

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



**Faculté des hydrocarbures et de la chimie**

**Mémoire de Fin d'Etudes  
En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

Filière: Génie Mécanique

Option: Transport et Distribution des Hydrocarbures

**Thème**

---

**Influence du régime de fonctionnement sur la réhabilitation du  
tronçon SP3-TMB de l'OB1**

---

Réaliser par :

**SERGHINE Nadhir**

**TAKOUACHET Merah**

**TELLOUCHE Abdeldjalil**

encadré par :

**MR: S.BOUHAFS**

**Année universitaire : 2015/ 2016**

## **Remerciements**

*Nous remercions en tout premier lieu le bon Dieu de nous avoir aidé et donné la force et la patience pour mener ce modeste travail à terme.*

*Nous tenons à remercier du fond du cœur nos parents pour leur soutien indéfectible.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre professeur consultant **Mr. BOUHAFS** pour nous avoir dirigé tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses.*

*Nous tenons ensuite à remercier notre cher enseignant **Mr. YOUNSI** pour nous orienter et nous conseiller tout au long de la réalisation de ce travail par sa disponibilité et son immense savoir – faire.*

*Nous tenons à exprimer notre gratitude et remerciements à notre encadreur **Mr. ATROUCHE** de nous avoir orienté et assistés tout au long de cette période de stage*

*Nous n'oublions pas de remercier aussi la direction de la DRGB SONATRACH, de nous avoir accordés le privilège d'effectuer ce stage au sein de son entreprise.*

*Et enfin, notre reconnaissance s'adresse à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce modeste travail puisse voir le jour.*

**Abdeldjalil, Merah, Nadhir**

## *Dédicaces*

*Grace à Dieu, ce mémoire a été réalisé, c'est avec une très grande joie que je dédie ce travail à :*

*A mes très chers parents, aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consentis pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours ;*

*A mes frères Mohammed, Yassine et Iyed que Dieu vous illumine la vie de sérénité, foi et bonheur ;*

*A mes cousins Djamel Eddine et Wail que Dieu vous trace une vie pleine de réussite et bonheur ;*

*A tout les professeurs que ce soit du primaire, du moyen, du secondaire ou de l'enseignement supérieur ;*

*A toute ma famille ;*

*A tous mes amis ;*

*A tout le groupe de MATH11 ;*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes très chers amis Merah et Abdeldjalil et leurs familles.*

*SERGHINE Nadhir*

## *Dédicaces*

*Grace à Dieu, ce mémoire a été réalisé.*

*C'est avec une très grande joie que je dédie ce travail à :*

*A mes chers parents qui m'ont donné la vie, l'espoir, l'amour et m'ont soutenu durant mes études ;*

*A ma sœur et mon frère ;*

*A toute ma famille ;*

*A tous mes amis ;*

*A mes collègues Nadhir, Abdeldjalil et leurs familles ;*

*A tous les étudiants du groupe MATH11.*

*TAKOUACHET Merah*

## *Dédicaces*

*Je dédie ce modeste travail à :*

*A tous ceux qui m'ont encouragé pendant les moments les plus difficiles ;*

*A mon père ;*

*A ma mère mimi ;*

*A mes chers frères et mes chères sœurs ;*

*A mon âme-sœur Boutheina ;*

*A toute ma famille TELLOUCHE et BOURSAS ;*

*A Merah, Nadhir et Riadh ;*

*A tous mes Amis ;*

*A tout le groupe MATH11.*

*TELLOUCHE Abdeldjalil*

# Sommaire

<b>Introduction Générale .....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I : Présentation de la TRC et description de la ligne OB1</b>	
<b>I.1. Historique .....</b>	<b>3</b>
<b>I.2. Présentation de la SONATRACH .....</b>	<b>3</b>
<b>I.2.-1. Principales activités .....</b>	<b>4</b>
<b>I.3. Présentation de la TRC .....</b>	<b>5</b>
<b>I.3.1. Patrimoine actuel .....</b>	<b>6</b>
<b>I.3.2. Réseau de transport en exploitation .....</b>	<b>7</b>
<b>I.4. Présentation de la DRGB .....</b>	<b>9</b>
<b>I.4.1. Rôle de la DRGB .....</b>	<b>9</b>
<b>I.4.2. Situation géographique de la DRGB.....</b>	<b>9</b>
<b>I.4.3. Terminal Marin Bejaia .....</b>	<b>10</b>
<b>I.5. Description et caractéristiques de la ligne OB1 .....</b>	<b>10</b>
<b>I.5.1. Historique:.....</b>	<b>10</b>
<b>I.5.2. Caractéristiques de L'OB1 .....</b>	<b>11</b>
<b>I.5.3. Profil en long de L'OB1 .....</b>	<b>12</b>
<b>I.5.4. Variation de l'épaisseur de l'OB1 .....</b>	<b>12</b>
<b>I.5.5. Caractéristiques des stations de pompages .....</b>	<b>13</b>
<b>Chapitre II : Etude des modes de dégradation des pipelines</b>	
<b>II.1 .Introduction .....</b>	<b>15</b>
<b>II.2. Dégradation par corrosion dans les pipelines .....</b>	<b>16</b>
<b>II.2.1. définition de la corrosion .....</b>	<b>16</b>
<b>II.2.2. Les types de corrosion .....</b>	<b>17</b>
<b>II.2.3. Facteurs agissant sur la corrosion des ouvrages métalliques enterrés .....</b>	<b>21</b>
<b>II.2.4. Moyens de protection contre la corrosion .....</b>	<b>21</b>
<b>II.2.4.1. La protection passive .....</b>	<b>21</b>
<b>II.3. Encrassement des dépôts.....</b>	<b>23</b>

II.3.1. Cas des oléoducs .....	23
II.3.2. Cas des gazoducs .....	24
II.4. Déformations géométriques .....	24
II.4.1. défaut mécanique .....	25
II.4.2. La fissuration .....	25
II.4.3. Défauts de métallurgie .....	26
II.4.4. Défauts de soudage .....	26

## Chapitre III : Diagnostic et inspection des pipelines

III.1. Introduction .....	27
III.2. Action de pré inspection .....	27
III.2.1. Nettoyage de la conduite .....	28
III.2.2. Opération raclages .....	35
III.3. Outil d'inspection en ligne (ILI TOOLS) .....	37
III.3.1. Les outils de configuration .....	38
III.3.2. Les outils de détection des pertes de métal .....	39
III.3.3. La technique d'inspection la plus utilisée à l'heure actuelle .....	41
III.4. Interprétation des résultats d'inspection .....	41
III.4.1. Résultats numériques .....	41
III.4.2. Résultats sous forme d'histogrammes .....	42
III.4.3. Résultats graphiques .....	43
III.4.4. Cartes colorées .....	43

## Chapitre IV : Les différentes normes de calcul de PMS

IV.1. Introduction .....	44
IV.2. Règles empiriques .....	44
IV.3. Classification des types de corrosion .....	44
IV.4. La norme ANSI/ASME B 31G .....	47
IV.4.1. Définition de la Pms .....	47
IV.4.2. La pression réduite .....	47
IV.4.3. Evaluation de la perte de métal limite .....	49
IV.4.4. Définition du facteur de réduction de pression $C_{pr}$ .....	50
IV.5. La norme ANSI/ASME B31G modifié .....	50

IV.5.1. Définition de La Pms .....	50
IV.5.2. Détermination pression réduite .....	51
IV.5.3. Evaluation de la perte de métal limite .....	52
IV.6. La norme DNV-RP –F101 .....	53
IV.6.1. Définition de la Pms .....	53
IV.6.2. La Pression réduite .....	53
IV.6.3. Evaluation de la perte de métal limite .....	54
IV. 7. La norme de Ritchie and Last (Schell 92 criteria) .....	54
IV.7.1. Définition de la Pms .....	54
IV.7.2. La pression réduite .....	54
IV.7. 3. Evaluation de la perte de métal limite .....	54
IV.8. Application sur OB1section (SP3-TMB) 24”/22” .....	55
IV.8.1. Calcul hydraulique au moment d’inspection .....	55
IV.8.2. Calcul des normes de l’inspection .....	63
IV.8.3. Estimation de la vitesse de corrosion .....	75

## Chapitre V : Les techniques d’intervention et de réparation

V.1. Introduction.....	82
V.2. Méthodes de réparation des tubes .....	82
V.2.1. Réparation par ré-enrobage .....	82
V.2.2. Réparation par Clock Spring .....	83
V.2.3. Réparation par demi-coquilles soudées .....	85
V.2.4. Coupe et remplacement .....	88
V.2.5. Plan de réparation .....	90
V.3. Intervention par changement du régime de fonctionnement .....	92
V.3.1. La limite entre l’écoulement forcé et gravitaire .....	92
V.3.2. Présentation de la méthode .....	93
V.3.3. Détermination des pentes hydrauliques pour les différents régimes .....	95

## Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

VI.1. Introduction .....	101
VI.2. les tronçons concernés dans la quatrième section .....	102

<b>VI.3. Travaux préparatoires de génie civil .....</b>	<b>103</b>
<b>VI.3.1. Les tronçons .....</b>	<b>103</b>
<b>VI.3.2. Tubes .....</b>	<b>104</b>
<b>VI.3.3. COL DE SELATNA PK 541.723 .....</b>	<b>105</b>
<b>VI.4. VIDANGE DU TRONCON COL DE SELATNA - SPD .....</b>	<b>105</b>
<b>VI.4.1. Séquence des opérations .....</b>	<b>106</b>
<b>VI.4.2. Contraintes .....</b>	<b>107</b>
<b>VI.4.3. Raccordement des tronçons .....</b>	<b>107</b>
<b>VI.4.4. Mise en produit du tronçon SP3 - SPD .....</b>	<b>108</b>
<b>VI.5. Sécurité pendant l'exécution des opérations .....</b>	<b>108</b>
<b>VI.6. Conclusion .....</b>	<b>109</b>
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>110</b>
<b>Annexe .....</b>	<b>110</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>118</b>

# Liste des figures

## Chapitre I : Présentation de la TRC et description de la ligne OB1

<b>Figure I. 1:</b> Structure organisationnelle de l'Entreprise SONATRACH. ....	4
<b>Figure I. 2:</b> activité de SONATRACH. ....	5
<b>Figure I. 3:</b> chaine de transport par canalisation de SONATRACH. ....	6
<b>Figure I. 4:</b> Répartition du réseau en exploitation. ....	7
<b>Figure I. 5:</b> Le réseau actuel du Pétrole Brut. ....	8
<b>Figure I. 6:</b> Structure hiérarchique de la DRGB. ....	9
<b>Figure I. 7:</b> Le terminal marin de Bejaia. ....	10
<b>Figure I. 8:</b> L'oléoduc 24"/22" (HEH-TMB). ....	11
<b>Figure I. 9:</b> Profil en long de l'OB1. ....	12
<b>Figure I. 10:</b> les différentes variations de l'épaisseur de l'OB1. ....	12

## Chapitre II : Etude des modes de dégradation des pipelines

<b>Figure II 1:</b> Représentation des différentes anomalies. ....	15
<b>Figure II 2:</b> Schéma simplifié du processus de corrosion. ....	16
<b>Figure II 3:</b> Pertes de métal dues à la corrosion interne. ....	17
<b>Figure II 4:</b> Pertes de métal dues à la corrosion externe. ....	18
<b>Figure II 5:</b> Fissuration par corrosion sous contrainte. ....	19
<b>Figure II 6:</b> Représentation schématique de fissures de CSC observées au microscope. ....	19
<b>Figure II 7:</b> Propagation des courants vagabonds. ....	20
<b>Figure II 8:</b> Corrosion par érosion. ....	21
<b>Figure II 9:</b> protection cathodique par courant imposé. ....	22
<b>Figure II 10:</b> protection par anode sacrificielles. ....	23
<b>Figure II 11:</b> ovalisation. ....	24
<b>Figure II 12:</b> bosse. ....	25
<b>Figure II 13 :</b> Enfoncement ....	25
<b>Figure II 14:</b> Fissuration. ....	26

## Chapitre III : Diagnostic et inspection des pipelines

<b>Figure III 1:</b> Procédure de lancement d'un racleur. ....	36
<b>Figure III 2:</b> Procédure de réception du racleur. ....	37
<b>Figure III 3:</b> Déplacement du Kalliper dans la conduite. ....	38
<b>Figure III 4:</b> Déplacement d'outil et création du champ magnétique. ....	39
<b>Figure III 5:</b> Outil MFL. ....	39
<b>Figure III 6:</b> Outil ultrasonique. ....	40

<b>Figure III 7:</b> Résultats sous forme d’histogrammes. ....	42
<b>Figure III 8:</b> Exemple de résultat graphique. ....	43
<b>Figure III 9:</b> Résultat sous forme de carte colorée. ....	43

## Chapitre IV : Les différentes normes de calcul de PMS

<b>Figure IV. 1:</b> piqures de type circonférentiel. ....	45
<b>Figure IV. 2:</b> piqure dans le sens longitudinal. ....	46
<b>Figure IV. 3:</b> piqure profonde dans une piqure plus large. ....	46
<b>Figure IV. 4:</b> Nouvelle pression maximale d’un pipeline corrodé. ....	48
<b>Figure IV. 5:</b> Défaut de corrosion long projeté selon une forme rectangulaire.....	51
<b>Figure IV. 6:</b> Défaut de corrosion court projeter selon une forme parabolique. ....	51
<b>Figure IV. 7:</b> Surface corrodée parabolique assumée pour le défaut relativement court de corrosio..	52
<b>Figure IV. 8 :</b> Organigramme de la méthode du tronçon limiteur. ....	58
<b>Figure IV. 9:</b> La pente hydraulique au débit 2200 m <sup>3</sup> /h de la ligne OB1. ....	61
<b>Figure IV. 10:</b> Les pressions d’opération des défauts en fonction de la distance. ....	62
<b>Figure IV. 11:</b> la hauteur de pression d’opération en tenant compte de l’altitude du SP3-TMB. ....	63
<b>Figure IV. 12:</b> L’évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme B31G. ....	65
<b>Figure IV. 13:</b> Défaut à laisser, à atténuer et à réparer par la norme B31G. ....	66
<b>Figure IV. 14:</b> L’évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme B31Gmodifié. ....	68
<b>Figure IV. 15:</b> Défaut à laisser, à atténuer et à réparer par la norme B31G modifié. ....	68
<b>Figure IV. 16:</b> L’évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme DNV. ....	70
<b>Figure IV. 17:</b> Défaut à laisser, à atténuer et à réparer par la norme La norme DNV-RP –F101. ....	71
<b>Figure IV. 18 :</b> L’évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme de Ritchie and Last (Shell 92 criteria). ....	72
<b>Figure IV. 19 :</b> Défaut à laisser, à atténuer et à réparer par la norme La norme de Shell 92. ....	73
<b>Figure IV. 20 :</b> Les limites de pertes de métal pour les quatre normes. ....	73
<b>Figure IV. 21 :</b> L’évolution de la perte métal en fonction du temps. ....	78
<b>Figure IV. 22 :</b> Nombre des défauts à laisser en fonction du temps. ....	79
<b>Figure IV. 23 :</b> Nombre des défauts à atténuer en fonction du temps. ....	79
<b>Figure IV. 24:</b> Nombre des défauts à réparer en fonction du temps. ....	80

## **Chapitre V : Les techniques d'intervention et de réparation**

<b>Figure V.1:</b> Opération de ré-enrobage. ....	83
<b>Figure V.2:</b> Réparation par Clock Spring. ....	83
<b>Figure V. 3:</b> (1 ;2 ;3 ;4 ;5)Installation de Clock Spring. ....	85
<b>Figure V.4:</b> Géométrie de demi-coquilles. ....	86
<b>Figure V.5:</b> Opération de soudages de demi-coquilles. ....	86
<b>Figure V.6:</b> Opération de soudure d'une demi-coquille. ....	87
<b>Figure V.7:</b> Réparation par manchon. ....	87

## **Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)**

<b>Figure.VI. 1 :</b> installation d'un nouveau tronçon. ....	101
<b>Figure.VI. 2:</b> le profil en long du tronçon concerné (SP3 – TMB). ....	103
<b>Figure.VI. 3:</b> la mise en position des tubes nouveaux. ....	104
<b>Figure.VI. 4:</b> soudage des tubes (assemblage). ....	104
<b>Figure.VI. 5:</b> Profil en long SELATNA-SPD. ....	105

# Liste des tableaux

## Chapitre I : Présentation de la TRC et description de la ligne OB1

<b>Tableau I. 1 :</b> Réseau en exploitation. ....	7
<b>Tableau I. 2:</b> Caractéristiques de la ligne OB1. ....	12
<b>Tableau I. 3:</b> Caractéristiques de l'SP1 (HEH). ....	13
<b>Tableau I. 4:</b> Caractéristiques de l'SP1 bis (Djamaa). ....	13
<b>Tableau I. 5:</b> Caractéristiques de l'SP2 (Biskra). ....	14
<b>Tableau I. 6:</b> Caractéristiques de l'SP3 (M'sila). ....	14
<b>Tableau I. 7:</b> Caractéristiques du terminal marin Bejaia. ....	14

## Chapitre III : Diagnostic et inspection des pipelines

<b>Tableau III. 1:</b> Résultat numérique de l'inspection. ....	42
---	----

## Chapitre IV : Les différentes normes de calcul de PMS

<b>Tableau. IV. 1:</b> Caractéristiques de l'OB1. ....	55
<b>Tableau IV. 2:</b> détermination du débit par la méthode des approximations successive. ....	57
<b>Tableau IV. 3:</b> les paramètres du tronçon SP1-SP1bis. ....	59
<b>Tableau IV. 4:</b> résultats finals des pentes de chaque tronçon. ....	60
<b>Tableau IV. 5:</b> résultats finals des pressions de refoulement de chaque station. ....	61
<b>Tableau IV. 6:</b> Les caractéristiques du défaut. ....	63
<b>Tableau IV. 7:</b> Donnée des défauts à représentés. ....	65
<b>Tableau IV. 8:</b> Evaluation des défauts selon la norme ANSI/ASME B31G. ....	66
<b>Tableau IV. 9:</b> Donnée des défauts à représentés. ....	68

## Chapitre V : Les techniques d'intervention et de réparation

<b>Tableau V. 1 :</b> Classification des modes de réparation selon Cpr et la profondeur du défaut. ....	90
<b>Tableau V.2:</b> les résultats du Cpr. ....	91
<b>Tableau V.3:</b> Caractéristique de la 1ere partie SP3-Col de Selatna. ....	93
<b>Tableau V.4:</b> les résultats finals des pressions de refoulement du SP3. ....	94

<b>Tableau V.5:</b> Caractéristique de la 2eme partie col de Selatna-TMB. ....	94
<b>Tableau V.6:</b> les résultats finals des pressions de refoulement du col. ....	94
<b>Tableau V.7:</b> les résultats finals des Pref (SP3+col). ....	94
<b>Tableau V.8:</b> les paramètres déterminent la pente hydraulique. ....	95
<b>Tableau V.9:</b> les équations utilisées pour déterminer les pressions d’opération pour $Q=1800 \text{ m}^3/\text{h}$ dans chaque type d’écoulement. ....	95
<b>Tableau V.10:</b> les résultats dévaluation des défauts avec le régime $1800\text{m}^3/\text{h}$ . ....	96
<b>Tableau V.11:</b> les équations utilisées pour trouver les pressions d’opération pour $Q=1400 \text{ m}^3/\text{h}$ . ..	97
<b>Tableau V. 12:</b> les résultats dévaluation des défauts avec le régime $1400\text{m}^3/\text{h}$ . ....	98
<b>Tableau V.13:</b> les équations utilisées pour trouver les pressions d’opération pour $Q=800 \text{ m}^3/\text{h}$ ..	98
<b>Tableau V.14:</b> les résultats dévaluation des défauts avec le régime $800\text{m}^3/\text{h}$ . ....	99

## **Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)**

<b>Tableau VI.1 :</b> caractéristique des tronçons concerné. ....	102
<b>Tableau VI. 2:</b> Caractéristiques des tronçons concernés après correction. ....	102
<b>Tableau VI. 3:</b> Pk des points spéciaux. ....	106
<b>Tableau VI. 4:</b> caractéristiques des conditions de travail. ....	106

# Liste des abréviations

- SNREPAL : Société Nationale de Recherche et D'exploitation En Algérie.
- SOPEG : Société Pétrolière de Gérance.
- TMB : Terminal Marin de Bejaia.
- HEH : Haoud El Hamra.
- ENAC : Entreprise Nationale de Canalisation.
- NAFTEC : Société Nationale de Raffinage de Pétrole Algérie.
- NAFTAL : Société Nationale de Commercialisation et de Distribution De Produits Pétroliers.
- ENIP : Entreprise Nationale de Pétrochimie.
- SONELGAZ : Société Nationale de L'électricité et Du Gaz.
- SONATRACH : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures.
- GNL : Gaz Naturel Liquéfié.
- GPL : Gaz Pétrole Liquéfié.
- DRGB : Direction Régionale de Bejaia.
- OB : Oléoduc de Bejaia.
- TRC : Transport par Canalisation.
- METP/AN : Million de Ton Equivalent Pétrole par An.
- SP : Station de Pompage.
- TRA : Terminale de Raffinage d'Alger.
- PK : Point Kilométrique.
- PMS : Pression Maximale de Service.
- Préd : Pression Réduite.
- Pop : Pression D'opération.
- $\delta$  : l'épaisseur Selon Les Normes de Calcule Hydraulique.
- t : l'épaisseur Selon Les Normes de La Réhabilitation.
- CSC : Corrosion Sous Contrainte.
- Di : diamètre intérieur.
- Lc : longueur critique.
- Ks : coefficient de sécurité.
- $\rho$  : masse volumique.
- $\sigma_e$  : contrainte d'élasticité.
- $\sigma_r$  : contrainte de rupture.
- ANSI/ASME : American National Standards Institute/ American Society of Mechanical Engineers.
- DNV : Det Norske Veritas .

# *Introduction générale*

## Introduction Générale

Les pipelines destinés pour le brut sont des ouvrages de transport du pétrole ou de condensat, faisant partie du cycle des hydrocarbures entre la production et le raffinage. Ces ouvrages ont une durée de vie d'environ une trentaine d'années. Dans certains cas, pour différentes raisons économiques ou techniques, l'exploitation de ces ouvrages dure plus longtemps. Cela est dû généralement à plusieurs facteurs dont on peut citer essentiellement :

- Respect et application du règlement relatif au transport des hydrocarbures pendant l'exploitation.
- Réparation périodique des installations de la ligne selon un plan rigoureux de maintenance prévu par l'entreprise.

Il faut noter aussi que l'environnement de la ligne (la nature du sol) peut favoriser la longévité de l'ouvrage ou non si la résistivité est bonne ou mauvaise respectivement.

Pour contribuer à la bonne exploitation d'un pipeline, on a recours, depuis plusieurs années, à l'envoi d'un outil intelligent qu'on appelle « tuboscope » par le biais duquel on enregistre l'état de surface interne et externe de la ligne sur différents points du profil ainsi que d'autres informations concernant l'état géométrique de la ligne. Cette opération nous donne ces informations réelles mais sous forme brute.

Cette quantité d'information doit être étudiée et analysée d'après plusieurs méthodes dont on a développé dans ce mémoire et qui nous permet une évaluation des défauts ainsi que leurs importances et leurs impacts sur le plan d'exploitation de l'ouvrage. On détermine par conséquent, les tronçons à réhabiliter ou à réparer suivant une approche technico-économique dans les meilleurs des cas.

Pour notre étude, on a considéré le cas de l'OB1 (24/22 ' ') reliant Haoud El Hamra et Béjaïa en se basant sur les résultats du « tuboscope » établis en 2009 par la société ROSEN notre choix a été porté sur les tronçons suivants:

- SP3-col de Selatna ;
- Col de Selatna- TMB.

On a traité ces résultats d'après les quatre normes en vigueur actuellement, à savoir :

- ANSI/ASME B31G
- ANSI/ASME B31G modifiée
- DNV (RP-F101)
- Ritchie and Last (Shell 92).

Afin de déterminer les différentes techniques de réparation et estimer l'évolution de l'état de la canalisation sur un septennat selon une approche Bayésienne.

Le second volet de notre travail est de vérifier l'influence du débit sur le type d'écoulement soit gravitaire ou forcé d'une part, d'autre part de faire une approche déterministe sur le nombre de défaut à travers les différents régimes.

# *Chapitre I*

## *Présentation de la TRC et description de la ligne OB1*

**I.1. Historique :**

SONATRACH a été créé le 31 décembre 1963 dans le but de transporter les hydrocarbures algériens du sud (HEH) au nord vers les différents ports et les commercialiser ; cela pour avoir un contrôle total sur les richesses de l'Algérie vu que l'exploitation se faisait par des sociétés françaises.

La décision de l'Algérie, de récupérer ses richesses naturelles et d'assurer pleinement le contrôle de leurs exploitations, amena à nationaliser la production des hydrocarbures le 24 février 1971 par la signature d'une ordonnance définissant le cadre d'activité des sociétés étrangères en Algérie.

Elle devient société nationale pour la recherche, la production le transport, la transformation et de commercialisation des Hydrocarbures. Le réseau de transport qui appartient à la SONATRACH s'étend sur tout le territoire national avec 28 canalisations qui relient le Sud au Nord et acheminent presque tous les types d'hydrocarbure non raffinés.

Aujourd'hui, SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12<sup>ème</sup> parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2<sup>ème</sup> exportateur de GNL et de GPL et 3<sup>ème</sup> exportateur de GAZ.

L'oléoduc HAOUD EL HAMRA – BEJAIA est le premier pipeline construit en Algérie en 1957 par la Société SOPEG. Il est d'une longueur de 660,72 Km et d'un diamètre de 24''/22 ''.

Dans le but d'assurer une meilleure efficacité organisationnelle et économique la SONATRACH fut divisée en 18 entreprises nationales, parmi lesquelles on cite : NAFTAL, ENIP, ENAC, NAFTEC.....etc. Les activités de base de la SONATRACH ont été fixés en 1992, afin d'atteindre ses objectifs nationaux et consolider ces positions internationales.

**I.2. Présentation de la SONATRACH :**

SONATRACH est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique. Elle intervient dans l'exploration, la production, le transport et la commercialisation des hydrocarbures et leurs dérivés, ainsi la branche de Transport par Canalisations. Cette dernière, est composée de cinq (05) régions opérationnelles (Haoud El Hamra, In Amenas, Bejaia, Arzew et Skikda). Ce qui est décrit dans l'organigramme suivant :



**Figure I. 1:** Structure organisationnelle de l'Entreprise SONATRACH.

### I.2.-1. Principales activités :

#### I.2.1.1. Activité amont :

- Exploration.
- Recherches et développement.
- Production.
- Forage.
- Engineering et construction.
- Associations en partenariat.

#### I.2.1.2. Activité avale :

- Liquéfaction du gaz naturel. - Séparation des GPL.
- Raffinage du pétrole.
- Pétrochimie. : activité de la SONATRACH
- Études et développement de nouvelles technologies.

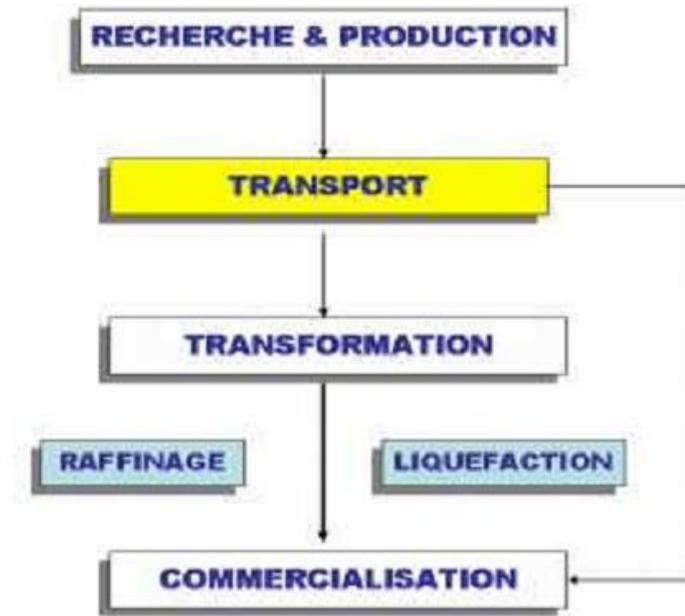


Figure I. 2: activité de SONATRACH.

#### I.2.1.3. Activité transport par canalisations :

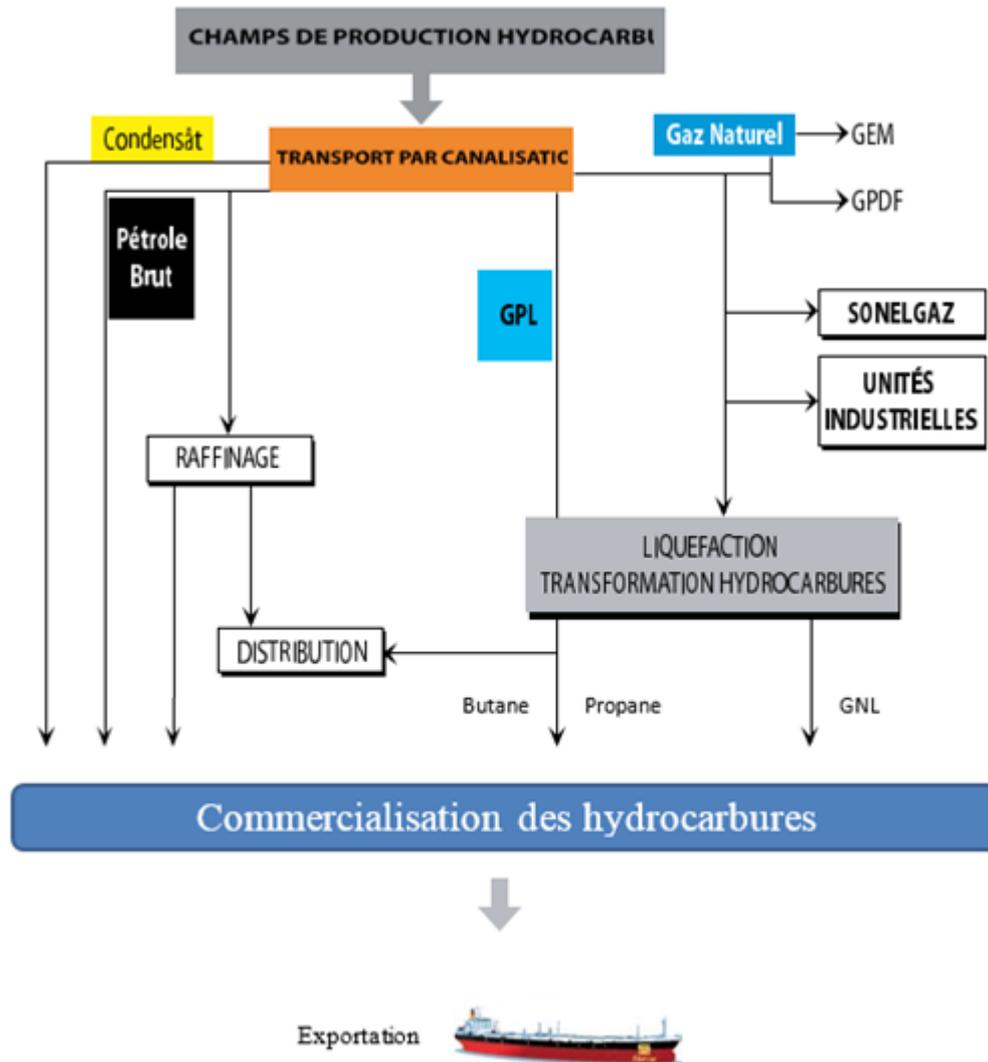
- Stockage d'hydrocarbures liquides en amont et en aval.
- Transport par canalisation d'hydrocarbures liquides gazeux, depuis les lieux de la production primaires, à travers le réseau secondaire et principal.
- Le chargement des navires pétroliers.

#### I.2.1.4. Activité commercialisation :

- Commercialisation extérieure.
- Commercialisation sur le marché intérieur.
- Transport maritime des hydrocarbures.

### I.3. Présentation de la TRC :

Au sein du groupe SONATRACH, l'Activité Transport par Canalisation (TRC) est en charge de l'acheminement des hydrocarbures, (pétrole brut, gaz, GPL et condensât), depuis les zones de production, jusqu'aux zones de stockage, aux complexes GNL GPL, aux raffineries, aux ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs. Elle assure aussi la réalisation, l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de canalisation ainsi que les différentes installations auxiliaires, tout en veillant également au respect des conditions de sécurité et de préservation de l'environnement.



**Figure I. 3:** chaîne de transport par canalisation de SONATRACH.

### I.3.1. Patrimoine actuel :

- Une capacité de transport de 348 MTEP (Millions de Tonnes Equivalent Pétrole)
- 21 Systèmes de transport par canalisation d'une longueur totale de près de 18 722 km
- 82 stations de pompage et de compression
- 121 bacs de stockage d'une capacité utile de près de 3 090 465 TM (Tonnes Métriques)
- 03 Directions 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.3.2. Réseau de transport en exploitation :**

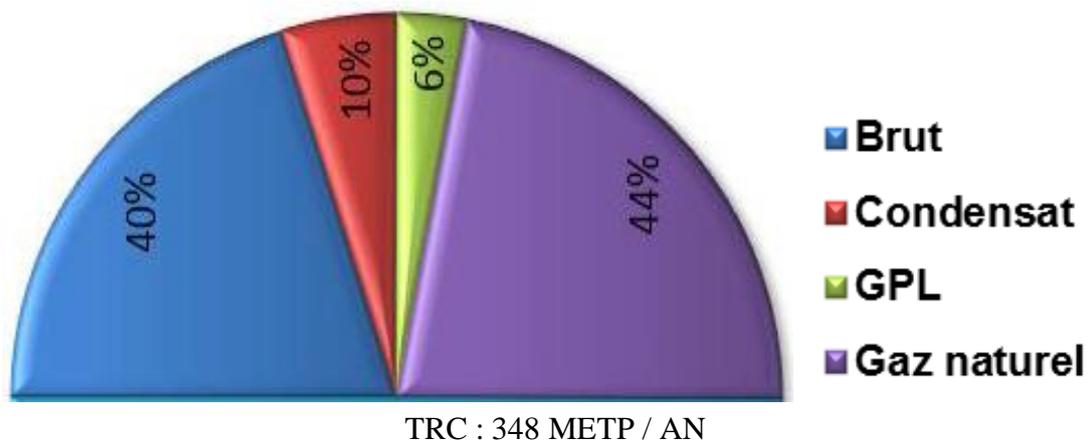
Le tableau suivant donne le réseau de transport en exploitation de SONATRACH :

Nombre de STC	21
Longueur (km)	18722
Nombre de stations	82
Capacité totale (MTEP / AN)	348
Capacité nord (MTEP / AN)	244
Bacs de stockage	121

STC : Systèmes de Transport par Canalisation.

**Tableau I. 1 :** Réseau en exploitation.

-Voici une figure qui définit la répartition du réseau en exploitation :



**Figure I. 4 :** Répartition du réseau en exploitation.

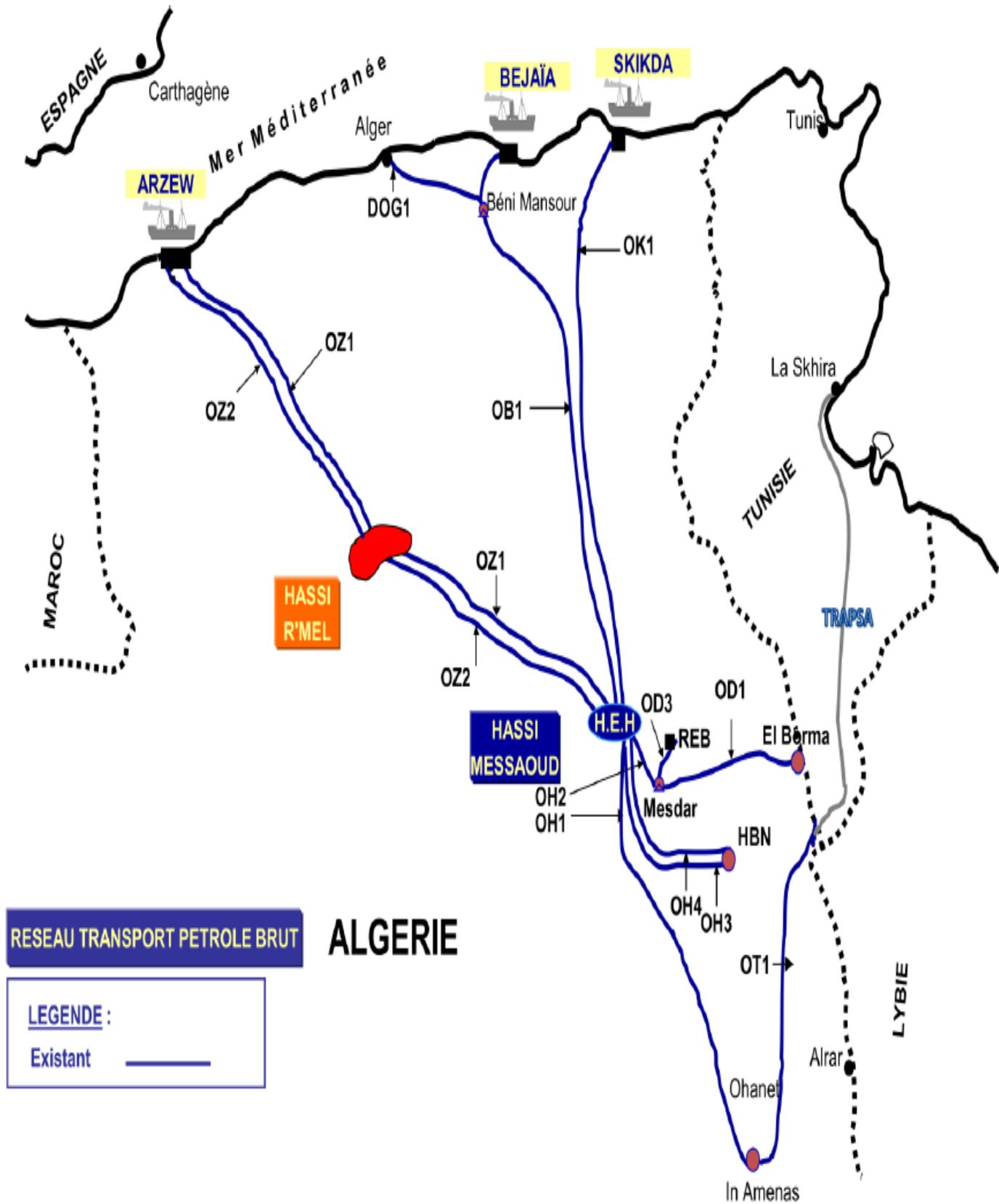
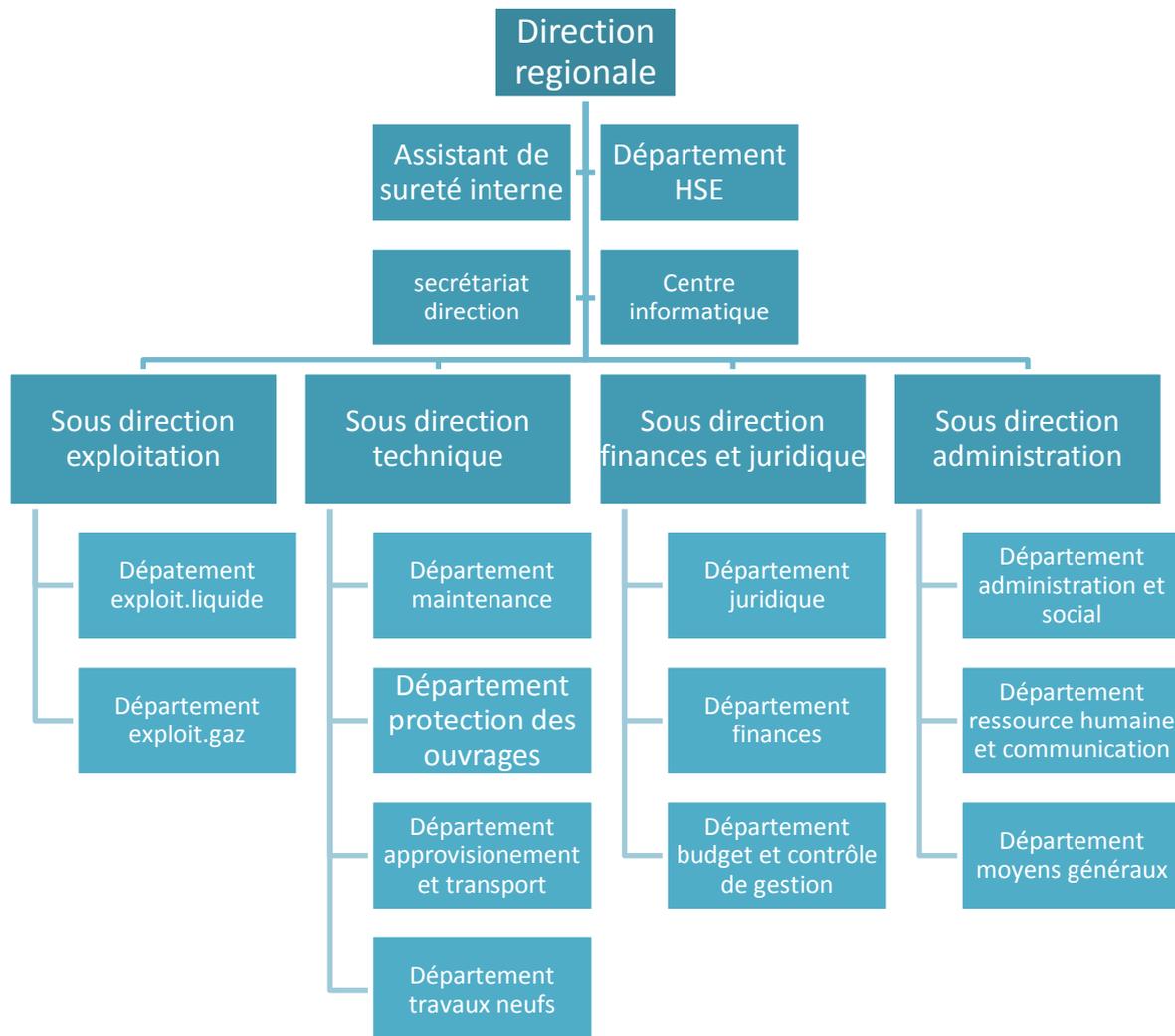


Figure I. 5: Le réseau actuel du Pétrole Brut.

#### I.4. Présentation de la DRGB :

La direction régionale de Bejaia est une direction parmi les cinq (05) directions opérationnelles composant l'activité de transport par canalisations avec les régions d'ARZEW, SKIKDA, HAOUD-EL-HAMRA et IN AMENAS, GPDF et GME ; ces deux derniers sont des gazoducs acheminant le gaz respectivement vers l'Italie et l'Espagne.



**Figure I. 6:** Structure hiérarchique de la DRGB.

##### I.4.1. Rôle de la DRGB :

- Stockage du pétrole qui arrive par canalisations.
- Chargement du brut vers les navires.
- Assurance de l'entretien des installations du TMB.

##### I.4.2. 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 m<sup>2</sup>. Elle contient 11 sites géographiques.

### I.4.3. Terminal Marin Bejaia :

Le terminal marin de Bejaïa est divisé en deux parties sont :

#### I.4.3.1. Terminal nord :

On trouve dans ce terminal 12 bacs de stockage à toits flottant, d'une capacité de 35000m<sup>3</sup>chacun, un manifold constitue d'un jeu de vannes, 07 pompes principales un groupe électrogène pour prévenir les pannes d'électricité.

#### I.4.3.2. Terminal sud :

Ce terminal est composé de 4 bacs de stockage à toits flottant, d'une capacité de 50000m<sup>3</sup> chacun, de 04 pompes principales.



Figure I. 7: Le terminal marin de Bejaia.

## I-5. Description et caractéristiques de la ligne OB1 :

### I.5.1. Historique :

Cet oléoduc fut le premier pipeline installé en ALGÉRIE par SOPEG, qui a été fondée le 12 mars 1957 par la compagnie FRANÇAISE du pétrole CFP et la SNREPAL. Il rentre dans sa première phase d'exploitation en 1959 avec une longueur de 660,72 km et un débit de 2540 m<sup>3</sup>/h, reliant le centre de stockage de HAUD EL HAMRA avec le terminal marin BEJAIA.

Au départ, l'altitude est de 150 m au PK 0 commence par décroître pour atteindre 45 m au PK 320. Ensuite, elle s'étend progressivement pour se hisser au point culminant, le sommet le plus haut de la ligne qu'on appelle « point de contrôle », caractérisé par une hauteur de 1033 m au PK 533 et situé sur le col de SELATNA. À partir de ce point, la ligne décroîtra une deuxième fois pour atteindre le niveau bas T.M BEJAIA.

Le diamètre du pipeline varie sur deux tronçons à savoir :

- Le premier tronçon étant de HEH au Col SELATNA d'une conduite de 24" de diamètre.
- Le deuxième tronçon du col SELATNA au TM BEJAIA une conduite de 22" de diamètre.

- L'épaisseur du tube varie entre 6,32 mm et 9,5 mm suivant les conditions des pressions de service sur la ligne, à la sortie des stations l'épaisseur égale à 12,7 mm. La nuance d'acier des tubes est le X42 – X52 prévue par le projet initiale ; pour les tronçons refaits, la nuance est de X65.
- La ligne est constituée de sept stations de pompage dont trois stations principales : SP1 BIS –SP2-SP3 et quatre stations intermédiaires : SPA-SPB-SPC et SPD.

Il existe un piquage sur la ligne à BENI MANSOUR au PK 573, avec un oléoduc de 20" de diamètre et d'une longueur de 131 km qui alimente la raffinerie d'ALGER, constituée d'une station départ SBM et une station arrivée TRA.

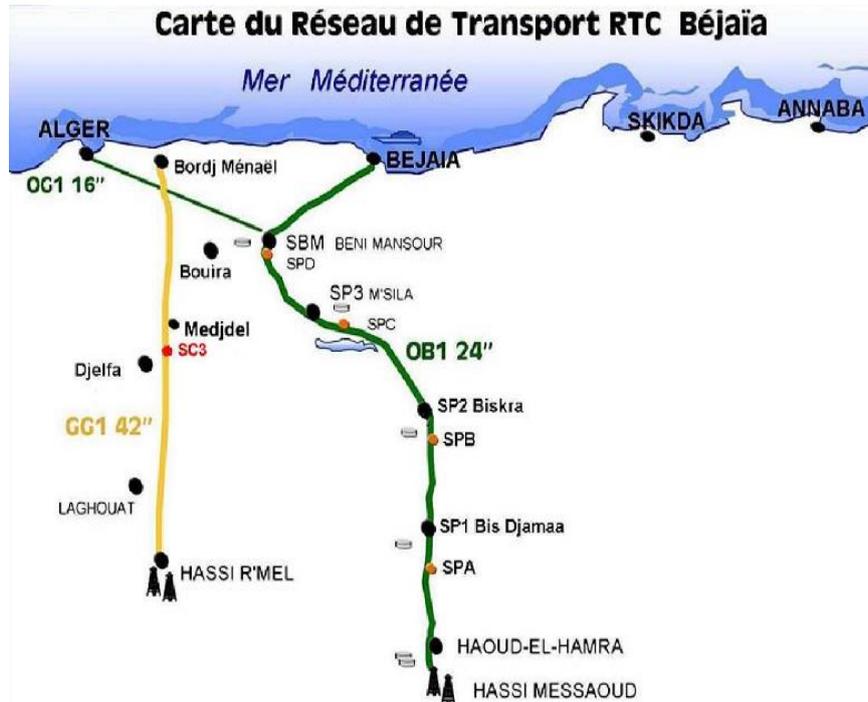


Figure I. 8: L'oléoduc 24"/22" (HEH-TMB).

**I.5.2. Caractéristiques de L'OB1 :**

Les caractéristiques du projet initial sont les suivantes :

Oléoduc	OB1 (24"/22 ").Haoud El Hamra/Bejaia
Date de mise en service	1959
Diamètre	24" (du PK 0 au PK 541), le reste 22" .
Longueur	668,436 km
Nombre de stations	07 stations ;(03 principales, 04 satellites)
Capacité de transport	17,8 millions de tonnes par an (2540 m <sup>3</sup> /h)
Puissance installée	73420 CV (55 MW)

Capacité de stockage	Terminal : 620000 m <sup>3</sup> & station 57000 m <sup>3</sup>
Pression maximale de service SP1- SP1 bis	83 Kg/cm <sup>2</sup> soit 81.4 bars
Pression maximale de service SP1 bis-SP2	84,4 Kg/cm <sup>2</sup> soit 82,8 bars
Pression maximale de service SP2 – SP3	79,96 Kg/cm <sup>2</sup> soit 78,5 bars
Pression maximale de service SP3 – TMB	70,34 Kg/cm <sup>2</sup> soit 69 bars
Épaisseur (selon gradient de pression)	12,7 & 9 ,52 & 9 & 8,73 & 7,92 & 7,13 & 6,35
Nuance de l'acier	X42 et X52

Tableau I. 2: Caractéristiques de la ligne OBI.

I.5.3. Profil en long de L’OBI:

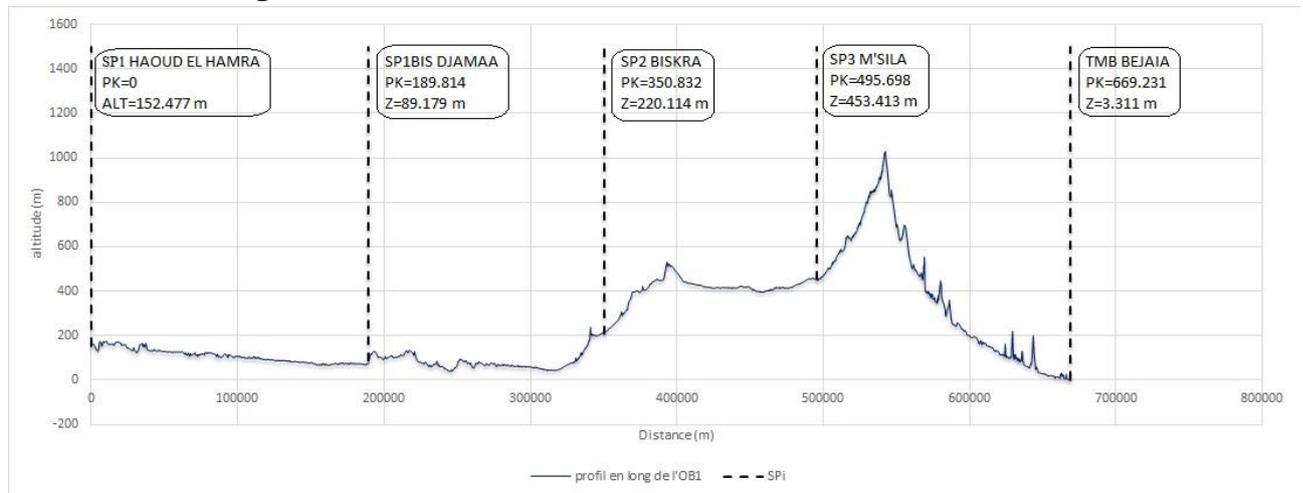


Figure I. 9: Profil en long.

I.5.4. Variation de l'épaisseur de l’OBI:

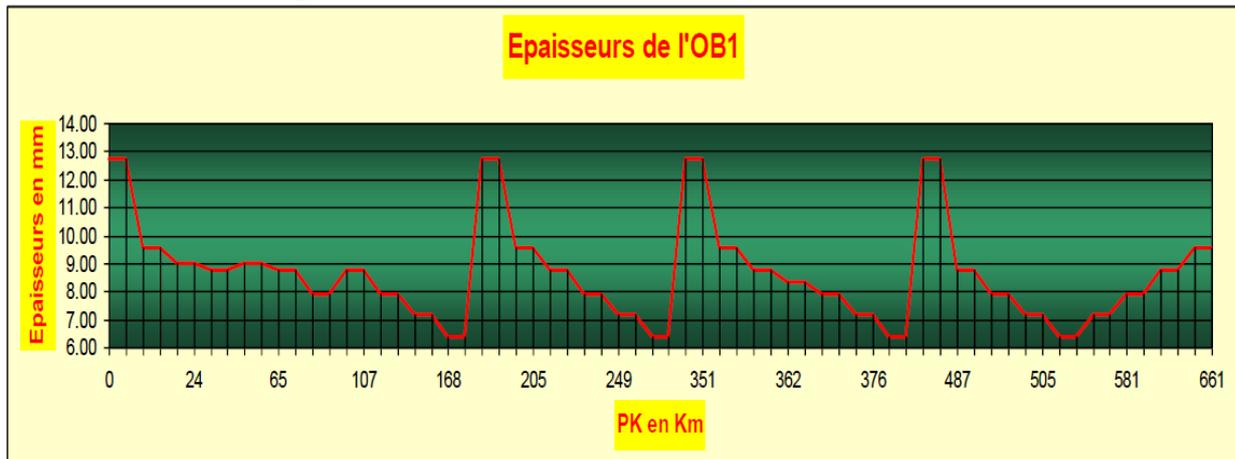


Figure I. 10: les différentes variations de l'épaisseur de l’OBI.

Il faut signaler que, selon les conditions d'exploitation actuelle et les rapports établis par l'étude de réhabilitation, l'épaisseur du pipeline a diminué sensiblement suite à la vétusté de la ligne. Cela a engendré une diminution de la pression de service suite à la nouvelle ligne de la PMS établis selon la même étude de réhabilitation. Prenons comme exemple, la pression au niveau de la SP3 qui a baissé de 69 à 65 bars. Les résultats de la nouvelle PMS seront présentés d'une manière détaillée dans le chapitre 4.

### I.5.5. Caractéristiques des stations de pompages :

#### I.5.5.1. SP1 (Haoud El Hamra) :

05 pompes	Guinard Type DVDS 14x14x18H
Montage	Série
Entrainement	Moteur électrique C EN/ 10000 CV
Débit (pompe)	2100 m <sup>3</sup> /h
H m t	240 m
Rondement	88%
Puissance	1630 CV
PMS	83,2 Kg/cm <sup>2</sup>
PK	0
Altitude	178 m
Longueur (SP1 – SP1 bis)	189,8 km
$\Delta Z$ (SP1 – SP1 bis)	-58 m

**Tableau I. 3:** Caractéristiques de l'SP1 (HEH).

#### I.5.5.2. SP1 bis (Djamaa) :

02 pompes	Guinard Type DVDS 12x14x14 1/2
Montage	Série
Entrainement	Turbine à gaz. Nouvo Pignone.GE/10 MW
Débit (pompe)	2100 m <sup>3</sup> /h
H m t	1150 m
Rondement	86%
Puissance	8300 CV
PMS	84,4 Kg/cm <sup>2</sup>
PK	189,814
Altitude	120 m
Longueur (SP1 bis/SP2)	160,951 km
$\Delta Z$ (SP1 bis/SP2)	+ 135 m

**Tableau I. 4:** Caractéristiques de l'SP1 bis (Djamaa).

**I.5.5.3. SP2 (Biskra):**

05 pompes	Guinard Type DVDS 14x14x14xH
Montage	Série
Entrainement	Moteur Electrique. ASI ROBICON.1600 KW
Débit (pompe)	580 à 1865 m <sup>3</sup> /h
H m t	281 à 330 m
Rondement	76,5 à 85 %
Puissance	1630 à 1825 CV
PMS	79,65 Kg/cm <sup>2</sup>
PK	350,765
Altitude	255 m
Longueur (SP2 – SP3)	144,932 km
$\Delta Z$ (SP2– SP3)	+ 236 m

**Tableau I. 5:** Caractéristiques de l'SP2 (Biskra).**I.5.5.4. SP3 (M'sila) :**

05 pompes	5 étages Guinard Type DVMX 6x8x11B
Montage	Parallèle
Entrainement	Moteur Electrique. ASI ROBICON.1600 KW
Débit (pompe)	500 à 675 m <sup>3</sup> /h
H m t	606 à 830 m
Rondement	68 à 79 %
Puissance	1560 à 1825 CV
PMS	70,34 Kg/cm <sup>2</sup>
PK	495 ,697
Altitude	491 m
Longueur (SP3 – col Selatna)	46,786 km
$\Delta Z$ (SP3 – col Selatna)	+ 582,5 m
Longueur (SP3/TM Bejaia)	172,793 km

**Tableau I. 6:** Caractéristiques de l'SP3 (M'sila).**❖ I.5.5.5.TM Bejaia :**

Capacité de stockage	620000 m <sup>3</sup>
Débit de chargement	9000 m <sup>3</sup> /h
Pk	668.436

**Tableau I. 7:** Caractéristiques du terminal marin Bejaia.

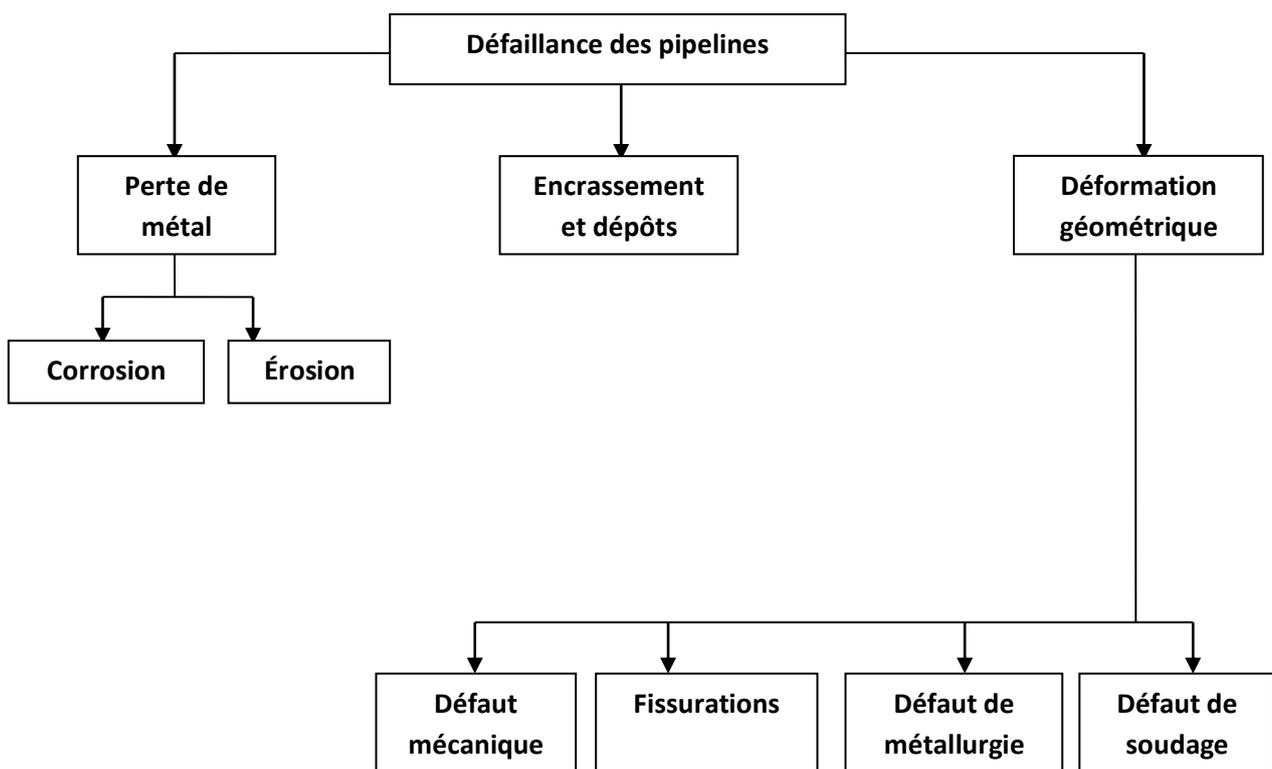
## *Chapitre II*

### *Etude des modes de dégradation des pipelines*

## II.1 .Introduction

Des ingénieurs sont confrontés à la réhabilitation des canalisations endommagées par l'effet de l'environnement et les charges appliquées. Non seulement les défauts dans le matériau ou dans la fabrication et le procédé d'installation tel que la fissuration pendant le chargement, le transport, le déchargement, ou le stockage engendre l'endommagement dans les pipelines mais également, les états d'emplacement qui accélèrent la corrosion telle que les eaux souterraines, la basse résistivité et l'alcalinité élevée du sol.

Les pipelines sont transportés sur les chantiers pour être exploités. Suite à cela, commence l'apparition de ce qu'on appelle les endommagements. Des études ont été réalisées dans le cadre de contrôle de l'influence des défauts de surfaces dans les pipelines



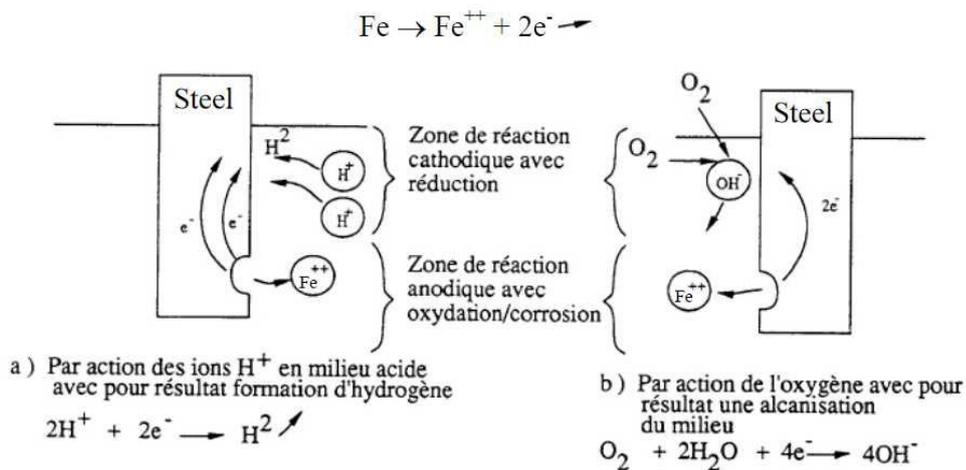
**Figure II 1:** Représentation des différentes anomalies.

**II.2. Dégradation par corrosion dans les pipelines**

**II.2.1. définition de la corrosion**

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

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



**Figure II 2:** Schéma simplifié du processus de corrosion.

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 :



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.2.2. Les types de corrosion

### II.2.2.1. la corrosion interne

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



**Figure II 3:** Pertes de métal dues à la corrosion interne.

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

### II.2.2.2. la corrosion externe

Elle est caractérisée par des pertes de métal provoquées le plus souvent par des phénomènes de corrosion du type électrochimique et chimique de la surface externe de la conduite. 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 4:** 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.2.2.3. La corrosion uniforme**

Cette forme de corrosion est la plus courante, elle 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.

### **II.2.2.4. La corrosion localisée**

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.

Les différents types de mécanismes de corrosion localisée existent sont :

#### **a. Corrosion par piqûres**

C'est un type de corrosion, très dangereux qui se traduit à la surface du métal par la formation des trous qui peuvent conduire à la perforation des conduites même épaisses.

#### **b. Corrosion galvanique**

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).

### c. Corrosion inter-granulaire

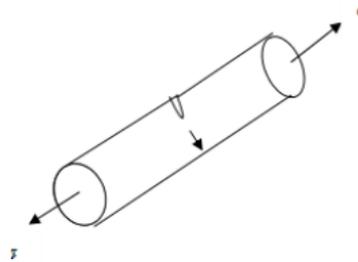
C'est une attaque sélective aux joints de grains des cristaux de l'acier, causée par des différences physico-chimiques entre le centre et les bords du grain.

### d. Corrosion par crevasse

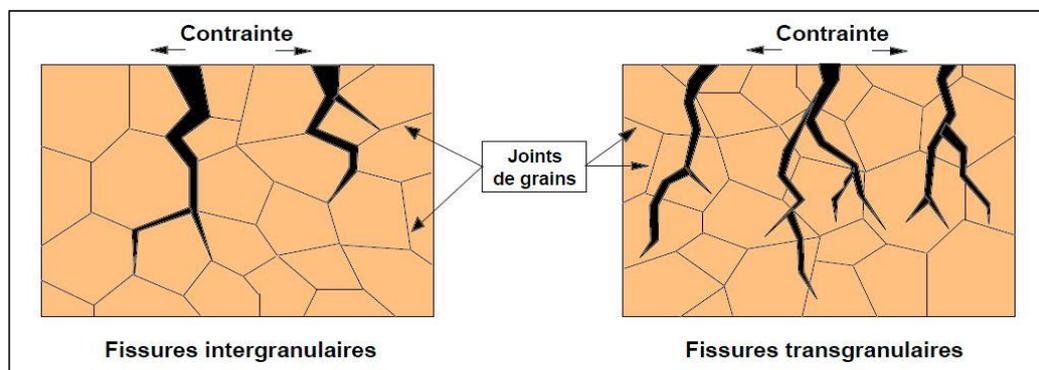
Elle est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux zones d'une structure métallique. C'est un phénomène qui se développe dans des zones confinées, telles que les interstices et les recoins. Il y a alors une attaque des parties métalliques les moins accessibles à l'oxygène.

### e. 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 et se manifeste sous la forme de fissures qui peuvent être inter-granulaires ou trans-granulaires. En l'absence de la contrainte, le phénomène ne se produit pas. 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.



**Figure II 5:** Fissuration par corrosion sous contrainte.



**Figure II 6:** Représentation schématisée de fissures de CSC observées au microscope.

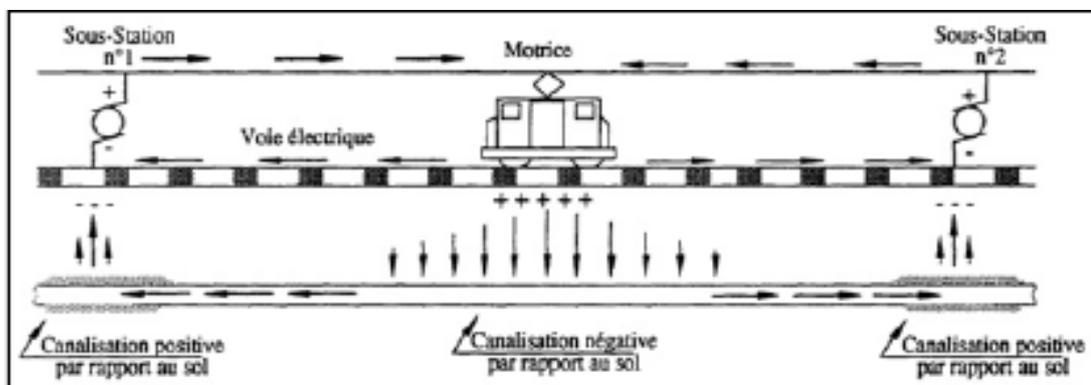
### f. Fatigue-corrosion

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.

### g. Corrosion électriques ou corrosion par les courants vagabonds (courants parasites)

Un courant électrique continu peut avoir pour effet de protéger cathodiquement une structure lorsqu'il circule dans un sens convenable. Ce même courant, peut provoquer sa corrosion lorsqu'il circule dans le sens opposé. Mais en général, les courants vagabonds se propagent dans le sol 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.

Les sources des courants vagabonds peuvent être les voies de chemin de fer électrique, les lignes de transport d'énergie électrique enterrées.



**Figure II 7:** Propagation des courants vagabonds.

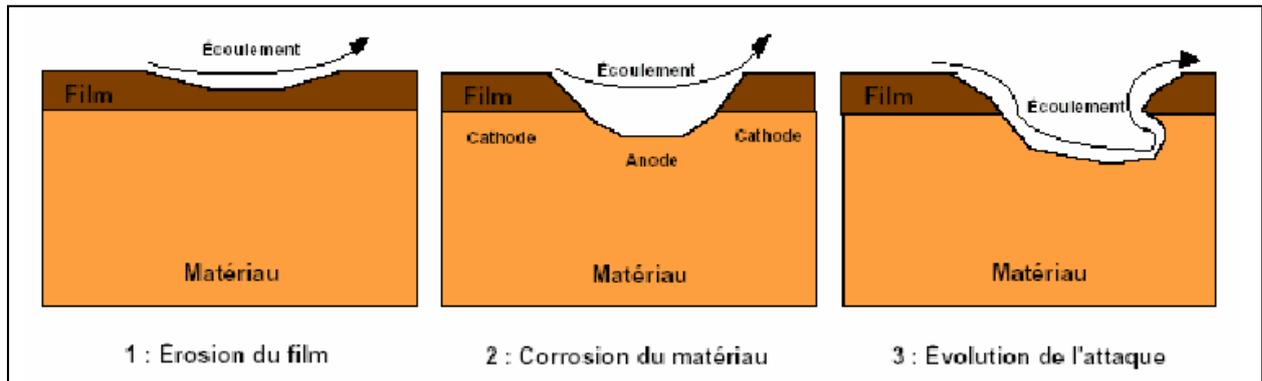
### h. La corrosion bactérienne ou microbologique

La corrosion microbologique 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).

### i. 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.



**Figure II 8:** Corrosion par érosion.

### II.2.3. 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. Les facteurs qui engendrent la corrosion de ce type d'ouvrages sont les suivants :

- Le sol comme électrolyte
- La résistivité du sol
- Le pH du sol
- Le potentiel redox
- Présence d'humidité dans le sol
- Présence de bactéries sulfato-réductrices
- Piles dues à l'électrolyte
- Piles dues à l'association de métaux différents (couplage galvanique)
- Corrosion par les courants vagabonds.

### II.2.4. Moyens de protection contre la corrosion

La protection contre la corrosion est un souci majeur pour les entreprises. Les protocoles et les moyens mis en œuvre sont très divers et souvent spécifiques à une application donnée. Les principaux moyens de lutte contre la corrosion sont :

#### II.2.4.1. La protection passive

La protection passive ne constitue pas un remède totalement idéal et définitif. Aucun revêtement ne confère à un ouvrage un isolement infini. Malgré les contrôles effectués lors de la pose de l'ouvrage, il reste toujours des micropores qui mettent le métal en contact avec le sol. Quels que soient les soins apportés au remblaiement de l'ouvrage, des blessures sont provoqués par les éléments constitutifs du terrain qui endommagent cette protection. Et enfin le temps, en vieillissant le matériau, contribue lui aussi à détériorer petit à petit les qualités initiales de barrière à la corrosion que constitue le revêtement.

**a. Protection par revêtement**

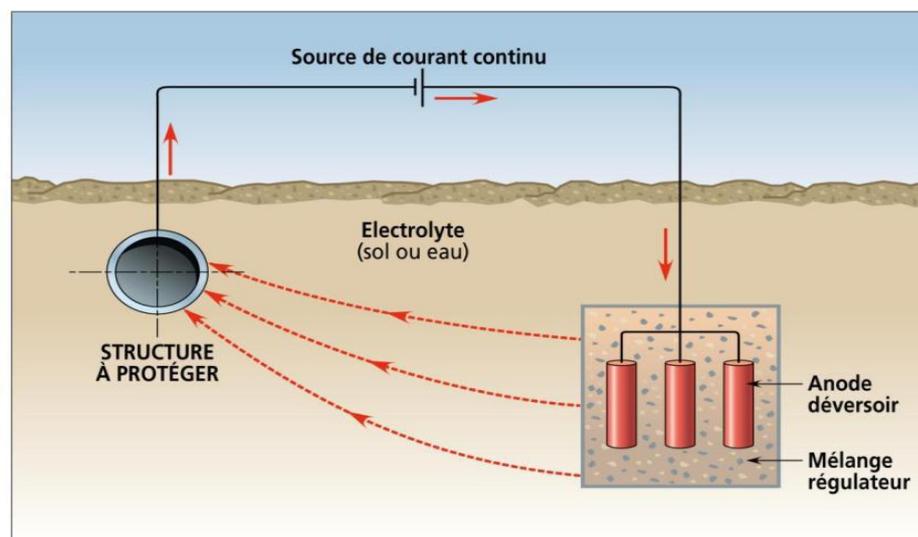
- Revêtement non métallique ;
- Les peintures ;
- les bandes ;
- Les produits thermo rétractables ;
- Les revêtements à liants hydrocarbonés ;
- Les revêtements en polythène ;
- Revêtements thermoplastiques ;
- Les revêtements en époxy (poudre) ;
- Revêtements à base de produits thermodurcissables ;
- Revêtements à base de produits hydrocarbonés.

**II.2.4.2. Protection active**

On appelle protection active toute forme de protection basée sur le maintien du potentiel électrique dans la zone de (1,2 à -0,85) volt qu'on appelle seuil de protection. Ce type de protection est appelé protection cathodique. Il se base sur une technique qui permet de conserver dans son intégrité la surface extérieure des structures en acier enterrées ou immergées, en s'opposant au processus électrochimique d'attaque du métal par le milieu ambiant, c'est-à-dire la corrosion. Les canalisations acier constituent le champ d'application principal de cette protection. Les réseaux en acier, même anciens et dégradés, peuvent bénéficier de cette technique dans des conditions économiques admissibles.

**✓ Protection cathodique par courant imposé**

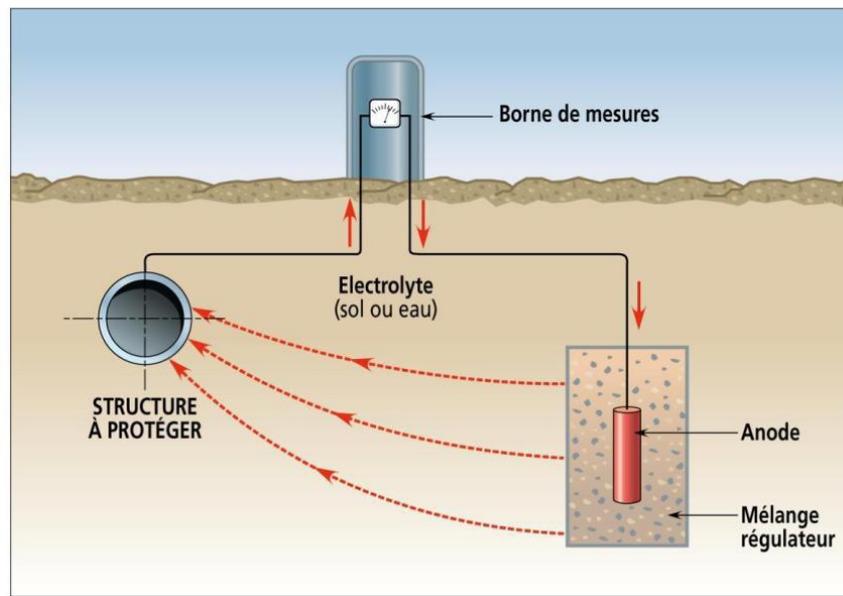
Dans le premier cas on utilise un générateur extérieur au système métal/solution qui débitera un courant continu, de sens tel que, ce dernier sortira de la solution d'une pièce anodique appelée déversoir pour pénétrer dans le métal à protéger et le rendre cathodique.



**Figure II 9:** protection cathodique par courant imposé.

### ✓ Protection cathodique par anodes sacrificielles

La protection cathodique d'une canalisation en acier pouvait être obtenue par liaison électrique à une masse métallique, appelée anode sacrificielle ou anode soluble, faite d'un métal moins noble que l'acier, de façon à baisser le potentiel de la conduite en dessous du seuil de protection (-850 mV avec l'électrode Cu/Cu SO<sub>4</sub>).



**Figure II 10:** protection par anode sacrificielles.

### ✓ Protection cathodique en présence de courants vagabonds

S'il y a corrosion de la conduite soumise à une circulation de courants vagabonds, là où ces courants quittent l'ouvrage pour rejoindre, par le sol, la sous-station émettrice.

Lorsque, par des mesures du potentiel de l'ouvrage, on a pu repérer l'emplacement de la zone de "sortie de courant" on établit une liaison électrique par câble entre la conduite et la sous-station. La circulation des courants de traction se fait alors par l'intermédiaire d'un conducteur métallique (conduction ohmique) et n'entraîne plus de corrosions de la conduite.

## II.3. Encrassement des dépôts

### II.3.1. Cas des oléoducs

L'encrassement dans les oléoducs est causé par le dépôt de cristaux de paraffine qui se caractérise 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.

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, ainsi que les points bas du profil en long de la ligne.

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. Elles 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 des particules solides, des dépôts de boue.

En plus du fait que ces dépôts réduisent la section de passage, elles représentent de formidables lits de corrosion. Par conséquent l'encrassement des pipelines provoque une augmentation des pertes de charges de ce fait:

- Une réduction de la capacité de transport de la ligne (le débit passant au-dessous de la valeur nominale)
- Une augmentation des dépenses d'énergie au niveau des stations de pompage.
- Une augmentation du coût de transport.

### II.3.2. Cas des gazoducs

Sous certaines conditions de pression et de température, la gazoline (condensât) se dépose au niveau des points bas du gazoduc. Il s'accumule et en atteignant un certain volume, se met en mouvement le long de la conduite et entraîne des perturbations dans le régime de fonctionnement du gazoduc. En principe, des séparateurs et des pots de purge sont disposés le long de la ligne pour éliminer le condensât. Cependant, lorsque des accumulations importantes se déplacent, les capacités des séparateurs se trouvent rapidement saturées. L'accumulation de condensât provoque également une diminution de la section utile se traduisant par des pertes de charge supplémentaires.

### II.4. Déformations géométriques

Elles sont provoquées le plus souvent par des incidents mécaniques (travaux de tiers aux alentours de la conduite) ou par l'instabilité de sol. Elles se traduisent par un changement de la géométrie initiale de la conduite (ovalisation, bosselure et enfoncement), le plus souvent sans réduction d'épaisseur. La détection de ce type de défauts se fait par l'intermédiaire d'outil dit de configuration (kalliper pig).

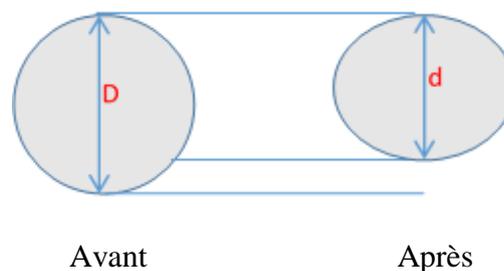
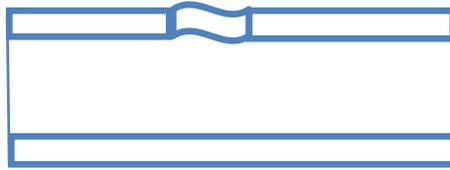


Figure II 11: ovalisation.



**Figure II 12:** bosse.



**Figure II 13 :** Enfoncement

#### **II.4.1. défaut mécanique**

Ils ont diverses formes, et on dénombre deux grandes classes. Lors de la fabrication des tubes on peut accuser des défauts se traduisant par la réduction de l'épaisseur sur certaines parties du pipeline, réduisant ainsi ses caractéristiques hydrostatiques.

Lors de la manipulation des conduites, des distorsions peuvent apparaître et on les aperçoit comme des plis convexes.

#### **II.4.2. La fissuration**

Les fissurations sont généralement indécélables à l'œil nu, elles résultent des chocs que peut recevoir les tubes lors de différentes opérations (bardage, cintrage....). Donc, il faut avoir le matériel approprié pour déceler ce genre de défauts.



**Figure II 14:** Fissuration.

#### **II.4.3. Défauts de métallurgie**

Les pipelines sont usinés à partir d'alliage de métaux et de non-métaux à des proportions diverses qui peuvent entraîner des irrégularités de matières par une mauvaise structuration de l'alliage.

(Ex: acier au carbone type ASTM A106-84 à haute température:

Carbone 0.30%, manganèse 0.29%, soufre 0.059%, phosphore 0.048%, silicium 0.10%)

#### **II.4.4. Défauts de soudage**

Le soudage est une opération délicate et nécessite une habileté assez considérable car une mauvaise manipulation ou un faible maîtrise de cette dernière entraîne des joints de soudure pouvant contenir des anomalies comme les inclusions de souffleurs pour toutes les passes, les poches de gaz, les fissures et des discontinuités.

# *Chapitre III*

## *Diagnostic et inspection 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. Ils allient débit important et discrétion et confirment année après année qu'ils sont le mode le plus sûr et le plus écologique de transport des hydrocarbures, notamment. Toutefois, si leur enfouissement permet cette discrétion dans la performance, il est aussi problématique dès lors qu'il faut envisager d'assurer la maintenance de ces ouvrages de transport. Ceci est en particulier le cas pour vérifier l'efficacité des mesures préventives mises en œuvres pour faire face aux diverses menaces auxquelles est soumise une canalisation enterrée ou sous-marine : milieu agressif, endommagement par des tiers ou par des éléments de terrain, fluide transporté corrosif malgré tout ça un grand nombre de pipelines à travers le monde a dépassé la limite d'âge prévue de leur utilisation. Ils continuent pourtant à être parfaitement fonctionnels, ceci moyennant un suivi régulier de leur état technique et une politique de maintenance appropriée.

### III.2. 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 passe en général par trois étapes :

- Nettoyage de la conduite par outil conventionnel.
- Envoi de l'outil de configuration (Caliper pig) en vue de détecter les risques de blocage.
- Avant l'envoi de l'outil intelligent en envoi un outil mannequin (réplique de l'outil intelligent sans ces équipements de détection).
- Envoi de l'outil intelligent pour la localisation de la perte de métal et l'évaluation de leur importance.

Les opérations de près inspection ne sont pas nécessaires à l'envoi de l'outil intelligent dans le cas où :

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

Il est par contre nécessaire de recourir aux opérations de pré inspection dans le cas où :

- Le pipeline à plus de dix ans d'âge et n'est pas nettoyé régulièrement.
- Le pipeline est susceptible de former des hydrates, des dépôts de condensât, des accumulations d'eau, des dépôts de paraffine,...
- Le tronçon de pipeline à inspecter à plus de 60 km de long.

### III.2.1. Nettoyage de la conduite

Le nettoyage et l'inspection en ligne par outil intelligent des canalisations d'hydrocarbures liquide et gazeux sont devenus des opérations courantes de l'exploitation de la maintenance des pipelines. Les canalisations des hydrocarbures ont la fâcheuse tendance de s'encrasser en fonction du temps et de ce fait, provoque une augmentation de la rugosité et des pertes de charge qui se traduisent principalement par :

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

Un nettoyage périodique de la conduite (plus de quatre fois par an sur une certaine ligne en USA) a permis de réduire sensiblement les impacts de ce phénomène préjudiciable à l'exploitation rationnelle des pipelines.

Encrassement, dépôt et débris de corrosion provoquent une augmentation des pertes de charge et se traduisent 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'outil 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.2.1.1. 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 dits « intelligents », on les appelle également « outil conventionnel ». Ces outils peuvent être classés suivant plusieurs critères (forme, conception, matériaux, fonction....) on retiendra la classification simple suivante :

- Les outils de nettoyage rigide.
- Les outils de nettoyage élastique.

##### a. Les outils rigides

Les outils de nettoyage rigide sont composés d'un axe cylindrique (plein ou creux) le plus souvent en acier (parfois en plastique) sur lequel sont fixés des disques ou des coupelles en 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 suivis des dispositifs à coupelles. Le diamètre du 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. Ces deux aspects permettent un contact et une étanchéité de bon facteur ; propriétés particulièrement utiles pour le nettoyage des dépôts liquides (condensât ou eau stagnante dans les points bas). Pour une plus grande efficacité de nettoyage, ces outils sont parfois munis des brosses métalliques.

Le principal inconvénient des outils rigides réside dans la difficulté de surmonter les obstacles disposés le long de la ligne (coude à faible rayon de courbure, réduction de diamètre intérieur, vanne incomplètement ouverte...). De plus, pour assurer le déplacement de ce type d'outils à l'intérieur de la conduite, il est nécessaire de disposer d'une différence de pression (DP) relativement importante (de l'ordre de 1 à 2 bars), la pratique à montrer que l'usure critique de ces dispositifs est atteintes en moins de 120 km (en gros la distance séparant deux stations). Il est donc nécessaire de fixer de nouvelles coupelles à chaque station, ce qui se traduit par des coûts plus élevés.

### **b. Les outils élastiques**

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

- Outil élastique en forme de sphère.
- Outil élastique en forme de piston.

Les outils élastiques en forme de piston (foam pig) ont une forme cylindrique allongée, ils peuvent être en caoutchouc synthétique, en polyuréthane solide 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.

Les outils élastiques en forme de sphère, également appelés boules, sont d'un usage très courant pour le nettoyage des dépôts liquides. Composés 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. De plus, l'usure des sphères est de 10 à 15 fois plus faible que celle des outils rigides. Leur déplacement dans la conduite est assuré par une différence de pression minimale ; leur diamètre est le plus souvent légèrement plus faible que le diamètre intérieur le plus élevé de la conduite. Le contact avec la paroi étant obtenu par une pression plus élevée du liquide se trouvant à l'intérieur de l'enveloppe (eau, hydrocarbure...).

Concernant les outils élastiques en forme de sphère, on a :

**Les outils hybrides :** sont d'un usage peu répandu, ils ont été introduit 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.

### **b.1. Dimensions géométriques des sphères**

L'efficacité du nettoyage de la conduite dépend en grande partie de la qualité du contact entre la sphère et la paroi interne de la conduite. Pour assurer un contact parfait, il faut agir sur l'un des deux paramètres suivants :

- Utiliser une sphère de diamètre supérieur au diamètre intérieur de la conduite.
- Augmenter le volume de la sphère par contrôle de la pression ou du volume de liquide injecté à l'intérieur de la sphère.

La dernière action est réalisée par l'intermédiaire d'une pompe spécial.

### **b.2 Usure de la sphère**

L'usure des sphères dépend principalement de l'état interne de la conduite (corrosion, rugosité) .elle est accentuée par :

- La présence plus ou moins importante des coudes et de courbures.
- La fréquence des changements de diamètre intérieur (en raison des épaisseurs différentes).
- Du relief (peu ou très accidenté).

D'autre par l'usure des sphères n'est pas identique pour le cas des gazoducs et des oléoducs. Pour ces derniers, le produit transporté agir comme une sorte de lubrifiant diminuant sensiblement l'usure. Les résultats pratiques et expérimentaux ont montré que l'usure des sphères (et d'autres outils conventionnels) était plus prononcée au début de l'opération, c'est-à-dire les 20 premiers kilomètres de la conduite à nettoyer (en moyenne 0.1% de la masse de la sphère par km). Par la suite, l'usure devient pratiquement linéaire et moins intensive (aux environ de 0.03% de la masse par km traversé).

Il est donc fondamental de définir le diamètre initial de la sphère de manière à ce que le phénomène d'usure n'hypothèse pas l'opération de nettoyage et que celle-ci puisse être menée jusqu'à la fin de tronçon à traiter.

La relation empirique suivante peut être utilisée dans ce but :

$$D_s = \beta \frac{\sum_{i=1}^n D_i L_i}{L} \quad (\text{III.1})$$

Avec :

$D_s$  : Diamètre de la sphère en (mm).

$\beta$  =1.03 à1.07 (suivant l'expérience acquise).

$D_i$  : Diamètre intérieur du tronçon  $i$  de longueur  $L_i$  (mm).

$L$  : Longueur totale du tronçon à nettoyer (Km).

### **b.3 Surface de contact de la sphère**

L'efficacité du nettoyage dépend en grande partie de la surface de contact entre la sphère et la paroi interne de la conduite. Cette surface dépend également l'importance du phénomène d'usure ainsi que la vitesse de déplacement de l'outil et les pertes de charge.

L'estimation de la surface de contact dépend du diamètre de la sphère après gonflage  $D_s$ . Dans ce contexte, il est possible d'utiliser la relation suivant:

Si  $D_s < 1.05 D_i$

$$L_c = 0.94 \sqrt{D_s (D_s - D_i)} \quad (\text{III.2})$$

Si  $D_s \geq 1.05 D_i$

$$L_c = D_s \frac{2 - \left(1 - \sqrt{1 - \xi^2}\right) \left(\xi^2 - \sqrt{1 - \xi^2} + 1\right)}{4.5 \xi^2} \quad (\text{III.3})$$

Où :

$$\xi = D_i / D_s \quad (\text{III.4})$$

$D_s$  : diamètre de la sphère après gonflage (mm) ;

$D_i$  : diamètre interne de la conduite (mm).

### **b.4 Chute de pression nécessaire au déplacement de la sphère**

La chute de pression nécessaire pour maintenir le mouvement de la sphère dans la conduite dépende du diamètre de l'outil après gonflage, du diamètre intérieur de la conduite (en fin de compte de la surface de contact sphère-paroi) ainsi que de l'état de surface et la nature de fluide transporté. On recommande la relation suivante pour l'estimation approchée de ce paramètre :

$$\delta P = K \frac{L_c}{D_i} \quad (\text{III.5})$$

Avec :

$L_c$ : Longueur de contact sphère-paroi (mm).

$D_i$  : diamètre intérieur de la conduite (mm).

Pour les oléoducs de diamètre supérieur ou égal à 500mm:  $k=4.60$ ;

Dans le cas général (pour tout diamètre):  $k = 11.7 D_i - 6.18 D_i^2 - 0.36$

#### **III.2.1.2. Préparation d'une opération de nettoyage**

Le nettoyage régulier des canalisations des hydrocarbures est devenu une action fondamentale des techniques modernes de maintenance des pipelines. Cependant, l'envoi d'un outil doit ne jamais être considéré comme une opération de routine. L'expérience internationale

dans ce domaine a montré que l'introduction d'un corps étranger dans la canalisation est une opération risquée nécessitant un contrôle et 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 où cette opération s'avérera la plus utile.
- L'impact économique d'une telle opération.

#### **a) Définition de l'objectif de l'opération**

L'objectif 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 provoquant des pertes de charge excessives.
- Accumulation de quantité importante de condensât qu'il y a lieu d'évacuer pour éviter les problèmes d'exploitation liés à ce type de phénomène et les plaintes éventuelles ou exprimées des clients.
- Élimination 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.

#### **b) 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 piston à coupelle.
- Dépôts peu durs sur la paroi → outil rigide sans brosses.
- Dépôts durs sur la paroi → outil rigide avec brosses métalliques.

#### **c) Localisation des zones les plus encrassées**

Ainsi, les dépôts de boue, les accumulations d'eau pour les oléoducs et de condensât pour les gazoducs, se situent toujours dans les points bas, fort nombreux dans les profils accidentés. Les dépôts de paraffine sur la paroi interne, s'ils existent, seront plus importants dans les zones où la température est plus basse. Les débris de corrosion, les produits d'érosion et autres particules solides sont une grande partie piégée 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'usures des coupelles ou de l'enveloppe (selon les types d'outils) et aux pertes d'étanchéité (utilisation des matériaux plus durs ou des revêtements). Le profil des pressions peut être également un indice pour la localisation des zones encrassées.

**d) Estimation du volume à évacuer**

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

**e) Pression de poussée disponible et débit d'opération**

Il s'agit de s'assurer que la puissance des installations de pompage (ou de compression pour le cas des gazoducs) ainsi que la Pms (pression maximale de service) en raison de perte de charge supplémentaire induite par le déplacement de l'outil et des débris, sont suffisantes, pour des conduites subissant des nettoyages réguliers, l'opération d'envoi peut être réalisée avec le débit nominal (débit d'exploitation normale) pour les canalisations n'ayant pas subies de nettoyage régulier, il est recommandé de choisir des régimes de fonctionnement (débit inférieur au débit nominal), autorisant une réserve de puissance. À titre d'exemple, le passage d'une vanne incomplètement ouverte peut nécessiter une différence de pression supérieure à 5 bars. De plus, le blocage de l'outil peut provoquer des coupes de bélier dans la ligne, se traduisant par des ondes de pression peuvent dépasser la limite de Pms.

En choisissant des pressions plus basses. En réduisent 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 de régime doit donc tenir compte de la vitesse optimale de déplacement de l'outil recommandée par le fournisseur. Grossièrement, ces vitesses comprises entre 1 et 8 m/s (intervalle à préciser selon le fournisseur).

**f) Profile des températures est des pressions en exploitation normale**

Utiles pour la localisation des zones potentielle d'accumulation de condensât dans les gazoducs et le calcul du volume estimer des produits à évacuer. Pour les dépôts de paraffine seulement le profil de température est nécessaire.

**g) Valeurs successive du diamètre intérieur de la ligne**

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

**h) Distance qui 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).

**i) 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 ( $\rho=5D$ , par exemple). Il est mesuré suivant l'axe de la conduite. On générale le rayon de courbure minimum doit être de  $3D$ . Cependant, certains outils articulés peuvent négocier avec succès des rayons de courbure de  $1.5D$ . Les sphères de part forme et la nature de leur mouvement, peuvent théoriquement surmonter des coudes de  $0.5D$ .

**j) Position géodésique des obstacles**

Les positions géodésiques des obstacles (vanne, coude, tés, réduction de diamètre...) le long de la ligne doivent être soigneusement notées, ces points de repère seront particulièrement à surveiller lors de leur traversée par 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.

**k) 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.

**l) Type et dimension des vannes**

En principe, les vannes de ligne, qu'elles soient de type robinet vanne ou à boisseau, sont toujours à passage intégral. 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.

**m) Sélection de l'outil**

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

- Si la ligne comporte un ou plusieurs coudes de 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'outil supérieur à la distance séparant les deux tés.
- Si l'on dispose sur la ligne aussi bien des coudes à faible rayon de courbure (impliquant donc l'usage d'outils courts) que des 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 solutions, une sélection plus fine doit être effectuée en se basant sur les critères suivants :

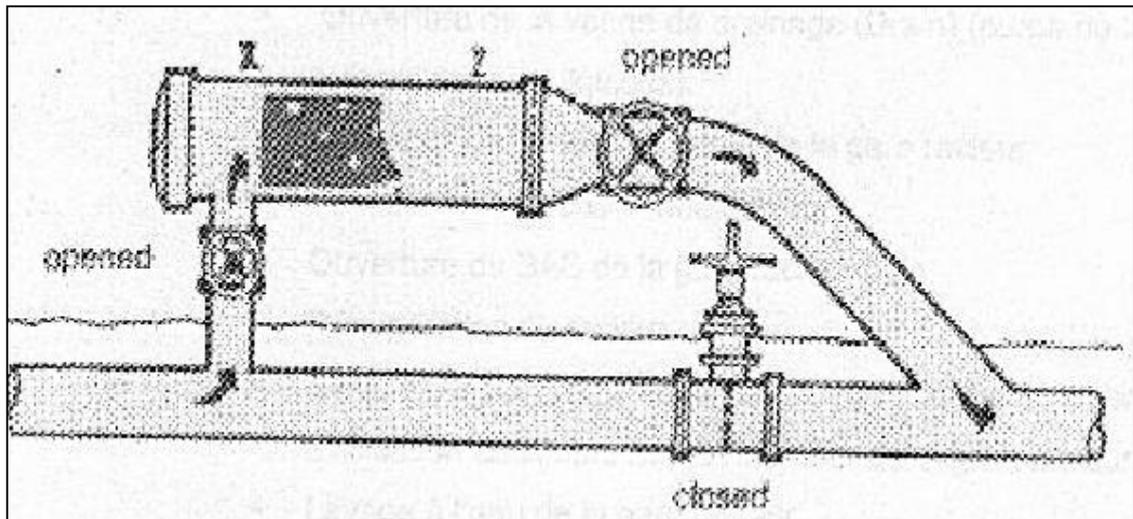
- Choisir l'outil qui présente le moins de risque de blocage.
- Choisir l'outil dont les performances sont les plus appréciables.
- Performances égales choisir le moins cher.

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

### III.2.2. Opération raclages

#### A. Lancement

- S'assurer la fermeture des vannes d'isolation de la gare racleur (trap isolation valve) et la vanne de lancement (kicker).
- Purger 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 de passage du racleur (pig signaler) installée à la sortie de gare nous confirme le départ du racleur 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 1:** Procédure de lancement d'un racleur.

### **B. Suivi du déplacement de racleur**

On peut suivre le déplacement de racleur en fonction de débit de fonctionnement de la ligne.

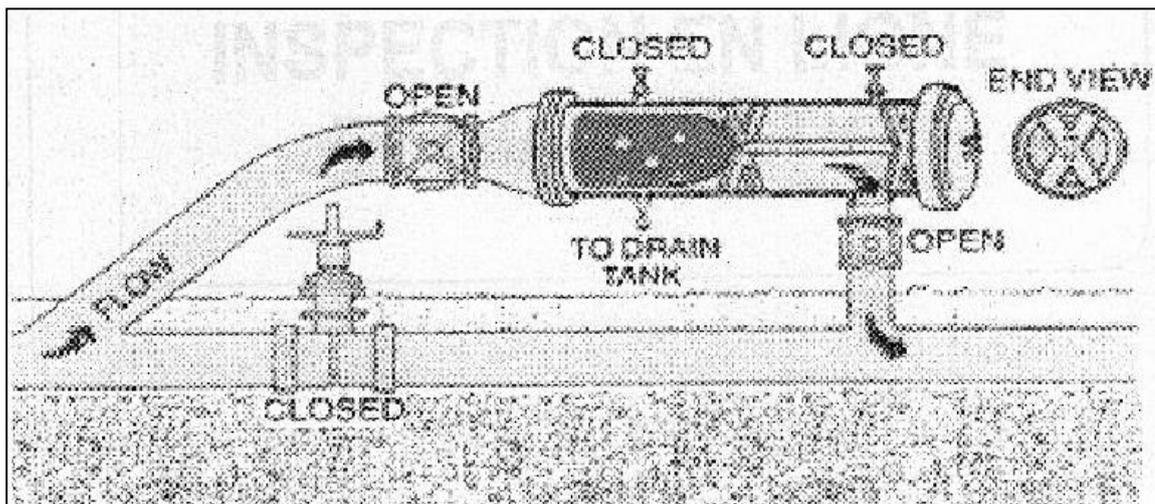
On peut aussi suivre le déplacement du racleur par audition à travers les vannes de sectionnement et même par des points préalablement calculer.

### **C. Récupération de racleur**

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

- Ouverture partielle de la vanne By-pass jusqu'à pressurisation totale de la gare racleur.
- Après pressurisation de la gare racleur, 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 située à l'amont de la station nous confirme le passage réel du racleur, alors on se prépare à sa réception.
- Dès que le racleur entré en gare, on procède aux manœuvres suivantes:
  - 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 la vidange totale de la gare racleur.
  - Ouverture de la porte de la gare puis récupération du racleur.
  - Évaluer l'usure de l'outil de raclage (coupelles et bosses).
  - Évaluer les impuretés à l'intérieur de la gare.

- Lavage à l'eau de la gare.
- Fermeture de la porte de gare.
- Fermeture des vannes de drainage et d'évent.
- Ouverture partielle de la vanne de By-pass pour permettre la pressurisation de la gare.
- Fermeture de la vanne By-pass.
- Établir un rapport de l'opération.
- Suivre l'évolution positive de la ligne.
- Établir un rapport final.



**Figure III 2:** Procédure de réception du racleur.

### III.3. Outil d'inspection en ligne (ILI TOOLS)

Le premier outil d'inspection en ligne a été mis à la disposition des opérations il y'a plus d'une trentaine d'années depuis, ces techniques ont connu de nombreux progrès principalement concernant la précision de la détection et la fiabilité des instruments.

Les outils d'inspection en ligne peuvent être classés en deux catégories:

- Les outils de configuration ou outil géométriques.
- Les outils de détection de perte de métal.

Les outils d'inspection modernes, équipés de capteurs, doivent pouvoir:

- Parcourir plusieurs centaines de kilomètres.
- Détecter tous les types d'anomalies présentées sur la conduite.
- Traverser des coudes de faible rayon de courbure.
- Surmonter les conduites verticales.
- Dépasser les vannes incomplètement ouvertes.

### III.3.1. 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.3.1.1. Principe mécanique (1<sup>ère</sup> 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.

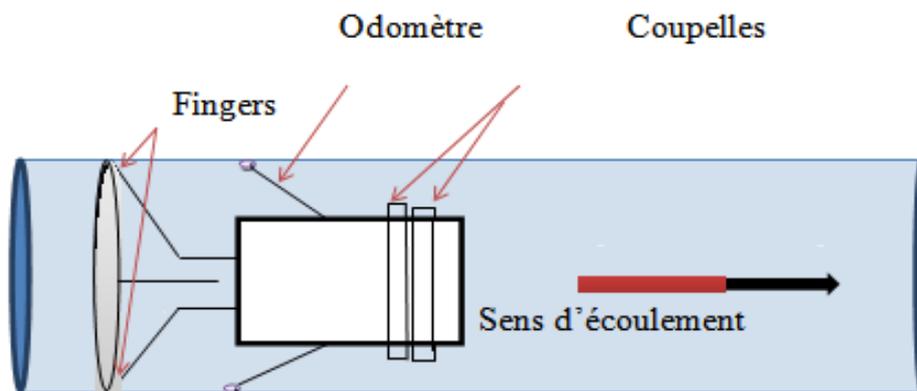


Figure III 3: Déplacement du Kalliper dans la conduite.

#### III.3.1.2. Principe électronique (2<sup>ème</sup> 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 traités 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.

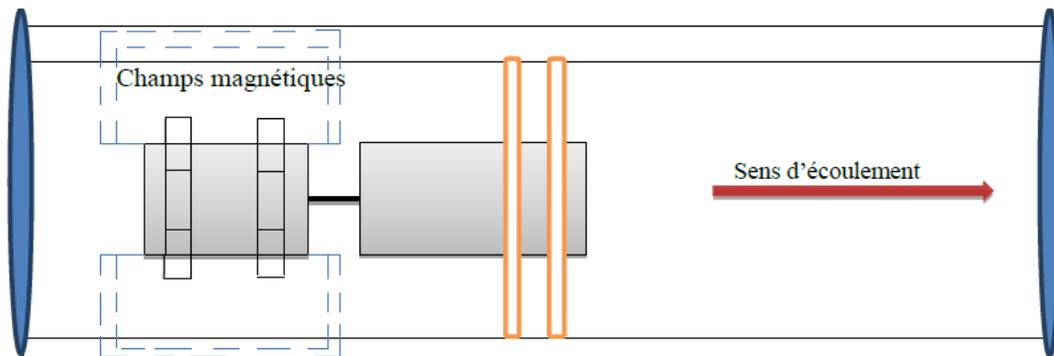
#### III.2.1.3. Principe électromagnétique (3<sup>ème</sup> génération)

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 4:** Déplacement d'outil et création du champ magnétique.

### III.3.2. Les outils de détection des pertes de métal

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

- Détection par flux magnétique ou technique MFL (magnetic flux leakage)
- Détection par ultrasons ou technique UT (ultrasonics technique).

#### III.3.2.1. La technique MFL

Cette technique utilisée de puissant aimant induisant un flux magnétique dans la paroi de la conduite. Des capteurs placés entre les pôles détectant tout changement d'intensité résultant d'une perte de métal ou d'un changement d'épaisseur.



**Figure III 5:** Outil MFL.

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 perte de métal, à choisir d'utiliser des électro-aimants, tous les autres constructeurs ont opté pour les aimants permanents. British Gaz a ainsi réussi à multiplier par dix la puissance des aimants permanents en développant de nouveaux matériaux magnétiques tels que le NIB (neodinium-iron-bore). Un autre axe ayant favorisé le développement des techniques MFL concerne les progrès réalisés dans la technologie des capteurs.

Les premiers capteurs étaient très larges et donnaient lieu à des pertes de contact avec la paroi à chaque changement de direction de la conduite (particulièrement au niveau des zones de courbures).

Les capteurs actuels se sont considérablement améliorés au point la détection des pertes de métal est même possible au niveau des cordons de soudure et sur la face intérieure et extérieure de la canalisation. Ils peuvent même être adaptée pour mesurer l'épaisseur absolue de la conduite ; la quantité des données enregistrées s'est considérablement accrue à tel point que British Gaz, dans un document publicitaire et pour donner un ordre de grandeur, affirme que l'équivalent de la bible était enregistré toutes les six secondes.

### III.3.2.2. Les outils ultrasoniques

Leur principe de fonctionnement est assez simple. Un transducteur émet des pulsations ultrasoniques, en rencontrant la surface intérieure, un premier 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 utilisé qu'en présence d'un couplant liquide. De plus le transducteur (l'émetteur d'ultrason) doit être placé à une distance constante de la paroi avec une inclinaison bien définie. Ce qui pose problème au niveau des courbures de conduite. Le non-respect de ces exigences peut rainer 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.

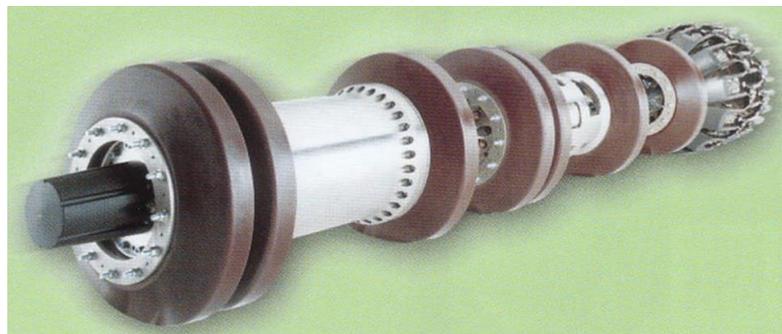


Figure III 6: Outil ultrasonique.

### III.3.3. La technique d'inspection la plus utilisée à l'heure actuelle

Beaucoup de controverses sur les mérites de l'une ou de l'autre des techniques en raison de la forte concurrence que se livrent 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 les conduites de fortes épaisseurs.
- Les outils ultrasoniques sont peu adaptés aux faibles épaisseurs.

### III.4. Interprétation des résultats d'inspection

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

- UN traitement préliminaire sur site par utilisation d'un micro-ordinateur et d'un logiciel adéquat,
- Un traitement plus fin dans le centre informatique du fournisseur de l'outil.

Les résultats peuvent revêtir quatre formes de présentation selon les logiciels de traitement utilisés :

- Résultats numériques.
- Formes statistiques (histogrammes).
- Graphique.
- Sous forme de carte colorée.

#### III.4.1. Résultats numériques

Le tableau nous donne un exemple de résultats présentés sous forme numérique. La conduite est divisée en 12 parties correspondant au cadran d'une montre. L'épaisseur de la conduite en fonction de la distance est donnée sous forme chiffrée. Les données numériques peuvent également être fournies avec un traitement statistique élémentaire permettant de juger l'état de corrosion d'un élément de conduite ou de toute la conduite (tableau). Ceci permet en général d'identifier les tronçons les plus touchés et de ce fait, devant être prioritairement réparés.

N°	Distance e	événement	msl altitude	ép. [mm]	profondeur	prof. moye	longueur [m]	largeur [m]	pos.
1	205,834	Corrosion	451,558	12,7	11	3	12	18	09:17
2	206,496	Corrosion	451,561	12,7	13	3	16	17	02:49
3	221,357	Corrosion	451,651	12,7	16	5	14	17	03:53
4	235,752	Corrosion	451,769	12,7	10	2	14	18	06:00
5	293,934	Corrosion	452,209	12,7	12	3	18	17	08:46
6	349,136	Corrosion	452,508	12,7	12	3	18	18	06:42
7	486,944	Corrosion	453,764	12,7	10	2	17	17	03:22
8	491,744	Corrosion	453,844	12,7	10	1	33	17	03:01
9	577,43	Irrégularité	454,665	12,7					10:35
10	782,512	Corrosion	450,005	12,7	18	6	12	18	10:57
11	996,259	Broyage	457,651	12,7					03:04
12	996,279	Corrosion	457,651	12,7	15	4	14	17	03:03
13	2289,134	Corrosion	457,509	8,73	10	1	61	36	01:10
14	2304,525	Corrosion	457,144	8,73	10	3	12	18	05:40
15	2349,09	Corrosion	456,512	8,73	12	3	16	17	05:35

Tableau III. 1: Résultat numérique de l’inspection.

III.4.2.Résultats sous forme d’histogrammes

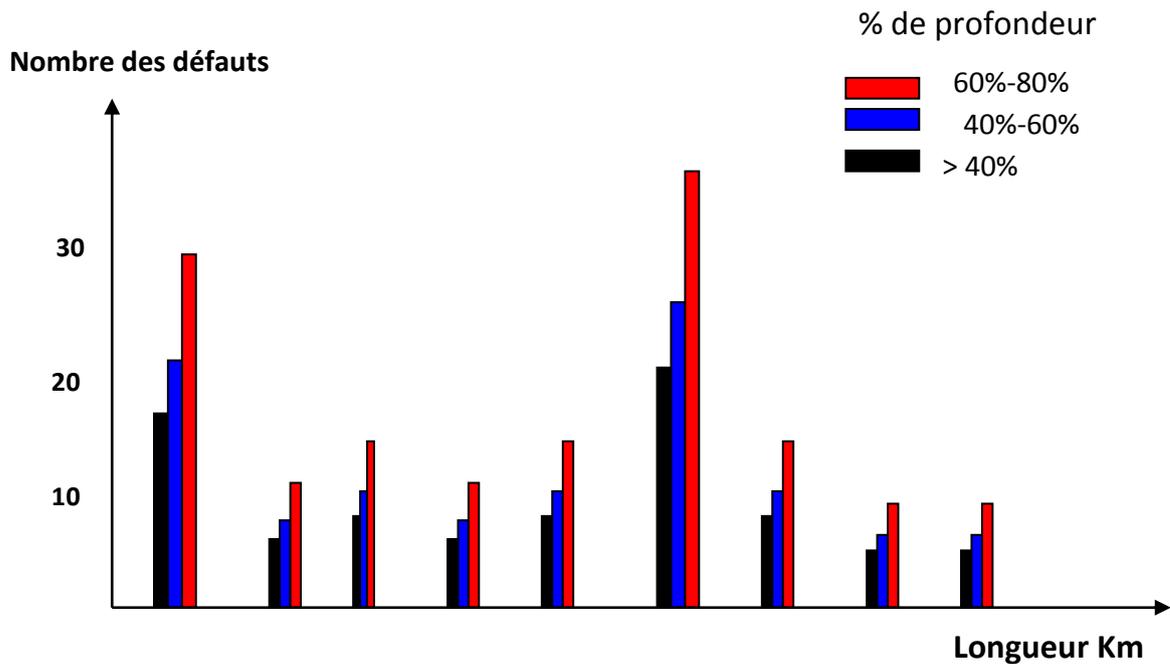


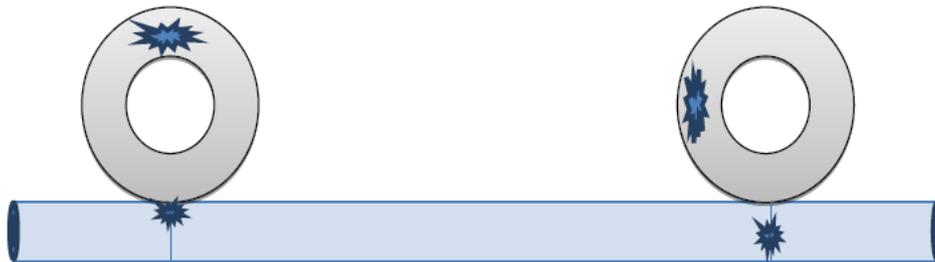
Figure III 7: Résultats sous forme d’histogrammes.

Les résultats statistiques sous forme d'histogrammes (plus exactement sous forme de diagramme en bâtons) peuvent revêtir un certain nombre de formes :

- Le nombre de défauts par grade de corrosion en fonction de la longueur ont distingué quatre grades de corrosion :
  - Le grade A : qui correspondant à une perte de métal a moins de 25% l'épaisseur.
  - Le grade B : entre 25% et 35% de l'épaisseur.
  - Le grade C : entre 35% à 50% de l'épaisseur.
  - Le grade D : qui correspondant d'une perte de métal de plus 50% de l'épaisseur.

### III.4.3.Résultats graphiques

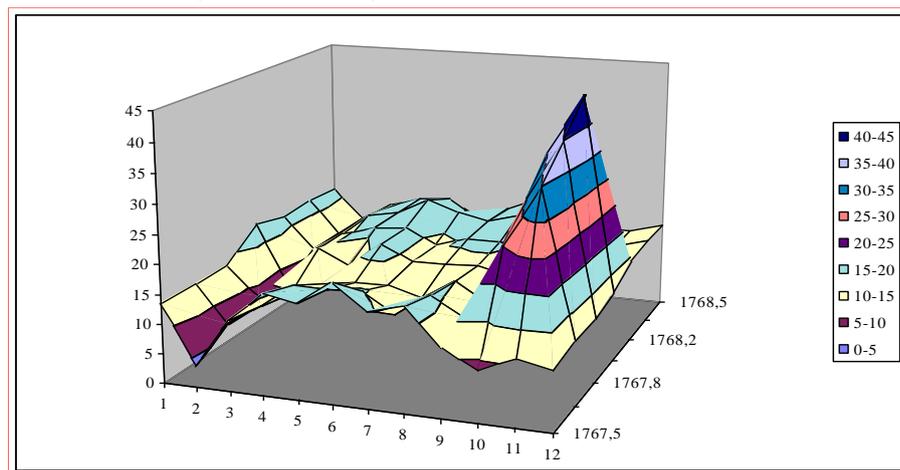
Représentation du profil de la conduite sous forme de section à espace régulier.



**Figure III 8:** Exemple de résultat graphique.

### III.4.4.Cartes colorées

Elles sont obtenues simplement par un traitement statistique élémentaire associé à une représentation en 3D (3 dimensions).



**Figure III 9:** Résultat sous forme de carte colorée.

# *Chapitre IV*

## *Les différentes normes de calcul de PMS*

## IV.1. Introduction

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) ;
- La norme de Ritchie and Last (Shell 92 criteria).

## IV.2. Règles empiriques

La règle empirique pour l'établissement de la pression maximale de service pour une conduite corrodée :

Dans le cas où l'état de corrosion n'est pas connu consiste à réduire la PMS initiale :

- De 25% pour les conduites d'hydrocarbure liquides ;
- De 25% pour les conduites de gaz moyenne pression ;
- De 50% pour les conduites de gaz haute pression.

Dans le cas où l'état de corrosion est connue grossièrement est apparue comme peu développée pour provoquer une rupture de canalisation on adopte la démarche suivante :

- La pression d'exploitation courante doit être inférieure ou égale à la pression de l'année dernière.
- Pour les changements périodiques de courte durée elle ne doit pas dépasser en extrême limite de 125% de la pression courante de l'année dernière.

Ces règles empiriques sont beaucoup plus des orientations générales et ne peuvent en aucun cas être considérées comme définitives. Rien ne peut remplacer une évaluation de l'état de corrosion par une inspection en ligne.

## IV.3. Classification des types de corrosion

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

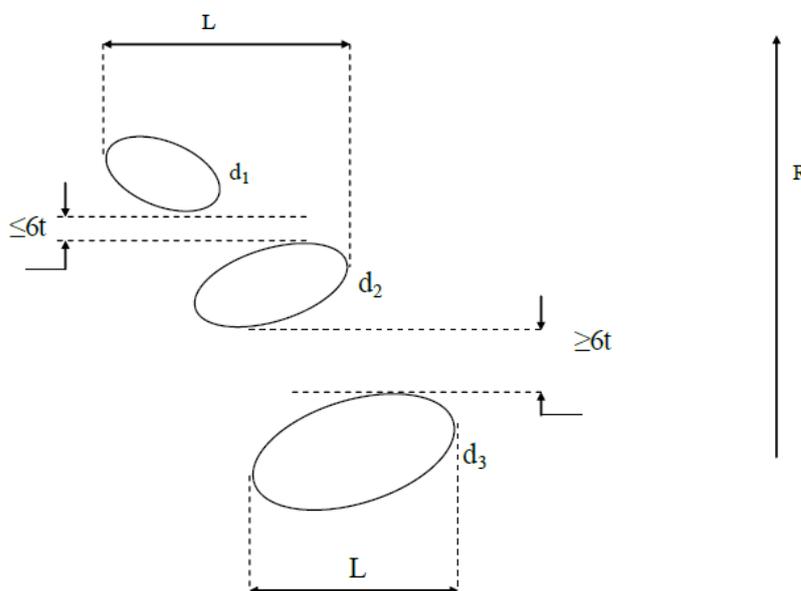
Pour les corrosions internes on utilise le testeur ultrasonique d'épaisseur. Pour des corrosions externes des outils moins sophistiqués peuvent être utilisés (ruban, jauge de trou, règle).

Si une seule surface continue est corrodée alors la longueur de cette surface et sa profondeur maximale sont utilisées pour l'évaluation de leur effet sur la résistance de la conduite mais il est important d'analyser l'interaction des piqures de corrosion adjacentes.

Si les défauts sont relativement proches ils peuvent avoir un effet combiné sur la résistance de la conduite.

Examinons les cas suivants :

Cas 1 : les piqures sont de types circonférentielles mais se chevauchent dans le sens longitudinal.



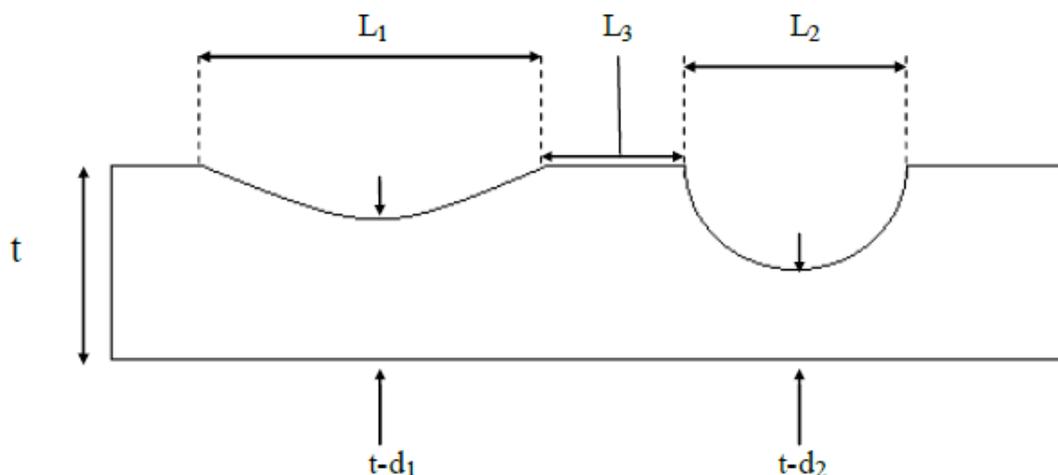
**Figure IV. 1:** piqures de type circonférentiel.

Si la séparation entre les piqures (dans le sens circonférentiel) est inférieure à  $6t$  alors on considère les piqures comme un défaut unique :

- De longueur  $L$  et de limite extrême des pertes de métal adjacente dans le sens longitudinal.
- Une profondeur  $d_1$  si  $d_1 > d_2$  ou de profondeur  $d_2$  si  $d_2 > d_1$ .

Si la séparation est supérieure à  $6t$  (épaisseur) alors on considère chaque défaut séparément.

Cas 2 : les piqures sont dans le sens longitudinal mais séparée par des îlots d'épaisseur complète.



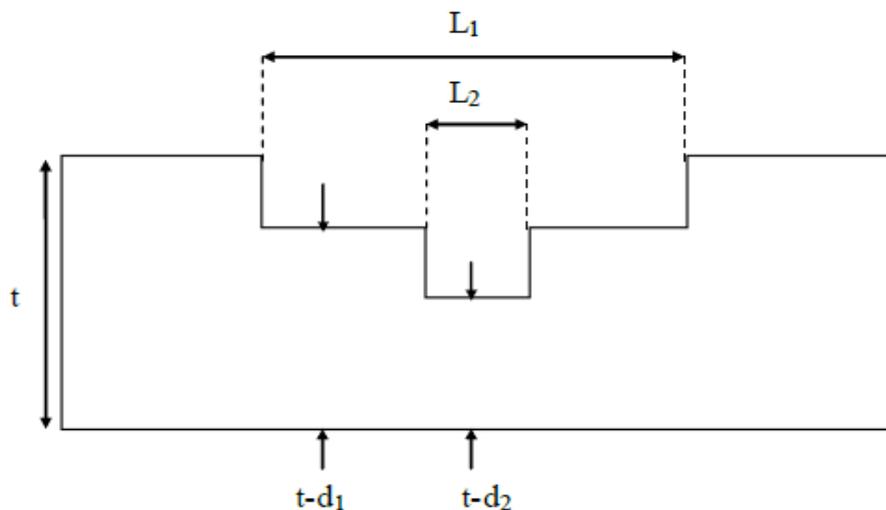
**Figure IV. 2:** piqure dans le sens longitudinal.

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

- La longueur  $L = L_1 + L_2 + L_3$
- La profondeur  $d = \max \{d_1, d_2\}$

Si la longueur  $L_3$  de l'îlot est supérieure à 1 pouce alors les défauts doivent être considérés séparément.

Cas 3 une piqure profonde à l'intérieur d'une piqure plus large.



**Figure IV. 3:** piqure profonde dans une piqure plus large.

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

- formule standard ;
- piqure profonde dans une conduite d'épaisseur réduite.

#### IV.4. La norme ANSI/ASME B 31G

Elle est développée par laboratoire batelle sous la supervision du comité de corrosion de l'American gaz association (AGA).

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.4.1. Définition de la Pms

C'est la pression maximale de service, elle dépend des caractéristiques des pipelines elle se calcule par la relation suivante :

$$P_{ms} = \frac{2tK_s\sigma_e}{D} \quad (IV.1)$$

$\sigma_e$  : Limite d'élasticité de l'acier utilisé (kgf/cm<sup>2</sup>). ( $\sigma_e = 358\text{N/cm}^2$  pour X52).

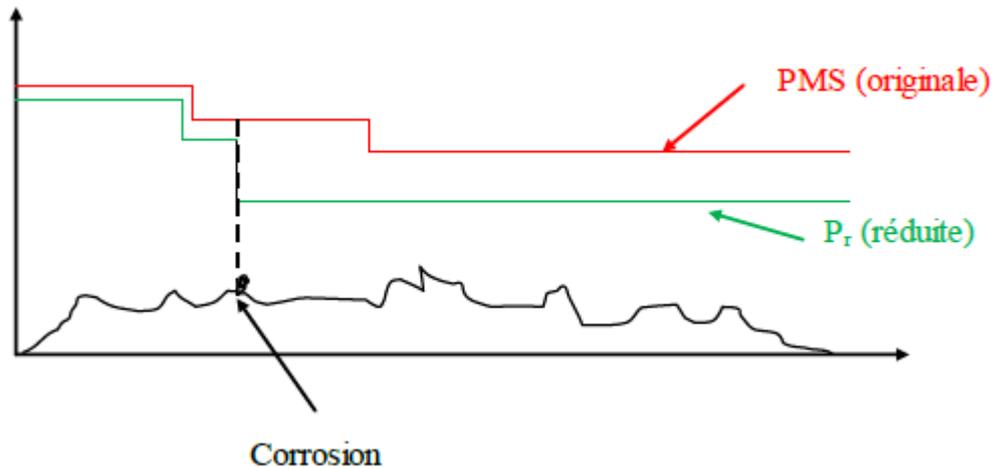
t : Épaisseur de la conduite (mm).

$K_s$  : Coefficient de la sécurité dépendant de la zone.

D : Diamètre extérieur de la conduite (mm).

##### IV.4.2. La pression réduite

Elle représente la nouvelle PMS de pipeline corrodé et elle est toujours inférieure à la pression maximale de service original calculée.



**Figure IV. 4:** Nouvelle pression maximale d'un pipeline corrodé.

Pour définir les valeurs de la pression réduite, on commence par calculer G

$$G = 0,893 \frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \quad (\text{IV.2})$$

Si la longueur du point de corrosion n'est pas grande  $G \leq 4$  alors le défaut est de forme parabolique :

$$Pr = 1,1 * PMS \left[ \frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{MA_0}} \right] \quad (\text{IV.3})$$

Avec

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

Si la longueur du point de corrosion est importante  $G > 4$  on a un forme rectangulaire :

$$Pr = 1,1 PMS \left( 1 - \frac{d}{t} \right) \quad (\text{IV.4})$$

Où :

A : aire du défaut ;

$A_0$  : aire totale ;

M : facteur de Folias.

Le rapport  $\frac{A}{A_0}$  est calculé par la formule  $\frac{A}{A_0} = \frac{2 d}{3 t}$  (IV.5)

**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 (ce qui peut arriver pour des points de corrosion peu profonds) lors des calculs on pose  $P_r = PMS$ . Ce cas peut également se poser lorsque les longueurs de corrosion sont faibles.

La longueur nécessaire peut être déterminée par la relation suivante :

$$L = 1,12 * B\sqrt{Dt} \quad (IV.6)$$

Avec :

$$B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{1,1 * d/t - 0,15}\right)^2 - 1} \quad (IV.7)$$

**IV.4.3. Evaluation de la perte de métal limite**

En réarrangeant les relations précédentes, il est possible d'exprimer la profondeur relative critique  $(d/t)_{cr}$  d'un défaut de corrosion pour une pression exercée.

$$\text{Si } G \leq 4 \quad \text{alors } (d/t)_{cr} = \frac{1,1PMS - Pop}{\frac{2}{3}(1,1PMS - Pop/M)} \quad (IV.8)$$

$$\text{Si } G > 4 \quad \text{alors } (d/t)_{cr} = \frac{1,1PMS - Pop}{1,1PMS} \quad (IV.9)$$

Avec :

d : profondeur de la corrosion ;

t : épaisseur de la conduite ;

M : facteur de Folias

Pms : pression maximale de service ;

Pop : pression d'opération.

Toutes les valeurs de la perte de métal supérieure ou égale à 80% sont réduites à 80% pour atteindre la marge de sécurité tant que cette dernière est considérée comme valeur maximale.

Si  $\frac{d}{t} < \frac{d}{t}_{cr72\%}$  alors le défaut est à laisser ;

Si  $\frac{d}{t}_{cr72\%} \leq \frac{d}{t} < \frac{d}{t}_{cr100\%}$  alors il faut atténuer le débit de fonctionnement ;

Si  $\frac{d}{t} \geq \frac{d}{t}_{cr100\%}$  alors il faut réparer le défaut immédiatement.

#### IV.4.4. Définition du facteur de réduction de 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 l'intermédiaire du rapport :

$$C_{pr} = \frac{Pr}{P_{ms}} \quad (IV.10)$$

#### IV.5. La norme ANSI/ASME B31G modifié

La norme B31G examinée précédemment est basée sur un ensemble d'équations simplifiées permettant l'estimation de l'effet de corrosion sur la capacité de résistance de la conduite. Cependant, cette norme est considérée par de nombreux opérateurs trop « conservatrice », ce qui peut se traduire par des recommandations de remplacement de tronçon alors qu'ils peuvent être encore en service. Les raisons de ce conservatisme résidant dans :

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

##### IV.5.1. Définition de La $P_{ms}$

Pour tenir compte de ces insuffisances, il existe une approche modifiée de la norme B31G, cette modification se base sur les points suivants :

Au lieu de prendre 110% de la contrainte d'élasticité il est recommandé de considérer

$\sigma_e + 10000 \text{Psi}$  ;

Alors :

$$P_{ms} = \frac{2tK_s(\sigma_e + 10000)}{D} \quad (IV.11)$$

Avec:

1 bar = 14.5037744 Psi.

## IV.5.2. Détermination pression réduite

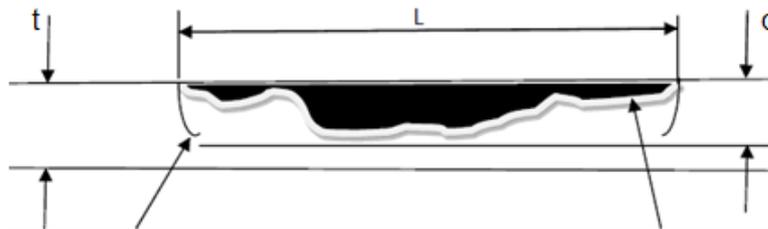
$$\text{Si } \frac{L^2}{Dt} < 50 \quad M_1 = \sqrt{1 + 0,6275 \frac{L^2}{Dt} - 0,003375 \frac{L^4}{D^2 t^2}} \quad (\text{IV.12})$$

$$\text{Si } \frac{L^2}{Dt} \geq 50 \quad M_2 = 0,032 \frac{L^2}{Dt} + 3,3 \quad (\text{IV.13})$$

La surface exacte de perte de métal est difficile à représenter par des géométries simplifiées usant uniquement de la longueur ‘‘L’’ et de la profondeur de corrosion ‘‘d’’

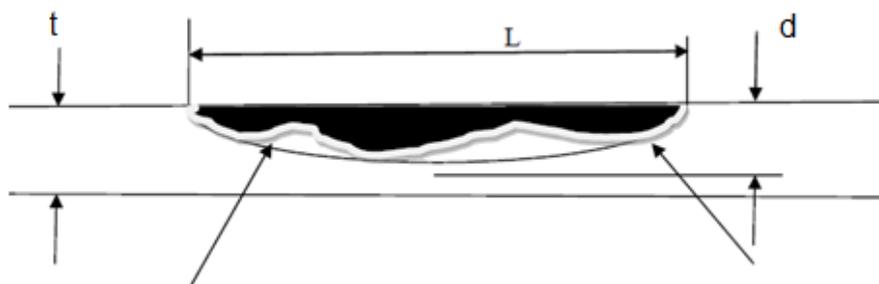
La norme originale assimile tous les types de corrosion à deux formes simples

1- Rectangulaire :  $A=L *d$  :



**Figure IV. 5:** Défaut de corrosion long projeté selon une forme rectangulaire.

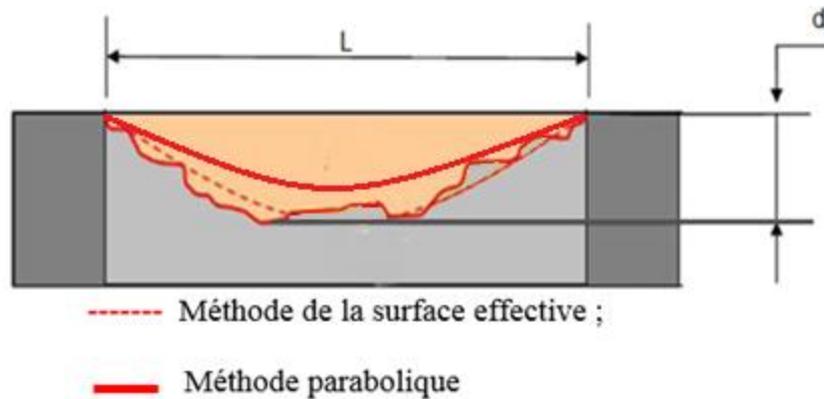
1- Parabolique :  $A=0,66L*d$  :



**Figure IV. 6:** Défaut de corrosion court projeté selon une forme parabolique.

La norme modifiée examine une représentation de la surface corrodée :

1-méthode dite de surface effective  $A=0,85Ld$  :



**Figure IV. 7:** Surface corrodée parabolique assumée pour le défaut relativement court de corrosion.

Sur la base de ces hypothèses il a été déduit les relations importantes suivantes concernant la nouvelle Pms :

1- Si  $\frac{L^2}{Dt} < 50$  :

$$\text{Pred} = \frac{\frac{2tKs(\sigma_e+10000)}{D} * (1 - \frac{A}{A_0})}{1 - (\frac{A}{A_0}) \left[ \frac{1}{\sqrt{1 + 0,6275 \frac{L^2}{Dt} - 0,003375 \frac{L^4}{D^2 t^2}}} \right]} \quad (\text{IV.14})$$

2- Si  $\frac{L^2}{Dt} \geq 50$

$$\text{Pred} = \frac{\frac{2tKs(\sigma_e+10000)}{D} * (1 - \frac{A}{A_0})}{1 - (\frac{A}{A_0}) * \frac{1}{0,032 \frac{L^2}{Dt} + 3,3}} \quad (\text{IV.15})$$

#### IV.5.3.Evaluation de la perte de métal limite

En réarrangeant les relations précédentes il est possible d'exprimer la profondeur relative critique  $(d/t)_{cr}$  d'un défaut de corrosion pour une pression exercée ;

1- Si  $\frac{L^2}{Dt} < 50$  :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{\frac{2tK_s(\sigma_e+10000)*t}{D} - Pop}{0,85\left(\frac{2tK_s(\sigma_e+10000)*t}{D} - \frac{Pop}{M_1}\right)} \quad (IV.16)$$

2- Si  $\frac{L^2}{Dt} \geq 50$  :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{\frac{2tK_s(\sigma_e+10000)*t}{D} - Pop}{0,85\left(\frac{2tK_s(\sigma_e+10000)*t}{D} - \frac{Pop}{M_2}\right)} \quad (IV.17)$$

Toutes les valeurs de la perte de métal supérieure ou égale à 80% sont réduites à 80% pour atteindre la marge de sécurité tant que cette dernière est considérée comme valeur maximale.

La discussion des résultats est la même que la norme précédente.

## IV.6. La norme DNV-RP –F101

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

### IV.6.1. Définition de la Pms

La pression maximale de service dépende de la contrainte maximale de rupture  $\sigma_r$

$$P_{ms} = \frac{2\sigma_r K_s t}{D-t} \quad (IV.18)$$

Avec un coefficient de sécurité  $K_s$  vaut  $K_s = K_1 * K_2$

Et  $k_1 = 0,9$  ;

### IV.6.2. La Pression réduite

La pression réduite est donnée par la relation suivante :

$$P_{red} = \frac{2\sigma_r K_s t}{D-t} \left[ \frac{1-\frac{d}{t}}{1-\frac{d}{t*Q}} \right] \quad (IV.19)$$

Avec: 
$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2} \quad (\text{IV.20})$$

#### IV.6.3. Evaluation de la perte de métal limite

La perte de métal est déterminée par la relation suivante:

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{\frac{2\sigma_r K_S t}{D-t} - Pop}{\frac{2\sigma_r K_S t}{D-t} - \frac{Pop}{Q}} \quad (\text{IV.21})$$

Toutes les valeurs de la perte de métal supérieure ou égale à 80% sont réduites à 85% pour atteindre la marge de sécurité tant que cette dernière est considérée comme valeur maximale.

#### IV.7. La norme de Ritchie and Last (Schell 92 criteria)

La relation est semblable à la norme DNV sauf qu'elle considère 90% de la contrainte de rupture.

##### IV.7.1. Définition de la Pms

La pression maximale de service est calculée par:

$$P_{ms} = 0,9 * \frac{2\sigma_r K_S t}{D-t} \quad (\text{IV.22})$$

##### IV.7.2. La pression réduite

La pression réduite est:

$$P_{red} = 0,9 * \frac{2\sigma_r K_S t}{D-t} \left[ \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t * M}} \right] \quad (\text{IV.23})$$

Avec: 
$$M = \sqrt{1 + 0,8 * \frac{L^2}{Dt}} \quad (\text{IV.24})$$

##### IV.7.3. Evaluation de la perte de métal limite

La perte de métal limite est considérée comme suit :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = 0,9 * \frac{\frac{0,9 * 2\sigma_r K_S t}{D-t} - Pop}{\frac{2\sigma_r K_S t}{D-t} - \frac{Pop}{M}} \quad (\text{IV.25})$$

Toutes les valeurs de la perte de métal supérieure ou égale à 80% sont réduites à 80% pour atteindre la marge de sécurité tant que cette dernière est considérée comme valeur maximale.

La discussion des résultats est pareille aux méthodes précédentes.

## IV.8. Application sur OB1section (SP3-TMB) 24"/22"

L'OB1 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 mais il a resté fonctionnel jusqu'à nos jour.

L'objectif de notre travail est d'apporter une analyse sur l'état de dégradation du pipeline suite au données enregistrées par l'inspection effectuée en 2009 en se basant sur les normes ANSI/ASME B31G ; ANSI/ASME B31G modifiée, DNV RP-F101 et Schell 92.

Ce tronçon est divisé en deux parties:

	<b>Partie 1</b>	<b>Partie 2</b>
<b>Point de départ</b>	SP3 M'sila	Col Selatna
<b>Point final</b>	Col Selatna	TM Bejaia
<b>Longueur du tronçons (m)</b>	46820,795	126712,357
<b>Diamètre extérieur (pouce)</b>	24	22
<b>Epaisseur (mm)</b>	6,97	7,84

**Tableau. IV. 1:** Caractéristiques de l'OB1.

### IV.8.1. Calcul hydraulique au moment d'inspection

#### IV.8.1.1 calcul de la pente hydraulique

Le calcul des pertes de charge est fondamental en mécanique des fluides et en hydraulique. Le transport de l'huile et des produits pétroliers par les pipelines conduit à une série de pertes quelques-unes sont systémiques et les autres sont accidentelles.

Les pertes systémiques pendant le transport de l'huile par pipelines sont enregistrées au cours du nettoyage périodique des tuyaux avec des dispositifs qui sont poussés le long du pipeline par le liquide pompé et qui grattent la paroi intérieure pour entraîner les dépôts de paraffine ou d'autres hydrocarbures lourds.

Les pertes accidentelles se produisent soit par manque d'étanchéité des accessoires du pipeline, soit par fissures ou par ruptures des tuyaux, soit par les défauts provoqués par la corrosion de l'acier.

**a- les paramètres essentiels**

- Le débit volumique est noté par  $Q$  en  $[m^3/h]$
- Viscosité cinématique est notée par  $\nu$  en  $cm^2/s = 10^{-6} m^2/s$
- Diamètre intérieur est noté par  $D_{int}$  en  $[m]$

$$D_{int} = D_{ext} - 2 * \delta$$

- le nombre de Reynolds : est noté par  $[Re]$

$$Re = \frac{4 * Q}{\pi * D_{int} * \nu}$$

- les nombre de Reynolds critiques noté par  $Re_{cr1}$  et  $Re_{cr2}$  respectivement

$$Re_{cr1} = \frac{59.5}{\epsilon^{(8/7)}}$$

$$Re_{cr2} = \frac{665 - (765 * \ln \epsilon)}{\epsilon}$$

- la rugosité absolue est notée par  $e$  en  $[m]$
- la rugosité relative est notée par  $\epsilon$  en  $[m]$

$$\epsilon = \frac{2 * e}{D_{int}}$$

- coefficient de frottement est noté par  $\lambda$  : on a deux régimes à considérer
  - régime laminaire : si  $Re < 2320$  (formule de Stokes).

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

- régime turbulent : si  $Re > 2320$

- tube lisse : si  $Re < Re_{cr1}$  (formule de Blasius).

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}$$

- frottement mixte (transitoire) : si  $Re_{cr1} < Re < Re_{cr2}$  (formule d'Alchoul).

$$\lambda = 0.11 \left( \frac{68}{Re} + \frac{\epsilon}{2} \right)^{0.25}$$

- quadratique : si  $Re > Re_{cr2}$

$$\lambda = 0.11 \left( \frac{\epsilon}{2} \right)^{0.25}$$

- ✓ la pente hydraulique : et noté par  $i$  d'une unité  $[m/m]$

$$i = \frac{8 * \lambda * Q^2}{\pi^2 * g * D_{int}^5}$$

**b- Principe du tronçon limiteur**

Généralement, après inspection on calcule la pression réduite (la nouvelle ligne de la Pms). Pour trouver le débit de la ligne on doit se baser sur le principe du tronçon limiteur. Ce principe consiste à prendre les valeurs de la  $P_{ref_{max}}$  au début du tronçon et la  $P_{asp_{min}}$  à la fin de ce même tronçon pour le cas le plus défavorable.

A partir des valeurs des pressions on déduit la pente hydraulique ( $i$ ) et par conséquent en tire le débit d'après la méthode des approximations successive (montrée ci-dessous).

$$H_{ref_{max}} = i * L + \Delta Z + H_{asp_{min}}$$

Donc 
$$i = \frac{H_{ref_{max}} - \Delta Z - H_{asp_{min}}}{L}$$

➤ **Procédure de calcul :**

La pression de refoulement de la SP3 et au Col de Selatna d'après les données indiquées par le système de mesure sont respectivement :

$$P_{ref} = 65 \text{ bars} = 825.14 \text{ m}$$

$$P_{asp} = 0.7 \text{ bars} = 8.886 \text{ m}$$

$$i = \frac{H_{ref} - H_{asp} - \Delta z}{L} = \frac{825.14 - 8.886 - (1029.577 - 453.413)}{46820.795}$$

$$i = 0.0051278 \text{ m/m}$$

$\lambda_0$	Q (m <sup>3</sup> /s)	Re	$\Lambda$	$ \lambda_0 - \lambda $	Q (m <sup>3</sup> /h)
<b>0,01</b>	0,681911622	485946,5666	0,011983656	0,001983656	2454,881839
<b>0,011983656</b>	0,622921642	443908,8928	0,012257814	0,000274157	2242,51791
<b>0,012257814</b>	0,615916141	438916,6049	0,012292521	3,47078E-05	2217,298107
<b>0,012292521</b>	0,615046011	438296,5296	0,012296867	4,34537E-06	2214,16564
<b>0,012296867</b>	0,614937331	438219,0818	0,01229741	5,4328E-07	2213,774393
<b>0,01229741</b>	0,614923748	438209,4018	0,012297478	6,79116E-08	2213,725492
<b>0,012297478</b>	<b>0,61492205</b>	<b>438208,1918</b>	<b>0,012297486</b>	<b>8,48898E-09</b>	<b>2213,719379</b>
<b>0,012297486</b>	0,614921838	438208,0406	0,012297487	1,06112E-09	2213,718615
<b>0,012297487</b>	0,614921811	438208,0217	0,012297488	1,3264E-10	2213,71852

**Tableau IV. 2:** détermination du débit par la méthode des approximations successive.

Remarque :

D'après la méthode du tronçon limiteur le débit et de  $Q=2213 \text{ m}^3/\text{h}$ . Pour notre cas on a considéré le débit  $Q=2200 \text{ m}^3/\text{h}$  qui est pratiqué avant inspection, et cela après déclassement de la ligne car le débit initial du projet était de  $2540 \text{ m}^3/\text{h}$ , sans passer par le rapport établi par les résultats de l'outil intelligent.

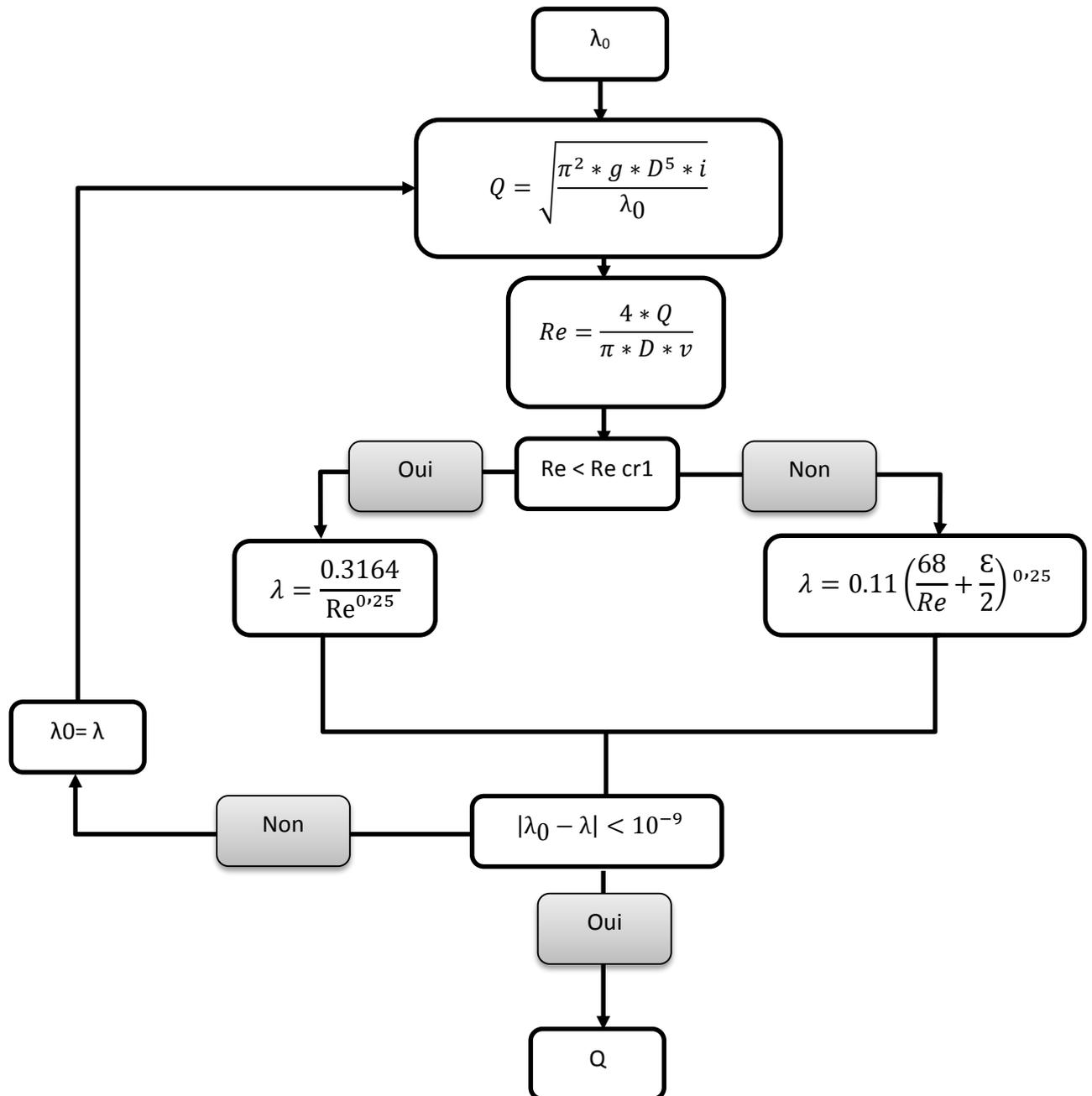


Figure IV. 8 : Organigramme de la méthode du tronçon limiteur.

**b-Application sur le calcul hydraulique**

On prend l'exemple du premier tronçon SP1-SP1bis :

Q (m <sup>3</sup> /h)	L (m)	δ (m)	Δz (m)	e (m)	v (m <sup>2</sup> /s)	ρ (kg/m <sup>3</sup> )	Pasp (bar)	Dext (m)	Dint (m)	g (m/s <sup>2</sup> )
2200	189814	0.00793	63.249	0.0001	0.000003	803	10bars	0.6096m	0.59374m	9.81

**Tableau IV. 3:** les paramètres du tronçon SP1-SP1bis.

$$D_{\text{int}} = 0.6096 - 2 * 0.00793 = 0.59374 \text{ m}$$

- calcul du Re :

$$Re = \frac{4 * 0.611}{3.14 * 0.59374 * 0.000003} = 436972.3836$$

- calcul de la rugosité :

$$\varepsilon = \frac{2 * 0.0001}{0.59374} = 3.368 * 10^{-4}$$

- calcul du  $Re_{cr1}$  et  $Re_{cr2}$  :

$$Re_{cr1} = \frac{59.5}{0.0003368^{(8/7)}} = 553649.0835$$

$$Re_{cr2} = \frac{665 - (765 * \ln 0.0003368)}{0.0003368} = 20136449.75$$

- calcul du coefficient de frottement :

Puisque on a  $Re < Re_{cr1}$  alors le régime est turbulent dans la zone de tube lisse donc :

$$\lambda = \frac{0.3164}{436972.3836^{0.25}} = 0.012306$$

- calcul de la pente :

$$i = \frac{8 * 0.012306 * 0.611^2}{\pi^2 * 9.81 * 0.59374^5} = 5.1496 * 10^{-3}$$

Donc on peut calculer la pression de refoulement de la SP1 :

- calcul de la perte de charge :

$$h_f = i * L = 5.1496 * 10^{-3} * 189814 = 977.466 \text{ m}$$

Alors la pression est :

$$P_f = \rho * g * h_f = 803 * 9.81 * 977.466 = 7699919.99 \text{ Pa} = 77 \text{ bars}$$

- calcul de la pression de pesanteur :

$$P_z = \rho * g * h_z = 803 * 9.81 * (-63.249) = -498239.57 \text{ Pa} = -5 \text{ bar}$$

- calcul de la pression de refoulement :

En utilisant la formule de Bernoulli :

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + Z_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + Z_2 + h_f$$

Dans notre cas  $P_1 = P_{ref}$  et  $P_2 = P_{asp}$

Puisque on a la même section donc :  $\frac{v_2^2}{2g} - \frac{v_1^2}{2g} = 0$

D'où :  $P_{ref} = P_{asp} + P_z + P_f = 10 + 77 + (-5) = 82 \text{ bars}$

- on suit la même procédure pour calculer les pressions de refoulement et les pentes hydrauliques de toute la ligne Haoud el Hamra – Bejaia :

Le tableau suivant présente les résultats finals de la pente hydraulique de chaque tronçon :

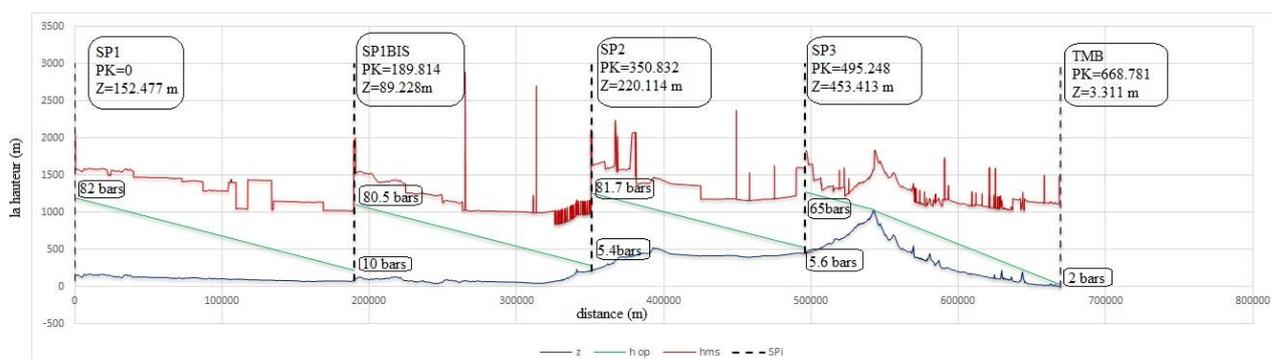
	SP1-SP1 bis	SP1 bis – SP2	SP2- SP3	SP3- col Selatna	Col selatna - TMB
<b>L [m]</b>	189814	161018.11	144866.481	46820.795	126712.357
<b>ΔZ [m]</b>	-63.249	130.964	233.299	576.164	-1026.266
<b>δ [m]</b>	0.00793	0.00752	0.00682	0.00697	0.00784
<b>Dext [m]</b>	0.6096	0.6096	0.6096	0.6096	0.5588
<b>Dint [m]</b>	0.59374	0.59456	0.59596	0.59566	0.54312
<b>ε</b>	0.00033685	0.00033638	0.00033559	0.00033576	0.00036824
<b>Re</b>	436830.281	436227.817	435203,052	435422,239	477543,841
<b>Re cr<sub>1</sub></b>	553559,336	554433,145	555925,412	555605,598	499959,728
<b>Re cr<sub>2</sub></b>	20133271,4	20164215,7	20217057,3	20205733	18231663,1
<b>λ</b>	0,01230717	0,01231142	0,01231866	0,01231711	0,01203603
<b>i</b>	0,00514681	0,00511318	0,00505638	0,00506849	0,00785897

**Tableau IV. 4:** résultats finals des pentes de chaque tronçon.

En fonction de la pente et à travers la formule de Bernoulli on calcule les pressions de refoulement de chaque station. Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

	SP1-SP1 bis	SP1 bis – SP2	SP2- SP3	SP3- col Selatna	Col Selatna - TMB
<b>Hf [m]</b>	976,937062	823,314975	732,49968	237,310533	995,828951
<b>Pf [bar]</b>	76,9575332	64,8560609	57,7021495	18,6939711	78,4457286
<b>Pz [bar]</b>	-4,9823957	10,3165974	18,3779654	45,3869158	-80,8433858
<b>Pasp [bar]</b>	10	5,4	5,6	1	2
<b>Pref [bar]</b>	81,9751375	80,5726583	81,680115	65,0808869	0,70234279

**Tableau IV. 5:** résultats finals des pressions de refoulement de chaque station.



**Figure IV. 9:** La pente hydraulique au débit 2200 m<sup>3</sup>/h de la ligne OB1.

#### IV.8.1.2 les pressions d’opération au tronçon SP3- TMB

C’est un paramètre qui détermine la pression de service en tous points de la ligne, en considérant les pertes de charge et la pression de refoulement et d’aspiration du tronçon basé sur la loi de Bernoulli. On note par Px la pression d’opération.

#### ❖ exemple de calcul

On prend le défaut numéro 23 situé dans le tronçon SP3- col de Selatna

	Défaut 23	SP3
PK [m]	2354,256	0
Z [m]	456,518	453,413

Avec :

$$i = 0,00506849$$

$$L = 2354.256 \text{ m}$$

$$\Delta Z = 453.413 - 456.518 = - 3.105 \text{ m}$$

$$P_{ref} = 65.08 \text{ bars}$$

- Calcul de la perte de charge :

$$H_f = i * L = 0.00506849 * 2354.256 = 11.9325 \text{ m}$$

$$P_f = \rho * g * H_f = 803 * 9.81 * 11.9325 * 10^{-5} = 0.94 \text{ bar}$$

- Calcul de la pression de pesanteur :

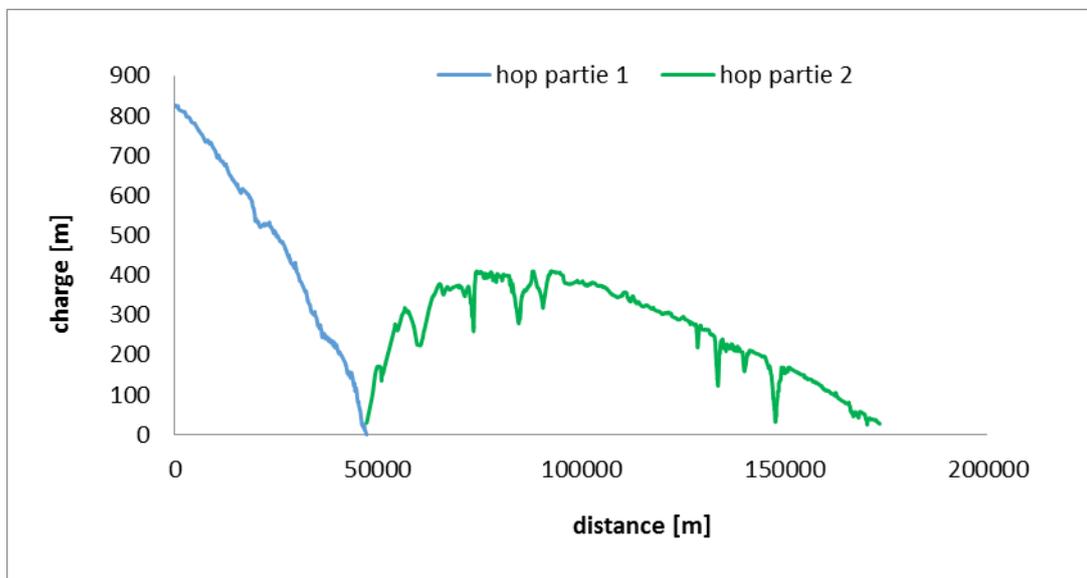
$$P_z = \Delta Z * \rho * g = -3.105 * 803 * 9.81 * 10^{-5} = -0.2446 \text{ bar}$$

- Calcul de la  $P_x$  :

On appliquant la formule de Bernoulli :

$$P_x = P_{ref} + P_z - P_f = 65.08 - 0.2446 - 0.94 = 63.8154 \text{ bars}$$

En appliquant le même principe pour calculer les pressions d'opération dans tous les défauts du 4<sup>ème</sup> tronçon, et on trace le graphe suivant :



**Figure IV. 10:** Les pressions d'opération des défauts en fonction de la distance.

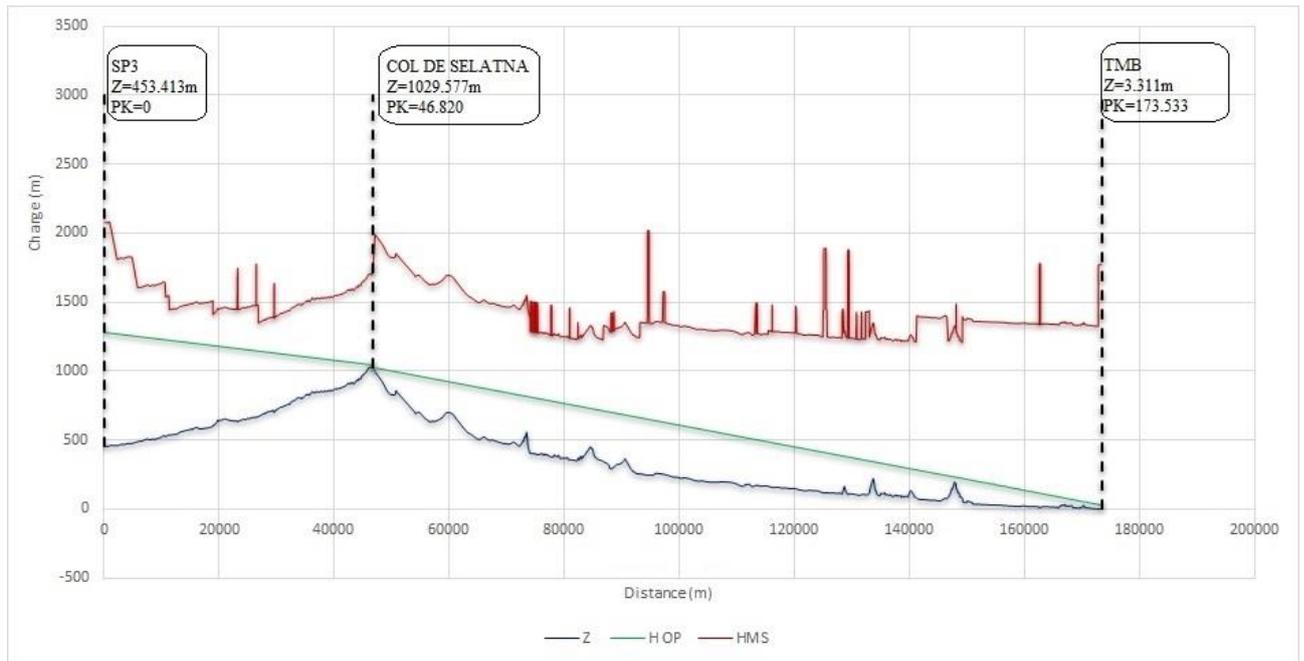


Figure IV. 11: la hauteur de pression d’opération en tenant compte de l’altitude du SP3-TMB.

### IV.8.2. Calcul des normes de l’inspection

Pour illustrer notre travaille on a appliqué les quatre normes situ précédemment pour un même défaut.

#### IV.8.2.1. Exemple de calcul

Les caractéristiques du défaut sont présentées dans le tableau suivant :

	Pk	Positon angulaire	Longueur L (mm)	Profondeur d (mm)	L’épaisseur t (mm)
Défaut 1269	12,535039	5 :21	39	1.9964	7.13

Tableau IV. 6: Les caractéristiques du défaut.

- $D_{ext}=24''=609,6$  mm
- Nuance d’acier X52  $\left\{ \begin{array}{l} \sigma_e = 3580 \text{ kgf/cm}^2 \\ \sigma_r = 4550 \text{ kdf/cm}^2 \end{array} \right.$  avec  $k_s = 0.72$

**a- La norme ANSI/ASME B31G**

On détermine d'abord la pression maximale de service par la relation (IV.1) :

$$P_{ms} = \frac{2tK_s\sigma_e}{D} = \frac{2 * 7,13 * 0,72 * 3580}{24 * 25,4} = 60,29 \text{ bars}$$

On calcule ensuite le paramètre G par (IV.2) :

$$G = 0,893 \frac{L}{\sqrt{D * t}} = 0,893 * \frac{39}{\sqrt{24 * 25,4 * 7,13}} = 0,528$$

On constate que  $G < 4$  alors on calcule d'abord le facteur de Folias et on utilise la relation (IV.3) pour déterminer la pression réduite

$$M = \sqrt{1 + G^2} = \sqrt{1 + 0,528^2} = 1,130$$

$$P_r = 1,1 * PMS \left[ \frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{MA_0}} \right] = 1,1 * 60,29 \left[ \frac{1 - \frac{2}{3} * 0,28}{1 - \frac{2}{3} * \frac{0,28}{1,130}} \right] = 64,61 \text{ bars}$$

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

Alors on calcule la perte de métal limite par la relation (IV.4) :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%} = \frac{1,1 * 60,29 - 51,90}{\frac{2}{3}(1,1 * 60,29 - 51,90/1,130)} = 1,06 = 106\%$$

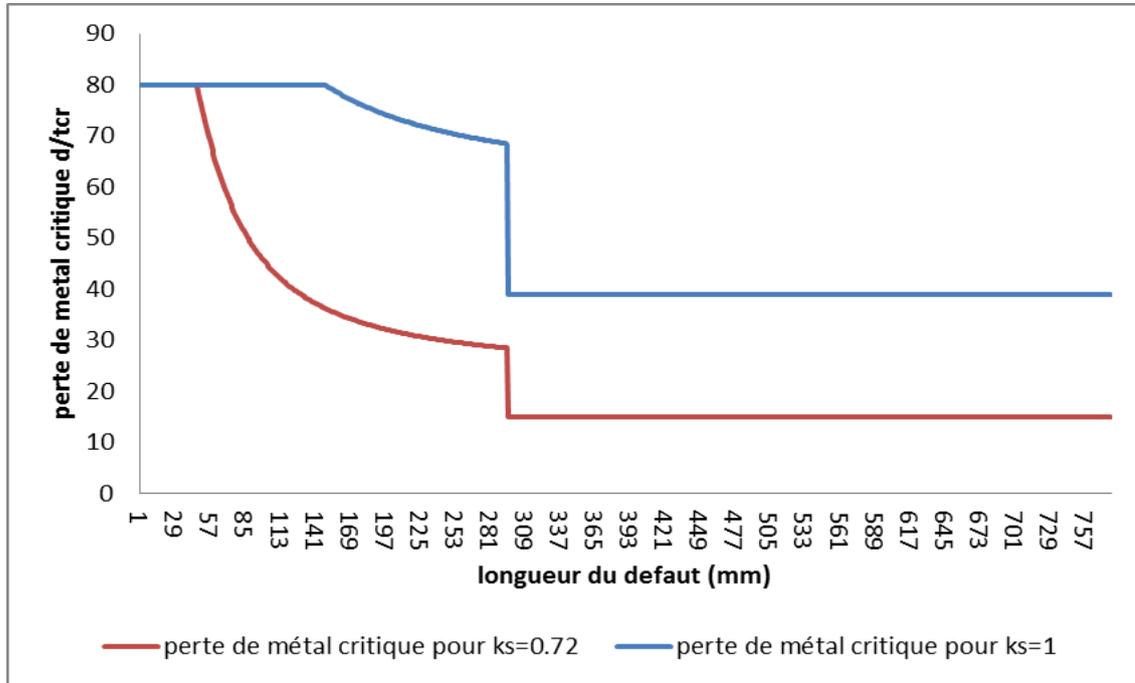
Pour définir l'état du défaut on doit calculer la perte de métal pour un coefficient de sécurité  $k_s$  égale à 1 :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr100\%} = \frac{Et(d/t)_{cr}}{0,72} = 1,47 = 147\%$$

On constate que  $\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%}$  et  $\left(\frac{d}{t}\right)_{cr100\%} \geq 80\%$  alors on donne une valeur de 80% pour les deux.

On remarque que  $\frac{d}{t} = 28\% \leq 80\%$  alors le défaut est à laisser.

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



**Figure IV. 12:** L'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme B31G.

On a supposé trois défauts qui ont les mêmes caractéristiques mais d'une longueur et profondeur différente on pour déterminer les trois possibilités qu'un défaut peut prendre dans la courbe

	<b>d/t (mm)</b>	<b>L (mm)</b>
Défaut à laisser	25	52
Défaut à atténuer	45	145
Défaut à réparer	50	400

**Tableau IV. 7:** Donnés des défauts à représentés.

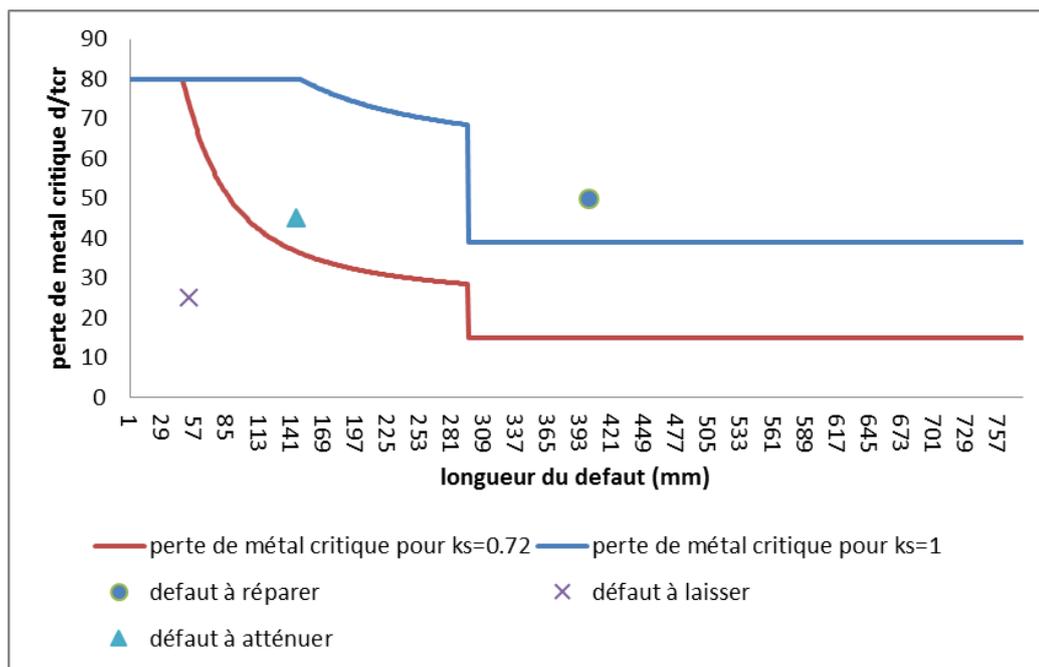


Figure IV. 13: Défaut à laisser, à atténuer et à réparer par la norme B31G.

➤ **Evaluation des défauts selon la norme ANSI/ASME B31G**

Le tableau suivant classe les défauts selon leur gravité analysés par la norme B31G

	nombre des défauts à laisser	nombre des défauts à atténuer	nombre des défauts à réparer
Partie1	<b>9676</b>	<b>13</b>	<b>16</b>
Partie2	<b>34176</b>	<b>1</b>	<b>102</b>
Totale	<b>43852</b>	<b>14</b>	<b>118</b>

Tableau IV. 8: Evaluation des défauts selon la norme ANSI/ASME B31G.

**b- la norme ANSI/ASME B31G Modifié**

On commence par la pression maximale de service par la relation (IV.11) :

$$P_{ms} = \frac{2tKs(\sigma_e + 10000)}{D} = \frac{2 * 7,13 * 0,72 * (3580 + \left(\frac{10000}{14,503}\right))}{24 * 25,4} = 71,90 \text{ bars}$$

Et  $\frac{L^2}{Dt} = 0,35 < 50$  alors on utilise (IV.16) pour déterminer la perte de métal limite

L'équation (IV.12) donne :

$$M_1 = \sqrt{1 + 0,6275 \frac{L^2}{Dt} - 0,003375 \frac{L^4}{D^2 t^2}} = \sqrt{1 + 0,6275 * 0,35 - 0,003375 * 0,35^2} = 1,104$$

Et la pression réduite par (IV.14) :

$$\text{Prd} = \frac{Pms * (1 - \frac{A}{A0})}{1 - (\frac{A}{A0}) [\frac{1}{M_1}]} = \frac{71,90 * (1 - 0,28 * 0,85)}{1 - 0,28 * (\frac{1}{1,104})} = 69,85 \text{bars}$$

Avec :  $\frac{A}{A0} = 0,85 * \frac{d}{t}$

Alors la perte de métal limite (IV.16) est :

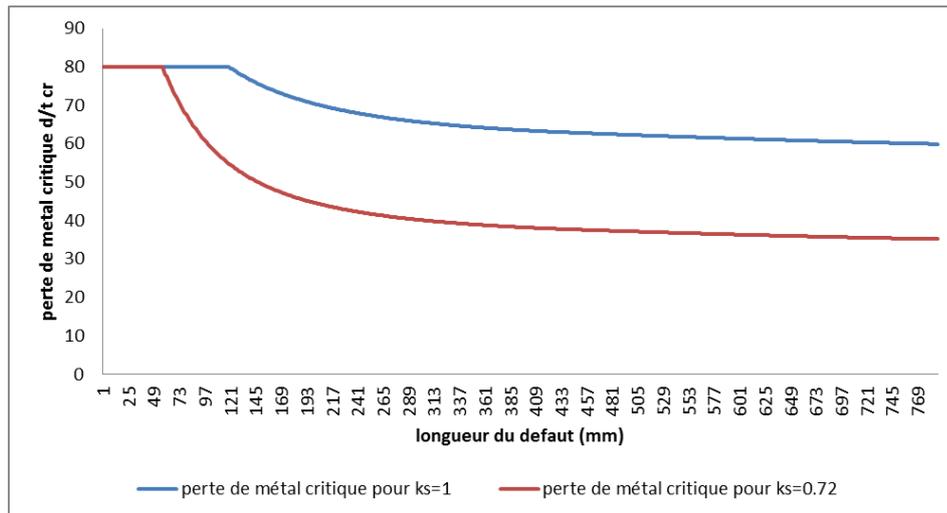
$$\left(\frac{d}{t}\right)_{\text{cr}} = \frac{Pms - Pop}{0,85(Pms - \frac{Pop}{M_1})} = \frac{71,90 - 51,90}{0,85(71,90 - \frac{51,90}{1,104})} = 0,945 = 94,5\%$$

Et :

$$(d/t)_{\text{cr}100\%} = \frac{\text{Et } (d/t)_{\text{cr}}}{0,72} = 0,1312 = 1,312\%$$

On remarque que  $\frac{d}{t} = 28\% \leq 80\%$  alors le défaut est à laisser.

On suit la même procédure pour tracer la courbe de la perte de métal.

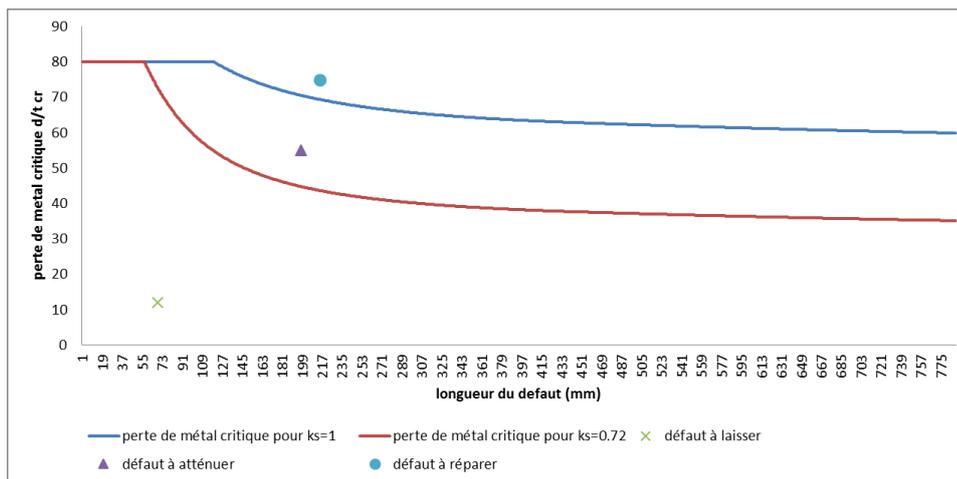


**Figure IV. 14:** L'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme B31G modifié.

Pour montrer les différentes possibilités qu'un défaut peut prendre par la norme B31G modifié on suit aussi la même procédure.

	<b>d/t</b>	<b>L (mm)</b>
<b>Défaut à laisser</b>	12	69
<b>Défaut à atténuer</b>	55	198
<b>Défaut à réparer</b>	75	215

**Tableau IV. 9:** Donnée des défauts à représentés.



**Figure IV. 15:** Défaut à laisser, à atténuer et à réparer par la norme B31G modifié.

➤ **Evaluation des défauts selon la norme B31G modifié**

Le tableau suivant classe les défauts selon leur gravité analysés par la norme B31G.

	nombre des défauts à laisser	nombre des défauts à atténuer	nombre des défauts à réparer
Partie1	<b>9679</b>	<b>10</b>	<b>16</b>
Partie2	<b>34177</b>	<b>0</b>	<b>102</b>
Totale	<b>43856</b>	<b>10</b>	<b>118</b>

**Tableau IV. 10:** Evaluation des défauts selon la norme B31G modifié.

**c- La norme La norme DNV-RP –F101**

Comme les autres normes on calcule la pression maximale de service par la formule (IV.18) mais d'abord on calcule le coefficient de sécurité  $K_s$  :

$$K_s = k_1 * K_2 = 0,9 * 0,72 = 0,648$$

$$P_{ms} = \frac{2\sigma_r K_s t}{D - t} = \frac{2 * 4550 * 7,13 * 0,648}{(24 * 25,4) - 7,13} = 69,78 \text{ bars}$$

On calcule la pression réduite par (IV.19) :

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left( \frac{39}{\sqrt{(24 * 25,4) * 7,13}} \right)^2} = 1,052$$

Alors:

$$P_{red} = \frac{2\sigma_r K_s t}{D - t} \left[ \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t * Q}} \right] = 69,78 \left[ \frac{1 - 0,28}{1 - \frac{0,28}{1,052}} \right] = 68,45 \text{ bars}$$

La perte de métal critique par (IV.21) :

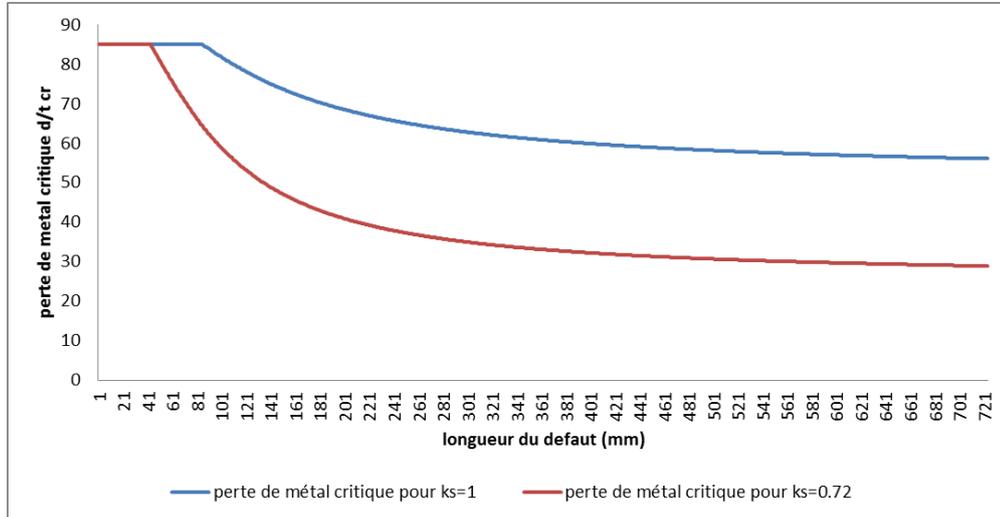
$$\left( \frac{d}{t} \right)_{cr} = \frac{P_{ms} - P_{op}}{P_{ms} - \frac{P_{op}}{Q}} = \frac{69,78 - 51,90}{69,78 - \frac{51,90}{1,052}} = 0,8745 = 87,45\%$$

$$\left( \frac{d}{t} \right)_{cr100\%} = \frac{E t (d/t)_{cr}}{0,72 * 0,9} = 1,349 = 134,9\%$$

On constate que  $(\frac{d}{t})_{cr72\%}$  et  $(\frac{d}{t})_{cr100\%} \geq 85\%$  alors on donne une valeur de 85% pour les deux.

On remarque que  $\frac{d}{t} = 28\% \leq 85\%$  alors le défaut est à laisser.

On trace la courbe comme précédemment :



**Figure IV. 16:** L'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme DNV.

Pour montrer les différentes possibilités qu'un défaut peut prendre par la norme B31G modifié on suit aussi la même procédure.

	<b>d/t</b>	<b>L (mm)</b>
<b>Défaut à laisser</b>	23	61
<b>Défaut à atténuer</b>	62	143
<b>Défaut à réparer</b>	69	260

**Tableau IV. 11:** Donné des défauts à représentés.

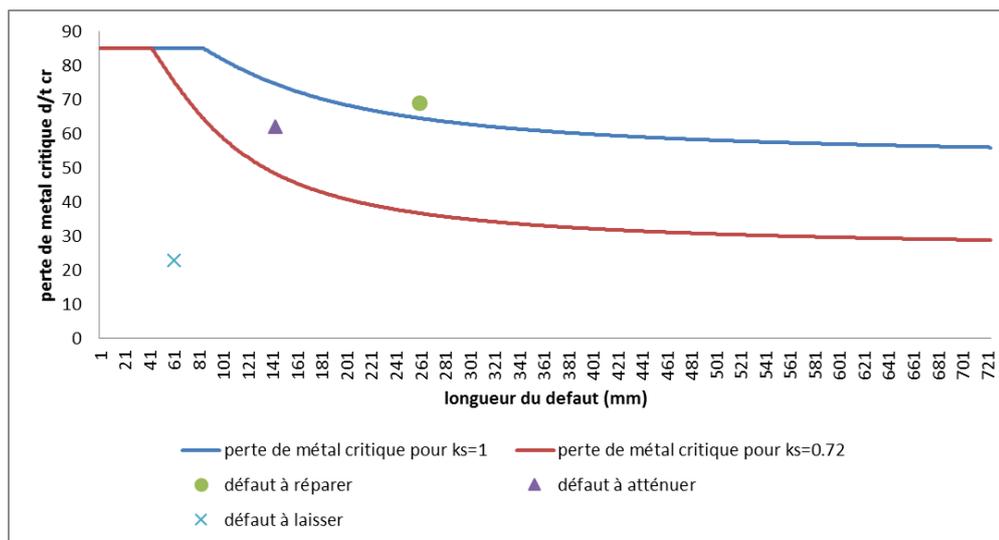


Figure IV. 17: Défaut à laisser, à atténuer et à réparer par la norme La norme DNV-RP –F101.

➤ **Evaluation des défauts selon la norme DNV**

Le tableau suivant classe les défauts selon leur gravité analysés par la norme DNV.

	nombre des défauts à laisser	nombre des défauts à atténuer	nombre des défauts à réparer
Partie1	<b>9677</b>	<b>14</b>	<b>14</b>
Partie2	<b>34203</b>	<b>2</b>	<b>74</b>
Totale	<b>43880</b>	<b>16</b>	<b>88</b>

Tableau IV.9: Evaluation des défauts selon la norme DNV-RP –F101.

➤ **La norme de Ritchie and Last (Shell 92 criteria)**

On calcule la pression maximale de service par la relation (IV.22)

$$P_{ms} = 0,9 * \frac{2\sigma_R K_S t}{D - t} = 0,9 * \frac{2 * 4550 * 7,13 * 0,72}{24 * 25,4} = 68,97 \text{ bars}$$

$$M = \sqrt{1 + 0,8 * \frac{L^2}{Dt}} = \sqrt{1 + 0,8 * \frac{39^2}{(24 * 25,4 * 7,13)}} = 1,131$$

La pression réduite est :

$$Pred = Pms * \left[ \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t * M}} \right] = 68,97 * \left[ \frac{1 - 0,28}{1 - \frac{0,28}{1,131}} \right] = 68,97 \text{ bars}$$

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{Pms - Pop}{Pms - \frac{Pop}{Q}} = \frac{68,97 - 51,90}{68,97 - \frac{51,90}{1,131}} = 0,7395 = 73,95\%$$

$$(d/t)_{cr100\%} = \frac{Et (d/t)_{cr}}{0,72} = 1,027 = 102,7\%$$

On constate que  $\left(\frac{d}{t}\right)_{cr72\%}$  et  $(d/t)_{cr100\%} \geq 80\%$  alors on donne une valeur de 80% pour les deux

On remarque que  $\frac{d}{t} = 28\% \leq 80\%$  alors le défaut est à laisser.

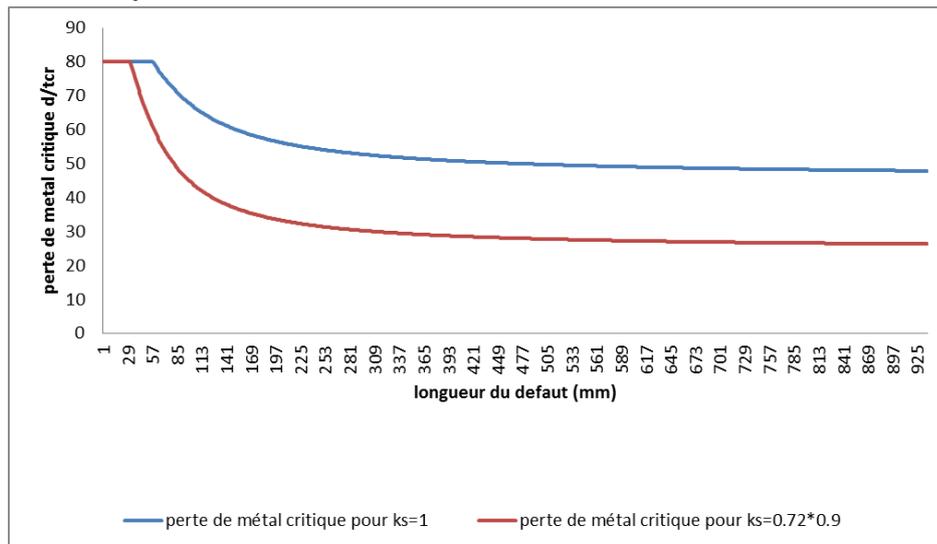


Figure IV. 18 : L'évolution de la perte de métal en fonction de la longueur du défaut par la norme de Ritchie and Last (Shell 92 criteria).

	d/t	L (mm)
Défaut à laisser	15	35
Défaut à atténuer	45	153
Défaut à réparer	60	207

Tableau IV. 12: Donné des défauts à représentés.

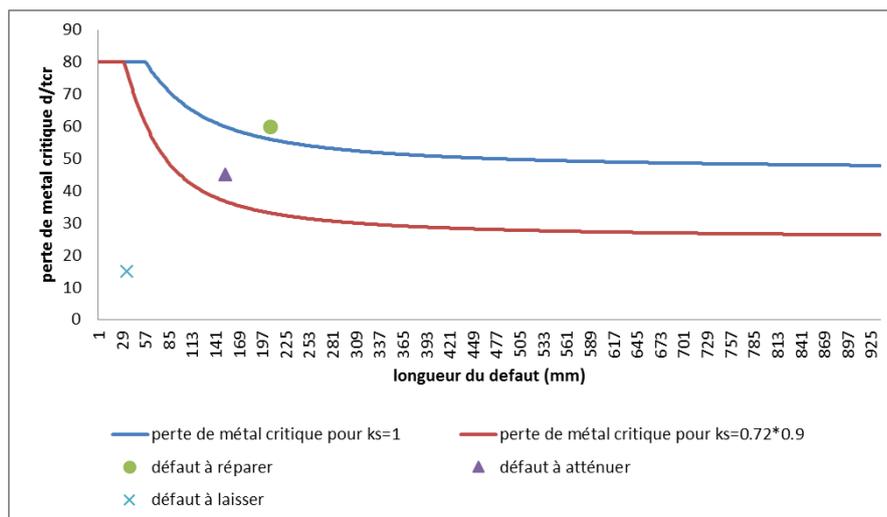


Figure IV. 19 : Défaut à laisser, à atténuer et à réparer par la norme La norme de Shell 92.

➤ Evaluation des défauts selon la norme de Ritchie and Last (Shell 92 criteria)

	nombre des défauts à laisser	nombre des défauts à atténuer	nombre des défauts à réparer
Partie1	<b>9656</b>	<b>28</b>	<b>21</b>
Partie2	<b>34170</b>	<b>7</b>	<b>102</b>
Totale	<b>43826</b>	<b>35</b>	<b>123</b>

Tableau IV. 13: Evaluation des défauts selon la norme de Ritchie and Last (Shell 92 criteria).

➤ Interprétations des résultats :

a. Suivant les graphes :

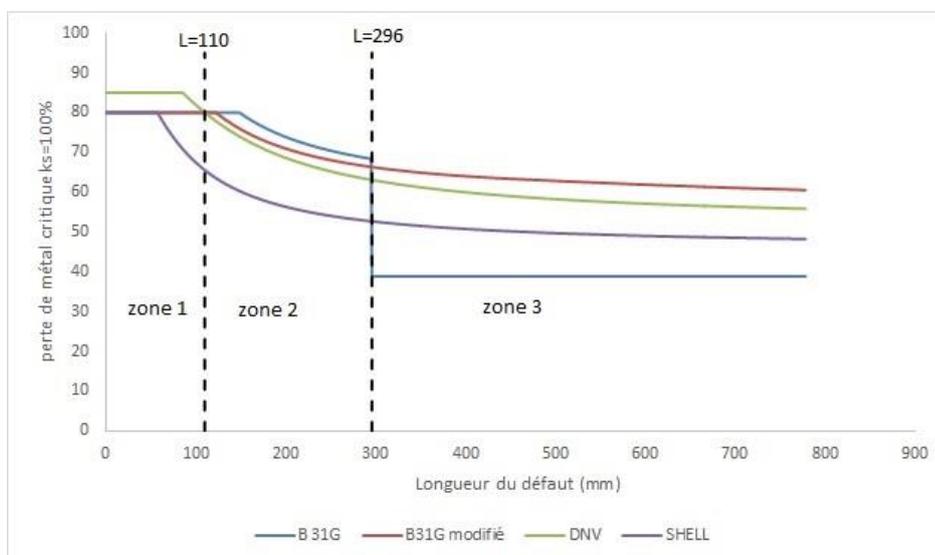


Figure IV. 20 : Les limites de pertes de métal pour les quatre normes.

La comparaison entre les méthodes sert de préalable à étudier les avantages et les inconvénients de chaque méthode et choisir la plus appropriée pour prendre des décisions qui en résultent et par conséquent, procéder aux travaux de réhabilitation.

D'après le tableau ci-dessous, on a classé les défauts d'après leurs longueurs

Zone	$L < 110$ (mm)	$110 \leq L < 296$ (mm)	$L \geq 296$ (mm)
Nombre de défauts	43609	368	7

La comparaison entre les normes nous a conduits aux conclusions suivantes :

- Zone 1 : [0-110] mm, on remarque que la norme Schell est la plus conservatrice. Et les normes B31G, B31G modifiée et DNV sont moins conservatrices, la dernière est très mauvaise pour les défauts de petite longueur (piques de corrosion).
- Zone 2 : on remarque que pour les longueurs inférieures à 296 mm la norme Schell reste toujours la meilleure, Tandis que les normes DNV, B31G et B31G modifiée sont moins conservatrices.
- Zone 3 : dans cette partie la norme B31G est la plus conservatrice pour les longueurs supérieures à 296 mm,

#### b. Suivants les résultats finals

	nombre des défauts à laisser	nombre des défauts à atténuer	nombre des défauts à réparer
<b>ANSI/ASME B31G</b>	<b>43852</b>	<b>14</b>	<b>118</b>
<b>B31G MODIFIÉ</b>	<b>43856</b>	<b>10</b>	<b>118</b>
<b>DNV</b>	<b>43880</b>	<b>16</b>	<b>88</b>
<b>Shell (92 criteria)</b>	<b>43826</b>	<b>35</b>	<b>123</b>

**Tableau IV. 14:** Comparaison entre les quatre normes.

D'après les résultats obtenus du tableau, nous remarquons que la norme Schell est la plus conservatrice car elle présente le plus grand nombre de réparation 123 et 35 défauts à atténuer. Il est clair aussi que les normes B31G et B31G modifiée sont moins conservatrices que la norme Schell, car on a 118 défauts à réparer. La DNV est la moins conservatrice que les autres car elle ne recommande que 88 défauts de réparation.

### IV.8.3 Estimation de la vitesse de corrosion

#### IV.8.3.1 Introduction

L'étude des risques de corrosion et leurs influences sur un pipeline corrodé est basée sur l'évolution de la vitesse de perte de métal de chaque défaut, mais cette vitesse exige au moins les paramètres géométriques et physiques de deux inspections en ligne. Mais dans notre cas, nous avons une seule inspection et pour remédier au problème de l'inspection en ligne, nous avons estimé la vitesse de corrosion par la méthode de l'inférence bayésienne avec une projection de cinq (5) et sept (7) ans.

#### IV.8.3.2 de l'inférence bayésienne

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

##### a- Présentation de la méthode

###### ➤ Loi normal :

On a :  $d$  ou  $\mu_d$ : la perte de métal (la profondeur initiale du défaut)

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

$\varepsilon$  ou  $\sigma_d$ : l'erreur

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

Donc:

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

###### ➤ Loi priori :

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

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

###### ➤ Vraisemblance :

On a :  $t_{exp} = t_{inspection} - t_{mise \text{ en service}} \text{ (ans)}$

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

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

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

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

➤ **Loi posteriori :**

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

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

➤ **Loi de distribution de la vitesse :**

$$f(d(t)) = \begin{cases} \mu_i = \mu_d + \mu_{ps} * t \\ \sigma = \sqrt{\sigma_d^2 + \sigma_{ps}^2 * t^2} \end{cases}$$

❖ **Exemple de calcul :**

On prend comme exemple de calcul un défaut de profondeur  $d=0.714\text{mm}$

Donc :

$$f(d(\varepsilon)) = \begin{cases} \mu_d = 0.714 \\ \sigma_d = 0.0714 \end{cases}$$

➤ **Loi priori :**

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

➤ **Vraisemblance :**

$$\text{On a : } t_{\text{exp}}=2009-1959=50 \text{ (ans)}$$

$$V_{\min} = \frac{0.714}{50 - 1} = 0.01457 \text{ (mm/ans)}$$

$$V_{\max} = \frac{0.714}{1} = 0.714 \text{ (mm/ans)}$$

$$\mu_{vr} = \frac{0.01457 + 0.714}{2} = 0.3643 \text{ (mm/ans)}$$

$$\sigma_{vr} = \frac{0.3643 - 0.01457}{1.96} = 0.1784$$

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

$$\mu_{ps} = \frac{0.1784^2 * 0.14 + 0.03}{0.1784^2 + 0.03^2} = 0.1636$$

$$\sigma_{ps} = \frac{0.1784^2 * 0.03^2}{0.1784^2 + 0.03^2} = 8.75 * 10^{-4}$$

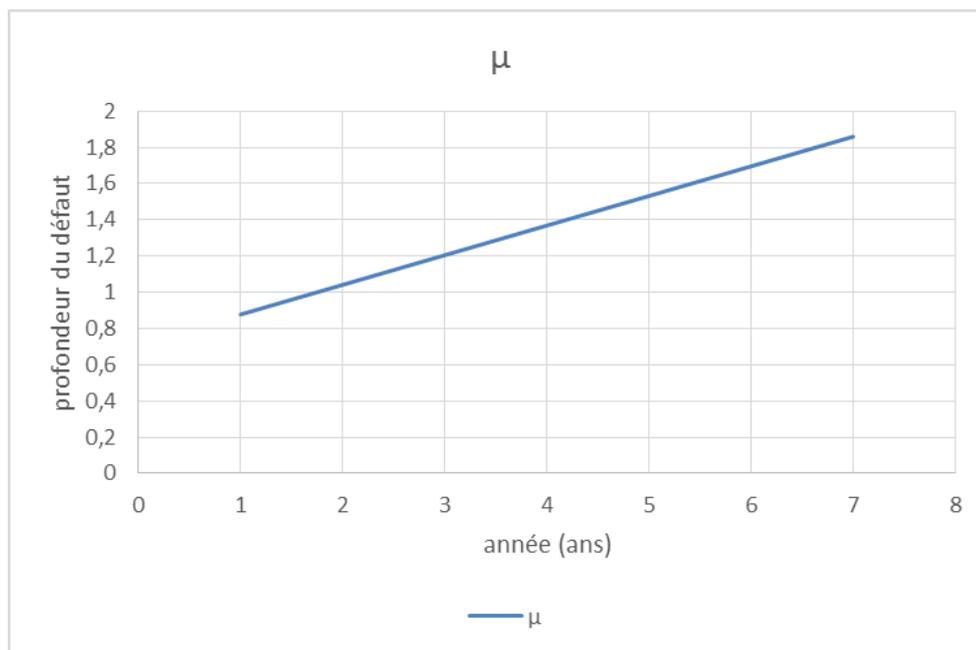
➤ **Loi de distribution de la vitesse :**

$$f(d(1)) = \begin{cases} \mu = 0.714 + 0.1636 * 1 \\ \sigma = \sqrt{0.0714^2 + (8.75 * 10^{-4})^2 * 1^2} \end{cases} = \begin{cases} 0.8776 \\ 0,071405 \end{cases}$$

On continue les calculs pour 7 ans:

Année	$\mu$	$\sigma$
1	0,8776439	0,07140536
2	1,0412878	0,07142146
3	1,2049317	0,07144827
4	1,3685756	0,07148578
5	1,53221951	0,07153399
6	1,69586341	0,07159287
7	1,85950731	0,07166239

**Tableau IV. 15 :** l'évolution de la perte de métal en fonction du temps.



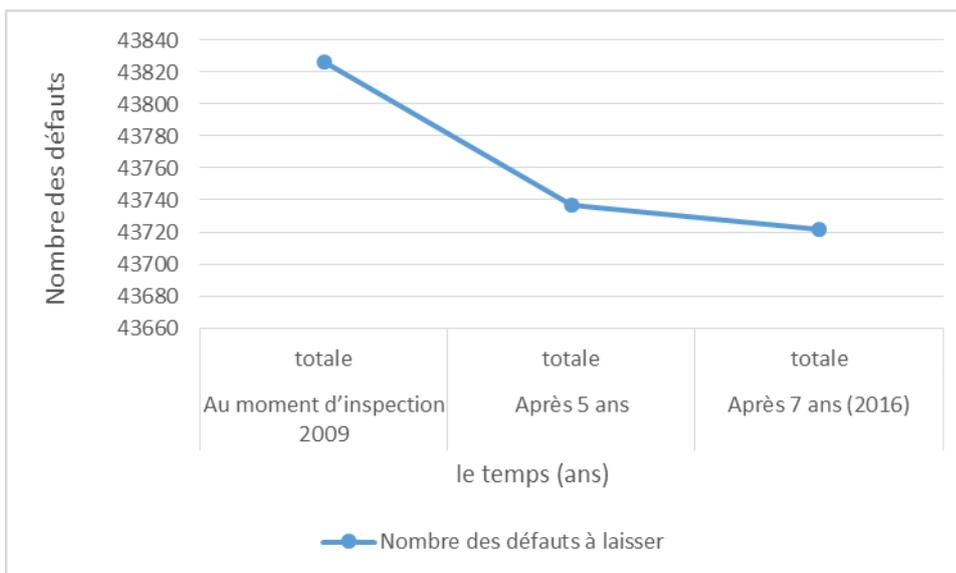
**Figure IV. 21 :** L'évolution de la perte métal en fonction du temps.

On suit le même principe pour calculer les nouvelles profondeurs afin de prédire l'état du tronçon (SP3-TMB). Les résultats sont présentés dans le tableau suivant (pour les autres normes voir l'annexe) :

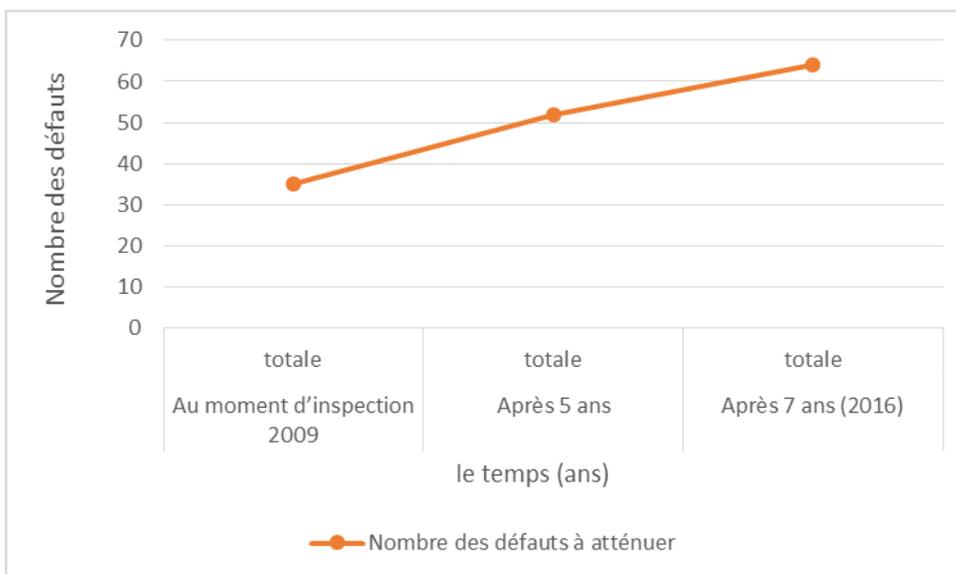
SHELL 92		Nombre des défauts à laisser	Nombre des défauts à atténuer	Nombre des défauts à réparer
Au moment d'inspection 2009	Partie 1	9656	28	21
	Partie 2	34170	7	102
	<b>totale</b>	<b>43826</b>	<b>35</b>	<b>123</b>
Après 5 ans	Partie 1	9628	45	32
	Partie 2	34109	7	163
	<b>totale</b>	<b>43737</b>	<b>52</b>	<b>195</b>
Après 7 ans (2016)	Partie 1	9654	59	39
	Partie 2	34068	5	206
	<b>Totale</b>	<b>43722</b>	<b>64</b>	<b>245</b>

**Tableau IV. 16:** Estimation des défauts en fonction du temps.

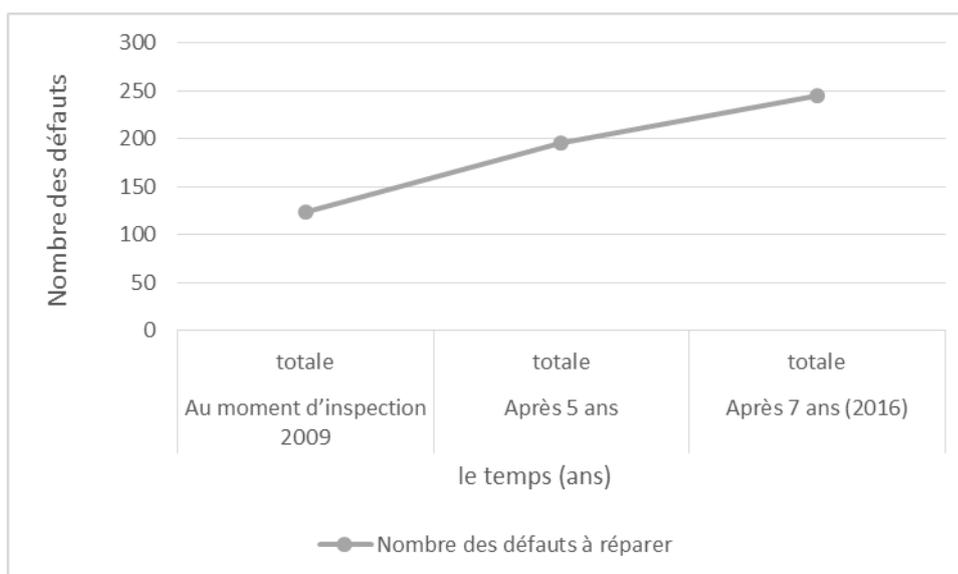
Après estimation de la vitesse de l'évolution de la perte de métal on représente les défauts à laisser, les défauts à atténuer et défauts à réparer dans les courbes suivantes respectivement :



**Figure IV. 22 :** Nombre des défauts à laisser en fonction du temps.



**Figure IV. 23 :** Nombre des défauts à atténuer en fonction du temps.



**Figure IV. 24:** Nombre des défauts à réparer en fonction du temps.

**Remarque :**

On n’a pas pu représenter les courbes des défauts dans le même graphe, car la valeur des défauts à laisser est démesurée, comparée aux deux autres valeurs.

• **L’interprétation :**

	Au moment d’inspection 2009		En 2016 (après réparation des défauts recommandés en 2009)	
	Partie 1 (SP3- Col de Selatna)	Partie2 (Col de Selatna- TMB)	Partie 1 (SP3- Col de Selatna)	Partie2 (Col de Selatna- TMB)
nombre de tronçons contenant des défauts à réparer	6	38	3	22
Nombre de défauts à réparer	21	102	18	104
Vitesse de l’apparition des défauts par an	0,420	2,040	2,571	14,857

**Tableau IV. 17 :** le nombre des tronçons à réparer et les vitesses d’apparitions des défauts avant et après l’inspection.

Notre choix a été porté sur la méthode Schell car, elle est la plus concluante et si le choix été autre, le nombre de défaut à réparer sera évidemment inférieur. L’analyse a recommandé 123 défauts à réparer en 2009 distribués sur 44 tronçons avec une moyenne de 2,46 défauts par an. La

partie 2 (Col de Selatna-TMB) est la plus endommagée par 38 tronçons réclamant une réparation d'urgence. Ces défauts sont concentrés entre (PK 72,782 et PK 72,788).

En 2016, après sept ans de l'inspection, le nombre de tronçons nécessitant des réparations d'urgence est de 25 tronçons avec une moyenne de 17,42 défauts par an. La perte de métal devient plus considérable dans la même partie (Col de Selatna-TMB) sur 22 tronçons. Avec 17 défauts à l'état d'urgence qui sont apparus dans le même tronçon réparé en 2009. Ce qui montre l'évolution rapide de la profondeur des défauts. La concentration de ces derniers est importante entre PK 72,781 et 72,791 et entre PK 76,176 et 76,180.

# *Chapitre V*

## *Les techniques d'intervention et de réparation*

## V.1. Introduction

Une fois l'inspection de la canalisation terminée, les résultats validés, il reste à l'exploitation d'aller au plan de réparation ; déterminant les points à réparer, les modes de réparation, ensuite les procédures et échéances.

Le choix des points et modes de réparation dépendent de la gravité des défauts, ou du degré d'endommagement de la canalisation, ne peut être décidé qu'après avoir examiné:

1. Les conséquences de l'indisponibilité de la canalisation sur le programme de transport.
2. La possibilité de réalisation de l'intervention.
3. La distribution des points de corrosion à réparer qui conditionnera le mode et la longueur du tronçon à réparer.

A noter que pour des raisons de sécurité et environnement, et en attendant la mise en œuvre du plan de réparation définitif, l'exploitation peut engager immédiatement des réparations temporaire, consistant à un renforcement des points de corrosion sévères sans perturbation de l'exploitation.

## V.2. Méthodes de réparation des tubes

Après l'évaluation de l'endommagement, s'effectuera le choix du type de réparation selon :

- La géométrie de la canalisation (Diamètre ; cintrage ;...)
- La nuance de l'acier de fabrication de l'acier.
- La localisation de la canalisation.
- Des conditions d'exploitation.
- La localisation du défaut.
- La nature et dimension du défaut.

### V.2.1. Réparation par ré-enrobage

Ce type de réparation a pour but d'atténuer le processus de corrosion, est employé pour les défauts de corrosion de faible profondeur et étendue ; (profondeur max 30% de l'épaisseur de la paroi, et éventuellement en cas de détérioration de l'enrobage (claquage)).

Elle consiste en les travaux suivants :

- Terrassement.
- Décapage.
- Sablage.
- Application du revêtement.



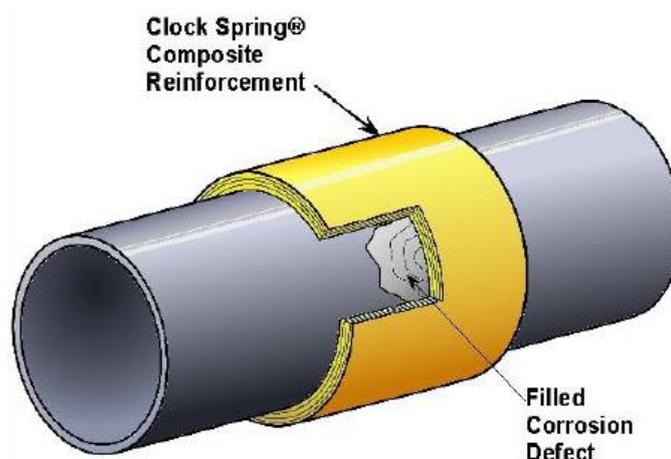
**Figure V.1:** Opération de ré-enrobage.

### V.2.2. Réparation par Clock Spring

Ce type de renforcement des zones corrodées est utilisé pour les pertes d'épaisseur allant jusqu'à 70% de l'épaisseur de la paroi.

Les compagnies d'exploitation de pipelines peuvent périodiquement trouver des défauts dans leurs canalisations pendant les inspections et l'opération normale et l'entretien. Le défaut a pu avoir été provoqué par des dommages d'excavation, la corrosion, des erreurs de construction, ou le processus de fabrication.

Des manchons ou les brides en acier de réparation ont été typiquement utilisées pour réparer des dommages de canalisation ou des défauts ou la section endommagée ont été arrêtés et remplacés. Une fois correctement appliquée le manchon composé de Clock Spring reconstitue la canalisation à la condition de fonctionnement sûre sans devoir arrêter et remplacer la canalisation. Les manchons composés de Clock Spring sont utilisées pour dépanner provisoires et permanents sur le gaz naturel et les canalisations liquides.



**Figure V.2:** Réparation par Clock Spring.

### V.2.2.1. Les étapes pour l'Installation de Clock Spring

#### 1. Localisation du point de corrosion par GPS



#### 2. Décapage de la conduite



#### 3. Mesurage de la perte de métal



#### 4. Phase de sablage



#### 5- Phase installation du kit Clock Spring

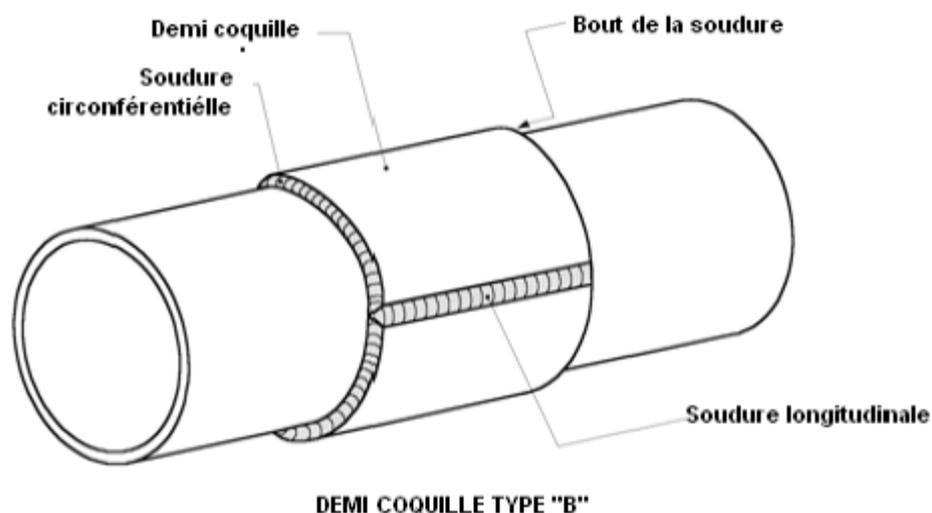


**Figure V. 3:** (1 ;2 ;3 ;4 ;5)Installation de Clock Spring.

#### V.2.3. Réparation par demi-coquilles soudées

La procédure de réparation en charge des canalisations de transport d'hydrocarbures par l'installation de demi-coquilles soudées à encerclement total. Les demi-coquilles soudées à encerclement total, également connues sous le nom de demi-coquilles de type B, renforcent la zone défectueuse et contiennent toute éventuelle fuite, et sont par conséquent utilisées pour réparer des défauts débouchant ou non-débouchant d'orientation axiale ou circonférentielle.

La figure suivante présente la géométrie de demi-coquilles.



**Figure V.4:** Géométrie de demi-coquilles.

Les demi-coquilles soudées permettent de réparer les défauts suivants :

- Corrosions internes et externes ;
- Enfoncements simples ou combinés à d'autres défauts ;
- Entaille et rayures ;
- Fissures au niveau du corps du tube ou du cordon de soudure circconférentiel.

La figure suivante présente l'opération de soudages de demi-coquilles:



**Figure V.5:**Opération de soudages de demi-coquilles.

Il y a lieu de préciser que pendant l'exécution de la soudure, (cas du bourrage ou installation de gaine). Ces conditions doivent être réalisées :

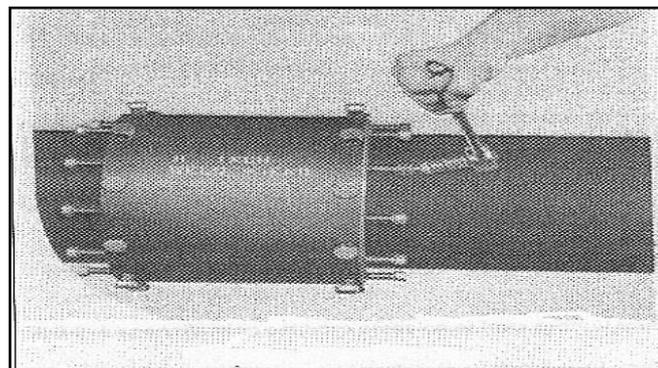
- Débit de refroidissement correspondant à une vitesse d'écoulement entre 0.4 et 1.2 m/s
- Pression de service correspondant à moins de 30% de la limite élastique doivent être assurés.



**Figure V.6:** Opération de soudure d'une demi-coquille.

### V.2.3.1. Réparation par installation de manchon ou en deux demi-coquilles

Consiste en la fixation de deux demi-coquilles sur la canalisation, par soudure ou boulons sans arrêt de l'exploitation.



**Figure V.7:** Réparation par manchon.

#### a. Manchon de type A

C'est un manchon à encerclement, qui une fois installé, devient un élément sous pression, les soudures doivent être pénétrantes et de bonne qualité.

Recommandé pour recouvrir les grandes zones attaquées par la corrosion, ou lorsque la longueur de la corrosion dépasse la limite maximale permise.

### b. Manchon de type B

C'est un manchon de renforcement, la soudure sert uniquement à assurer l'étanchéité contre les infiltrations d'eau. Utilisé lorsque la longueur de corrosion est inférieure à la longueur maximale permise.

### c. Manchon boulonné

Les demi coquille avec joint intermédiaire sont fixées sur la canalisation par boulons, utilisé pour la corrosion étendue, et les réparations de fuite.

## V.2.4. Coupe et remplacement

Cette méthode est préconisée lorsque la partie endommagée perd les propriétés mécaniques pour lesquelles le pipeline a été conçu.



**Figure V.8:** Changeement du tronçon endommagé d'une canalisation, (a) découpage, (b) ré-soudage.

La réhabilitation apportée consiste au changement partiel de la ligne de canalisation. Vu le cout élevé de cette opération, elle reste la solution finale pour réparer la structure endommagée.

### V.2.4.1. Réparation par stopple et by-pass

Employé pour remplacer une partie de la canalisation, le raccordement, d'une autre conduite (Branchement), ou l'intervention sur un équipement de la ligne, sans arrêter l'exploitation.

Composée d'équipement et matériel spéciaux, servant à :

- Réalisé des piquages munis de vannes sandwich d'isolement, de différents diamètres sur la conduite principale, pour le montage des circuits by-pass, purges, équilibrage ou la conduite à raccorder (cas de branchement).

- Installer des vannes d'obturation (stoppe) sur la conduite principale, pour l'isolement de la partie à remplacer ou réparer, et dévier l'écoulement.



**Figure V.9:** Opération de piquage en ligne.

### Les équipements principaux

- La pompe hydraulique, pour la fourniture d'énergie nécessaire au fonctionnement des différentes machines et vannes sandwich.
- La machine pour réalisation des trous dans la canalisation, découpe à l'aide fraises, et retrait des coupons (Tapping machine).
- La machine pour introduction et retrait de l'opercule (stoppe).
- Les vannes sandwich d'isolement, utilisées pendant l'opération.

#### A) Les accessoires irrécupérables

- 04 tés fendus (split), composés chacun de deux pièces à souder sur la canalisation, pour by-pass et stoppe.
- 04 bouchons (LOR).
- 04 brides pleines.
- 02 bossages de purge et équilibrage, et 02 bouchons.

S'agissant d'une opération en charge, avec matériel spécifique, opérant à l'intérieure et en contact des hydrocarbures sous pression (perçage et manutention), elle doit être réalisée par un personnel qualifié et dans de bonnes conditions de sécurité et de coordination avec le service trafic.

### V.2.5. Plan de réparation

Après établissement des listes des défauts et leur classement selon l'ordre de gravité, on procède à la localisation des tronçons à réparer et au choix de réparation adéquate.

L'exploitant, lors de cette phase décisive d'élaboration de plan de réparation, doit tenir compte de plusieurs facteurs notamment le coût des réparations, la perturbation de la production, la nouvelle capacité de la canalisation et la possibilité de réalisation intervention.

Pour cet exemple ; tronçon SP3/TMB, d'après les résultats de calcul dévaluation selon les quatre critères B31, G B31Gmodifie, DNV et Schell 92, ainsi que les listes de classement des défauts de corrosion :

- A) Classe des défauts de corrosion plus sévères : de  $C_{pr} < 0,6$
- B) Classe des défauts de corrosion sévères : de  $0,8 > C_{pr} > 0,6$
- C) Classe des défauts de corrosion moyenne : de  $0,9 > C_{pr} > 0,8$
- D) Classe des défauts de corrosion les légères : de  $1 > C_{pr} > 0,9$

Le plan de réparation propose a été établi en tenant compte des facteurs suivants :

- La réparation de tous les points de corrosion de coefficient de réduction inférieur à 1.
- Le maintien de la capacité de transport à un débit de 2200 m<sup>3</sup>/h correspondant à une pression de refoulement SP3 égale 65 bars.
- L'élimination des défauts dont la pression réduite est supérieure à la pression d'opération
- Vérification de l'état de corrosion aux extrémités du tronçon à réparer pour leur éventuelle intégration.
- Minimisation du nombre de réparations, afin de réduire le délai et coût des réparations.
- Vérification de la possibilité de réalisation des interventions de réparation (sur site) ; et réévaluation du défaut en cas de difficulté survenue en cours.

#### V.2.5.1. Choix du mode de réparation

Le mode de réparation adopté est généralement comme suit :

Mode de réparation	Coefficient de réduction	Profondeur du défaut
Remplacement de tronçon	$C_{pr} < 0,6$	Supérieur à 80%
par demi-coquilles soudées	$0,6 < C_{pr} < 0,8$	Entre 70% et 80%
Clock Spring	$0,8 < C_{pr} < 0,9$	Inférieure à 70%
Ré-enrobage	$0,9 < C_{pr} < 1$	Entre 10% et 20%

**Tableau V. 1** : Classification des modes de réparation selon  $C_{pr}$  et la profondeur du défaut.

**V.2.5.2. Détermination des différentes techniques de réparation**

On a le défaut numéro 1469 qui possède les pressions suivantes (traité par la norme B31G) :

$$P_{\text{réduite}} = 47,53 \text{ bar}$$

$$P_{\text{ms}} = 60,29 \text{ bar}$$

D'où

$$C_{\text{pr}} = 47,53/60,29 = 0.79$$

D'après ce résultat en voit que le  $[0.6 < C_{\text{pr}} = 0.79 < 0.8]$  donc la réparation se fait par deux demi-coquille

- Les résultats finals des défauts dans les différentes normes sont présentés dans le tableau suivant :

	Mode de réparation	B31G	B31G modifié	DNV	Schell
$C_{\text{pr}} < 0.6$	Remplacement de tronçon	2	24	37	88
$0.6 < c_{\text{pr}} < 0.8$	par demi-coquilles soudées	38	129	112	262
$0.8 < c_{\text{pr}} < 0.9$	Clock Spring	79	426	312	685
$0.9 < c_{\text{pr}} < 1$	Ré-enrobage	367	43405	43521	42949
Totale		486	43984	43982	43984

**Tableau V.2:** les résultats du Cpr.

- **Interprétation des résultats :**

On remarque que cette classification ne peut pas être applicable sur terrain car :

- Si on prend comme exemple un défaut de longueur 300 mm qui se situe dans la marche où on doit remplacer le tronçon complètement, celle-là est économiquement inapplicable sur un tronçon de 12 m.
- On trouve aussi des défauts qui nécessitent une intervention par demi-coquilles soudées selon le coefficient de réduction de pression mais selon le tableau des profondeurs un clock spring est suffisant pour réparer le défaut.

- Aussi la norme de calcul classe un défaut comme à atténuer ou à laisser mais le calcul de Cpr indique qu'on doit intervenir par un mode de réparation spécifique.
- Le ré-enrobage n'est pas toujours nécessaire une vérification de la protection cathodique peut être suffisante.

### V.3. Intervention par changement du régime de fonctionnement

Le débit de transit du pipeline pendant l'inspection en 2009 était 2200 m<sup>3</sup>/h. Aujourd'hui, l'OB1 fonctionne avec un débit de 1800 m<sup>3</sup>/h. Réduire le débit est une première intervention pour affaiblir l'agressivité sur les défauts et gagner du temps afin de réaliser le plan de réparation et économiser le coût.

La diminution du débit nous a conduits à un autre problème dans le calcul hydraulique. On n'a pas pu appliquer le théorème de Bernoulli dans les zones où l'écoulement est gravitaire qui est caractérisé par une section non pleine.

#### V.3.1. La limite entre l'écoulement forcé et gravitaire

Notre travail est basé sur le 4<sup>ème</sup> tronçon de l'ob1 qui possède essentiellement un point de contrôle d'une hauteur très importante, ce qui entraîne des problèmes dus au type d'écoulement et leur méthode de calcul. Parce que le débit est l'un des paramètres qui contrôle le régime, notre but est principalement de déterminer la limite entre l'écoulement forcé et gravitaire et trouver par conséquent, le débit du point limite par une méthode très pratique qu'on applique au niveau du TMB.

##### V.3.1.1. L'écoulement forcé

L'écoulement est dit forcé si la section interne est pleine, il est réalisé par des moyens d'expédition (pompe essentiellement), généralement dans les zones montagneuses, le régime est forcé quand le sens de l'écoulement est du bas vers le haut.

##### V.3.1.2. L'écoulement gravitaire

C'est un écoulement libre à une section non pleine ou pleine à l'intérieur du pipeline, le fluide s'écoule grâce à sa force de pesanteur. Dans ce cas, on a la transformation de l'énergie de position ( $\rho g \Delta Z$ ) en travail de force de frottement. Sur le plan des charges cela se traduit par l'équation suivante :

$$\Delta Z + hf = 0 \Rightarrow hf = -\Delta Z \quad (\text{Dans notre cas } \Delta Z < 0).$$

Si l'écoulement se fait à section pleine on peut tirer le débit D'après la méthode des approximations successives :

$$Q = \sqrt{\frac{\Delta Z * \pi^2 * g * D^5}{8 * L * \lambda}}$$

La formule de Bernoulli est inapplicable directement pour les sections non pleines, qui se situent généralement dans les cols où le sens de l'écoulement est du haut vers le bas.

**V.3.2. Présentation de la méthode**

C'est une méthode pratique utilisée dans le domaine de transport des hydrocarbures basée principalement sur un calcul hydraulique, pour déterminer les pressions de refoulement dans la SP3 et le col en fonction des valeurs du débit d'une manière progressif. Le débit limite est atteint lorsque la somme des pressions de refoulement de SP3 + le col soit supérieure à la pression du SP3.

a- Détermination du débit de la limite

$$e = 0.0001 \text{ m} ; \rho = 803 \text{ kg / m}^3 ; \nu = 3 \text{ cst} = 3 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2 / \text{s}$$

❖ **Partie 1 (SP3 – col de Selatna) :**

On détermine la pression de refoulement du SP3

	PK	Z(m)
SP3	495.248	453.413
Col de Selatna	542.519	1029.577

**Tableau V.3:** Caractéristique de la 1ere partie SP3-Col de Selatna.

$$D_{ext} = 24'' = 0.6096 \text{ m} ; \delta = 0.00697 \text{ m}$$

$$D_{int} = 0.6096 - (2 \cdot 0.007018) = 0.5955 \text{ m}$$

$$\epsilon = (2 \cdot 0.0001) / 0.5955 = 0.000335$$

$$L = 46821 \text{ m}$$

$$\Delta Z = 576.164 \text{ m}$$

$$P_{asp}(\text{col}) = 0 \text{ bar.}$$

D'où:

$$\frac{P_{ref}}{\rho g} + \frac{v_{ref}^2}{2g} + Z_1 = \frac{P_{asp}}{\rho g} + \frac{v_{asp}^2}{2g} + Z_2 + hf$$

Le tableau suivant résume les calculs (les calculs sont faits à l'aide des méthodes déjà écrite dans a partie du calcul hydraulique) :

Q (m³/h)	100	200	.....	2100	2200
Re	19795.11	39590.22	.....	415697.315	435492.426
λ	0.02667	0.02243	.....	0.01246	0.01231
i	2.269*10 <sup>-5</sup>	7.63*10 <sup>-5</sup>	.....	0.004675	0.005068
Pf (bar)	0.084	0.281	.....	26.649	27.199
Pz (bar)	37.51	37.51	.....	37.51	37.51

Pref SP3 (bar)	37.594	37.791	.....	64.159	64.709
----------------	--------	--------	-------	--------	--------

**Tableau V.4:** les résultats finals des pressions de refoulement du SP3.

❖ **Partie 2 (col de Selatna-TMB) :**

On détermine la pression de refoulement du SP3

	PK	Z(m)
Col de Selatna	542.519	1029.577
TMB	669.231	3.311

**Tableau V.5:** Caractéristique de la 2eme partie col de Selatna-TMB.

$$D_{ext} = 22'' = 0.5588 \text{ m}$$

$$\delta = 0,00784 \text{ m}$$

$$D_{int} = 0.5588 - (2 \times 0,00784) = 0.54312 \text{ m}$$

$$\epsilon = (2 \times 0.0001) / 0.54312 = 3.68 \times 10^{-4}$$

$$L = 126712.357 \text{ m}$$

$$\Delta Z = -1026.266 \text{ m}$$

$$P_{asp}(\text{TMB}) = 2 \text{ bar}$$

Le tableau suivant résume les calculs :

Q (m <sup>3</sup> /h)	100	200	.....	2100	2200
Re	21719.335	43438.67	.....	455837.303	477543.841
$\lambda$	0.02606	0.0219	.....	0.0121768	0.01203603
i	$3.52 \times 10^{-5}$	0.000118	.....	0.007244	0.00785
Pf (bar)	0.3514	1.177	.....	80.216	80.912
Pz (bar)	-80.84	-80.84	.....	-80.84	-80.84
Pref col (bar)	-78.4886	-77.662	.....	-0.6238	0.0723

**Tableau V.6:** les résultats finals des pressions de refoulement du col.

Donc après ces calculs on fait la somme des Pref (SP3+col) dans le tableau suivant :

Q (m <sup>3</sup> /h)	100	200	.....	2100	2200
Pref (SP3+col)	-40.8946	-39.871	.....	63.5352	64.7813
Pref SP3	37.594	37.791	.....	64.159	64.709

**Tableau V.7:** les résultats finals des Pref (SP3+col).

Observation :

- donc on remarque que la valeur du 2200 m<sup>3</sup>/h et la limite entre le régime forcé et gravitaire.
- les valeurs supérieur ou égale à 2200 donnent un régime forcé mais les valeurs inférieure donnent le régime gravitaire.

### V.3.3. Détermination des pentes hydrauliques pour les différents régimes

Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessus :

Régime [m <sup>3</sup> /h]	1800	1400	800
L [m]	126712.357	126712.357	126712.357
$\Delta Z$ [m]	-1026.266	-1026.266	-1026.266
$\delta$ [m]	0.00784	0.00784	0.00784
Dext [m]	0.5588	0.5588	0.5588
Dint [m]	0.54312	0.54312	0.54312
$\epsilon$	0.00036824	0.00036824	0.00036824
Re	173754,68	304070,69	390948,03
Re cr <sub>1</sub>	499623,09	499623,09	499623,09
Re cr <sub>2</sub>	18219697,6	18219697,6	18219697,6
$\Lambda$	0,01549717	0,01347388	0,01265338
I	0,00134199	0,00357327	0,00554714

**Tableau V.8:** les paramètres déterminent la pente hydraulique.

➤ Pour Q=1800 m<sup>3</sup>/h:

Détermination des pressions d'opération :

Zone d'écoulement à section non pleine		Hop	Zone d'écoulement à section pleine		Hop(m)
Départ (m)	Fin (m)		Départ (m)	Fin (m)	
47222.498	48582.565	0	48582.565	50869.302	Hop=0+ i*(50869.302-L <sub>d</sub> ) + (Z <sub>d</sub> -856.319)
50869.302	51733.063	0	51733.063	59644.978	Hop=0+ i*(59644.978-L <sub>d</sub> ) + (Z <sub>d</sub> -697.822)
59644.978	60572.917	0	60572.917	147811.985	Hop=0+ i*(147811.985-L <sub>d</sub> ) + (Z <sub>d</sub> -198.536)
147811.985	147927.369	0	147927.369	173503.489	Hop=25.38+ i*(17303.5-L <sub>d</sub> ) + (Z <sub>d</sub> -3.059)

**Tableau V.9:** les équations utilisées pour déterminer les pressions d'opération pour Q=1800 m<sup>3</sup>/h dans chaque type d'écoulement.

En utilisant les lois présentées dans le tableau des pressions d'opération pour on trace le graphe suivant :

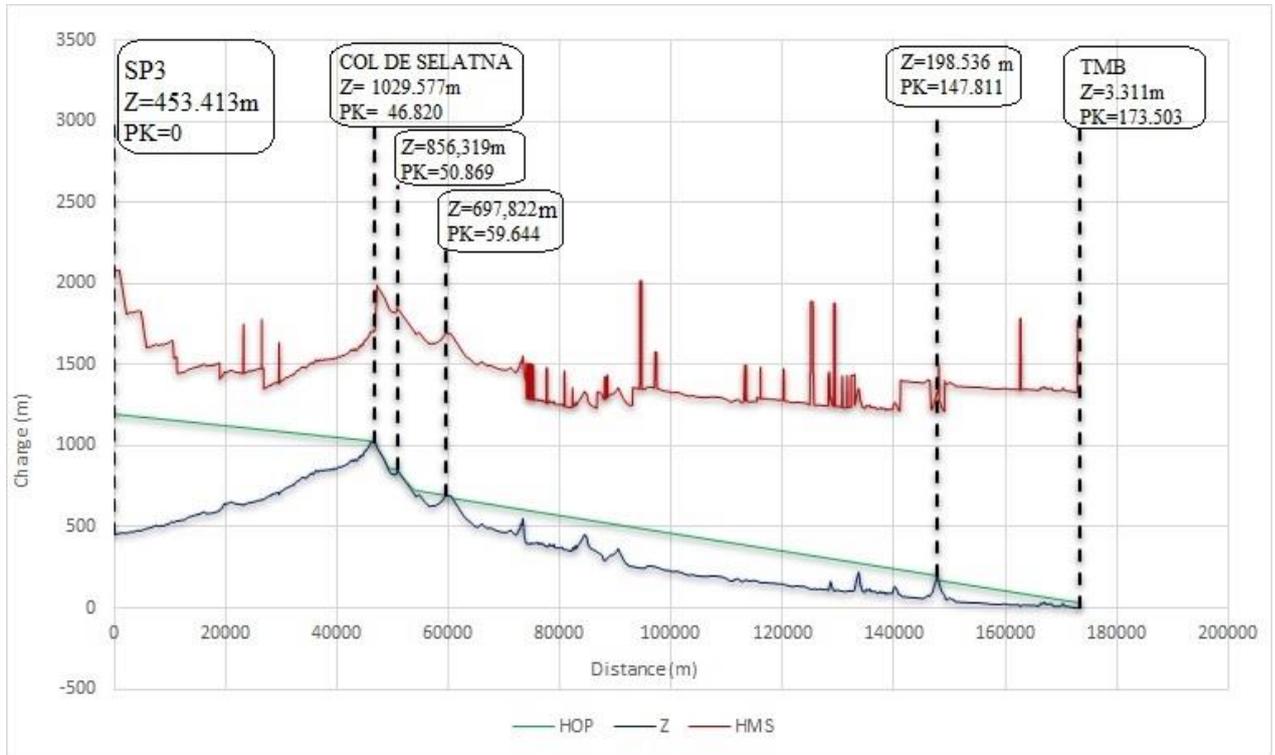


Figure V.10: la pente hydraulique au débit 1800 m<sup>3</sup>/h.

Les résultats d'évaluation des défauts en utilisant la norme Schell 92 (pour les autres normes voir l'annexe) :

Schell 92		Nombre des défauts à laisser	Nombre des défauts à atténuer	Nombre des défauts à réparer
1800	Partie 1	9670	17	18
	Partie 2	34177	0	102
	totale	43847	17	120

Tableau V.10: les résultats déévaluation des défauts avec le régime 1800m<sup>3</sup>/h.

➤ Pour  $Q=1400 \text{ m}^3/\text{h}$  :

Détermination des pressions d'opération :

Zone d'écoulement gravitaire à section non pleine		Hop	Zone d'écoulement forcé à section pleine		Hop(m)
Départ (m)	Fin (m)		Départ (m)	Fin (m)	
47222.498	48582.498	0	48582.498	50869.302	$\text{Hop}=0+ i*(50869.302-L_d) + (Z_d-856.319)$
50869.302	51733.063	0	51733.063	59644.978	$\text{Hop}=0+ i*(59644.978-L_d) + (Z_d-697.822)$
59644.978	62359.539	0	62359.539	73523.905	$\text{Hop}=0+ i*(73523.905-L_d) + (Z_d-555.248)$
73523.905	73756.688	0	73756.688	84.660.714	$\text{Hop}=0+ i*(84.660.714-L_d) + (Z_d-447.955)$
84.660.714	85024.116	0	85024.116	147811.985	$\text{Hop}=0+ i*(147811.985-L_d) + (Z_d-198.536)$
147811.985	148276.916	0	148276.916	173503.489	$\text{Hop}=25.38+ i*(17303.5-L_d) + (Z_d-3.059)$

Tableau V.11: les équations utilisées pour trouver les pressions d'opération pour  $Q=1400 \text{ m}^3/\text{h}$ .

En utilisant les lois présentées dans le tableau des pressions d'opération pour on trace le graphe suivant :

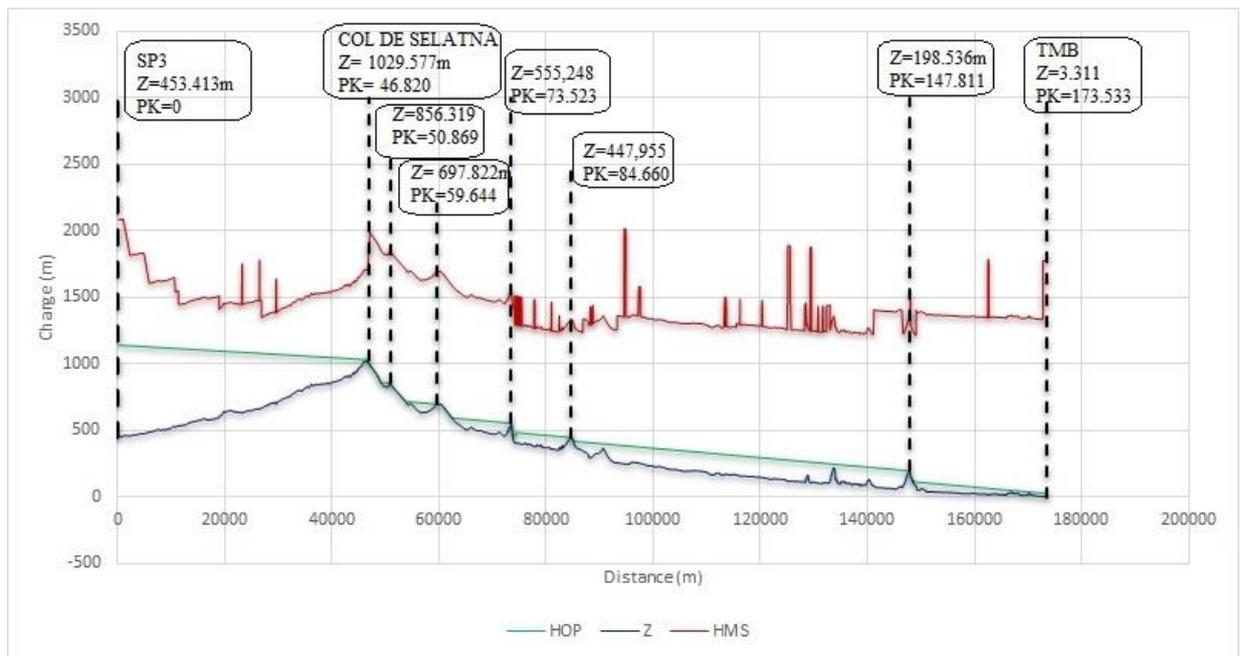


Figure V.11: la pente hydraulique au débit  $1400 \text{ m}^3/\text{h}$ .

Les résultats d'évaluation des défauts en utilisant la norme Schell 92:

Schell 92		Nombre des défauts à laisser	Nombre des défauts à atténuer	Nombre des défauts à réparer
1400	Partie 1	9676	11	18
	Partie 2	34177	0	102
	totale	43853	11	120

**Tableau V. 12:** les résultats dévaluation des défauts avec le régime 1400m<sup>3</sup>/h.

➤ Pour Q=800 m<sup>3</sup>/h :

Détermination des pressions d'opération :

Zone d'écoulement gravitaire à section non pleine		Hop	Zone d'écoulement forcé à section pleine		Hop(m)
Départ (m)	Fin (m)		Départ (m)	Fin (m)	
47222.498	48582.565	0	48582.565	50869.302	$Hop=0+ i*(50869.302-L_d) + (Z_d-856.319)$
50869.302	51733.063	0	51733.063	59644.978	$Hop=0+ i*(59644.978-L_d) + (Z_d-697.822)$
59644.978	62788.1	0	62788.1	73523.905	$Hop=0+ i*(73523.905-L_d) + (Z_d-555.248)$
73523.905	73745.544	0	73745.544	84660.714	$Hop=0+ i*(84660.714-L_d) + (Z_d-447.955)$
84660.714	85536.578	0	85536.578	90613.13	$Hop=0+ i*(90613.13-L_d) + (Z_d-362.192)$
90613.13	91834.965	0	91834.965	133687.565	$Hop=0+ i*(90613.13-L_d) + (Z_d-218.81)$
133687.565	133709.178	0	133709.178	147811.985	$Hop=0+ i*(147811.985-L_d) + (Z_d-198.536)$
147811.985	149190.599	0	149190.599	173503.498	$Pop=25.38+ i*(17303.5-L_d) + (Z_d-3.059)$

**Tableau V.13:** les équations utilisées pour trouver les pressions d'opération pour Q=800 m<sup>3</sup>/h.

En utilisant les lois présentées dans le tableau des pressions d'opération pour on trace le graphe suivant :

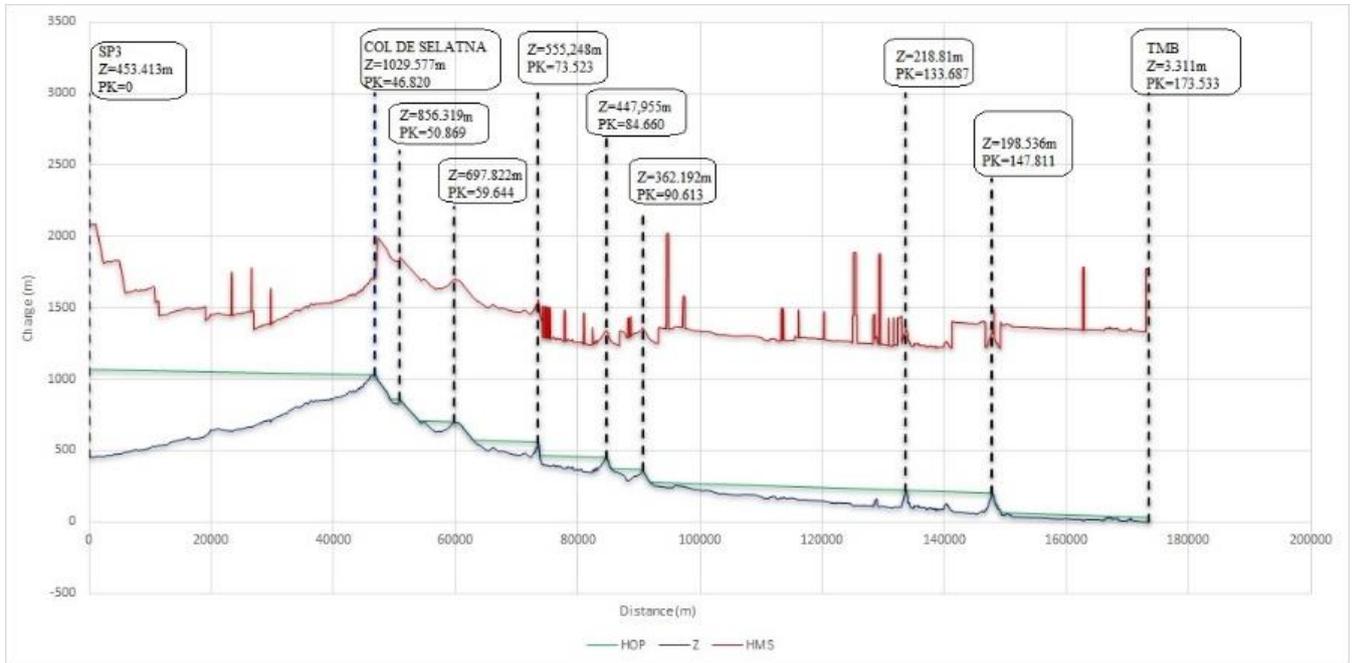


Figure V.12: la pente hydraulique au débit 800 m<sup>3</sup>/h.

Les résultats d'évaluation des défauts en utilisant la norme Schell 92:

Schell 92		Nombre des défauts à laisser	Nombre des défauts à atténuer	Nombre des défauts à réparer
800	Partie 1	9683	6	16
	Partie 2	34177	0	102
	<b>totale</b>	<b>43860</b>	<b>6</b>	<b>118</b>

Tableau V.14: les résultats dévaluation des défauts avec le régime 800m<sup>3</sup>/h.

➤ **Interprétation des résultats :**

Pour le débit de 2200 m<sup>3</sup>/h, on remarque que l'écoulement se fait à section pleine pratiquement sur tout le tronçon Col-TMB à l'exception du début du tronçon sur une longueur minime. Cela engendre l'augmentation de la pression hydrostatique ( $\rho g \Delta Z$ ) et gonfle la conduite avec risque d'éclatement dans les zones affectées par la diminution de l'épaisseur et par conséquent,

on risque d'atteindre la valeur de la pression réduite (nouvelle ligne de la PMS) dans ce genre d'endroits.

Pour les débits allant de 1800 à 800 m<sup>3</sup>/h d'une manière décroissante, on constate que l'écoulement se fait à section non pleine dans les points hauts et à section pleine dans les points bas avec une diminution considérable de la pression hydrostatique le long du profil du tronçon en question. Cela n'a pas empêché que le nombre de défaut à réparer de diminuer (123 pour Q=2200 m<sup>3</sup>/h à 118 pour Q=800 m<sup>3</sup>/h). Par contre, les défauts à atténuer on diminue sensiblement (34 pour Q=2200 m<sup>3</sup>/h à 6 pour Q=800 m<sup>3</sup>/h).

# *Chapitre VI*

## *Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réparation de 6 tronçons (SP3-TMB)*

# Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

---

## VI.1. Introduction

De nos jours, SONATRACH est confrontée à des multiples problèmes dont notamment la bonne pratique des opérations de nettoyage en place, pour diminuer les problèmes fatales liées aux différents défauts, qui provoquent des fois un remplacement complet d'un tronçon.

Valider une procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection, c'est démontrer de manière scientifique et documentée que, les différentes étapes de cette procédure permettent d'obtenir, dans des conditions préétablies, un meilleur remplacement des tronçons, dont leur date est expiré à cause des défauts non réparable en tenant compte le temps comme facteur principale.

Ce chapitre, contient principalement une explication détaillé. Il décrit les différentes opérations pour la réalisation des travaux de raccordement, de mise en produit, de vidange de six tronçons de l'oléoduc OB1 24''/22'' reliant Haoud El Hamra à Béjaïa. Il rentre dans le plan de réparation de la section N° 04 (SP3 M'sila - Terminal Marin de Béjaïa), suite à l'inspection par outil intelligent dont les travaux ont été confiés à l'entreprise ROSEN.

Tous les matériaux et équipements nécessaires pour les raccordements seront mis à la disposition du chantier par DRC. Les machines et les engins sont dotés d'équipements pour fonctionner dans un environnement explosif.



**Figure.VI. 1** : installation d'un nouveau tronçon.

## Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

### VI.2. les tronçons concernés dans la quatrième section

Ce tableau décrit les différentes caractéristiques des tronçons concerné par cette procédure :

Tronçon	PK Départ	PK Final	Longueur (m)	Epaisseur (mm)	Nuance
1	568 411,630	568 485,233	74	6,35	X52
2	568 961,887	569 039,020	78	6,35	X52
3	569 695,702	569 743,333	48	6,35	X52
4	569 979,161	570 061,880	83	6,35	X52
5	571 873,352	571 877,362	12	6,35	X52
Total			295 m		

**Tableau VI.1** : caractéristique des tronçons concerné.

- ❖ Suite à la visite effectuée en date du 20 Août 2010 regroupant la RTC et l'ENGTP les longueurs ont été corrigées en fonction des contraintes du terrain.

Tronçon	Début	Fin	Longueur initiale ml	Longueur Rectifiée ml	Observation
1	568 411,630	568 485,233	74	120	Présence d'un pont
2	568 961,887	569 039,020	78	80	
3	569 695,702	569 743,333	48	50	
4	569 979,161	570 061,880	83	160	Présence d'un Oued
5	571 873,352	571 877,362	12	12	
6	576 599.384	576 778.176	250	180	Oued Amarigh
			295	602	

**Tableau VI. 2:** Caractéristiques des tronçons concernés après correction.

- ❖ Ces Cinq premiers tronçons sont d'un diamètre 22'', épaisseur 6.35 mm de nuance X52, ils seront remplacés par une conduite de diamètre 22'', épaisseur 7.14 mm de nuance X 52 par raccordement bout à bout.
- ❖ Le sixième tronçons est d'un diamètre 22'', épaisseur 9.52 mm de nuance X52 , il sera remplacé par une conduite de diamètre 22'', épaisseur 12.70 mm de nuance X 60 par raccordement bout à bout.
- ❖ Le choix du tubes X52 épaisseur 7.14 mm et 8.74 mm est essentiellement motivé d'une part, par l'indisponibilité du tube X52 d'épaisseur 6.35 mm et d'autre part, par la forte agressivité du sol de la région.

# Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

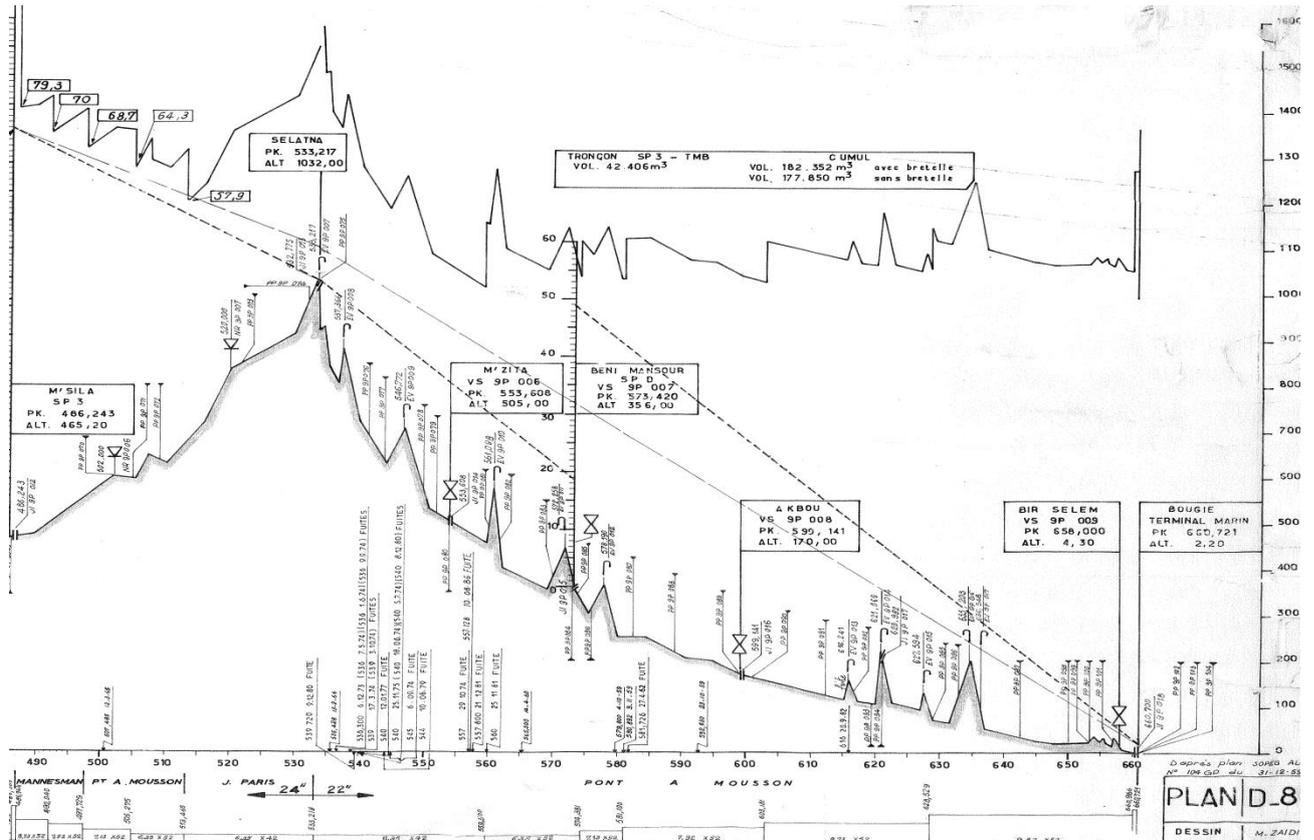


Figure.VI. 2: le profil en long du tronçon concerné (SP3 – TMB).

## VI.3. Travaux préparatoires de génie civil

Au cours de la vie normale d'un pipeline, on peut avoir besoin de le réparer en enlevant certains de ses tronçons endommagés. Normalement, l'Entreprise procède aux réparations des pipelines et, en suivant la présente procédure, elle peut le faire de manière à assurer la sécurité de ces travaux et restaurer l'intégrité du pipeline conformément à ses spécifications. De cela, il est probable qu'un plan des travaux préparatoires sera nécessaire et qui consistent trois étapes dont :

### VI.3.1. Les tronçons

- Définir les zones de raccordements.
- Ouvrir la tranchée sur 100 m environ aux points de raccordements.
- Aménager et élargir la tranchée aux voisinages des points de coupe.
- S'appliquer pendant l'exécution pour ne pas endommager la conduite ou détériorer les câbles existants.
- Terminer l'excavation manuellement.
- Le fond de la tranchée sera à 40 cm au minimum au-dessous de la génératrice inférieure de la conduite.

## Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

---

- Supporter et stabiliser la partie déterrée de la conduite par des sacs de sable tous les 10 à 15 m.
- Repérage des points de coupe.
- Décapage de l'enrobage sur 1 m de part et d'autre de chaque point de coupe.
- Vérification des épaisseurs résiduelles à l'aide d'un mesureur d'épaisseur.
- Confirmation de la position des deux points de coupe.
- Dégager la zone des opérations pour intervenir sans difficultés.



**Figure.VI. 3:** la mise en position des tubes nouveaux.

### VI.3.2. Tubes

- Barder des tubes.
- Souder des tubes à remplacer.
- Tests hydrostatiques des tronçons soudés.
- Délarder des tubes qui seront raccordés à la conduite existante



**Figure.VI. 4:** soudage des tubes (assemblage).

# Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

## VI.3.3. COL DE SELATNA PK 541.723

- Ouvrir la tranchée sur une longueur de 10 m
- Déterrer l'évent (soupape) du col de SELATNA.
- Déboulonnage partielle de la bride 24''.
- Introduction deux racleurs à coupelles 22'' à l'intérieur de la tête d'essai 24''

## VI.4. VIDANGE DU TRONÇON COL DE SELATNA - SPD

Dans le cadre des travaux de réparation des tronçons corrodés, situés entre le Col de Selatna la station de pompage SPD détectés par le passage de l'outil intelligent, la vidange du tronçon Col de Selatna –SPD est prévue afin d'intervenir dans des conditions optimales. Cette opération consiste à envoyer un bouchon de 27 m<sup>3</sup> d'eau, emprisonné entre deux (02) pistons racleurs à coupelles à partir du Col de Selatna vers la station SPD. Les racleurs seront récupérés au TM Béjaia.

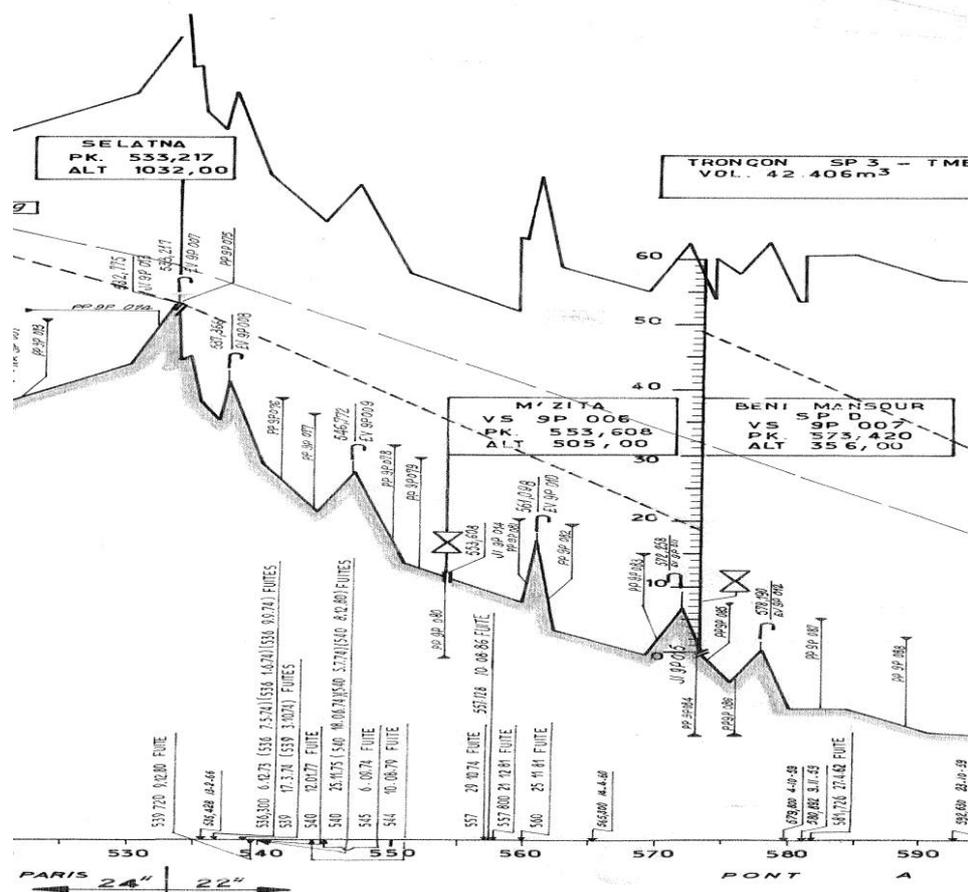


Figure.VI. 5: Profil en long SELATNA-SPD.

## Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

---

- ❖ Le tronçon Col de Selatna –SPD d’une longueur de 39.533 Km est d’un relief très accidenté.
- ❖ La dénivelle maximale est de 104 mètres dont le point bas est situé au niveau du PK 467.902 soit à 26.183 du Col de Selatna et le point haut est situé au PK 569.211 soit à 27.488 Km du Col de Selatna.

	Altitude (m)	PK
Point Haut	555.480	569.211
Point Bas	452.305	567.906

**Tableau VI. 3:** Pk des points spéciaux.

- ❖ Pour pouvoir vaincre ce col, il est impératif de développer une pression de compression d’air qui dépassera les 11 bars pour un temps de 48 heures soit 02 jours.

$\Delta H$ max	103.175 m
Pression statique	7.09 bars
Pression frottement racleurs	3 bars
Pression totale	10.90 bars ou soit 11 bars
PK départ	541.723
PK arrivée	581.256
Longueur totale	39.533 km
Volume total	11 860 m <sup>3</sup>
Volume total comprimé	130 460 m <sup>3</sup>
Débit compresseur	455 l/s ou 1 638 m <sup>3</sup> /h
Rendement	70 %
Débit compresseur réel	1 446 m <sup>3</sup> /h
Temps de vidange	90.22 h
Pour 2 compresseurs	48 h ou 2 jours

**Tableau VI. 4:** caractéristiques des conditions de travail.

### VI.4.1. Séquence des opérations

- Arrêt et stabilisation de la ligne.
- Ouverture de l’évent au col de Selatna
- Démontage de la bride 24’’/22’’ au Col de Selatna.
- Introduction d’un piston à mousse dans la conduite OB1 22’’ (en aval de la bride).
- Montage de la tête d’essai équipée de deux pistons racleur à coupelle sur la bride 24’’
- Fermeture de l’évent au col de Selatna.

## Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

---

- Ouverture de la vanne n°01 installé sur le piquage n°01 de la tête d'essai et injection d'une petite quantité d'air (compresseur P= 20 bars et Q= 455 l/s) pour avoir une longueur d'environ 100 m entre les deux pistons racleurs à coupelles.
- Fermeture de la vanne n°01 et déconnexion du compresseur de la vanne n°01 installé sur le piquage n°01 de la tête d'essai.
- Connexion de la citerne de 27 m<sup>3</sup> d'eau à la vanne n°01 installé sur le piquage n°02 de la tête d'essai.
- Ouverture de la vanne n°02 et injection d'une quantité de 27 m<sup>3</sup> d'eau pour remplir une longueur d'environ 100 ml entre les deux racleurs.
- Fermeture de la vanne n°02 et déconnexion de la citerne de 27 m<sup>3</sup> d'eau.
- Installation d'un manomètre (0 bar à 10 bars) sur le piquage N°02 de la tête d'essai.
- Connexion du compresseur P= 20 bars et Q= 455 l/s à la vanne n°03 installé sur le piquage n°03 de la tête d'essai.
- Contrôle de quantité réceptionnée au niveau des bacs TM Béjaïa.
- Arrêter la vidange après le passage des racleurs au niveau de SPD.

### VI.4.2. Contraintes

Lors de l'opération de vidange, des fuites peuvent surgir suite aux frottements des racleurs sur les parois de la conduites dans les zones fortement corrodées et aux points des fuites colmatées par pignoches. Les équipes mises en place pour le suivi du racleur signaleront les éventuelles fuites qui seront immédiatement prises en charge par une équipe d'intervention prévue à cet effet.

### VI.4.3. Raccordement des tronçons

Les raccordements des deux tronçons se feront à la fin de la vidange de toute la colonne Col de Selatna SPD.

- Effectuer une ou deux coupes à froid nécessaires au point S<sub>amont</sub> pour permettre le retrait de la manchette à abandonner.
- Effectuer une ou deux coupes à froid nécessaires au point S<sub>aval</sub> pour permettre le retrait de la manchette à abandonner.
- Dégager l'ancienne conduite loin du point de soudage pour permettre le raccordement du nouveau tronçon.
- Nettoyer l'intérieur de la conduite en amont du point S<sub>amont</sub>.
- Contrôler la présence de gaz à l'aide d'un explosimètre en continu.
- Souder un bossage 2'' à 3 ml en amont du point S<sub>amont</sub> qui servira d'évent pendant les travaux de soudage bout à bout.
- Percer le piquage 2''.
- Construire un mur obturateur d'argile à 80 cm en amont du point S<sub>amont</sub>.
- Aligner les conduites (ancienne et nouvelle) et exécuter la soudure.
- Nettoyer l'intérieur de la conduite en aval du point S<sub>aval</sub>.

## Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

---

- Contrôler la présence de gaz à l'aide d'un explosimètre en continu.
- Souder un bossage 2'' à 3 ml en aval du point S<sub>aval</sub> qui servira d'évent pendant les travaux de soudage bout à bout.
- Percer le piquage 2''.
- Construire un mur obturateur d'argile à 80 cm en aval du point S<sub>aval</sub>.
- Aligner les conduites (ancienne et nouvelle) et exécuter la soudure.
- Effectuer le contrôle radiographique des joints soudés.
- Fermeture des piquages 2''
- Sablage et revêtement des parties nues.
- Contrôle de l'enrobage aux balais électriques.
- Contrôle des joints isolants par un mégohmmètre (minimum 5KV).
- Pose de terre végétale, une couche de 20 cm autour de la conduite.
- Pose de pré-remblai (terre sélectionnée), une couche de 50 cm.
- Remblaiement de la tranchée.
- Remise en état des lieux.

### VI.4.4. Mise en produit du tronçon SP3 - SPD

Cette opération sera entamée juste après les résultats positifs du contrôle radiographique de tous joints soudés.

- Ouvrir les événements situés aux niveaux du Col de Selatna.
- Mettre en service la station SP3 avec un débit minimum. La conduite se remplira au fur et à mesure et l'air s'évacuera à travers l'évent situé au Col de Selatna. Le produit arrivera au col sous forme d'une forme mixte (air-brut).
- Fermer l'évent col de Selatna.
- Vérifier l'étanchéité de l'évent du col de Selatna
- Continuer le remplissage à un débit de 800 m<sup>3</sup> /h, le produit arrivera à SPD au bout de 15 heures.
- Surveiller les poches d'air résiduelles pour les évacuer vers un bac au Terminal Marin.

### VI.5. Sécurité pendant l'exécution des opérations

Au moment de la réparation d'un pipeline, il faut respecter les exigences suivantes :

- Il faut utiliser les appareils de détection des gaz pour surveiller la qualité de l'air si le sol est contaminé par de l'huile ou des hydrocarbures.
- La partie endommagée du pipeline doit être découpée à froid.
- Le raccord de la conduite doit être enlevé au complet si la défaillance provient d'une soudure fendue.
- Le tronçon de conduite doit être isolé de toute source de produits.
- Le tronçon de remplacement doit avoir été soumis à un essai hydraulique (se servir d'une conduite préalablement soumise à l'essai).

## Chapitre VI : Procédure de raccordement, mise en service, vidange et réfection de 6 tronçons (SP3-TMB)

---

- Ce tronçon de conduite doit avoir les mêmes spécifications que le reste du pipeline.
- Les soudures de raccordement doivent être radiographiées à 100 % et un GPI effectué au moins 24 heures plus tard.
- Il faut avoir préparé un Plan de sécurité du travail (PST) et l'avoir fait approuver par le superviseur local avant de pouvoir commencer les travaux.
- Prévoir une surveillance de la ligne pour le risque de fuite.

Le PST doit comprendre :

- les emplacements à verrouiller et à obturer
- la procédure à suivre concernant la purge ou la vidange et la remise en service.

### VI.6. Conclusion

Cette opération est une pré-opération de la procédure de réparation des tronçons défaillants dans le cas où l'arrêt de l'écoulement est exigé (réparation coupe-remplacement), mais dans le cas de réparation des défauts de corrosion par demi-coquilles il est préférable de réparer en exploitation où le fluide (pétrole brut) sert de refroidisseur lors de la soudure.

Le délai global donné pour faire l'opération de vidange inclus aussi dans les autres opérations telles que la réparation des défauts de corrosion, le raccordement des tronçons et même la mise en exploitation de la ligne réparée.

# *Conclusion générale*

## Conclusion générale

Le transport des hydrocarbures par canalisation est le moyen le plus répandu, le plus sûr et le plus économique. Mais il faut assurer la maintenance de ces ouvrages pour vérifier l'efficacité des mesures préventives mises en œuvre pour faire face aux diverses menaces auxquelles est soumise une canalisation enterrée afin d'éviter les problèmes fatals comme par exemple l'arrêt ou l'éclatement. Alors des entreprises spécialisées sont fondées pour seulement l'inspection et la réhabilitation des conduites et divers équipements.

L'inspection de L'OB1 mise en 2009 a révélé 43984 défauts sur une longueur de 173 km avec une concentration de 254,242 défauts/km.

Dans notre travail, l'évaluation des défauts de corrosion enregistrée est réalisée par les quatre normes :

- ANSI/ASME B31G.
- ANSI/ASME B31G modifiée.
- DNV-RP-F101.
- Ritchie and Last (SCHELL 92).

A la lumière des résultats obtenus, on peut conclure que :

La norme Schell est la plus conservatrice avec 123 défauts à réparer, car ces derniers ont de faibles longueurs, alors que, la norme DNV est la moins conservatrice. En ce qui concerne les normes B31G et B31G modifié, leurs résultats sont égaux concernant la réparation d'urgence avec 118 défauts, mais se différencient dans le nombre de défauts à atténuer avec 14 et 10 défauts respectivement.

On a utilisé la norme de Schell pour prédire l'état de canalisation après 7ans dès la première inspection, en se basant sur l'inférence bayésienne. L'analyse a recommandé 122 nouveaux défauts avec une vitesse moyenne d'apparition vaut 17,42 défauts/an. Ce qui montre l'évolution rapide de la perte de métal. Cette étude n'est qu'une estimation pour avoir en grosso modo, une idée sur l'évolution des différentes catégories des défauts au niveau de la conduite. La vitesse réelle de corrosion n'est jamais un modèle empirique simple ni générale et elle est influée par plusieurs facteurs cités dans le chapitre II.

Afin de déterminer le mode d'intervention convenable en se basant sur nos résultats, on a constaté que, le modèle établi du coefficient de réduction de pression Cpr n'est pas applicable sur le terrain dans tous les cas. Si le modèle donne une solution technique adéquate, il n'en est pas de même sur le plan économique. On peut prendre comme exemple les cas suivants :

- Si on prend comme exemple un défaut de longueur 300 mm qui se situe dans la marge où on doit remplacer le tronçon complètement, celle-ci est économiquement inapplicable sur un tronçon de 12 m.
- On trouve aussi des défauts qui nécessitent une intervention par demi-coquilles soudées selon le coefficient de réduction de pression mais selon le tableau des profondeurs un clock-spring est suffisant pour réparer le défaut.
- Aussi, la norme de calcul classe un défaut comme à atténuer ou à laisser mais le calcul de Cpr indique qu'on doit intervenir par un mode de réparation spécifique.
- Le ré-enrobage n'est pas toujours nécessaire, une vérification de la protection cathodique peut être suffisante.

La réduction du débit de 1800 à 800 m<sup>3</sup>/h à diminuer considérablement le nombre de défaut à atténuer. Pour la réparation d'urgence, il n'y avait que cinq défauts qui sont déclassés vers l'atténuation alors on peut dire que l'état de canalisation est grave, et la perte de métal est profonde.

# *Annexe*

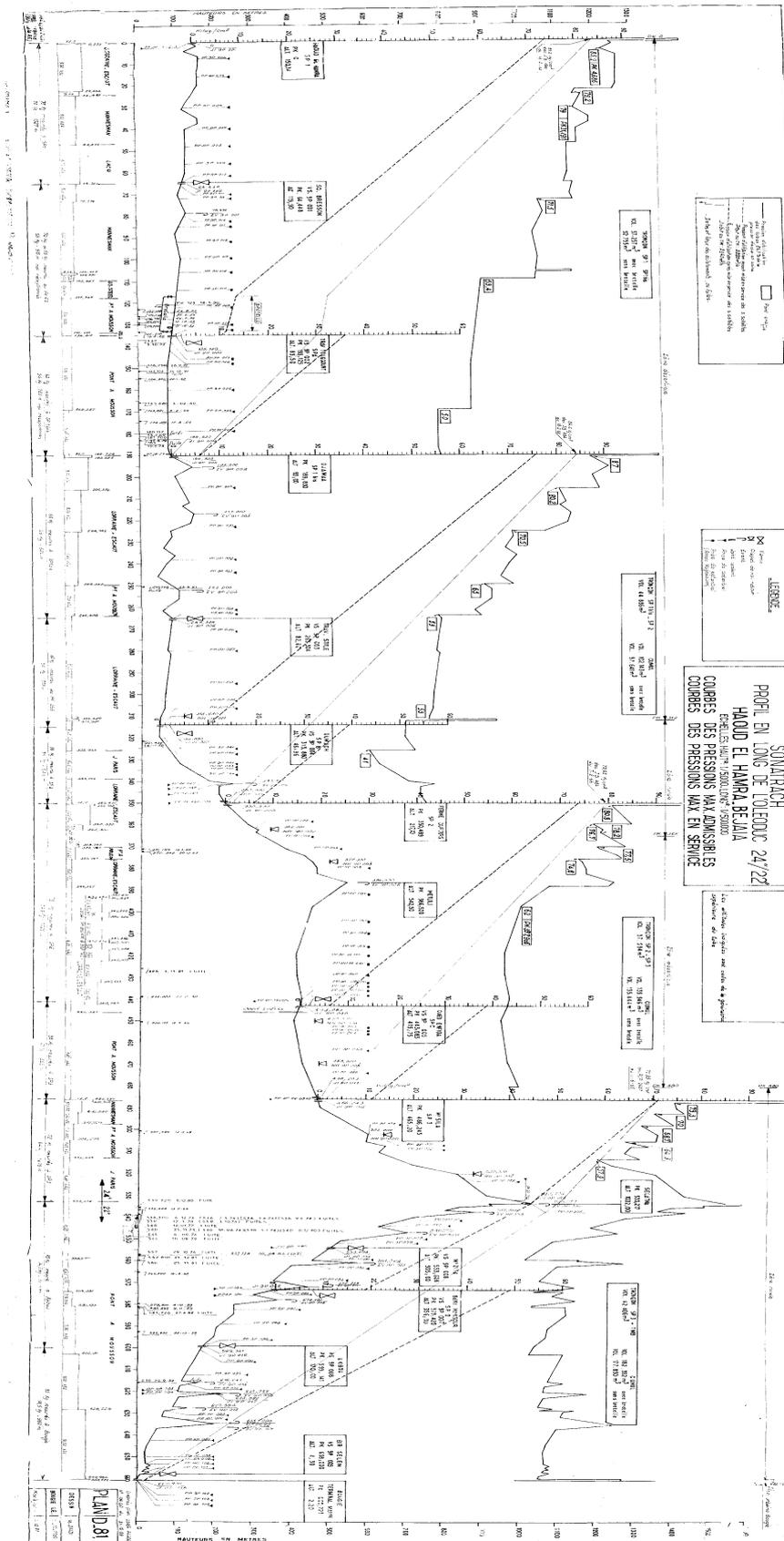
# Annexe

Le tableau suivant représente les PK Détaillés enregistrés par l'outil :

Section	N°	Désignation	PK absolu	PK relatif	Altitude
Section N°01	1	SP1	0,000	0,000	152,477
	2	Vanne Sq Bresson	64 439,000	64 439,000	121,261
	3	Event 1	78 375,000	78 375,000	125,111
	4	SPA	134 966,000	134 966,000	88,676
	5	SP1 Bis	189 814,000	189 814,000	89,228
Section N°02	1	SP1 Bis	189 814,000	189 814,000	89,179
	2	Event 1	2 951,000	192 765,000	131,983
	3	Event 2	26 156,000	215 970,000	135,248
	4	Event 3	60 858,000	250 672,000	90,367
	5	Vanne Still	75 220,000	265 034,000	82,614
	6	Clapet SPB	123 731,000	313 545,000	47,179
	7	Vanne SPB	123 735,000	313 549,000	47,191
	8	Event 4	151 161,000	340 975,000	238,546
	9	SP2	161 018,110	350 832,110	220,143
Section N°03	1	SP2	0,000	350 832,110	220,114
	2	Clapet 1	11 692,975	362 525,085	294,277
	3	Vanne FDG	22 599,077	373 431,187	401,488
	4	Clapet 2	31 397,816	382 229,926	432,218
	5	Col de Metlili	42 310,821	393 142,931	536,610
	6	SPC	98 766,596	449 598,706	418,986
	7	Clapet 3	107 678,575	458 510,685	396,694
	8	Clapet 4	124 615,081	475 447,191	415,090
	9	SP3	144 866,481	495 698,591	453,413
Section N°04	1	SP3	0,000	495 698,591	
	2	Raccordement	10 578,219	506 276,810	523,706

3	Clapet 1	15 694,200	511 392,791	581,792
4	Clapet 2	29 896,616	525 595,207	710,662
5	Col de Selatna Bride +Event	46 820,795	542 519,386	1 029,577
6	Event 2	50 802,352	546 500,943	859,919
7	Event 3	59 588,153	555 286,744	699,288
8	Vanne M'sita	68 505,992	564 204,583	483,742
9	Joint Isolant	72 847,685	568 546,276	488,870
10	Event 4	73 522,783	569 221,374	555,240
11	Event 5	84 655,606	580 354,197	447,734
12	SPD	86 382,762	582 081,353	351,338
13	Event 6	91 138,090	586 836,681	323,487
14	Vanne Akbou	111 877,583	607 576,174	176,725
15	Event 7	126 926,011	622 624,602	113,950
16	Event 8	134 478,541	630 177,132	98,758
17	Event 9	140 210,519	635 909,110	131,087
18	Event 10	146 600,724	642 299,315	80,166
19	Event 11	147 812,036	643 510,627	198,533
20	Vanne Bir Slem	169 771,353	665 469,944	8,031
21	TMB	173 533,152	669 231,743	3,311

La figure suivante représente le profil en long de l'OB1 :



Le tableau suivant représente des Exemples sur la forme des résultats de l'inspection

N°	Distance enreg. [m]	événement	msl altitude [m]	ép. [mm]	profondeur [%]	prof. moyenne [%]	longueur [mm]	largeur [mm]	pos.
1	205,834	Corrosion	451,558	12,7	11	3	12	18	09:17
2	206,496	Corrosion	451,561	12,7	13	3	16	17	02:49
3	221,357	Corrosion	451,651	12,7	16	5	14	17	03:53
4	235,752	Corrosion	451,769	12,7	10	2	14	18	06:00
5	293,934	Corrosion	452,209	12,7	12	3	18	17	08:46
6	349,136	Corrosion	452,508	12,7	12	3	18	18	06:42
7	486,944	Corrosion	453,764	12,7	10	2	17	17	03:22
8	491,744	Corrosion	453,844	12,7	10	1	33	17	03:01
9	577,43	Irrégularité soudure en spirale	454,665	12,7					10:35
10	782,512	Corrosion	450,005	12,7	18	6	12	18	10:57
11	996,259	Broyage	457,651	12,7					03:04
12	996,279	Corrosion	457,651	12,7	15	4	14	17	03:03
13	2289,134	Corrosion	457,509	8,73	10	1	61	36	01:10
14	2304,525	Corrosion	457,144	8,73	10	3	12	18	05:40
15	2349,09	Corrosion	456,512	8,73	12	3	16	17	05:35
16	2349,788	Corrosion	456,513	8,73	12	3	18	17	06:24
17	2350,272	Corrosion	456,513	8,73	10	3	11	17	05:35
18	2350,332	Corrosion	456,513	8,73	11	3	11	18	06:25

Les tableaux suivant représentent l'Estimation des défauts en fonction du temps avec les différentes normes :

Pour la norme B31G :

<b>B 31 G</b>		<b>Nombre des défauts à laisser</b>	<b>Nombre des défauts à atténuer</b>	<b>Nombre des défauts à réparer</b>
<b>Au moment d'inspection 2009</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9676</b>	<b>13</b>	<b>16</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34176</b>	<b>1</b>	<b>102</b>
	<b>totale</b>	<b>43852</b>	<b>14</b>	<b>118</b>
<b>Après 5 ans</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9667</b>	<b>16</b>	<b>22</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34117</b>	<b>0</b>	<b>162</b>
	<b>totale</b>	<b>43784</b>	<b>16</b>	<b>184</b>
<b>Après 7 ans (2016)</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9653</b>	<b>26</b>	<b>26</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34075</b>	<b>0</b>	<b>204</b>
	<b>totale</b>	<b>43728</b>	<b>26</b>	<b>230</b>

Pour la norme B31G modifié :

<b>B 31 G modifié</b>		<b>Nombre des défauts à laisser</b>	<b>Nombre des défauts à atténuer</b>	<b>Nombre des défauts à réparer</b>
<b>Au moment d'inspection 2009</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9679</b>	<b>10</b>	<b>16</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34177</b>	<b>0</b>	<b>102</b>
	<b>totale</b>	<b>43856</b>	<b>10</b>	<b>118</b>
<b>Après 5 ans</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9667</b>	<b>15</b>	<b>23</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34118</b>	<b>0</b>	<b>161</b>
	<b>totale</b>	<b>43785</b>	<b>15</b>	<b>184</b>
<b>Après 7 ans (2016)</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9654</b>	<b>24</b>	<b>27</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34075</b>	<b>0</b>	<b>204</b>
	<b>totale</b>	<b>43729</b>	<b>24</b>	<b>231</b>

Pour la norme DNV :

DNV		Nombre des défauts à laisser	Nombre des défauts à atténuer	Nombre des défauts à réparer
Au moment d'inspection 2009	Partie 1	9677	14	14
	Partie 2	34203	2	74
	totale	43880	16	88
Après 5 ans	Partie 1	9662	23	20
	Partie 2	34144	6	129
	totale	43806	29	149
Après 7 ans (2016)	Partie 1	9654	27	24
	Partie 2	34116	5	158
	totale	43770	32	182

Les tableaux suivants représentent les résultats dévaluation des défauts suivant les différents régimes par les différentes normes

Pour la norme B31G

B 31 G		Nombre des défauts à laisser	Nombre des défauts à atténuer	Nombre des défauts à réparer
2200	Partie 1	9676	13	16
	Partie 2	34176	1	102
	totale	43852	14	118
1800	Partie 1	9686	3	16
	Partie 2	34177	0	102
	totale	43863	3	118
1400	Partie 1	9689	0	16
	Partie 2	34177	0	102
	totale	43866	0	118
800	Partie 1	9689	0	16
	Partie 2	34177	0	102
	totale	43866	0	118

Pour la norme B31G modifié :

<b>B 31 G modifié</b>		<b>Nombre des défauts à laisser</b>	<b>Nombre des défauts à atténuer</b>	<b>Nombre des défauts à réparer</b>
<b>2200</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9679</b>	<b>10</b>	<b>16</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34177</b>	<b>0</b>	<b>102</b>
	<b>totale</b>	<b>43856</b>	<b>10</b>	<b>118</b>
<b>1800</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9686</b>	<b>3</b>	<b>16</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34177</b>	<b>0</b>	<b>102</b>
	<b>totale</b>	<b>43863</b>	<b>3</b>	<b>118</b>
<b>1400</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9687</b>	<b>2</b>	<b>16</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34177</b>	<b>0</b>	<b>102</b>
	<b>totale</b>	<b>43864</b>	<b>2</b>	<b>118</b>
<b>800</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9689</b>	<b>0</b>	<b>16</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34177</b>	<b>0</b>	<b>102</b>
	<b>totale</b>	<b>43866</b>	<b>0</b>	<b>118</b>

Pour la norme DNV :

<b>DNV</b>		<b>Nombre des défauts à laisser</b>	<b>Nombre des défauts à atténuer</b>	<b>Nombre des défauts à réparer</b>
<b>2200</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9677</b>	<b>14</b>	<b>14</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34203</b>	<b>2</b>	<b>74</b>
	<b>totale</b>	<b>43880</b>	<b>16</b>	<b>88</b>
<b>1800</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9685</b>	<b>6</b>	<b>14</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34205</b>	<b>0</b>	<b>74</b>
	<b>totale</b>	<b>43890</b>	<b>6</b>	<b>88</b>
<b>1400</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9688</b>	<b>3</b>	<b>14</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34205</b>	<b>0</b>	<b>74</b>
	<b>totale</b>	<b>43893</b>	<b>3</b>	<b>88</b>
<b>800</b>	<b>Partie 1</b>	<b>9690</b>	<b>1</b>	<b>14</b>
	<b>Partie 2</b>	<b>34205</b>	<b>0</b>	<b>74</b>
	<b>totale</b>	<b>43895</b>	<b>1</b>	<b>88</b>

### **Liste de matériel nécessaire pour le remplacement des 6 tronçons de SP3-TMB**

1. 02 Side-booms .
2. 02 Porte engins.
3. 02 Pelles excavatrice sur chenille.
4. 04 marteaux piqueurs.
5. 01 chargeurs sur pneu.
6. 01 Niveleuse.
7. 01 camions citerne à brut de 27 m<sup>3</sup>
8. 01 Camions citerne d'eau de 27 m<sup>3</sup>
9. 01 Camions citernes d'eau de 6 m<sup>3</sup>.
10. 03 Camions ateliers.
11. 01 Camion à bennes.
12. 01 têtes d'essais bridées 24" (lancement et réception) équipées.
13. 08 brides 24" série 600.
14. 10 bossages 2" équipés de bouchons.
15. 02 Compresseurs d'air 20 bars, 455 l/s.
16. 04 Compresseurs d'air 10 bars, 165 l/s
17. 02 manomètres (0 bars à 10 bars)
18. 02 Rack d'azote.
19. 04 Pompes de vidange pneumatiques équipées de flexibles.
20. 03 Groupes électrogènes.
21. 01 Girafes d'éclairage équipées de projecteurs ADF.
22. 04 Projecteurs ADF.
23. 04 Groupes de soudage.
24. 02 Coupes-tube à chaud
25. 01 Coupes-tube à froid
26. 02 Clamps extérieur 24"
27. 02 Racleurs 24" à mousse type haute densité.
28. 02 racleurs à coupelles 22"
29. 01 Racleurs à mousse 22".
30. 03 jeux de coupelles neuves
31. 04 jeux de bouteilles oxygène et acétylène.
32. Argile non cuite ou bakélite nécessaire pour la construction de murs d'obturation.
33. Divers outillage en bronze.

# *Bibliographie*

# *Bibliographie*

- Mémoire de fin d'étude en 2008 par Mr.Aliotamane et Mr.Mazouz : analyse de la probabilité de risque de rupture d'un pipeline corrodé par fiabilité structurale.
- Mémoire de fin d'étude 2014 par Mr.Chakhchoukha et Mr.gasri : diagnostic et évaluation, en vue de la réhabilitation du tronçon SP3-TMB de l'oléoduc OB1 24/22"
- Thèse Mr.Fekih.
- Wikipédia
- Thèse en vue de l'obtention du diplôme de DOCTORAT année 2014 Mr. Sahraoui : optimisation des méthodes d'inspection des pipes.
- Thèse Pour l'obtention du grade de Docteur .Mr.Natech : Réhabilitation et Renforcement des Canalisations sous pression en présence des défauts de surfaces
- Mémoire de fin de cycle Mr.Djedid : étude sur les défaillances des aciers API-5LX60 pour pipeline cas de la ligne GZ1
- Les cours de Mr.YOUNCI.K de réhabilitation des pipelines (2015/2016 FHC)
- Recommended practice DNV-RP-F101, October 2004 by DET NORSKE VARITAS.
- L'inspection des pipelines par racleurs instrumentés (Cécil Adam – Société du Pipeline Méditerranée-Rhône)
- Livre piping equipment en 2001 par TROUVAY et COUVIN
- Manuel for determining the remaining strength of corroded pipeline ANSI/ASME B31G en 1984.
- brochure de SONATRACH, activité transport par canalisation, division exploitation, direction régionale Bejaia, département protection des ouvrages.
- le document du SOPEG (société pétrolière de gérance) imprimé à paris le 21 avril 1983.
- S.E.CHITOUR, corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières. office des publications universitaires d'Algérie 1983.
- mémoire de fin d'études BENNACER et DJOUDI, usage des approches déterministes dans le cadre de la réhabilitation du tronçon SPI-SP3 de l'OB1, université boumerdes.
- Rapport de stage CHABOUNI et KACHBI, capteurs et transmetteurs électronique, université A MIRA de Bejaia.
- Séminaire M LAHIOUEL et MENIDJEL, IAP CU, centre de Skikda, formation industrie.
- [www.sonatrach.com](http://www.sonatrach.com)
- [aea@sonatrach.dz](mailto:aea@sonatrach.dz)
- JP WAUQUIER, pétrole brut, produits pétroliers, schéma de fabrication, Edition technique 1994.