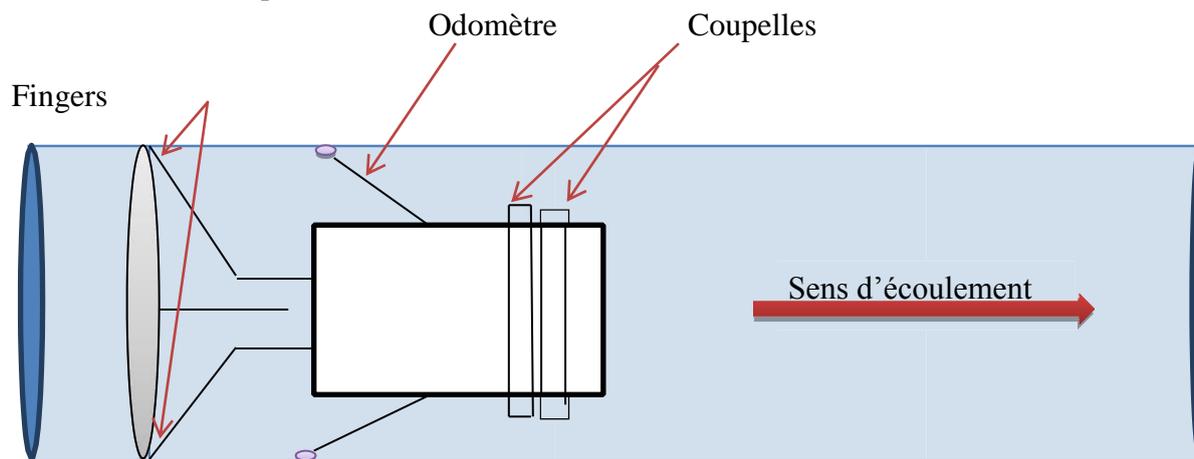


Figure III.4 : Déplacement du Kaliper dans la conduite.

III.8.2.1.2 Principe électronique (2ème génération) :

Le principe de base est le même, c'est l'enregistrement des défauts de forme qui diffère, ici il se fait avec des informations électroniques qui sont traitées par la suite avec un micro-ordinateur. L'indication du changement de forme se fait par un contact direct des doigts avec la paroi interne de la canalisation.

III.8.2.1.3 Principe électromagnétique (3ème génération) :

Les doigts mécaniques sont remplacés avec des capteurs magnétiques, tout changement de forme provoque une variation du champ magnétique qui est enregistré sous forme de signal

électrique, ensuite l'enregistrement est traité par un ordinateur. Le champ magnétique est généré par l'intermédiaire d'aimant. Les avantages de ce principe réside dans :

- Pas de contact direct avec la paroi interne de la conduite.
- Haute précision où les outils sont capable d'enregistré en moyen 50 signaux par seconde.
- La distance est mesurée par odomètre et un canal additionnel mesure la vitesse de déplacement.

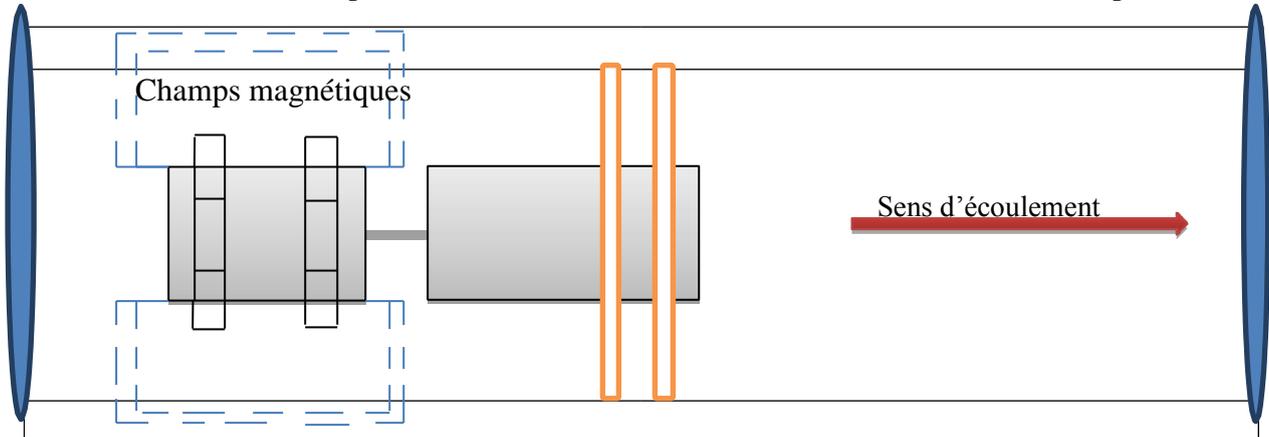


Figure III.5 : Déplacement d'outil et création du champ magnétique.

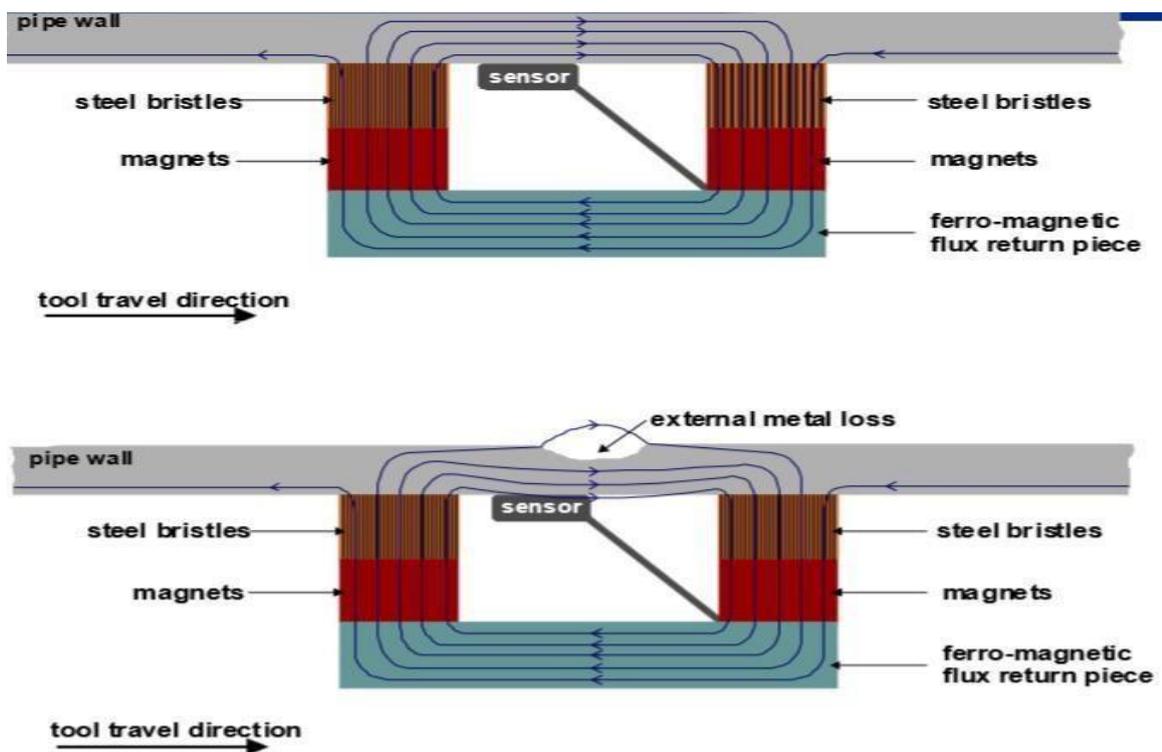


Figure III.6 : Principe de fonctionnement du champ magnétique.

III.8.2.2 Les outils de détection de perte de métal :

La détection de pertes de métal et de fissurations est le domaine où l'utilisation d'outils intelligents a connu le plus d'intérêt. Deux techniques ont émergées concernant la détection des pertes de métal :

III.8.2.2.1 Technique MFL :

Cette technique utilise de puissants aimants induisant un flux magnétique dans la paroi de la conduite. Des capteurs placés entre les pôles détectent tout changement d'intensité résultant d'une perte de métal ou d'un changement d'épaisseur. La puissance du flux magnétique requise est relativement élevée. Les premiers outils MFL ont particulièrement souffert de cet inconvénient surtout pour les grands diamètres. La firme TUBOSCOPE, qui a commercialisé le premier outil intelligent de détection de pertes de métal, a choisit d'utiliser des électroaimants. Tous les autres constructeurs ont opté pour les aimants permanents. British Gas a ainsi réussi à multiplier par dix la puissance des aimants permanents en développant de nouveaux matériaux magnétiques tel que le N.I.B (Neodinium-iron-bore). Un autre axe ayant favorisé le développement des techniques MFL concerne les progrès réalisés dans la technologie des capteurs. Les capteurs actuels se sont considérablement améliorés au point où la détection des pertes de métal est même possible au niveau des cordons de soudure et sur la face interne et externe de la canalisation. Ils peuvent même être adaptés pour mesurer l'épaisseur absolue de la conduite. La quantité de données enregistrée s'est considérablement accrue à tel point que British Gas, dans un document publicitaire et pour donner un ordre de grandeur, affirme que l'équivalent de la bible était enregistré toute les six secondes.

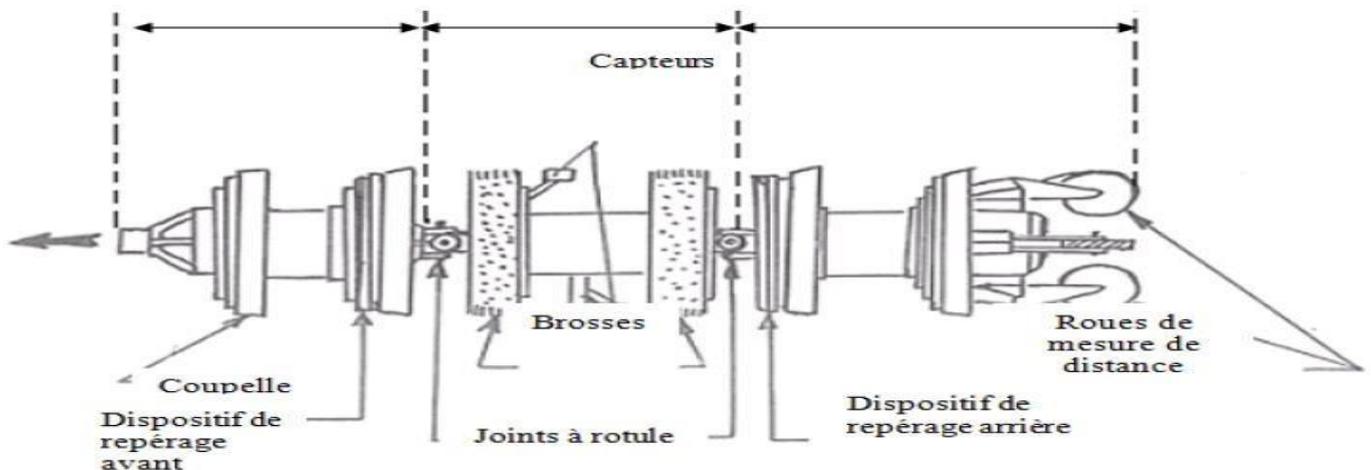


Figure III.7 : Piston Instrumenté basé sur principe de perte du flux magnétique.

III.8.2.2.2 Technique ultrasonique :

Leur principe de fonctionnement est assez simple. Un transducteur émet des pulsations ultrasoniques. En rencontrant la surface intérieure un premier écho se produit. Un deuxième écho se produit lorsque la pulsation atteint la face extérieure de la conduite. La vitesse de propagation de l'onde ultrasonique étant connue, le temps séparant la perception des deux échos donne l'épaisseur exacte de la canalisation. Cependant cette technique ne peut être utilisée

qu'en présence d'un couplant liquide. De plus, le transducteur (l'émetteur d'ultrasons) doit être placé à une distance constante de la paroi. Ce qui pose un problème au niveau des courbures de conduite. Le non respect de ces exigences peut entraîner des erreurs de lecture et donc d'interprétation. La technique UT a été étendue à la détection des pertes de métal dans les gazoducs moyennant l'utilisation d'un couplant (gel) compris entre deux outils conventionnels.

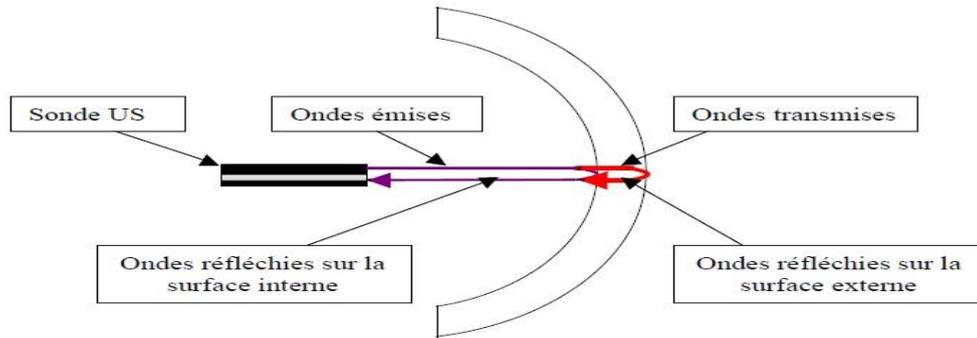


Figure III.8 : Principe de la méthode de contrôle par US

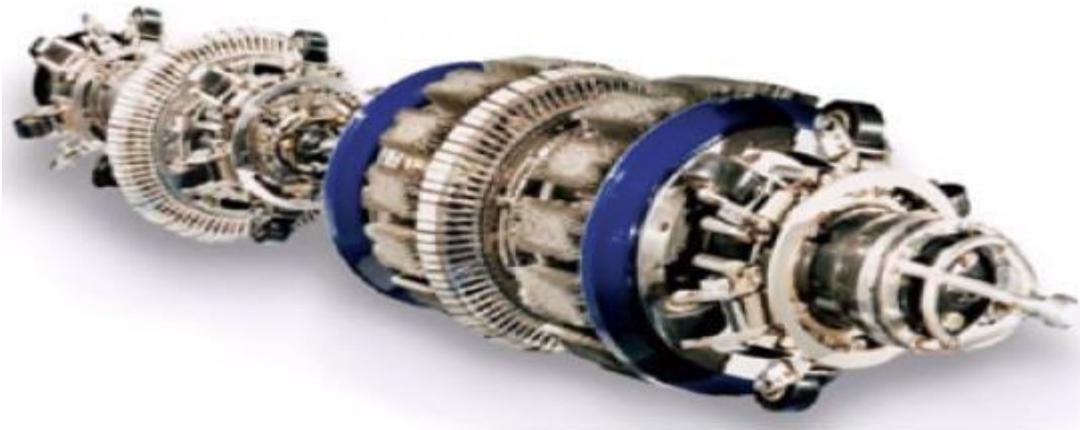


Figure III.9 : Outil ultrasonique.

III.8.3 La meilleure technique d'inspection:

Beaucoup de controverses sur les mérites de l'une ou de l'autre des techniques en raison de la forte concurrence que se livre les constructeurs. Seule l'expérience du terrain permet de favoriser un procédé par rapport à un autre. Cependant on peut noter les points suivants:

- Les technologies MFL avancées ne sont pas influencées par la vitesse de l'outil.
- Les techniques ultrasoniques sont sensibles à la vitesse qu'il faudrait maintenir la plus stable possible.
- Les techniques MFL ne sont pas affectées par les changements d'épaisseur mais leur utilisation reste réduite pour des conduites de fortes épaisseurs.

- Les outils ultrasoniques sont peu adaptés aux faibles épaisseurs.

III.9 Interprétation des résultats d'inspection :

Les résultats doivent être présentés sous une forme permettant une interprétation directe par les services de maintenance. Les outils modernes autorisent un double traitement des données :

- Un traitement primaire sur le site par un micro-ordinateur et d'un logiciel adéquat.
 - Un deuxième traitement plus fin dans le centre d'informatique du fournisseur de l'outil.
- Ces résultats peuvent revêtir suivant quatre formes :

III.9.1 Résultats numérique :

L'inspection en ligne permet d'avoir les informations géométriques concernant des anomalies détectées et dimensionnées : Longueur, profondeur, largeur, position par rapport à la circonférence et à la position longitudinale. Ce sont des tableaux qui donnent ces valeurs : nombre des défauts, la distance enregistrée, la position du défaut, épaisseur et l'évènement des défauts à chaque partie (tronçon) du pipeline. Voir le tableau ci-dessous.

Distance enreg. [m]	longueur [mm]	largeur [mm]	profondeur [%]	prof. moyenne [%]	évènement	pos.
19,652	42	52	10	4	Corrosion	06:11
19,734	93	71	18	4	Amas d'anomalies de corrosion	07:04
19,734	79	20	18	6	Corrosion	07:23
19,739	88	48	11	3	Corrosion	07:04
20,833	28	18	13	7	Corrosion	10:05
20,850	27	21	15	8	Corrosion	09:47
21,906	25	21	14	8	Corrosion	08:52
22,333	29	26	15	8	Corrosion	02:53
23,949	33	28	22	12	Corrosion	02:32
24,022	17	17	10	7	Corrosion	08:34
24,051	168	92	18	4	Amas d'anomalies de corrosion	02:49
24,051	151	48	18	5	Corrosion	03:01
24,060	92	46	14	4	Corrosion	02:49

Figure III.10: Résultats numériques.

III.9.2 Résultats sous forme d'histogramme :

Ce sont des résultats statiques de distribution de nombre de défaut qui trouvent le long du pipeline, et les pertes de métal par grade de corrosion (profondeur du défaut) sous forme de diagramme en bâton.

% de profondeur

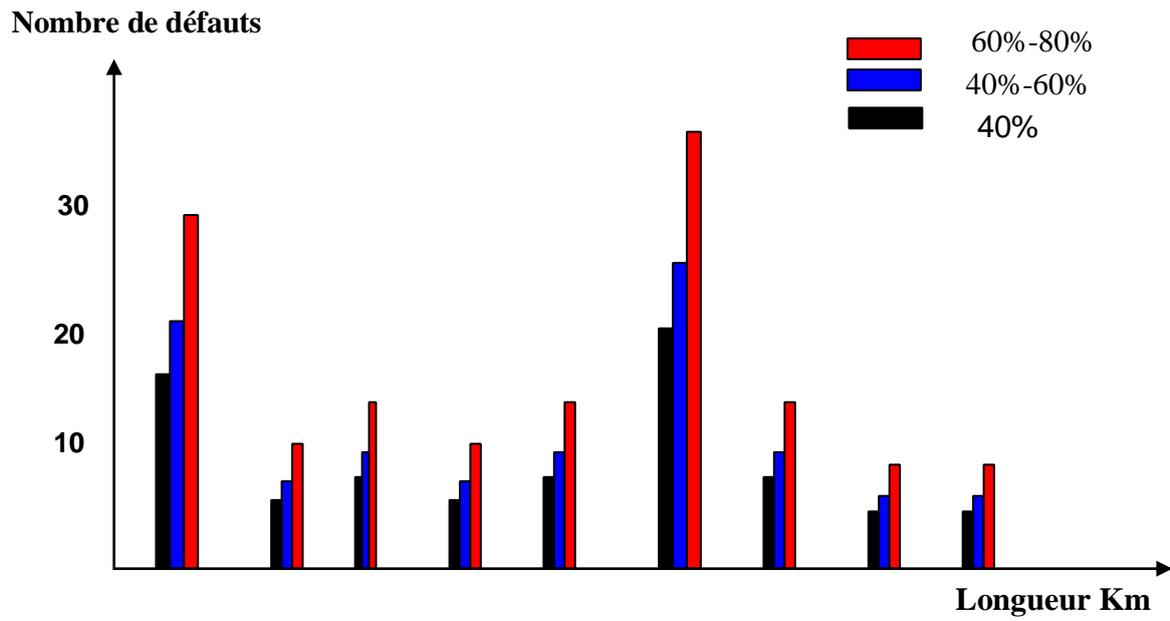


Figure III.11 : résultats sous forme d'histogramme.

Chapitre III : Inspection et diagnostic des pipelines.

On distingue trois grades de corrosion :

- Grade A : perte de métal 40% d'épaisseur.
- Grade B : perte de métal entre 40% et 60% d'épaisseur.
- Grade C : perte de métal entre 60% et 80% d'épaisseur.

III.9.3 Résultats graphique :

C'est la représentation du profil de la conduite sous forme de section qui sera à indiquer la position de défaut comme c'est présenter ci-dessus (Figure III.12).

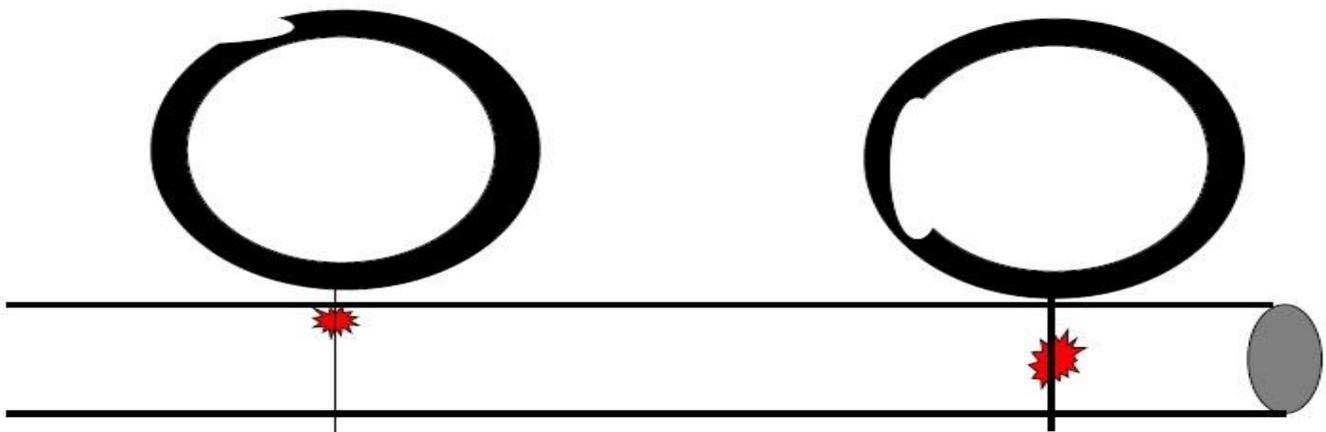


Figure III.12 : Résultat graphique.

III.9.1 Cartes colorées :

Elles sont obtenues simplement par un traitement statique élémentaire associé à une représentation en trois dimensions « 3D ».

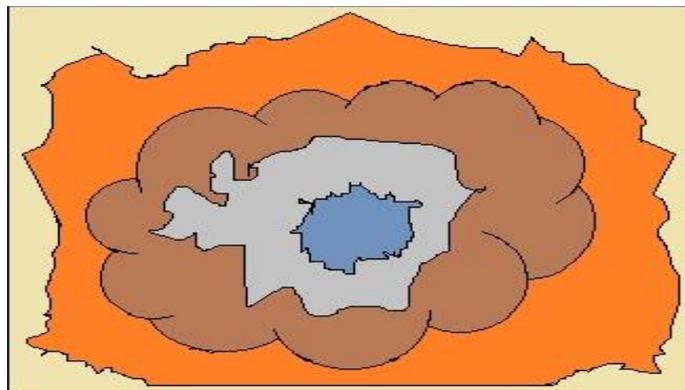


Figure III.13 : Carte coloré en 2D.

Chapitre III : Inspection et diagnostic des pipelines.

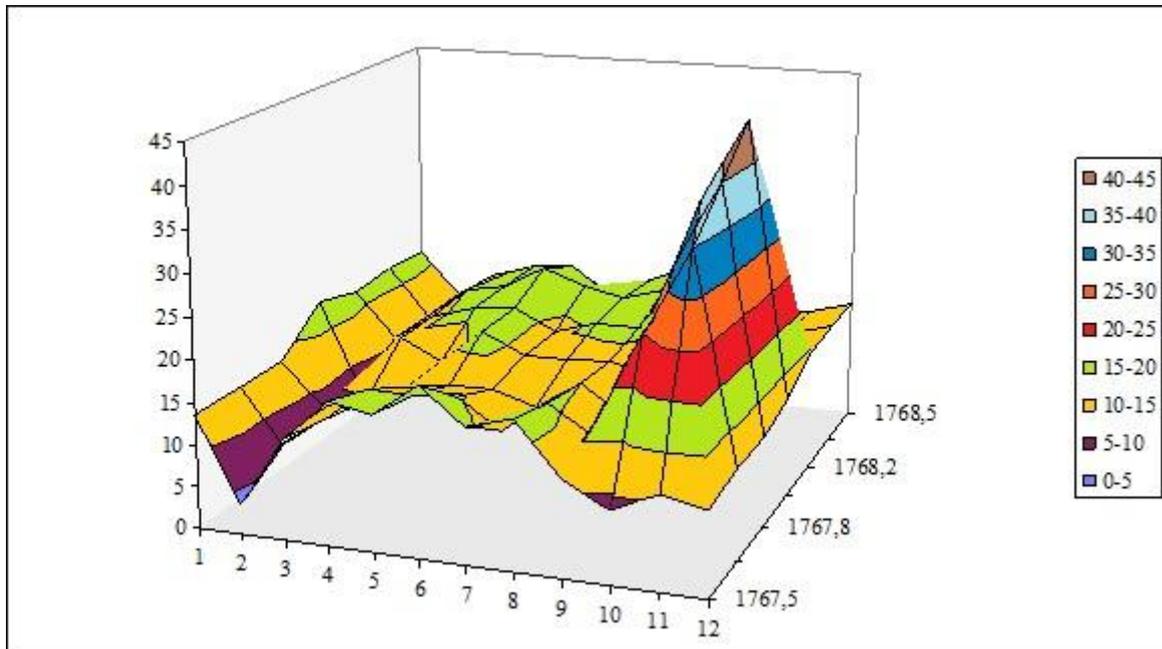


Figure III.14 : Carte coloré en 3D.

III.10 Conclusion :

Ces techniques d'évaluation de l'état de la canalisation sont généralement très précises, dans la majorité des temps, elles nous donnent des résultats bien définis. La sélection d'un outil doit se faire en se basant sur certain critère, comme les coudes de la conduite, les rayons de courbures...etc. afin d'éviter tout blocage ou dysfonctionnement qui influe directement sur l'économie de l'exploitant. Cette précision permet d'analyser les défauts d'une manière proche pour prévoir quand est ce qu'on remplace ou on répare les tronçons infectés par la corrosion dans les meilleures conditions.

CHAPITRE QUATRE

Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

IV.1 : Introduction :

La haute résolution des techniques actuelles d'inspection en ligne : Flux magnétique (MFL) ou ultrason, permet à l'opérateur une évaluation précise de l'intégrité du pipeline. Les équipements basés sur ces techniques peuvent localiser tous les types de défaut le long de la ligne laissant à l'opérateur le soin de décider de la nécessité de procéder à des réparations.

Les inspections périodiques par l'outil intelligent révèlent la présence de nombreux défauts, ces inspections permettent non seulement la localisation des défauts de corrosion mais également leurs dimensions (qui révèlent en suite la nature de la corrosion et la sévérité du danger).

Le degré de nuisance de certains défauts peut être évalué sur la base de méthode analytique relativement simple. Certaines compagnies pétrolières ou gazières ont leur propres codes mais dans une grande proportion, tous les opérateurs utilisent les fameuses normes tels que :

- La norme ANSI/ASME B31G.
- La norme ANSI/ASME B31G modifiée.
- La norme DNV (RP-F101).

IV.2 : La Norme ANSI/ASME B31G :

La norme B31G est une méthode de calcul de la PMS d'une canalisation corrodée en vue de sa réhabilitation, elle est développée par le laboratoire Battelle 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.

Elle se réalise par les trois étapes suivantes :

- 1- Définition de la PMS.
- 2- Calcul de la PMS réduite.
- 3- Calcul du facteur de réduction de pression.

IV.2.1 : La définition de la PMS :

La PMS est calculé par la relation suivante :

$$PMS \leq \frac{2tK_s \sigma_e}{D}$$

Avec :

σ_e : Limite d'élasticité de l'acier utilisé (kgf/cm²).

t : épaisseur de la conduite (mm).

K_s : coefficient de sécurité dépendant de la zone traversée. D

: diamètre extérieur de la conduite.

Type d'acier	X42	X46	X52	X56	X60
σ_e (kgf/cm ²)	29	32	37	39	41
σ_c (kgf/cm ²)	42	45	47	52	55

Tableau IV.1 : Les Limites d'élasticité et rupture de l'acier.

Le règlement de sécurité français définit trois zones pour les oléoducs et deux zones pour les gazoducs.

Le règlement américain prévoit une seule zone pour les oléoducs, avec un coefficient de sécurité de 0,72 et quatre zones pour les gazoducs.

	Liquide	Gaz	GPL
Zone 1	0.675	0.6	0.6
Zone 2	0.75	0.72	0.72
Zone 3	0.82		

Tableau IV.2 : Les coefficients de sécurité dépendant de la zone traversée.

IV.2.2 La pression réduite P_{red} et perte de métal (d/t) :

Elle représente la nouvelle pression du pipeline corrodé, elle est toujours inférieure ou égale à la PMS originale $P_r \leq PMS$.

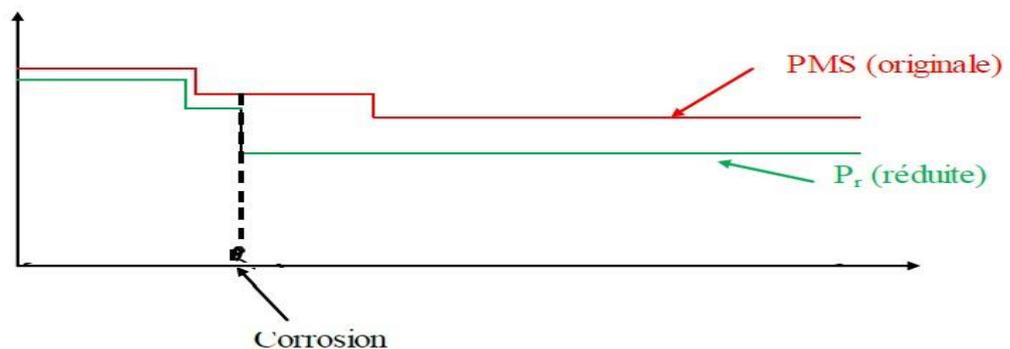


Figure IV.1 : Nouvelle pression maximale d'un pipeline corrodé.

En conséquence direct d'une réduction de PMS, La pression de refoulement de la station doit dans la plupart des cas être réduite d'où une diminution de la capacité de transport du pipeline.

Les dimensions clé d'un défaut de corrosion permettant de définir la nouvelle PMS sont : **d** : profondeur maximal du point de corrosion.
L : Longueur axiale du point de corrosion.
t : épaisseur de la paroi.

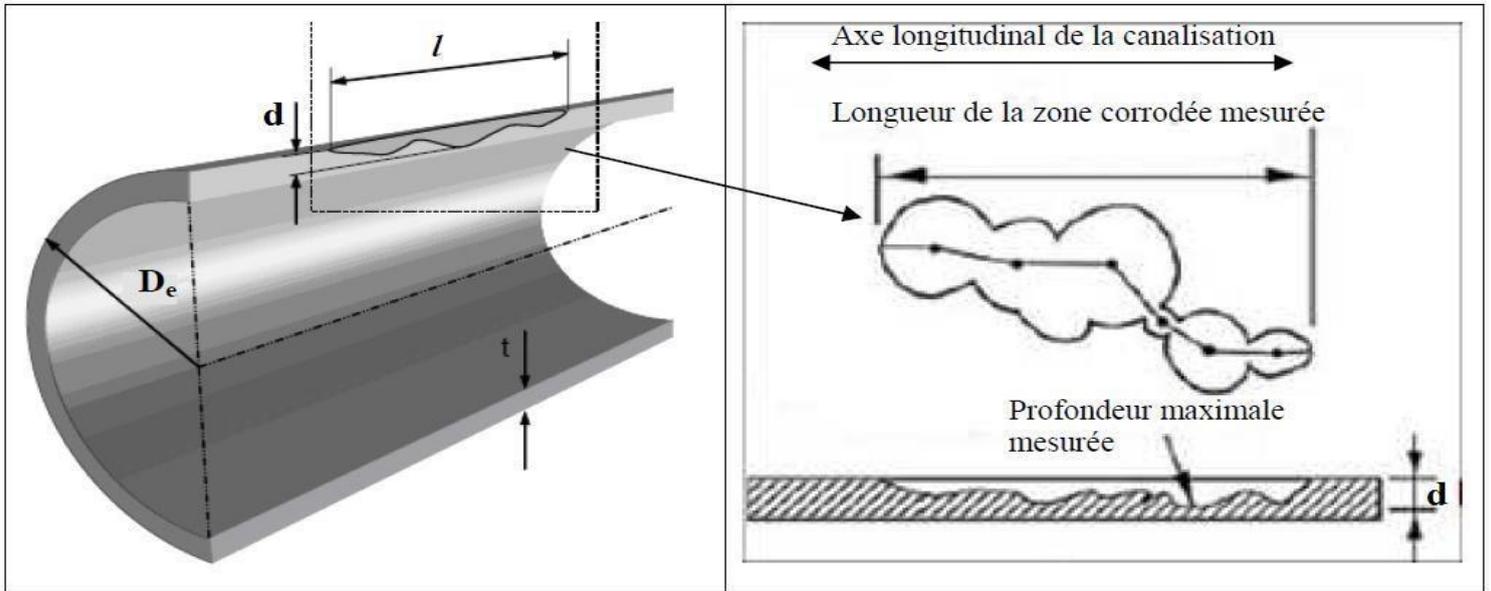


Figure IV.2 : Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline selon ASME B31 G.

Pour définir la valeur de la pression réduite on commence par calculer la grandeur **G** :

$$G = 0.893 \sqrt{D \cdot t} L$$

Puis on suit les étapes suivant ce

tableau qui résume les différentes équations de la B31G :

Forme de défaut	Forme parabolique	Forme rectangulaire
Condition géométrique	$G^2 < 4$	$G \geq 4$
acteur de Folias	$M = \sqrt{1 + G^2}$	

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

Pression réduite	$P_{red} = 1.1 * PMS \left(\frac{1 - \frac{A}{M * A_0}}{1 - \frac{d}{t}} \right)$	$P_{red} = 1.1 * PMS \left(1 - \frac{d}{t} \right)$
Perte de métal	$(d/t)_{cr} = \frac{1.1 PMS - P_{op}}{2/3 (1.1 PMS - P_{op}) M}$	$(d/t)_{cr} = \frac{1.1 PMS - P_{op}}{1.1 PMS}$

Tableau IV.3 : La norme ANSI/ASME B31G.

(d/t)_{cr} : Profondeur relative critique.

A : Aire du défaut.

A_o : Aire totale.

M : facteur de Folias.

Pop : pression opérationnelle.

Le rapport $\frac{A}{A_0}$ est calculé par la formule $\frac{A}{A_0} = \frac{2d}{3t}$

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

Remarque :

D'un point de vue pratique, la valeur de la pression réduite ne peut pas être supérieure à la PMS si c'est le cas lors des calculs (ce qui peut arriver pour des points de corrosion peut profonds), on pose $P_{red} = PMS$, le cas peut également se poser lorsque les longueurs de corrosion sont faibles.

La longueur nécessaire peut être déterminée par la relation suivante :

$$L = 1.12 * \beta \sqrt{Dt}$$

Où :

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

IV.2.3 : Définition du facteur de réduction de la pression C_{pr} :

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 : $C_{pr} =$

$$\frac{P_{red}}{PMS}$$

IV.3 : La norme B31G modifié :

C'est la norme B31G avec un conservatisme pratique plus que théorique où l'étude de l'effet de corrosion sur la capacité de résistance des canalisations se base sur l'ensemble des équations utilisées pour le calcul des contraintes et l'approche du facteur de Folias. Qui veut dire qu'en cours d'analyses de ces défauts, pour un point de corrosion elle peut recommander le remplacement de tronçons là où les tronçons pourraient encore être en service, alors la B31G modifiée a pour ce but de tenir compte de ces insuffisances, cette modification se base sur l'utilisation d'une approximation plus rigoureuse du facteur de Folias et d'une nouvelle expression de la pression maximale de service :

IV.3.1 : La Pression Maximale de Service :

Au lieu de prendre 110% de la valeur de contrainte d'élasticité (la limite d'élasticité σ_e), il est recommandé de considérer $(\sigma_e + 10\,000 \text{ Psi})$. Alors, l'expression de la pression maximale de service devient :

$$PMS = \frac{2tK_s(\sigma_e \leq 10000)}{D}$$

Où : 1 bar = 14.5037744 Psi.

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

IV.3.2 : La pression réduite P_{red} et perte de métal (d/t) :

Le tableau ci-après représente les expressions de la pression réduite et de perte de métal en fonction des approches du facteur de Folias :

Forme de défaut	Forme parabolique	Forme rectangulaire
Condition géométrique	$\frac{L^2}{D*t} < 50$	$\frac{L^2}{D*t} \geq 50$
facteur de Folias	$M = \sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{L^2}{D*t}\right) - 0.003375 \left(\frac{L^2}{D*t}\right)^2}$	$M = 0.032 \left(\frac{L^2}{D*t}\right) + 3.3$
Pression réduite	$P_{red} = PMS \left(\frac{A}{1 - \frac{A}{M*A0}} \right)$	$P_{red} = PMS \left(\frac{A}{1 - \frac{A}{M*A0}} \right)$
Perte de métal	$(d/t)_{cr} = \frac{PMS - P_{opPop}}{0.85(1.1PMS - M)}$	$(d/t)_{cr} = \frac{PMS - P_{opPop}}{0.85(1.1PMS - M)}$

Tableau IV.4 : La norme ANSI/ASME B31G modifiée.

Le rapport $\frac{A}{A0}$ est calculé par la formule $\frac{A}{A0} = 0.85 * \frac{d}{t}$

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

Dans B31 G modifier la surface effective ou : $A = 0.85Ld$

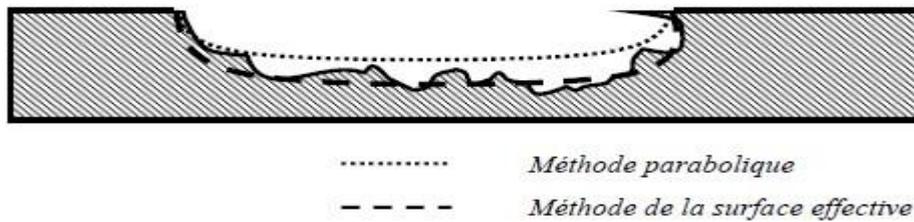


Figure IV.3 : Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline selon ASME B31 G modifiée.

IV.4 : La norme DNV RP-F101 :

Cette norme est applicable beaucoup plus dans le domaine pratique où elle donne des résultats approchés pour faire le choix de réparer, remplacer ou laisser les pipelines du réseaux de transport de gaz et de pétrole comme ils sont dans l'état initial de mise en exploitation au cours d'inspection de ces lignes.

IV.4.1 : La pression maximale de service :

La pression maximale de service dépend de la contrainte maximale de rupture σ_r et de coefficient de sécurité, elle est calculée par la formule suivante :

$$PMS = \frac{2\sigma_r K_s t}{D-t}$$

Avec :

- σ_r : contrainte maximale de rupture en (kg/cm²).
- $K_s = K_1 K_2$: Coefficient de sécurité où :
 $K_1 = 0.9$: modelling et K_2 : facteur de sécurité.
- t : épaisseur de la conduite en (mm).
- D : diamètre extérieur de la conduite en (mm).

IV.4.2 La pression réduite P_{red} :

La nouvelle P_{red} est définie par :

$$P_{red} = PMS \left(\frac{1-d}{d^t} \right) \quad \text{Où:} \quad Q =$$

$$1 - \frac{1}{Q t} \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{L^2}{D t}\right)}$$

Avec :

- L : la longueur de défaut.

IV.4.3 Perte de métal limite (d/t)_{cr}:

La perte de métal limite est obtenue par cette formule :

$$(d/t)_{cr} = \frac{PMS - P_{pop}}{(PMS - P_{pop}) q}$$

Avec :

P_{op} : La pression (opérationnelle) d'exploitation du produit transporté.

IV.5 : Classification des types de corrosion :

En pratique il est relativement rare d'être en présence de corrosion dont la forme est aussi simple que celle représentée sur les figures (Figure IV.3, Figure IV.4, Figure IV.5). La forme de corrosion dépend généralement de type de corrosion présent. C'est pourquoi il est important de procéder à une classification sommaire des types de corrosion en vue de déterminer les dimensions caractéristiques correspondant à chaque type de corrosion La Corrosion peut être :

- Externe ou interne
- Localisée ou généralisée
- Longitudinale ou circonférentielle
- Interactive ou isolée

Théoriquement et du point de vue risque de rupture, les conséquences d'une corrosion externe ou interne sont identique. Une fois la conduite nettoyée, la nature de perte de métal et ses dimensions caractéristiques peuvent être déterminées.

- Pour les corrosions internes on utilise pour cela le testeur ultrasonique d'épaisseur.
- Pour les corrosions externes des outils moins sophistiqués peuvent être utilisés (ruban, jauge de trou, règle...etc.)

Si une surface est corrodée, alors la longueur de cette surface et sa profondeur maximale sont utilisés pour l'évaluation de leur effet de la résistance de la conduite. Mais il est important d'analyser l'interaction des piqures de corrosions adjacentes. si les défauts sont relativement proches, ils peuvent avoir un effet combiné sur la résistance de la conduite.

Examinons les cas suivants :

Cas1 : les piqures sont de type circonférentiel mais se chevauchent dans le sens longitudinal

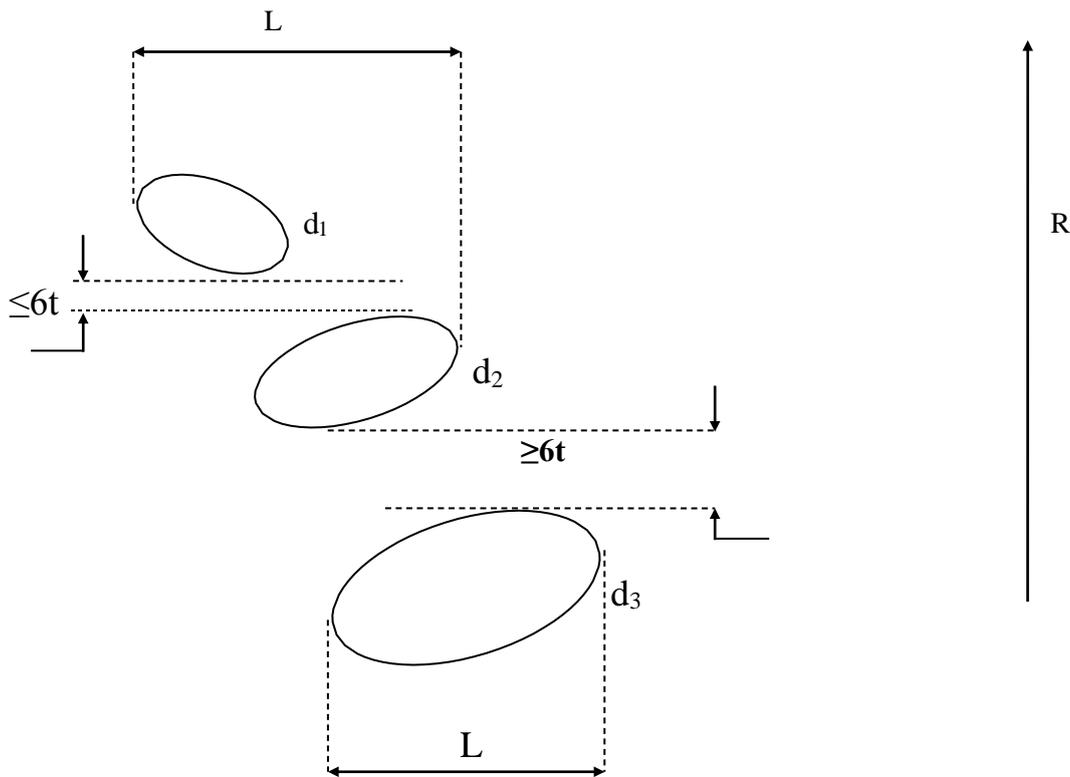


Figure IV.4 : Piqures de type circonférentiel.

1. Si la séparation entre les piqures (dans le sens circonférentiel) est inférieure à 6 fois l'épaisseur alors on considère les piqures comme un défaut unique de longueur L équivalent aux limites extrême des pertes de métal adjacentes dans le sens longitudinal et de profondeur $d = \max [d_1, d_2]$
2. Si la séparation est supérieure à 6 fois l'épaisseur alors on considère chaque défaut séparément

Cas 2 : les défauts sont dans le sens longitudinal mais séparées par des ilots d'épaisseur complète :

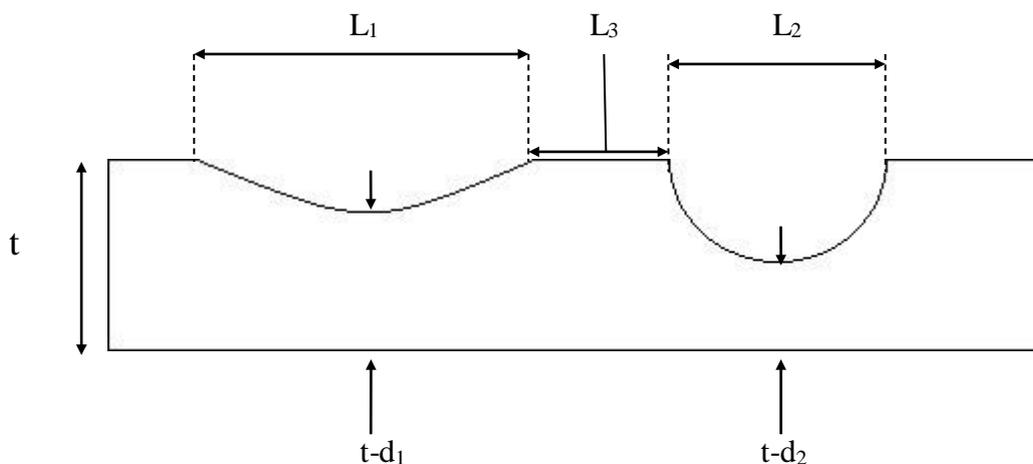


Figure IV.5 : Piqures dans le sens longitudinal.

1. Si la longueur L_3 de l'îlot est inférieure à 1 pouce alors la corrosion doit être considérée comme continue et les dimensions caractéristiques à appliquer sont :

□ La longueur $L = L_1 + L_2 + L_3$. □

La profondeur $d = \max [d_1, d_2]$.

2. Si la longueur L_3 de l'îlot est supérieure à 1 pouce alors les défauts doivent être considérés séparément. **Cas 3** : une pique profonde à l'intérieur d'une pique plus large.

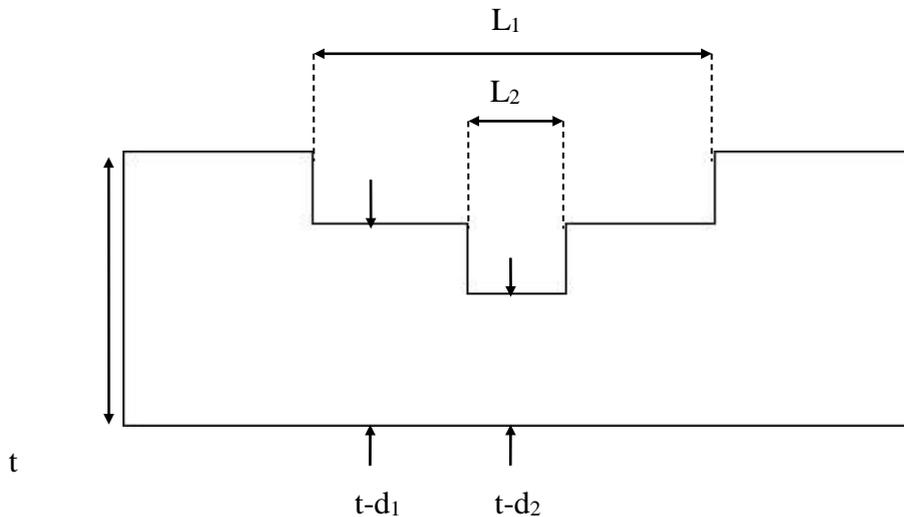


Figure IV.6 : Pique profonde dans une pique plus large.

Ce type de corrosion peut être analysé par l'une des méthodes suivantes :

□ Formules standard. □ Pique profonde dans une conduite d'épaisseur réduite.

IV.6 : Application sur l'OB1 SP1-SP3 : [22]

L'étude des risques de corrosion et leur influence sur un pipeline corrodé est basée sur l'évolution de la vitesse de corrosion de chaque défaut, mais cette vitesse exige au moins les paramètres géométriques et physique de deux inspections en ligne tels que : la profondeur et la longueur du défaut, l'épaisseur du pipe à cette position pour chaque défaut, et la pression d'exploitation ou opérationnelle à chaque point indiqué comme défaut sur le pipeline.

Ce pipeline est mis en exploitation il y a 50 ans, 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 jour. Une question survient, quand pourrait-il être considéré comme défaillant et non utile ?

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.

IV.6.1 Calcul hydraulique de la ligne SP1 HEH-SP3 M'Sila :

Le profil en long ou le relief de ce réseau a exigé de faire un calcul entre chaque deux station :

- SP1 HEH-SP1 Bis.
- SP1 Bis- SP2 Loutaya.
- SP2 Loutaya-SP3 M'Sila.

Cette discrétisation nous permet de calculer la pression opérationnelle de chaque défaut à l'aide de ces formules suivantes :

1^{er} cas :

$$H_{ref} = iL + H_{asp} + Z_{asp} - Z_{ref}$$

$$H_{ref} + Z_{ref} - H_{asp} - Z_{asp} = iL$$

$$H_{op} = H_{ref} + Z_{ref} - iL_{default} - Z_{default}$$

2^{eme} cas :

$$H_{frt} = (H_{ref} - H_{asp}) + (Z_{ref} - Z_{asp})$$

$$H = H_{frt} (L - X) / L$$

$$H_{op} = H + H_{asp} + Z_{asp} - Z_x$$

Avec:

- H_{frt}: perte de charge par frottement.
- H_{ref} : la charge appliquée à la station de départ (refoulement de la station).
- H_{asp} : la charge appliquée à la station d'arrivée (aspiration de la station suivante).
- Z_{ref}, Z_{asp} : la dénivellation ou l'altitude au point de départ et au point d'arrivée.
- i : La pente hydraulique.
- H : perte de charge à chaque défaut.
- L : la longueur absolue entre deux stations.
- X : la distance ou la longueur absolue de départ de chaque station jusqu'au défaut considéré.
- H_{op} : la charge opérationnelle ou d'exploitation à chaque point de réparation.
- Z_x : l'altitude de chaque point de réparation.

IV.6.1.1 Détermination de la pression opérationnelle :

Exemple de la section SP1 HEH-SP1 Bis :

Donnée	Dext	Masse volumique (ρ)	Viscosité	Rugosité	Pref	Pasp	PK départ	PK arrivé	Z départ	Z arrivé
Unité	(m)	(kg/m ³)	(m ² /s)	(m)	(bars)		(m)			
valeur	0,6096	803	0,0000027	0,11	83.6	5.9	0	189830	150.34	89.50

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

Tableau IV.5 : Données de la section SP1 HEH- SP1 Bis.

$$P = H * 10^{-5*} (\rho * g).$$

Dans notre travail, on a travaillé sur toutes les sections par les formules précédentes. Voici un tableau qui

Distance [m]	altitude [m]	Href (m)	Hasp (m)	Hfirt(m)	H(m)	Hop(m)	Pop (bars)
19,652	150,547	1061,26	74,9	1053,7	1053,59092	1060,943917	83,5751144
19,734	150,545				1053,59046	1060,945461	83,8308178
19,734	150,545				1053,59046	1060,945461	83,8308178
19,739	150,545				1053,59043	1060,945434	83,8308156
20,833	150,529				1053,58436	1060,955361	83,8316
20,85	150,529				1053,58427	1060,955267	83,8315926
21,906	150,512				1053,57841	1060,966405	83,8324727
22,333	150,504				1053,57603	1060,972035	83,8329175
23,868	150,476				1053,56751	1060,991515	83,8344567
23,949	150,474				1053,56706	1060,993065	83,8345792
24,022	150,472				1053,56666	1060,99466	83,8347052
24,051	150,472				1053,5665	1060,994499	83,8346925
24,051	150,472				1053,5665	1060,994499	83,8346925
24,06	150,472				1053,56645	1060,994449	83,8346886
24,078	150,471				1053,56635	1060,995349	83,8347597
24,132	150,47				1053,56605	1060,996049	83,834815
24,201	150,469				1053,56567	1060,996666	83,8348638
24,212	150,468				1053,56561	1060,997605	83,834938
24,339	150,466				1053,5649	1060,9989	83,8350403
24,364	150,465				1053,56476	1060,999761	83,8351083
24,395	150,464	1053,56459	1061,000589	83,8351738			
24,403	150,464	1053,56454	1061,000545	83,8351703			
24,503	150,462	1053,56399	1061,00199	83,8352844			
24,514	150,462	1053,56393	1061,001929	83,8352796			
24,514	150,462	1053,56393	1061,001929	83,8352796			

nous donne la distribution de la pression de quelques points corrodés sur la section SP1 HEH-SP1 Bis :

Tableau IV.6: Distribution de la pression.

IV.6.2 Calcul de perte de métal par les trois normes :

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

Les résultats suivants représentent le diagnostic de quelques points de la ligne SP1 HEH- SP3 M'Sila sous forme de tableaux, les points sont les mêmes sur chaque section calculés par les trois normes.

IV.6.2.1 Exemple dans la section « SP1 HEH-SP1 Bis » :

IV.6.2.1.1 La norme B31G :

Pred(bers)	longueur [mm]	ép. [mm]	Pop (bars)	profondeur [%]	Pms (bars)	(d/t) _{cr} K _s =0,72	(d/t) _{cr} K _s =1	TEST
121,365678	42	12,7	83,5751144	10	110,963595	0,8	0,8	0
119,653324	88	12,7	83,8308156	11	110,963595	0,8	0,8	0
114,950864	151	12,7	83,8346925	18	110,963595	0,75200628	0,8	0
114,35508	168	12,7	83,8346925	18	110,963595	0,71989423	0,8	0
56,8738707	147	6,35	36,9258608	17	55,4817973	0,79964931	0,8	0
80,884737	29	9	31,4008636	83	78,6356182	0,8	0,8	urgence
81,9737013	26	9	31,3669363	82	78,6356182	0,8	0,8	urgence
75,8110136	52	9	31,3668323	72	78,6356182	0,8	0,8	0
45,7482267	108	7,13	24,4156001	80	62,2968842	0,8	0,8	urgence
64,7819871	30	7,13	21,3360526	66	62,2968842	0,8	0,8	0
58,9704759	42	7,13	19,922702	83	62,2968842	0,8	0,8	urgence
45,0338411	101	7,13	19,2541463	84	62,2968842	0,8	0,8	urgence
63,9080003	26	7,13	19,2540344	84	62,2968842	0,8	0,8	urgence
68,356703	20	7,13	19,2927175	10	62,2968842	0,8	0,8	0
52,9021943	39	6,35	13,5354336	82	55,4817973	0,8	0,8	urgence
59,6363662	29	6,35	9,35033169	35	55,4817973	0,8	0,8	0
39,2760027	105	6,35	9,35059205	83	55,4817973	0,8	0,8	urgence

Tableau IV.7 : Evaluation par la norme B31G sur la section SP1 HEH-SP1 Bis.

IV.6.2.1.2 La norme B31G Modifie :

longueur [mm]	ép. [mm]	Pop (bars)	profondeur [%]	Pms (bars)	Pred	(d/t) _{cr} K _s =0,72	(d/t) _{cr} K _s =1	TEST
42	12,7	83,5751144	10	129,55659	129,544506	0,85	0,85	0
29	9	31,4008636	83	91,2463382	90,8833603	0,85	0,85	0
108	7,13	24,4156001	80	72,0630793	70,9762725	0,85	0,85	0
141	7,13	19,9228012	21	72,0630793	71,9676364	0,85	0,85	0
42	7,13	19,922702	83	72,0630793	71,5412652	0,85	0,85	répare
18	7,13	19,9223987	20	72,0630793	72,0515317	0,85	0,85	0
19	7,13	19,2546387	28	72,0630793	72,0441213	0,85	0,85	0
101	7,13	19,2541463	84	72,0630793	70,7331741	0,85	0,85	répare
63	7,13	19,2541463	11	72,0630793	72,0431482	0,85	0,85	0

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

25	7,13	19,254141	16	72,0630793	72,0508643	0,85	0,85	0
26	7,13	19,2540344	84	72,0630793	71,7145883	0,85	0,85	répare
123	6,35	9,37497296	85	64,0966443	62,3692911	0,85	0,85	urgence
109	6,35	9,37497121	85	64,0966443	62,559941	0,85	0,85	urgence

Tableau IV.8 : Evaluation par la norme B31G modifiée sur la section SP1 HEH-SP1 Bis.

IV.6.2.1.3 La norme DNV RP-F101 :

longueur [mm]	ép. [mm]	Pop (bars)	profondeur [%]	Pms (bars)	Pred	(d/t) _{cr} K _s =0,72	(d/t) _{cr} K _s =1	TEST
42	12,7	83,5751144	10	129,55659	129,544506	0,85	0,85	0
29	9	31,4008636	83	91,2463382	90,8833603	0,85	0,85	0
108	7,13	24,4156001	80	72,0630793	70,9762725	0,85	0,85	0
141	7,13	19,9228012	21	72,0630793	71,9676364	0,85	0,85	0
42	7,13	19,922702	83	72,0630793	71,5412652	0,85	0,85	répare
18	7,13	19,9223987	20	72,0630793	72,0515317	0,85	0,85	0
19	7,13	19,2546387	28	72,0630793	72,0441213	0,85	0,85	0
101	7,13	19,2541463	84	72,0630793	70,7331741	0,85	0,85	répare
63	7,13	19,2541463	11	72,0630793	72,0431482	0,85	0,85	0
25	7,13	19,254141	16	72,0630793	72,0508643	0,85	0,85	0
26	7,13	19,2540344	84	72,0630793	71,7145883	0,85	0,85	repare
123	6,35	9,37497296	85	64,0966443	62,3692911	0,85	0,85	urgence
109	6,35	9,37497121	85	64,0966443	62,559941	0,85	0,85	urgence

Tableau IV.9 : Evaluation par la norme DNV RP-F101 sur la section SP1 HEH-SP1 Bis.

IV.6.2.2 Exemple dans la section « SP1 Bis-SP2 Loutaya » : IV.6.2.2.1 : la norme B31G :

Pred(bars)	longueur [mm]	ép. [mm]	Pop (bars)	profondeur [%]	Pms (bars)	(d/t) _{cr} K _s =0,72	(d/t) _{cr} K _s =1	TEST
55,4993199	106	7,13	57,959798	73	70,9492293	0,67068903	0,74268096	répare
64,5465633	25	6,35	19,6480104	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
51,1702429	66	6,35	19,6480104	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
62,8100147	30	6,35	19,6483102	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
65,3220149	30	6,35	19,6498993	66	63,1876025	0,8	0,8	0
68,7370253	25	6,35	19,6546597	24	63,1876025	0,8	0,8	0
67,7696164	14	6,35	19,6549609	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
68,5488265	48	6,35	19,6597909	11	63,1876025	0,8	0,8	0
43,8616226	105	6,35	19,6607735	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
68,7421309	30	6,35	19,6607735	18	63,1876025	0,8	0,8	0
57,1410886	46	6,35	19,6610729	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
69,0019153	23	6,35	19,6615267	19	63,1876025	0,8	0,8	0

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

68,8632124	21	6,35	19,6627333	27	63,1876025	0,8	0,8	0
68,9281791	24	6,35	19,6628842	20	63,1876025	0,8	0,8	0
69,0925946	26	6,35	19,6633353	13	63,1876025	0,8	0,8	0
69,1316572	19	6,35	19,6639377	20	63,1876025	0,8	0,8	0
62,8100147	30	6,35	19,5138162	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
55,4993199	106	7,13	57,959798	73	70,9492293	0,67068903	0,74268096	répare

Tableau IV.10 : Evaluation par la norme B31G sur la section SP1 Bis-SP2 Loutaya.

IV.6.2.2.2 La norme B31G Modifie :

longueur [mm]	ép. [mm]	Pop (bars)	profondeur [%]	Pms (bars)	Pred	(d/t) _{cr} K _s =0,72	(d/t) _{cr} K _s =1	TEST
31	7,13	58,0369585	14	73,9086867	73,2869244	0,8	0,8	0
114	7,13	58,0361928	48	73,9086867	57,7130191	0,47270336	0,68494586	répare
38	7,13	58,0350846	57	73,9086867	68,1345513	0,8	0,8	0
73	7,13	58,0350846	74	73,9086867	52,0883926	0,61810388	0,8	répare
155	7,13	58,0342269	83	73,9086867	32,8647196	0,40486023	0,61316307	urgence
73	7,13	58,0329502	76	73,9086867	50,9401844	0,61815412	0,8	répare
48	7,13	58,0295315	15	73,9086867	72,4954357	0,79089807	0,8	0
95	7,13	58,025605	70	73,9086867	49,3423774	0,5256646	0,73669616	répare
254	7,13	57,9715192	68	73,9086867	38,356814	0,33986845	0,53745405	urgence
99	7,13	57,9691117	62	73,9086867	52,997122	0,51419914	0,72524996	répare
84	7,13	57,9666163	85	73,9086867	41,82922	0,56805785	0,77531331	urgence
18	7,13	57,9665269	85	73,9086867	69,8044929	0,8	0,8	urgence
18	7,13	57,9664452	54	73,9086867	72,5192513	0,8	0,8	0
26	7,13	57,9663585	69	73,9086867	69,4332544	0,8	0,8	0
22	7,13	57,9662723	80	73,9086867	69,0410688	0,8	0,8	urgence
22	7,13	57,9658385	50	73,9086867	72,139617	0,8	0,8	0
21	7,13	57,9654065	27	73,9086867	73,2462191	0,8	0,8	0
18	7,13	57,965146	40	73,9086867	73,0587689	0,8	0,8	0
131	7,13	57,9649772	49	73,9086867	55,651883	0,44047939	0,65097697	répare

Tableau IV.11 : Evaluation par la norme B31G modifiée sur la section SP1 Bis-SP2 Loutaya.

IV.6.2.2.3 La norme DNV :

longueur [mm]	ép. [mm]	Pop (bars)	profondeur [%]	Pms (bars)	Pred	(d/t) _{cr} K _s =0,72	(d/t) _{cr} K _s =1	TEST
38	7,13	57,9481818	85	72,0630793	71,5152024	0,62417584	0,85	urgence
106	7,13	57,9481818	85	72,0630793	70,5606378	0,62368401	0,85	urgence
42	7,13	57,9480116	85	72,0630793	71,4581434	0,62415123	0,85	urgence
25	7,13	57,9479245	16	72,0630793	72,0508643	0,62427681	0,85	0

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

35	7,13	57,9478374	29	72,0630793	72,0264404	0,62420649	0,85	0
78	7,13	57,9468777	85	72,0630793	70,9497565	0,62391988	0,85	urgence
30	7,13	57,9468777	20	72,0630793	72,0438476	0,62426754	0,85	0
26	7,13	57,9467048	85	72,0630793	71,6870746	0,62430104	0,85	urgence
22	7,13	57,9466154	85	72,0630793	71,7445981	0,62433239	0,85	urgence
16	7,13	57,946535	27	72,0630793	72,0478925	0,62437804	0,85	0
30	7,13	57,9464416	81	72,0630793	71,7365278	0,6242788	0,85	
73	7,13	58,0350846	74	72,0630793	71,5352846	0,62167298	0,85	répare
18	7,13	58,0349975	23	72,0630793	72,0492826	0,62207407	0,85	0
26	7,13	58,0348286	34	72,0630793	72,0287341	0,62202033	0,85	0
45	7,13	58,0348286	34	72,0630793	72,0037166	0,62188244	0,85	0
27	7,13	58,0348268	74	72,0630793	71,8664823	0,62201311	0,85	répare
20	7,13	58,0347388	75	72,0630793	71,909431	0,62206624	0,85	répare
19	7,13	58,0347379	22	72,0630793	72,0493286	0,62207353	0,85	0
155	7,13	58,0342269	83	72,0630793	70,1851498	0,62110387	0,85	répare
18	7,13	58,0342269	83	72,0630793	71,8382286	0,62209406	0,85	répare

Tableau IV.12 : Evaluation par la norme DNV RP-F101 sur la section SP1 Bis-SP2 Loutaya.

IV.6.2.3 Exemple dans la section « SP2 Loutaya-SP3 M'Sila » :

IV.6.2.3.1 La norme B31 G :

Pred(bars)	longueur [mm]	ép. [mm]	Pop (bars)	profondeur [%]	Pms (bars)	(d/t) _{cr} K _s =0,72	(d/t) _{cr} K _s =1	TEST
69,0017717	21	6,35	34,4923755	22	63,1876025	0,8	0,8	0
69,2551926	19	6,35	34,4923751	14	63,1876025	0,8	0,8	0
67,9765434	29	6,35	34,4924447	34	63,1876025	0,8	0,8	0
37,1751945	196	6,35	34,4924997	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
59,9370987	38	6,35	34,4924997	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
69,028258	21	6,35	34,4924842	21	63,1876025	0,8	0,8	0
57,1410886	46	6,35	32,8795847	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
65,5293202	22	6,35	32,8795662	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
62,4535525	31	6,35	32,8795662	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
68,5060777	20	6,35	10,9419677	41	63,1876025	0,8	0,8	0
67,7696164	14	6,35	10,7562603	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
68,2337309	22	6,35	10,7558133	43	63,1876025	0,8	0,8	0
45,4583341	94	6,35	10,7558103	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence
65,5293202	22	6,35	10,7558103	85	63,1876025	0,8	0,8	urgence

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

Tableau IV.13 : Evaluation par la norme par la norme B31G sur la section SP2-SP3.

IV.6.2.3.2 La norme B31G Modifie :

longueur [mm]	ép. [mm]	Pop (bars)	profondeur [%]	Pms (bars)	Pred	(d/t) _{cr} K _s =0,72	(d/t) _{cr} K _s =1	TEST
30	6,35	34,4598157	85	65,8233044	56,2044455	0,8	0,8	urgence
41	6,35	34,4598157	85	65,8233044	50,8331521	0,8	0,8	urgence
27	6,35	34,459376	72	65,8233044	60,6347475	0,8	0,8	0
26	6,35	34,4592867	45	65,8233044	63,8227252	0,8	0,8	0
30	6,35	34,4591922	85	65,8233044	56,2044455	0,8	0,8	urgence
30	6,35	34,4589286	85	65,8233044	56,2044455	0,8	0,8	urgence
23	6,35	34,4544733	85	65,8233044	59,5779544	0,8	0,8	urgence
25	6,35	34,4542041	47	65,8233044	63,8252929	0,8	0,8	0
37	6,35	34,4541221	81	65,8233044	54,3834859	0,8	0,8	urgence
25	6,35	34,4538546	38	65,8233044	64,3780215	0,8	0,8	0
58	6,35	34,4516699	85	65,8233044	43,6689697	0,8	0,8	urgence
35	6,35	34,4516699	74	65,8233044	57,4102861	0,8	0,8	0
23	6,35	34,4514985	85	65,8233044	59,5779544	0,8	0,8	urgence
27	6,35	34,4514985	15	65,8233044	65,305578	0,8	0,8	0
30	6,35	34,451152	85	65,8233044	56,2044455	0,8	0,8	urgence
175	6,35	32,8674645	75	65,8233044	32,4999675	0,74390959	0,8	Répare

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

Tableau IV.14 : Evaluation par la norme par la norme B31G modifiée sur la section SP2-SP3.

IV.6.2.3.3 La norme DNV RP-F101 :

longueur [mm]	ép. [mm]	Pop (bars)	profondeur [%]	Pms (bars)	Pred	(d/t) _{cr} K _s =0,72	(d/t) _{cr} K _s =1	TEST
42	8,73	65,6999441	82	88,4691899	87,9799649	0,72539262	0,85	Repare
43	9,52	78,5203731	15	96,6019591	96,5824247	0,60774228	0,84390959	0
21	8,73	65,6991687	47	88,4691899	88,4212905	0,72552355	0,85	0
19	8,73	65,6989875	75	88,4691899	88,3227306	0,7255378	0,85	Repare
44	8,73	65,6989875	75	88,4691899	88,1311253	0,72539711	0,85	Repare
23	6,35	34,4544733	85	64,0966443	63,7644399	0,85	0,85	urgence
58	6,35	34,4516699	85	64,0966443	63,2671842	0,85	0,85	urgence
35	6,35	34,4516699	74	64,0966443	63,8426078	0,85	0,85	0
22	6,35	34,4514998	67	64,0966443	63,9823982	0,85	0,85	0
23	6,35	34,4514985	85	64,0966443	63,7644399	0,85	0,85	urgence
27	6,35	34,4514985	15	64,0966443	64,0844416	0,85	0,85	0
30	6,35	34,451152	85	64,0966443	63,6641969	0,85	0,85	urgence
30	6,35	34,5407631	85	64,0966443	63,6641969	0,85	0,85	urgence
30	6,35	34,5383346	85	64,0966443	63,6641969	0,85	0,85	urgence
18	6,35	11,3032405	20	64,0966443	64,0851132	0,85	0,85	0

Tableau IV.15 : Evaluation par la norme DNV RP-F101 sur la section SP2-SP3.

IV.6.3 Analyse des tableaux :

Le test d'analyse de dégradation de perte de métal de chaque point de corrosion est basé sur la comparaison entre la dégradation de métal donné par l'inspection de l'outil intelligent (d/t) et la perte de métal limite calculé avec chaque norme (d/t)_{cr}, c'est-à-dire :

(d/t) < (d/t)_{cr} avec : K_s=0.72  0 : pas de réparation
 (d/t)_{cr} avec K_s=0.72 ≤ (d/t) < (d/t)_{cr} avec K_s=1  réparer
 (d/t) ≥ (d/t)_{cr} avec : K_s=1  réparer urgence

IV.6.4 Interprétation des résultats :

On remarque d'après les tableaux, que pour les mêmes défauts, le nombre de défauts à réparer, à surveiller, ou à laisser, diffère d'une norme à une autre, dans la section SP2-SP3 par exemple on obtient 05 défauts à réparer par la B31G, 05 à réparer et 01 à surveiller par la B31G modifiée, et 05 à réparer et 02 à surveiller par la DNV RPF101. On remarque aussi que pour des longueurs dépassants les 100 mm sur la section SP1-SP1 Bis la norme B31G est la plus conservatrice. Dans la section SP1 Bis-SP2 ou les longueurs

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

sont faibles, la B31Gmodifiée est plus conservatrice, la plus rigoureuse dans ce cas est la DNV RP-F101 qui présente 02 défauts à réparer et 04 défauts à surveiller.

IV.6.5 L'ensemble des défauts obtenus sur SP1-SP3 de l'OB1 par les trois normes :

L'application des trois normes suscitées sur la ligne SP1-SP3 de l'OB1, par la méthode des tableaux, nous a permis de constater les défauts suivant :

IV.6.5.1 Section 01 : SP1-SP1 Bis

Section	Normes	défaut	N°= de défaut
SP1-SP1 Bis	B31G	Pas de réparation	14668
		Réparer	0
		Réparer Urgence	24
	B31G Modifie	Pas de réparation	14667
		Réparer	1
		Réparer Urgence	24
	DNV RP-F101	Pas de réparation	14690
		Réparer	0
		Réparer Urgence	2

Tableau IV.16 : Nombre de défauts selon les trois normes de la section SP1-SP1 Bis.

IV.6.5.2 Section 02 :SP1 Bis-SP2

Section	Normes	défaut	N°= de défaut
	B31G	Pas de réparation	21037
		Réparer	2
		Réparer Urgence	108
	B31G Modifie	Pas de réparation	21057
		Réparer	19
		Réparer Urgence	71

SP1 Bis - SP2	DNV RP-F101	Pas de réparation	21016
		Réparer	37
		Réparer Urgence	83

Tableau IV.17 : Nombre de défauts selon les trois normes de la section SP1 Bis-SP2.

IV.6.5.3 Section 03 :SP2-SP3

Section	Normes	défaut	N°= de défaut
SP2 – SP3	B31G	Pas de réparation	38419
		Réparer	0
		Réparer Urgence	586
	B31G Modifie	Pas de réparation	38418
		Réparer	1
		Réparer Urgence	586
	DNV RP-F101	Pas de réparation	38416
		Réparer	4
		Réparer Urgence	474

Tableau IV.18 : Nombre de défauts selon les trois normes de la section SP2 - SP3.

IV.7 Estimation sur le temps de résistance des défauts dangereux sur la ligne :

La détermination de la vitesse de corrosion et son évaluation dans les défauts de corrosion sur un pipeline corrodé exige au moins deux inspections. Ce qui n'est pas notre cas. Alors, l'estimation de la première inspection peut répondre à la question du temps de résistance des défauts dangereux.

Pour une étude plus proche pour la détermination de la vitesse de corrosion, on a considéré que la perte de métal a commencée en 1970 depuis la réalisation de la ligne OB1 en 1959 jusqu'à la première inspection qui a été faite par ROSEN en 2009.

IV.7.1 L'estimation de la vitesse de corrosion :

La perte de métal au début d'exploitation de l'OB1 est nulle, et pour cela le calcul de la vitesse de corrosion en considérant que la corrosion a commencée en demi-temps nous donne une valeur proche de la vitesse moyenne de corrosion. Ceci est une estimation pour pouvoir classer les points à surveiller en fonction du degré de danger.



Figure IV.7 : Dates des événements considérés.

IV.7.2 La vitesse de corrosion V (mm/an) :

$$V = \frac{(d_{insp1} - d_{insp2})}{(t_{insp1} - t_{insp2})}$$

d_{insp1}, d_{insp2} (mm) : La profondeur du défaut au début de la corrosion et la profondeur donnée par la première inspection respectivement.

t_{insp1}, t_{insp2} (ans) : L'année du début de corrosion et de la première inspection respectivement.

IV.7.3 Le temps de résistance d'un défaut dangereux (T):

C'est le temps restant de chaque défaut pour résister contre la charge appliquée avant la défaillance. Pour les défauts où la perte de métal est supérieure à 80% ce temps est indéfini, car un tel défaut nécessite une réparation urgente. Par contre, on estime ce temps pour les défauts à surveiller afin de prévoir leur réparation par ordre de priorité.

Chapitre IV : Normes de calculs de perte de métal, application sur l'OB1 SP1-SP3.

Pour le calcul de ce temps, on prend la perte de métal limite de chaque défaut. Il est calculé par la formule suivante :

$$T = (d_{\text{déf}} - d_{\text{insp2}}) V$$

$d_{\text{déf}}$: La profondeur limite calculée par la norme.

d_{insp2} : La profondeur donnée par l'inspection.

IV.7.4 Critère probabiliste de défaillance d'un défaut :

A partir du temps T on peut classer les défauts par ordre de degré de dangerosité, comme l'explique le tableau suivant : [23]

Le temps de défaut T (an)	Probabilité de défaillance	Solution
T 5	Elevée	Réparer
5 < T 15	Moyenne	Surveiller
T > 15	Faible	Exploiter

Tableau IV.19 : Estimation du degré de dangerosité suivant le temps pour chaque défaut.

IV.7.5 La vitesse de corrosion, le temps de résistance et la probabilité de défaillance des défauts dangereux le long de la ligne SP1-SP3 :

Le nombre de défauts dangereux obtenus par chaque norme est différent sur chaque section, due à la différence de la perte de métal limite constatée entre les normes.

Les tableaux suivants résument la vitesse de corrosion, le temps de résistance et le degré de dangerosité des défauts à surveiller sur chaque section, évalués par les trois normes.

IV.7.5.1 La section SP1 HEH-SP1 Bis :

Section	Normes	Cas	défaut
	B31G	Faible	14592
		Moyenne	49
		Elevée	27
	B31G Modifie	Faible	14590
		Moyenne	48

SP1-SP1 Bis		Elevée	27
	DNV RP-F101	Faible	14607
		Moyenne	51
		Elevée	32

Tableau IV.20 : Probabilité de défaillance des défauts à surveiller dans la section SP1-SP1 Bis selon les trois normes.

IV.7.5.2 La section SP1 Bis-SP2 :

Section	Normes	défaut	N défaut
SP1 Bis - SP2	B31G	Faible	20802
		Moyenne	164
		Elevée	73
	B31G Modifie	Faible	20764
		Moyenne	183
		Elevée	90
	DNV RP-F101	Faible	20774
		Moyenne	179
		Elevée	111

Tableau IV.21 : Probabilité de défaillance des défauts à surveiller dans la section SP1 Bis-SP2 selon les trois normes.

IV.7.5.3 La section SP2 Loutaya-SP3 M'Sila :

Section	Normes	Cas	N défaut
SP2 – SP3	B31G	Faible	38154
		Moyenne	85
		Elevée	30
	B31G Modifie	Faible	37329
		Moyenne	822
		Elevée	268
	DNV RP-F101	Faible	37620
		Moyenne	692
		Elevée	219

Tableau IV.22 : Probabilité de défaillance des défauts à surveiller dans la section SP2 –SP3 selon les trois normes.

IV.7.6 Analyse des tableaux :

Ces tableaux donnent une estimation qualitative sur les défauts. On remarque que la vitesse des défauts diffère, cette différence réside dans la perte de métal limite calculée par chaque norme, ce qui conduit à la différence de temps de résistance de chaque défaut. Cette classification nous permet de décider de réparer les défauts lorsque la probabilité de défaillance est élevée, de les surveiller pour prévenir leur réparation si elle est moyenne, ou continuer à exploiter la ligne, et prévenir d'autres inspection dans le future pour les évaluer à nouveau si elle est faible.

IV.8 Conclusion :

Evaluer l'état de la canalisation par les différentes normes de calculs de perte de métal, nous a permis de constater des différences dans les nombres de défauts, ainsi on a pu constater que la différence de considération des paramètres des défauts conduit à des différences des défauts à réparer, et à surveiller.

Les approches déterministes fournissent une appréciation qualitative de l'état de la canalisation et permettent d'anticiper des risques d'éclatement après chaque inspection. Cependant elles ne permettent pas de quantifier le risque de défaillance de chaque défaut dans le temps. C'est après plusieurs inspections qu'on peut estimer le risque de défaillance dans le temps par une approche quantitative.

CHAPITRE CINQ

Intervention et techniques de réparation des pipelines.

Chapitre V : Intervention et techniques de réparation des pipelines.

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 Eclatement d'une canalisation : [24]

Un éclatement est l'incident le plus grave qui puisse survenir sur une canalisation de Transport d'hydrocarbures dans la mesure où il peut générer à la fois du danger pour les biens et les personnes, des perturbations de l'exploitation de l'ouvrage, un coût relativement important et des conséquences sur l'environnement.

Il consiste en l'endommagement de la paroi de la conduite depuis sa déchirure sur quelques dizaines de centimètres, longitudinalement, transversalement ou en spirale jusqu'à sa rupture franche sur plusieurs mètres ou même des dizaines de mètres.

C'est un événement subit, incontrôlable et imprévisible qui entraîne le plus souvent une perte importante de produit (plusieurs centaines ou milliers de mètres cube pour les liquides et des millions de mètres cube pour les gaz). Sauf dans certains cas exceptionnels, un

éclatement est généralement décelable, peu de temps après sa survenance, à partir des modifications des paramètres de fonctionnement de l'ouvrage qui sont le débit et la pression.

Lors d'un éclatement sur une canalisation on constate généralement une augmentation sensible du débit et une chute de la pression dans la canalisation, à la sortie de la station située en amont du point d'incident. Ceci s'explique par la variation des pertes de charge qui survient dans la conduite après l'éclatement. A l'entrée de la station située en aval le débit et la pression diminuent très rapidement.

V.3 Fuite sur une canalisation :

Une fuite consiste en un percement localisé et de taille réduite (du millimètre à quelques centimètres) de la paroi de la canalisation. Il n'y a généralement pas de déformation de la géométrie du pipeline autour du point de fuite.

Une fuite sur une canalisation de transport d'hydrocarbures est un incident généralement économiquement beaucoup moins grave qu'un éclatement tant sur le plan, du coût propre de la réparation, du manque à gagner en matière de transport de produit, que des perturbations d'exploitation.

Les dommages subis par le pipeline et son environnement immédiat sont assez souvent et relativement peu importants.

V.4 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

V.4.1 Réparation par coupe et remplacement :

Cette technique comporte deux méthodes qui sont :

- La réparation par « **Soudures bout à bout** »
- La réparation par « **Manchons de raccordement en acier** ».

V.4.1.1 La réparation par soudures bout à bout :

La réalisation des travaux suivants est inévitable avant de procéder à l'action de raccordement :

Travaux de mise en sécurité de la zone :

- Réalisation d'évents
- Mise en place de ballons obturateurs Travaux préparatoires au raccordement :
- Coupe à la bicyclette
- Travaux d'alignement

Ces travaux sont délicats, on doit les réaliser en toute sécurité et soins pour éviter leurs conséquences néfastes.

La méthode de soudure bout à bout contient deux variantes qui sont :

V.4.1.1.1 Le raccordement par manchette ajustée :

Cette méthode est surtout utilisée lors du remplacement de tronçon de canalisation assez court et lorsqu'il n'y a pas de difficultés majeures à obtenir un bon alignement. Dans ces conditions, elle permet de gagner du temps en limitant les terrassements. Il y a pourtant un inconvénient de taille, il faut pouvoir réunir les conditions suffisantes pour réaliser presque simultanément deux soudures de raccordement en tenant compte de la dilatation ou du retrait suivant le moment de la journée ou la saison. Pour pallier cette difficulté, il ne faut pas perdre du temps lors, de la coupe finale et de la mise en place de la manchette de raccordement. A la fin des travaux d'alignement, on mesure la longueur **L** du vide entre les deux extrémités coupées du pipeline (voir figure ci-dessous). Ceci nous permet de pré positionner la bicyclette sur la manchette à raccorder hors de la tranchée. Après avoir installé cette coupe tube à chaud, on lui fait un ou deux tours à vide autour du pipeline pour être sûr que la machine est bien en place. Lorsque c'est le cas, on s'assure que tout l'outillage et le matériel nécessaires à la coupe et à la mise en place de la manchette sont prêts. On vérifie que la buse du chalumeau n'est pas bouchée, que les bouteilles d'oxygène et d'acétylène sont suffisamment pleines et que les brosses et meules électriques sont prêtes à fonctionner. On mettra en place les colliers de raccordement extérieurs (clamps) et on préparera les masses, les coins et les sangles de manutention. On mesure alors une dernière fois la longueur **L** en quatre points diamétralement opposés. La valeur de **L** doit être précise au millimètre près. On détermine la longueur **L'** de la manchette de raccordement.

$$L' = L - 4 \text{ mm}$$

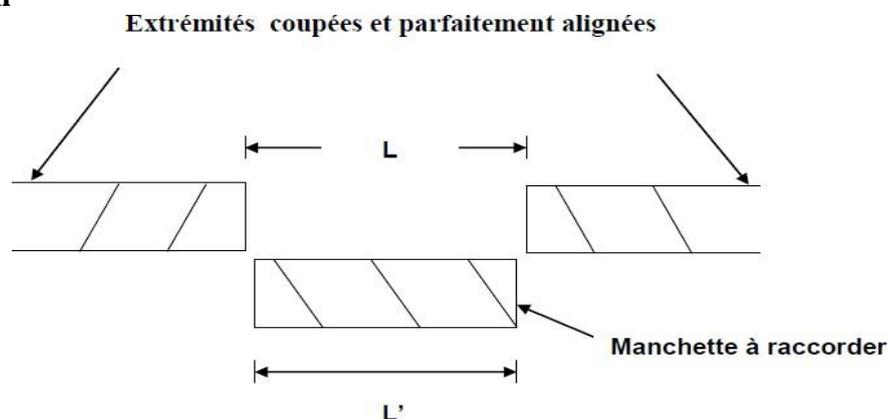


Figure VI.1: longueur de la manchette à raccorder

On reporte la valeur **L'** sur la manchette à raccorder. Par rapport à ce repère on décale la position du bec du chalumeau d'une longueur **d** pour tenir compte du chanfrein.

$$d = \text{Tang } \alpha \times e \text{ et } \alpha = \text{angle du chanfrein en degrés.}$$

e = épaisseur du pipe en mm

On procède alors à la coupe finale en prenant toutes les précautions décrites plus haut. Après cela il ne reste plus qu'à introduire la manchette, assurer son ajustement et serrer les clamps extérieurs.

V.4.1.1.2 Le raccordement par chevauchement :

C'est cette technique qui est utilisée par les entreprises qui posent des pipelines pour les travaux programmés de raccordement de tronçons de canalisations. Dans le cas d'une intervention suite à un incident on adopte la méthode du chevauchement lorsqu'il y a des problèmes d'alignement, qu'existent la possibilité et les moyens de faire beaucoup de terrassements et qu'on dispose suffisamment de pipe-layers pour la manutention.

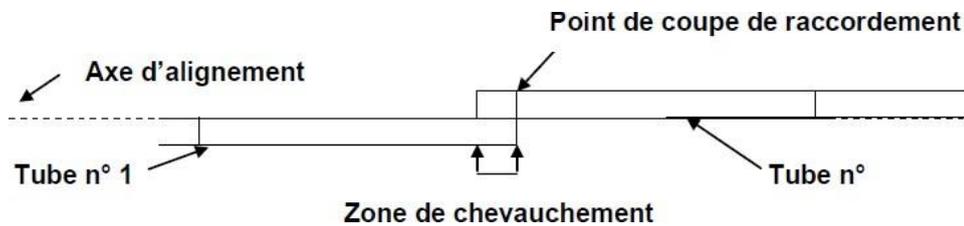


Figure VI.2: Alignement pour un raccordement suivant la technique du chevauchement

On procède alors à la coupe à chaud en prenant les précautions énoncées plus haut. Une fois la coupe terminée, on réaligne les tronçons de pipe en jouant sur la flexibilité du pipe et on effectue l'ajustement avec un collier de raccordement extérieur. On est alors prêts à faire la soudure de raccordement. Cette méthode présente cependant le désavantage de ne laisser aucun degré de liberté au moment du raccordement. On ne peut pas faire pivoter le tube comme dans le cas d'un raccordement par manchette ajustée. Il ne reste qu'à espérer, s'il existe une dénivellée entre les bords à souder, que celle-ci soit dans les limites tolérables.

V.4.1.1.3 Soudures de raccordement :

Les soudures de raccordement doivent être mises en œuvre conformément aux spécifications particulières définies pour les joints de garantie réalisés lors de la pose de pipeline.

V.4.1.2 La réparation par Manchons de raccordement en acier :

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, pour laquelle il n'existe pas à notre connaissance de procédure réglementaire agréée. Pour notre part, nous estimons, sur la base d'une longue expérience, qu'une réparation par manchons de raccordement soigneusement effectuée peut être considérée comme définitive. Plusieurs manchons posés et soudés depuis 1960 sur l'oléoduc 24'' OB1 reliant Haoud-El-Hamra à Bejaïa nous confortent dans cette opinion dans la mesure où jusqu'à ce jour aucun problème ne s'est posé au niveau de ces réparations. Par ailleurs il est à signaler que cette technique est largement utilisée à titre définitif dans d'autres pays comme les Etats-Unis ou le Canada.

Nous suggérons fortement cependant que les soudeurs en charge réalisant ce type d'opération possèdent une solide expérience et soient qualifiés.

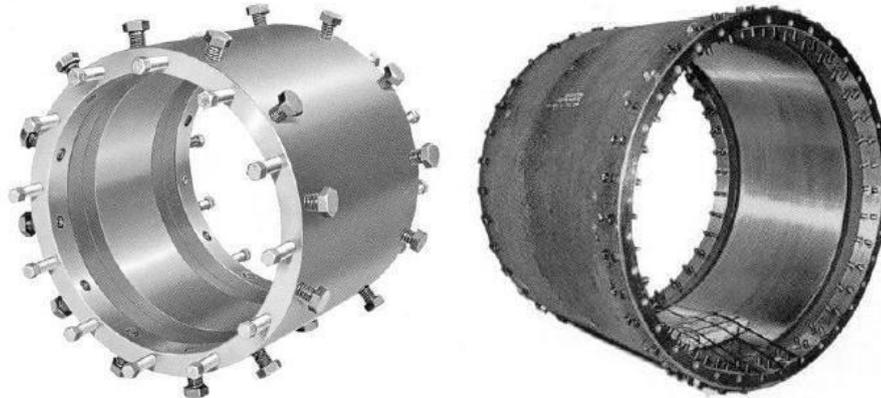


Figure VI.3: Manchons de raccordement

La méthode de réparation par manchons de raccordement présente presque toujours, sauf dans des cas très exceptionnels, l'avantage d'un gain important de temps sur la durée d'indisponibilité de l'ouvrage.

Elle laisse en effet 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. Cette façon de faire est surtout utilisée sur les oléoducs car les mesures draconiennes de sécurité à prendre, aussi bien sur l'oléoduc lui-même qu'au niveau de son environnement immédiat (tranchée), pour la réalisation de soudures bout à bout, demandent généralement beaucoup de temps. Au contraire, il est nettement plus aisé d'obtenir des conditions de sécurité satisfaisantes pour réaliser des soudures bout à bout sur un gazoduc. Par contre, l'étanchéité au gaz sous forte pression des manchons de raccordement est plus difficile à atteindre et par conséquent leurs soudures en charge plus délicates à opérer. Tout cela milite généralement pour le choix de la méthode «Soudures bout à bout » pour la réparation d'une conduite transportant du gaz naturel.

Au premier plan la sécurité mais aussi la réduction de la durée d'indisponibilité de la conduite, donc la minimisation des pertes financières, doivent être les paramètres principaux guidant au choix du mode de réparation.

V.4.1.2.1 Réparation d'un oléoduc par manchons de raccordement :

Lorsque nous arrivons avec les moyens humains et matériels sur les lieux de l'incident, après avoir fait un rapide constat et confirmé des principaux renseignements recueillis lors de la phase de préparation, 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. Au fur et à mesure de l'avancement des travaux, les objectifs se corrigeront, s'affirmeront, se préciseront et devront s'accompagner des ajustements de directives qui s'imposent.

Nous répartissons alors les tâches par ordre de priorité en tenant compte du fait qu'il faudra généralement maîtriser, en optimisant les conditions de sécurité, trois types d'opérations distinctes à savoir :

- Les travaux induits par l'écoulement du produit hors d'un oléoduc (pompage pour l'évacuation et la récupération, stockage dans un bournier, assèchement, décontamination, dépollution, information sécuritaire des riverains, prise en charge de blessés etc.)
- Les opérations spéciales de mise en sécurité de la canalisation (réalisation d'évents, mise en place de ballons obturateurs, de murs d'argile etc.) □ La réparation de la canalisation proprement dite.

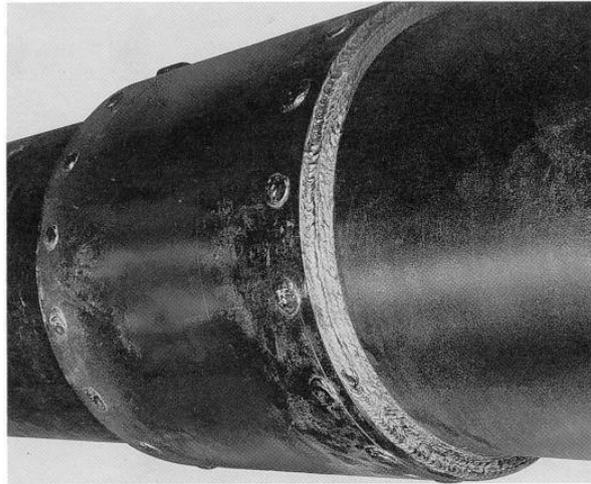


Figure VI.4 : Manchon complètement soudé sur une pipe.

En tout premier lieu, on définira, délimitera, balisera et préparera les différentes zones de travail en fonction de leur degré de danger, on procède ensuite à la récupération et le stockage du produit dans un bournier, qu'on vidangera par la suite dans des camions citernes, puis on entame les travaux de terrassement.

Dans des cas pareils on coupe à froid par un coupe tube pneumatique, en raison des mesures nécessaires pour avoir des autorisation d'utiliser une source de feu nu qui prennent beaucoup de temps, avant de couper il est clair qu'on effectue d'abord les travaux préparatoires (comme : définition des endroits de coupe contrôle de l'ovalisation, calage du pipe ...etc.) , ensuite, on met en place le coupe tube avec une position correcte sur la canalisation et on coupe. Une fois les coupes terminées, on entame les travaux d'alignement, on prend toutes les longueurs nécessaires pour repérer la nouvelle manchette et afin d'avoir un bon raccordement. Il ne reste plus qu'à souder les manchons en charge.



Figure VI.5 : Début de coupe : réglage de la vitesse de la machine.

V.4.1.2.2 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. Il faut cependant que la remise en pression de la ligne se fasse doucement et régulièrement sans chocs 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, on peut 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.

Avant de procéder à tout travail de soudure, beaucoup de précautions doivent être prises :

V.4.1.2.3 Mesures relatives à l'environnement des soudures :

- Evacuation, hors de la fouille, de tous les matériaux encore imbibés de pétrole brut ou de condensât et remplacement par de la terre végétale ou du sable propres.
- Vérification à l'explosimètre ou au détecteur de gaz de l'absence de mélanges détonants dans la tranchée.
- Disposition, au bord de la tranchée, d'extincteurs à poudre prêts à fonctionner.
- Nettoyage et soufflage à l'air comprimé des manchons de raccordement et vérification de leur parfaite étanchéité.
- Mise en place d'un extracteur d'air et de fumées dans la tranchée.
- Vérification de la propreté de la tenue de travail des soudeurs et éventuellement de la fixation de leur harnais de sécurité.
- Préparation, si nécessaire, d'abris de protection des soudures contre le vent ou la pluie.

V.4.1.2.4 Mesures relatives aux travaux de soudure en charge :

- Réduction des paramètres d'exploitation de la ligne. Le débit et la pression dans la ligne doivent être réduits à une valeur telle qu'au droit de la zone de soudage la pression intérieure donne une contrainte inférieure à 30% de la limite élastique de l'acier en prenant en considération l'épaisseur réelle de la pipe à cet endroit. La vitesse d'écoulement du produit à l'intérieur de la pipe doit être comprise entre 0,4 et 1,1 m/s pour permettre un refroidissement suffisant de la soudure sans risquer sa fissuration.
- Préchauffage des tubes. Même à vitesse contrôlée, le liquide dans la ligne peut agir comme agent de trempe, rendre l'acier fragile et diminuer sa ductilité au droit de la soudure. Pour

éliminer cet inconvénient le meilleur moyen est de préchauffer le tube, au voisinage de la zone à souder, juste avant de commencer la soudure.

- Préparation du matériel et de l'outillage qui servira durant la soudure. Il faut contrôler les niveaux d'huile, d'eau et de carburant des groupes autonomes de soudure et les démarrer pour essais et réglage du courant de soudage, tenir prêts le groupe de découpage oxyacétylénique, les meuleuses, les brosses, piquettes etc.
- Confirmation de la liaison radio avec au moins une salle de contrôle de la ligne. Cette liaison doit être maintenue durant toute la durée des travaux de soudure. Il faut que toute modification des paramètres de la ligne soit immédiatement communiquée au chantier qui interrompra les soudures jusqu'à rétablissement des conditions initiales.

Lorsque toutes ces mesures sont prises, on peut entamer les travaux de soudure, puis le revêtement.

V.4.2 Réparation par demi-coquille :

Cette technique met en œuvre des équipements importés généralement des U.S.A. Leur dénomination en anglais est **SPLIT + SLEEVE**. Ils sont composés de deux demi-coquilles équipées de joint d'étanchéité et boulonnées entre elles pour former un manchon.

Bien qu'il soit simple en apparence, ce type d'équipement requiert une certaine expérience de la part des opérateurs et aussi des précautions à prendre avant et pendant son installation.

Avec la technique du Split + Sleeve la réparation de la fuite peut se faire avec le pipeline en service ou à l'arrêt. Tout dépend de l'importance de la fuite et surtout de la pression à l'intérieur de la canalisation.

Lorsque la réparation se fait avec le pipeline en service il faut que les intervenants fassent très attention. Une fausse manœuvre peut entraîner des blessures graves et même la mort. N'oublions pas que le simple contact brutal du manchon en acier avec la canalisation générera une étincelle qui peut provoquer une explosion.



Figure VI.6: manchon 2 pièces (demi-coquilles)

Si l'exploitation de la ligne a été stoppée, la remise en service du pipeline pour tester les joints servant à faire l'étanchéité doit être faite très prudemment. La montée en pression devra être lente, régulière et sans à-coups qui feraient vibrer le pipe ou le manchon. Le personnel ne sera pas autorisé à s'approcher du manchon avant que l'étanchéité n'ait été prouvée.

Avant de poser l'appareillage, il faut préparer le pipeline. On enlève soigneusement le revêtement, la rouille et la calamine sur toute la surface où le joint du split-sleeve sera en contact avec le pipeline. Le joint peut tolérer des irrégularités jusqu'à 1mm.

On repère la position où on va placer le manchon de manière à ce qu'il soit bien centré par rapport à la fuite ou à la zone endommagée de la canalisation.

On installe alors le manchon en prenant soin de ne pas endommager le joint ou le couvre-joint s'il existe. Il peut arriver, au cours de la manipulation, que le joint sorte de son logement ou que le couvre-joint soit écrasé. Nous évitons généralement cela en supprimant tout contact entre le joint et du câble, des chaînes ou même des fourches d'engin. Il faut s'arranger également pour ne pas devoir faire glisser ou pivoter le manchon une fois celui-ci posé sur le pipe.

Lorsque les deux demi-coquilles sont correctement assemblées, on procède au serrage uniforme des écrous. Le meilleur résultat est obtenu lorsqu'on maintient un jeu égal entre les deux demi-coquilles et le pipeline pendant l'opération de serrage. A la fin, nous vérifions que le couple de serrage de chaque écrou est bien celui recommandé par le fournisseur de manchons.



Figure VI.7 : mise en place et serrage du split + sleeve

Une fois le serrage est réglé on procède à la soudure en charge des demi-coquilles.

V.4.3 Réparation par CLOCK SPRING: [25]

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 continués 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 la 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 VI.8 : Application de la résine sur les feuilles du CLOCK SPRING.

V.4.3.1 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 du pipe
- Préparer la résine en fonction de la température du 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 pipe
- Bien mélanger la colle et le durcisseur en fonction de la température du pipe
- 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 VI.9 : Réparation par CLOCK SPRING finie

V.4.4 Réparation par rustine :

Avant de procéder à la mise en place de la rustine et lorsque c'est possible, dans le cas d'une fuite sur corrosion isolée en cratère par exemple, on réalise un colmatage grossier et provisoire. Pour cela, on introduit dans l'orifice de la fuite un bouchon en bois qu'on appelle « pinoche » et qui permet de stopper l'écoulement du produit.

On utilise généralement du hêtre ou de l'olivier pour confectionner ces bouchons. Ces essences de bois sont suffisamment dures, gonflent au contact du brut et ne se cassent pas lors de leur mise en place. Quoiqu'en apparence un peu archaïque cette opération se révèle cependant souvent très efficace, simple et économique par rapport aux appareillages qui existent.

Elle est toutefois un peu délicate et nécessite de l'habilité et de l'expérience car au moment de la mise en place du bouchon on est presque toujours gêné par le jet de brut en pulvérisation. Il faut donc être rapide et précis.



Figure VI.10 : Rustine maintenue par un collier sur une canalisation

Après l'avoir bien enfoncé, on arase sa tête du bouchon à l'aide d'une lame de scie à métaux. On est alors à l'aise pour entamer la mise en place de l'appareillage complet de la rustine.

L'ensemble de réparation se compose de trois parties

- Un cerceau en demi-cercle, de 10 à 15 cm de large formant demi-collier découpé dans un tube de même diamètre que le pipe et sur lequel on a soudé des tiges file tées d'une longueur égale au rayon de la canalisation augmentée de vingt centimètres environ, en acier avec écrous et rondelles plates.
- Une barre étrier en acier composée de deux morceaux de profilé soudés entre eux, échançrée aux extrémités, percée au centre et sur laquelle on a soudé un écrou recevant une vis servant de positionneur qu'on appelle « toquio » de diamètre 24 mm.
- Une calotte métallique ovale appelée « rustine » ou « patch » découpée dans un tube de même diamètre que le pipeline et sur laquelle, au centre, on a soudé une entretoise cylindrique d'environ 2 cm d'épaisseur alésée sur 1 cm à 26 mm de diamètre. Cette pièce sert de guide à la vis positionneur. Sur la face interne de la rustine et jusqu'à 2 cm du bord on a collé un joint en néoprène.



Figure VI.11 : fuite étanchée par la pose d'une rustine maintenue par un collier

V.5 Conclusion :

Ces techniques de réparation sont très utilisées, elles présentent beaucoup d'avantages que d'inconvénients. 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 ou uniforme...etc.), afin de réaliser une réparation dans 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 générale :

L'objectif permanent de l'exploitation des pipelines est d'assurer des transports massifs d'hydrocarbures dans le respect de l'environnement et de la sécurité. Cet objectif est atteint par la mise en œuvre de plan de surveillance et de maintenance qui est destiné à maintenir l'intégrité des canalisations.

Avec les racleurs instrumentés, les exploitants de canalisations disposent, d'un ensemble d'outils autorisant un contrôle efficace de l'état de leur réseau à un instant donné. Associés aux diverses méthodes de prévention des endommagements applicables aux canalisations enterrées ou sous-marines, ces outils autorisent la définition de politiques de maintenance et d'inspection garantissant l'intégrité de celles-ci sur le long terme. Bien que d'un coût unitaire élevé, ces inspections permettent aussi une anticipation et une planification dans la gestion des canalisations et contribuent ainsi à maîtriser les coûts d'exploitation des pipelines.

Dans ce travail l'analyse des données enregistrées lors de l'inspection en ligne par l'usage des normes ANSI/ASME B31G, ANSI/ASME B31G modifiée et DNV à permis de détecter tout les points de corrosion dont les dimensions ne supportent pas la pression de service. On a considéré deux cas d'étude:

1. dans un premier temps le cas le plus défavorable (pression exercée sur le pipeline égale a la pression de refoulement). Les résultats obtenus ont révélés que le nombre de réparation à réaliser est plus important en utilisant la norme B31G plutôt que la norme B31Gmodifiée. Ceci confirme le conservatisme de la norme B31G.
2. Dans la seconde étape de ce travail, l'analyse a portée sur l'effet de la diminution de la pression le long du pipeline sur le nombre des points de corrosion à réparer.

A la lumière des résultats obtenus on remarqué que le nombre de réparation chute considérablement. Cette approche présente l'avantage de détecter les points de corrosion nécessitant une réparation urgente et prioritaire pour maintenir l'exploitation normale du pipeline surtout lorsque les ressources s'avèrent limitées.

Références

Références

- [1] : Description du réseau de transport par canalisation des hydrocarbures & tarifs de transport (2021).
- [2] : Rapport de stage (2019-2021).
- [3] : Canada Emergency Business Account (CEBA) (ceba-cuec.ca)
- [4] Fitness-for-Service. API Recommended Practice 579, 1st ed. American Petroleum Institute, January 2000.
- [5] A. El Hakimi, “Etude numérique et expérimentale de la nocivité des coques cylindriques et sphériques sous pression“, Thèse de Doctorat, 2006.
- [6] M. E. Mayfield, W. A. Maxey, and G. M. Wilkowski, “Fracture Initiation Tolerance of Line Pipe“, Paper F, 6th Symposium on Line Pipe Research, American Gas Association, Houston, Texas, 1979.
- [7] W. A Maxey et al, “Ductile fracture initiation, propagation and arrest in cylindrical pressure vessels“. ASTM, STP 514, 1972.
- [8] G. T Hahn., M. Sarrate, A. R. Rosenfeld, “Criteria for crack extension in cylindrical pressure vessels“, Int. J. Fract. Mech., 5:187–210, 1969.
- [9] K.A. Macdonald, A. Cosham, “Best practice for the assessment of defects in pipelines – gouges and dents“, Engineering Failure Analysis Vol.12, 720–745, 2005.
- [10] K.A. Macdonald, A. Cosham, C.R. Alexander and P. Hopkins, “Assessing mechanical damage in offshore pipelines – Two case studies“, Engineering Failure Analysis, In Press, Corrected Proof, Available online 21 December 2006.
- [11] A. Cosham, P. Hopkins, “The effect of dents in pipelines - guidance in the pipeline defect assessment manual”, International Journal of Pressure Vessels and Piping, Volume 81, Issue 2, February, Pages 127-139, 2004.

[12] P. Hopkins, I. Corder, P Corbin, “The resistance of gas transmission pipelines to mechanical damage“, international conference on pipelines reliability, 1992.

[13] D. G. Jones, “The Significance of Mechanical Damage in Pipelines“, 3R International,

Références

21, Jahrgang, Heft, 1982.

[14] P. Roovers, R. Bood, M. Galli, , U. Marewski, , M. Steiner, , and M. Zaréa, “EPRG Methods for Assessing the Tolerance and Resistance of Pipelines to External Damage”

Pipeline Technology, Volume II, Proceedings of the Third International Pipeline.

Technology Conference, Brugge, Belgium, R. Denys, Ed., Elsevier Science, pp. 405-425, 2000.

[15] J. F. Kiefner, W. A. Maxey, R. J. Eiber, A.R. Duffy, “Failure stress loads of flaws in pressurised cylinders“, ASTM STP vol. 536. Philadelphia, p. 461–81, 1973.

[16] W.A. Maxey, “Outside Force Defect Behaviour“, Report to Line Pipe Research Supervisory Committee of the Pipeline Research Committee of the American Gas Association, NG-18 Report No. 162, AGA Catalogue No. L51518, Battelle, 1986

[17] Problèmes des défauts de soudage ; ESAB ; <http://www.esab.com>.

[18] : Cours de réhabilitation des pipelines, K.Younsi.

[19] Document de synthèse relatif à une barrière technique de sécurité (BST) ; INERIS, maîtrise du risque pour le développement durable ; Version Janvier 2008.

[20] Association technique de l’industrie de Gaz de France « GDF » ; M.MAREC ; <http://www.atg.asso.fr> ; 1996.

[21] **SAHRAOUI Yacine** : Optimisation des méthodes d’inspection des pipes.

[22] Inspection en ligne de l’OB1 donnée par ROSEN, 2009.

- [23] Pipeline corrosion risk analysis- an assessment of deterministic and probabilistic methods; K.LAWSON, Petrofac facilities management, Aderdeen-UK; <http://www.emeraldinsight.com>.
- [24] Essai de l'intervention sur pipeline: méthodes, procédures et moyens, SONATRACH / TRC / RTC Bejaia ; Ahmed MOKHTARI, (2003).
- [25] Permanent repairs using patented advanced composite technology; ANDREW J.PATRIK; <http://www.clock spring.com>.