

N° D'ordre ...../FHC/UMBB/2022

République Algérienne Démocratique et Populaire Ministère de  
l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université M'hamed BOUGARA BOUMERDES



## Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Présenté par

M<sup>elle</sup> DJERRAI Yasmine

**Domaine : Science et Technologie**

**Filière : Hydrocarbures**

**Option : Génie Mécanique, Transport et Distribution  
des Hydrocarbures**

---

# Évaluation de la probabilité de rupture d'un pipeline d'hydrocarbure corrodé

---

**Devant le jury composé de :**

M <sup>r</sup> YOUNSI	Karim	Président
M <sup>r</sup> BOUHAFS	Smail	Examineur
M <sup>r</sup> TIKOUBAINI	Mourad	Examineur
M <sup>r</sup> MENAA	Abdenour	Examineur
M <sup>r</sup> YOUNSI	Karim	Encadreur

Boumerdes : 2021/2022

# Remerciements :

Je remercie tout d'abord le Bon Dieu de m'avoir donné le courage et la volonté pour réaliser ce modeste travail

Ce présent mémoire n'aurait pu voir le jour sans la contribution de certaines personnes dont je me fais aujourd'hui un honneur et un plaisir de les remercier ; tout particulièrement mon promoteur monsieur YOUNSI pour son aide, sa gratitude exceptionnelle, pour son œil critique et surtout ses orientation, conseils et encouragements qui m'ont permis de structuré au mieux ce travail de recherche

Je remercie également Mr A.HADERBACHE, Mr H.YESSAD de m'avoir aidé et orienté durant mon stage au sein de la RTC Bejaia, et un spécial remerciement pour Mr M.LOUIBA pour tous ses conseil et encouragement. Je tien a remercié Mr H.IDIR, Mr M.BOUKHEMIA, pour leur aides et orientations durant mon stage au sein de la TRC Baraki.

Enfin pour tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire, qu'ils trouvent ici mes sincères remerciements.

# Dédicace :

## *A mes chers parents ;*

Aucune dédicace ne serait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez fait pour mon instruction et mon bien êtres. Je vous remercie pour tout le soutien que vous me portez depuis mon enfance, sans vous je ne serais jamais là où je suis et j'espère que votre bénédiction m'accompagnera toujours. Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux, le fruit de vos sacrifices bien que je ne vous en acquitterais jamais assez. Puisse Dieu, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que jamais je ne vous déçois.

Je dédie ce travail à mon seul et unique frère **AMINE**, je lui dis que dieux le garde pour moi et je lui souhaite tout le succès et le bonheur du monde.

## *A la mémoire de mon grand-père ;*

Il a toujours cru en moi et j'aurai tan aime qu'il soit là en ce jour et qu'il soit fière de moi. Que dieu te fasse entrer dans son vaste paradis.

## *A mes amis ;*

A notre sincère et folle et profonde amitié et au moment agréables que nous avons passés ensemble durant ces années, vous trouveriez dans ce travail l'expression de mon respect le plus profond et mon affection la plus sincère. En particulier MASSINISSA pour son soutien moral et pour son aide pour la réalisation de ce travail et d'avoir cru en moi, je lui dis merci d'avoir été là.

A tonton KAMEL qui m'a vraiment aidé durant mes études surtout pour mes stages, je lui dis je te remercie infiniment.

# Sommaire :

<b>INTRODUCTION GENERALE :</b> .....	<b>1</b>
<b>CHAPITRE 1 PRESENTATION DE LA LIGNE</b> .....	<b>2</b>
I.1 Présentation de l'activité « TRC » : .....	2
I.2 Description du réseau de transport par canalisation : .....	3
I.2.1 Oléoducs : .....	4
a) PETROLE BRUT .....	4
b) LIQUIDE DE GAZ NATUREL (CONDENSAT) .....	4
c) GAZ PETROLE LIQUEFIE (GPL).....	4
I.2.2 Gazoducs : .....	5
I.2.3 Réseau de transport par canalisation total : .....	5
I.3 Description de l'oléoduc OB1 : .....	6
I.3.1 Schémas descriptifs des lignes : .....	7
I.3.1.1 La ligne OB1 -Haoud El Hamra- Bejaia- .....	7
I.3.1.2 La ligne OG1 -Beni Mansour- Alger- .....	8
I.3.2 Topographie de l'OB1 : .....	9
I.3.3 Variation des épaisseurs de l'OB1: .....	9
I.4 Localisation géographique des stations : .....	9
I.5 caractéristiques des stations : .....	10
I.5.1 Caractéristiques des stations de l'OB1 (stations en marche) : .....	10
I.5.2 caractéristiques des stations de l'OB1 (à l'arrêt ou remplacé) .....	11
I.5.3 caractéristiques des stations satellites : .....	12
I.6 caractéristiques des bacs de stockage de l'OB1 : .....	13
I.6.1 Au niveau du terminal départ HEH/SP1 : .....	13
I.6.2 Au niveau de SP2 : .....	13
I.6.3 Au niveau de SP3 : .....	13
I.6.4 Au niveau du terminal arrivé TMB/Béjaia : .....	14
I.7 Régimes de fonctionnements de l'OB1 : .....	14
<b>CHAPITRE 2 LES ANOMALIES LES PLUS COURANTES SUR UN PIPELINE.....</b>	<b>15</b>
II.1 Généralités : .....	15
II.2 Déformations géométriques : .....	16
II.3 Défauts mécaniques : .....	16
II.4 Défauts de fissurations : .....	16
II.5 Défauts métallurgiques : .....	16
II.6 Défauts de soudage : .....	17
II.6.1 Définition du soudage : .....	17
II.6.2 Classification des défauts de soudure : .....	17
II.6.2.1 Défauts de forme ou de dimension : .....	17
II.6.2.2 Défauts de structure : .....	17
II.6.2.3 Défauts des ensembles soudés : .....	17
II.7 Encrassement et dépôts : .....	18
II.7.1 Cas des oléoducs : .....	18
II.7.2 Cas des gazoducs : .....	18
II.8 Perte de métal : .....	19
a) Erosion : .....	19
b) Corrosion interne : .....	19
c) Corrosion externe : .....	20
II.8.1 La corrosion : .....	20
II.8.1.1 Introduction : .....	20
II.8.1.2 Définition : .....	21
a) Corrosion humide : .....	21

b) Corrosion sèche :	22
II.8.1.3 Processus de la corrosion :	22
II.8.1.3.1 Corrosion chimique :	22
II.8.1.3.2 Corrosion électrochimique :	23
II.8.1.3.3 Corrosion biochimique :	23
II.8.1.3.4 Corrosion par érosion :	24
II.8.1.4 Différentes formes de la corrosion :	25
II.8.1.4.1 Corrosion régulière (uniforme) :	25
II.8.1.4.2 Corrosion irrégulière (localisée) :	25
II.8.1.4.3 Corrosion inter cristalline (inter-granulaire) :	25
II.8.1.5 Différents types de corrosion :	26
II.8.1.5.1 Corrosion par piqûres :	26
II.8.1.5.2 Corrosion caverneuse :	26
II.8.1.5.3 Corrosion galvanique :	27
II.8.1.5.4 Corrosion par fissuration :	27
a) Corrosion sous tension :	27
b) Corrosion par fatigue :	27
II.8.1.5.5 Corrosion par cavitation :	28
II.8.1.5.6 Corrosion par courant vagabond :	29
II.8.1.6 La protection contre la corrosion :	30
II.8.1.6.1 La protection contre la corrosion électrochimique :	30
a) La protection cathodique par anodes sacrificielle :	30
b) La protection cathodique par courant imposé :	31
c) La protection contre l'effet des courants vagabond :	32
II.8.1.6.2 La protection par revêtement :	33
a) Revêtement métallique :	33
b) Revêtement non métallique :	33
II.8.1.7 Conclusion :	34
<b>CHAPITRE 3 INSPECTION EN LIGNE ET DIAGNOSTIC.....</b>	<b>35</b>
III.1 Introduction :	35
III.2 Inspection en ligne et diagnostic :	35
III.2.1 Action de pré-inspection :	36
III.2.2 Outils d'inspection en ligne :	36
III.2.2.1 Les outils de configuration (géométriques) :	37
III.2.2.2 Les outils de détection de perte de métal :	38
a) La technique MFL :	38
b) Les outils ultrasoniques :	39
III.2.3 Interprétation des résultats :	40
III.2.3.1 Résultats numériques :	41
III.2.3.2 Résultats sous forme d'histogrammes :	41
III.2.3.3 Résultats graphiques :	42
III.2.3.4 Cartes colorées :	42
<b>CHAPITRE 4 NORMES ET STANDARDS ADOPTE POUR L'EVALUATION QUALITATIVE ET QUANTITATIVE D'UN DEFAUT DE CORROSION.....</b>	<b>51</b>
IV.1 Classification des types de défauts de corrosion :	51
IV.2 Evaluation qualitative d'un défaut de corrosion :	53
IV.2.1 Evaluation des défauts détectés durant l'inspection :	53
IV.2.2 Calcul de la nouvelle PMS pour un pipeline corrodé :	54
IV.2.2.1 Règles empiriques :	54
IV.2.2.2 La norme ANSI/ASME B31G :	54
IV.2.2.2.1 La pression maximal de service :	55
IV.2.2.2.2 La pression réduite :	55
IV.2.2.2.3 Le facteur de réduction de pression :	56

IV.2.2.3 La norme ANSI/ASME B31G Modifiée :	57
IV.2.2.3.1 La pression maximale de service :	57
IV.2.2.3.2 La pression réduite :	57
IV.2.2.4 DNV (RP-F101) :	58
IV.2.2.4.1 La pression maximal de service :	58
IV.2.2.4.2 La pression réduite :	59
IV.2.2.5 La norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria) :	59
IV.2.2.5.1 La pression maximale de service :	59
IV.2.2.5.2 La pression réduite :	59
IV.2.3 Evaluation de la perte de métal pour chaque norme :	60
IV.3 Evaluation quantitative de la probabilité de rupture d'un pipeline corrodé :	61
IV.3.1 Estimation de la probabilité de défaillance par fiabilité structurale :	61
IV.3.2 Définition de la loi de distribution normale :	64
IV.3.2.1 La courbe de charge :	66
IV.3.3 Fonction d'état limite et risque de défaillance :	66
IV.3.3.1 Estimation de la probabilité de défaillance :	66
IV.3.3.2 Calcul de la probabilité de défaillance :	67
IV.3.3.3 Estimation de la probabilité de défaillance d'un pipeline par kilomètre :	67

**CHAPITRE 5 APPLICATION DES APPROCHES D'EVALUATION QUALITATIVE ET QUANTITATIVE AUX DEFAUTS DE CORROSION DE L'OLEODUC OB1.....68**

V.1 Analyse hydraulique de la ligne :	68
V.1.1 Présentation du tronçon et données de calcul :	69
V.1.2 Détermination du point de fonctionnement :	71
V.2 Application de l'évaluation qualitative aux défauts de corrosion :	74
V.2.1 Approche déterministe pour le cas le plus défavorable :	74
V.2.1.1 Application de la norme ANSI /ASME B31G :	74
1. La section SP1-HEH / SP1 BIS :	74
2. La section SP1 BIS / SP2 :	75
3. La section SP2 /SP3 :	76
4. La section SP3 / Col de Selatna :	77
V.2.1.2 Application de la norme ANSI / ASME B31G Modifiée :	78
1. La section SP1-HEH / SP1 BIS :	78
2. La section SP1 BIS / SP2 :	79
3. La section SP2 / SP3 :	80
4. La section SP3 / Col de Selatna :	81
V.2.1.3 Application de norme DNV (RP-F101) :	82
1. La section SP1-HEH / SP1 BIS :	82
2. La section SP1 BIS / SP2 :	83
3. La section SP2 / SP3 :	84
4. La section SP3 / Col de Selatna :	85
V.2.1.4 Application de la norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria) :	86
1. La section SP1-HEH / SP1 BIS :	86
2. La section SP1 BIS / SP2 :	87
3. La section SP2 / SP3 :	88
4. La section SP3 / Col de Selatna :	89
➤ Représentation de l'évolution du pourcentage de perte de métal limite en fonction de la longueur axiale du défaut de corrosion :	91
➤ Résultats d'évaluation des défauts de corrosion enregistrés sur l'oléoduc OB1 par les différentes normes :	96
V.2.2 Approche déterministe défaut par défaut :	97
➤ Calcul de la pression d'opération :	97
V.2.2.1 Application de la norme ANSI/ASME B31G :	98
1. La section SP1 / SP1 BIS :	98
2. La section SP1 BIS / SP2 :	99

3. La section SP2 / SP3 :.....	100
4. La section SP3 / Col de Selatna :.....	101
V.2.2.2 Application de la norme ANSI/ASME B31G Modifiée :.....	102
1. La section SP1 / SP1 BIS :.....	102
2. La section SP1 BIS / SP2 :.....	103
3. La section SP2 / SP3 :.....	104
4. La section SP3 / Col de Selatna :.....	105
V.2.2.3 Application de la norme DNV (RP-F101) :.....	106
1. La section SP1 / SP1 BIS :.....	106
2. La section SP1 BIS / SP2 :.....	107
3. La section SP2 / SP3 :.....	108
4. La section SP3 / Col de Selatna :.....	109
V.2.2.4 Application de la norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria) :.....	110
1. La section SP1 / SP1 BIS :.....	110
2. La section SP1 BIS / SP2 :.....	111
3. La section SP2 / SP3 :.....	112
4. La section SP3 /Col de Selatna :.....	113
➤ Résultats d'évaluation des défauts de corrosion enregistrés sur l'oléoduc OB1 par les différentes normes en usant d'une approche défaut par défaut : .....	114
V.3 Application de l'évaluation quantitative du risque de rupture d'un pipeline corrodé :.....	116
V.3.1 Calcul de la probabilité de défaillance d'un défaut de corrosion et son évolution dans le temps : .....	118
V.3.2 Calcul de la probabilité de la défaillance par kilomètre :.....	121
V.3.2.1 Exemple de calcul pour le kilomètre 65 par les différentes normes :.....	122
➤ Suivant la norme ANSI / ASME B31G :.....	122
➤ Suivant la norme ANSI / ASME B31G Modifiée :.....	123
➤ Suivant la norme DNV (RP-F101) :.....	124
➤ Suivant la norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria) :.....	125
V.3.3 Distribution de la probabilité de défaillance par kilomètre :.....	126
a) Avant réparation : .....	126
b) Apres réparation : .....	128
V.3.4 Détermination du nombre de réparation par kilomètre :.....	130
V.3.4.1 Nombre de réparation selon la norme ANSI / ASME B31G : .....	130
V.3.4.2 Nombre de réparation selon la norme ANSI / ASME B31G Modifiée :.....	130
V.3.4.3 Nombre de réparation selon la norme DNV (RP-F101) :.....	131
V.3.4.4 Nombre de réparation selon la norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria) : .....	131
V.3.5 Nombre de réparation totale sur le tronçon :.....	132
<b>CONCLUSION GENERALE : .....</b>	<b>133</b>

# Liste des figures:

FIGURE I-1 CHAINE DE TRANSPORT PAR CANALISATION DE SONATRACH .....	2
FIGURE I-2 CARTOGRAPHIE DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION .....	3
FIGURE I-3 SCHEMA DESCRIPTIF DE L'OB1 .....	7
FIGURE I-4 SCHEMA DESCRIPTIF DE L'OG1 .....	8
FIGURE I-5 PROFIL EN LONG DE L'OB1 .....	9
FIGURE I-6 REPARTITION DES EPAISSEURS DE LONG DE L'OB1 .....	9
FIGURE II-1 LES ANOMALIES ENREGISTREES SUR UN PIPELINE .....	15
FIGURE II-2 EROSION D'UNE CONDUITE .....	19
FIGURE II-3 CORROSION INTERNE D'UNE CONDUITE .....	19
FIGURE II-4 CORROSION EXTERNE D'UNE CONDUITE .....	20
FIGURE II-5 CORROSION HUMIDE .....	21
FIGURE II-6 CORROSION SECHE .....	22
FIGURE II-7 MECANISME DE LA CORROSION PAR EROSION .....	24
FIGURE II-8 CORROSION PAR PIQURE .....	26
FIGURE II-9 CORROSION GALVANIQUE ENTRE DEUX METAUX .....	27
FIGURE II-10 CORROSION PAR CAVITATION .....	28
FIGURE II-11 EXEMPLE DU MECANISME DE LA CORROSION PAR COURANT VAGABOND .....	29
FIGURE II-12 SCHEMA D'UNE INSTALLATION DE PROTECTION CATHODIQUE PAR ANODE SACRIFICIELLE .....	31
FIGURE II-13 SCHEMA D'UNE INSTALLATION DE PROTECTION CATHODIQUE PAR COURANT IMPOSE .....	32
FIGURE II-14 INSTALLATION DE LA PROTECTION CONTRE LES COURANTS VAGABONDS .....	32
FIGURE II-15 PROTECTION PAR REVETEMENT .....	33
FIGURE III-1 OUTIL GEOMETRIQUE D'INSPECTION .....	37
FIGURE III-2 RACLEUR INSTRUMENTE A FLUX MAGNETIQUE .....	38
FIGURE III-3 PRINCIPE DE LA DETECTION PAR FUITE DE CHAMP MAGNETIQUE .....	39
FIGURE III-4 RACLEUR INSTRUMENTE PAR ULTRASONS .....	39
FIGURE III-5 PRINCIPE DE BASE DE LA TECHNIQUE ULTRASON .....	40
FIGURE IV-1 SCHEMA REPRESENTANT UN DEFAUT DE CORROSION SUR UNE CANALISATION .....	51
FIGURE IV-2 DIMENSIONS D'UN DEFAUT DE CORROSION .....	52
FIGURE IV-3 NOUVELLE PRESSION MAXIMALE D'UN PIPELINE CORRODE .....	55
FIGURE IV-4 DEFAUT DE CORROSION DE FORME PARABOLIQUE .....	55
FIGURE IV-5 DEFAUT DE CORROSION DE FORME RECTANGULAIRE .....	56
FIGURE IV-6 GEOMETRIE D'UN DEFAUT DE CORROSION DANS UN PIPELINE SELON ASME B31 G MODIFIEE. ....	58
FIGURE IV-7 REPRESENTATION GRAPHIQUE DU PRINCIPE DE LA FIABILITE STRUCTURALE .....	62
FIGURE IV-8 METHODOLOGIE D'EVALUATION DE LA PROBABILITE DE RUPTURE D'UN DEFAUT DE CORROSION .....	63
FIGURE IV-9 FORME DE LA LOI NORMALE .....	64
FIGURE V-1 DETERMINATION DU POINT DE FONCTIONNEMENT AVANT ET APRES LA REGULATION DE LA VITESSE DE ROTATION DES POMPES .....	72
FIGURE V-2 REPRESENTATION DU PROFIL DE LA PRESSION ENTRE LA STATION SP1 BIS ET SP2 .....	72
FIGURE V-3 REPRESENTATION DU PROFIL EN LONG ET DE LA PENTE HYDRAULIQUE ENTRE LA STATION SP1 BIS ET SP2 .....	72
FIGURE V-4 REPRESENTATION DU PROFIL EN LONG ET LA PENTE HYDRAULIQUE DE SP1 AU COL DE SELATNA .....	73
FIGURE V-5 EVOLUTION DE LA PERTE DE METAL LIMITE PAR LA NORME B31G .....	91
FIGURE V-6 COURBE DE LA PERTE DE METAL LIMITE POUR LA NORME B31G EN PRESENCE DES DEFAUTS .....	91
FIGURE V-7 EVOLUTION DE LA PERTE DE METAL PAR LA NORME B31G MODIFIEE .....	92

<b>FIGURE V-8 COURBE DE LA PERTE DE METAL LIMITE POUR LA NORME B31G MODIFIEE EN PRESENCE DES DEFAUTS.....</b>	<b>92</b>
<b>FIGURE V-9 EVOLUTION DE LA PERTE DE METAL LIMITE PAR LA NORME DNV.....</b>	<b>93</b>
<b>FIGURE V-10 COURBE DE LA PERTE METAL LIMITE POUR LA NORME DNV EN PRESENCE DES DEFAUTS .....</b>	<b>93</b>
<b>FIGURE V-11 EVOLUTION DE LA PERTE DE METAL PAR LA NORME SHELL92.....</b>	<b>94</b>
<b>FIGURE V-12 COURBE DE LA PERTE DE METAL LIMITE POUR LA NORME SHELL92 EN PRESENCE DES DEFAUTS.....</b>	<b>94</b>
<b>FIGURE V-13 EVOLUTION DE LA PERTE DE METAL LIMITE POUR TOUTES LES NORMES ETUDIEES.....</b>	<b>95</b>
<b>FIGURE V-14 REPRESENTATION GRAPHIQUE DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE D'UN DEFAUT DE CORROSION EN FONCTION DU TEMPS EXEMPLE 01.....</b>	<b>119</b>
<b>FIGURE V-15 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE EN FONCTION DU TEMPS DE L'EXEMPLE 01 EN USANT DES DIFFERENTES NORMES.....</b>	<b>119</b>
<b>FIGURE V-16 REPRESENTATION GRAPHIQUE DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE EN FONCTION DU TEMPS DE L'EXEMPLE 02.....</b>	<b>120</b>
<b>FIGURE V-17 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE EN FONCTION DU TEMPS DE L'EXEMPLE 02 EN USANT DES DIFFERENTES NORMES.....</b>	<b>120</b>
<b>FIGURE V-18 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE DU KM 65 AVANT REPARATION PAR LA NORME ANSI/ASME B31G .....</b>	<b>122</b>
<b>FIGURE V-19 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE DU KM 65 APRES REPARATION PAR LA NORME ANSI/ASM B31G .....</b>	<b>122</b>
<b>FIGURE V-20 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE DU KM 65 AVANT REPARATION PAR LA NORME ANSI/AEME B31G MODIFIEE .....</b>	<b>123</b>
<b>FIGURE V-21 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE DU KM 65 APRES REPARATION PAR LA NORME ANSI/ASME B31G MODIFIEE.....</b>	<b>123</b>
<b>FIGURE V-22 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE DU KM 65 AVANT REPARATION PAR LA NORME DNV (RP-F101) .....</b>	<b>124</b>
<b>FIGURE V-23 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE DU KM 65 APRES REPARATION PAR LA NORME DNV (RP-F101).....</b>	<b>124</b>
<b>FIGURE V-24 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE DU KM 65 AVANT REPARATION PAR LA NORME SHELL 92 .....</b>	<b>125</b>
<b>FIGURE V-25 COURBE D'EVOLUTION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE DU KM 65 APRES REPARATION PAR LA NORME SHELL 92 .....</b>	<b>125</b>
<b>FIGURE V-26 PROBABILITE DE DEFAILLANCE PAR LA NORME ANSI / ASME B31G SUR 5 ANS AVANT REPARATION .....</b>	<b>126</b>
<b>FIGURE V-27 PROBABILITE DE DEFAILLANCE PAR LA NORME ANSI / ASME B31G MODIFIEE SUR 5 ANS AVANT REPARATION .....</b>	<b>126</b>
<b>FIGURE V-28 PROBABILITE DE DEFAILLANCE PAR LA NORME DNV (RP-F101) SUR 5 ANS AVANT REPARATION .....</b>	<b>127</b>
<b>FIGURE V-29 PROBABILITE DE DEFAILLANCE PAR LA NORME SHELL 92 SUR 5 ANS AVANT REPARATION .....</b>	<b>127</b>
<b>FIGURE V-30PROBABILITE DE DEFAILLANCE PAR LA NORME ANSI / ASME B31G SUR 5 ANS APRES REPARATION .....</b>	<b>128</b>
<b>FIGURE V-31 PROBABILITE DE DEFAILLANCE PAR LA NORME ANSI / ASME B31G MODIFIEE SUR 5 ANS APRES REPARATION .....</b>	<b>128</b>
<b>FIGURE V-32 PROBABILITE DE DEFAILLANCE PAR LA NORME DNV (RP-F101) SUR 5 ANS APRES REPARATION .....</b>	<b>129</b>
<b>FIGURE V-33 PROBABILITE DE DEFAILLANCE PAR LA NORME SHELL 92 SUR 5 ANS APRES REPARATION .....</b>	<b>129</b>



# Nomenclature :

- $t_{\text{moy}}$  : Epaisseur moyenne (mm)
  - $t_j$  : Epaisseur dans le tronçon j (mm)
  - $l_j$  : Longueur du tronçon j (km)
  - $D_{\text{int}}$  : Diamètre intérieur (mm)
  - $D_{\text{ext}}$  : Diamètre extérieur (mm)
  - $V$  : Vitesse d'écoulement (m/s)
  - $Q$  : Débit volumique (m<sup>3</sup>/s)
  - $\nu$  : Viscosité cinématique (cst)
  - $Re$  : Nombre de Reynolds
  - $\lambda$  : Coefficient de friction
  - $\rho$  : Masse volumique (Kg/m<sup>3</sup>)
  - $h_f$  : Perte de charge par frottement
  - $\sigma_e$  : Limite d'élasticité (kgf/cm<sup>2</sup>)
  - $\sigma_r$  : Limite de rupture (kgf/cm<sup>2</sup>)
  - $H_{\text{asp}}$  : Charge d'aspiration (m)
  - $H_{\text{ref}}$  : charge de refoulement (m)
  - $H_{\text{op}}$  : La charge au niveau du défaut de corrosion (m)
  - $Z_{\text{ref}}$  : Altitude de la station de départ (m)
  - $Z_{\text{asp}}$  : Altitude de la station d'arrivé (m)
  - $Z_{\text{defaut}}$  : altitude du défaut de corrosion (m)
  - $P_{\text{ref}}$  : Pression de refoulement de la station (bar)
  - $P_{\text{asp}}$  : Pression d'aspiration de la station (bar)
  - $P_{\text{op}}$  : Pression opérationnelle au niveau du défaut de corrosion
  - $P_{\text{ms}}$  : Pression maximal de service (bar)
  - $P_{\text{red}}$  : Pression réduite (bar)
  - $C_{\text{pr}}$  : Coefficient de réduction de pression
  - $K_s$  : coefficient de sécurité
  - $L$  : Longueur du défaut de corrosion (mm)
  - $d$  : Profondeur du défaut de corrosion (%)
  - $(d/t)_{\text{cr}}$  : Perte de métal critique (%)
  - $M$  : facteur de Folias pour la norme B31G
  - $Q$  : Facteur de Foliace pour la norme DNV
  - $M$  : Facteur de Folias pour la norme Shell92
  - $\mu$  : moyenne de la courbe de charge
  - $\sigma$  : Ecart type de la courbe de charge
  - $\mu_{d_\varepsilon}$  : Moyenne de la distribution du défaut en tenant compte de l'erreur de mesure
  - $\sigma_{d_\varepsilon}$  : Ecart type de la distribution du défaut en tenant compte de l'erreur de mesure
  - $\mu_\vartheta$  : Moyenne de la distribution de la vitesse de corrosion
  - $\sigma_\vartheta$  : Ecart type de la distribution de la vitesse de corrosion
  - $\tau$  : Le temps (an)
- $P_{\text{def}}$  : probabilité de défaillance du défaut  
- $P_{\text{def/km}}$  : probabilité de défaillance par km



# **INTRODUCTION**

## **GENERALE**

## **Introduction générale :**

Le transport des hydrocarbures par pipeline est réputé pour sa grande fiabilité, et cela sur de grandes distances comme sur des petites liaisons. Cependant, la multiplication des accidents plus ou moins graves, notamment dus à la corrosion dans ses deux aspects interne et externe qui peut être provoquée par plusieurs paramètres tel l'agressivité du sol (dans le cas des conduites enterrées) ainsi la nature corrosive du fluide à transporter, etc ; ce phénomène est à l'origine de la détérioration des pipelines pouvant provoquer parfois des dégâts importants (pollution du milieu naturel, couts supplémentaires de réparation, arrêts prolongé du pompage et même parfois des dégâts humains, etc) et cela rend ce transport de plus en plus préoccupant.

Un grand nombre de pipelines à travers le monde dépasse la limite d'âge prévue de leur utilisation, et pourtant ils continuent à être parfaitement fonctionnels. Ceci moyennant un suivi régulier de leur état technique et d'une politique de maintenance appropriée. La réparation ou la réhabilitation de ces derniers passe par un programme d'inspection détaillé pour obtenir les données nécessaires à l'évaluation de l'état de la ligne.

Les inspections en ligne par outil «intelligents» des canalisations d'hydrocarbures liquides et gazeux sont devenues des opérations courantes de l'exploitation et de la maintenance des pipelines, en effet, les progrès importants dans le domaine du diagnostic en ligne, principalement dans la conception de racleurs instrumentés (ILI-tools dans la terminologie anglo-saxonne) permettent à l'heure actuelle la détection et la localisation de tous les défauts de corrosion et de leurs dimensions. La majorité de ces outils utilisent des techniques d'induction de flux magnétique (Magnetic flux leakage) ou de pulsations ultrasoniques.

L'interprétation des résultats de diagnostic en ligne ainsi que les mesures à prendre sont des phases importantes de toute opération de réhabilitation des pipelines. C'est dans cette optique que je me suis proposé dans ce travail, d'apporter une analyse qualitative sur l'état de corrosion au niveau du pipelines OB1 en se basant sur les normes ANSI/ASME B31G, ANSI/ASME B31G modifié, DNV RP F-101, Shell 92 , afin d'envisager des opérations de réhabilitation si cela est nécessaire, pour éviter les risques de ruptures provoquant des pertes considérables.

Le second volet de mon travail portera sur l'évaluation de la probabilité de défaillance sur un pipeline corrodé de manière quantitative, par une approche fiabilité structurale en se basant sur un modèle de charge de type Normale. L'usage de cette approche est justifié par un souci de quantification de la probabilité de défaillance d'un pipeline en présence des défauts de corrosion ainsi que l'évolution de cette probabilité en fonction du temps et en fonction des réparations enregistrés sur la canalisation ce qui permettra l'établissement d'un planning d'intervention et de réhabilitation de cet ouvrage, garantissant leur intégrité et une probabilité inférieure au seuil autorisé de  $10^{-3}$

Enfin, le modèle développé sera appliquée sur l'oléoduc OB1 (HEH-Bejaia) géré par SONATRACH-RTC.

# **CHAPITRE 01**

## **Présentation de la ligne**

# Chapitre 1

## PRESENTATION DE LA LIGNE

### I.1 Présentation de l'activité « 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 condensat) ; depuis les zones de production jusqu'aux zones de stockage, aux complexes GNL GPL, aux raffineries, aux ports pétroliers ainsi vers les pays importateurs.

De plus, l'activité transport par canalisation a pour mission de définir, de réaliser, d'exploiter, d'assurer la maintenance et de faire évoluer le réseau de canalisations ainsi que les différentes installations qui s'y attachent tout en veillant au respect des conditions de sécurité et de prévention de l'environnement, mais aussi cette dernière a également pour objectif d'assurer la régulation entre la production et la commercialisation.

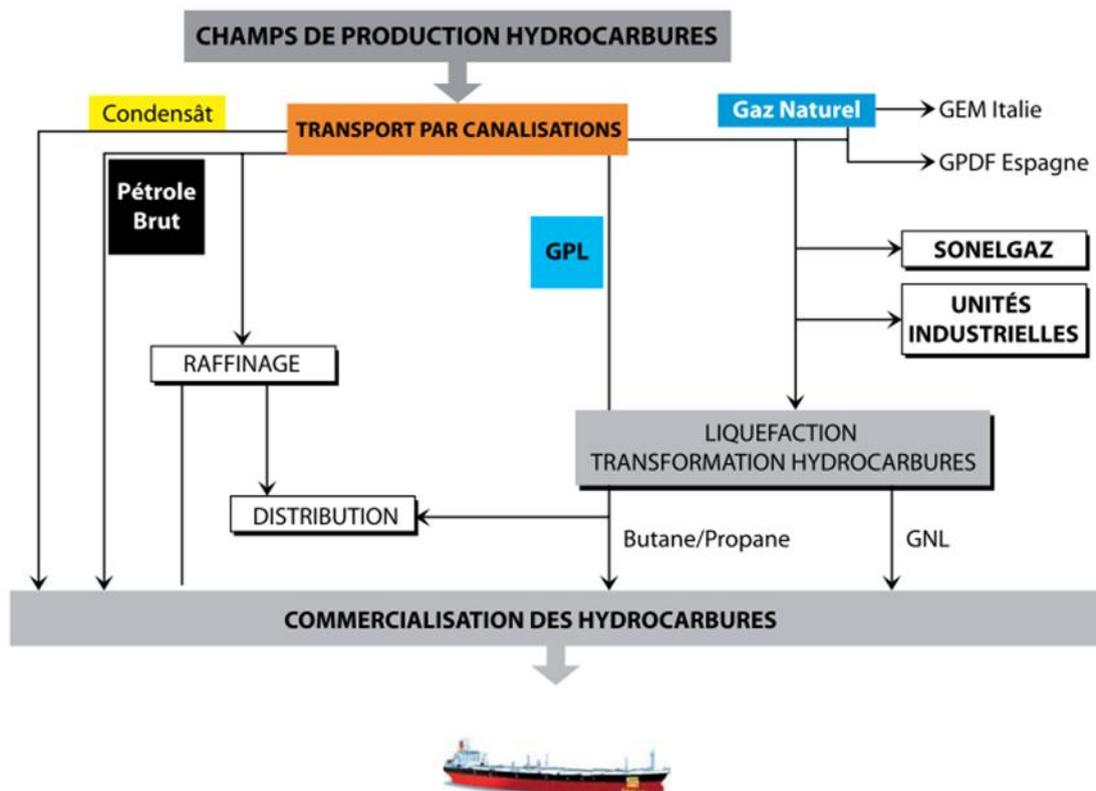


Figure I-1 chaîne de transport par canalisation de SONATRACH

## I.2 Description du réseau de transport par canalisation :

SONATRACH exploite un réseau de transport des hydrocarbures par canalisation, composé de 22 Systèmes de Transport par Canalisation (STC) d'une longueur totale de 20 705 km.

Un STC est constitué d'une ou plusieurs canalisation(s) transportant des Hydrocarbures, y compris les installations intégrées, et les capacités de stockage liées à ces ouvrages, notamment les stations de compression, les stations de pompage, les postes de coupure, les postes de sectionnement, les lignes d'expédition, les postes de chargement à quai et en mer ainsi que les systèmes de protection cathodique, de comptage, de régulation, de télécommunications et de télé-contrôle.

La gestion des dits STC s'opère à travers six (06) Directions Régionales (RTO, RTH, RTE, RTI, RTC, HRM) et deux (02) Directions Opérationnelles (GEM et GPDF).

Les capacités de transport réelles, réservées et disponibles des différents Systèmes de Transport par Canalisation déclarées pour l'année 2021 se présentent comme suit :

- Capacité totale réelle : 404,342 MTEP dont 264,182 MTEP concernant le Réseau Nord et 140,160 MTEP pour le Réseau Sud ;
- Capacité totale réservée : 229,467 MTEP soit 57 % de la capacité réelle ;
- Capacité totale disponible : 174,875 MTEP

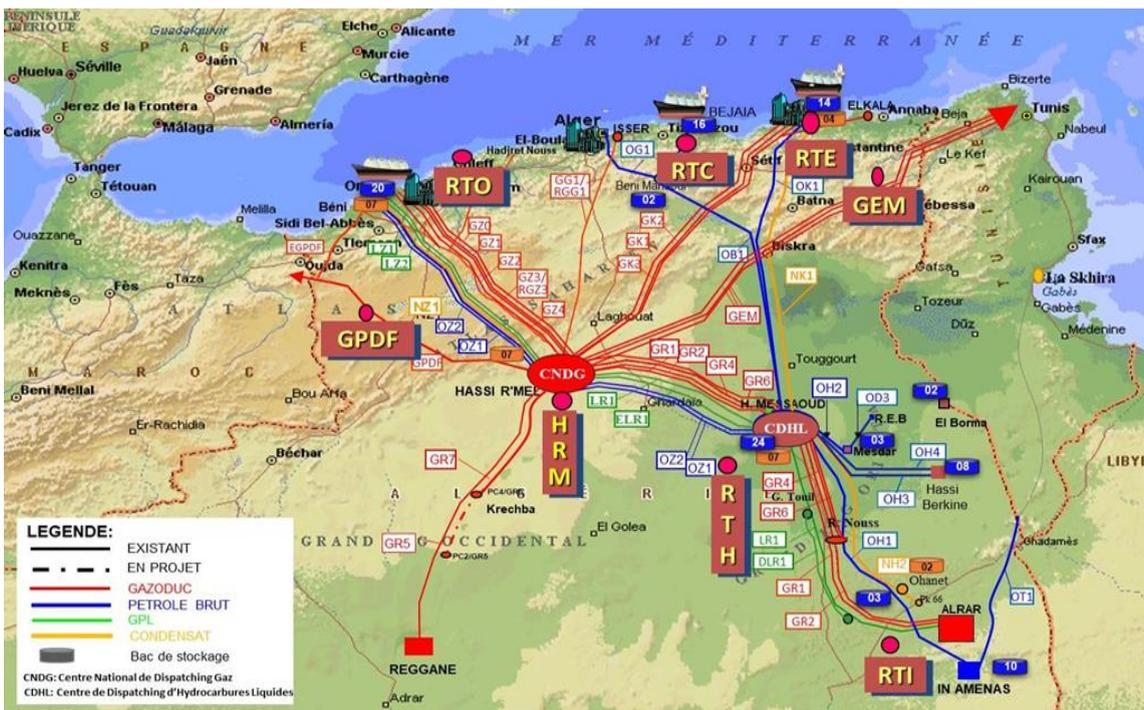


Figure I-2 Cartographie du réseau de transport par canalisation

## I.2.1 Oléoducs :

DENOMINATION	OUVRAGE	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (Km)	CAPACITE		
						Réelle	Réservée	Disponible
						Millions de TM/an (MTA)		

a) **PETROLE BRUT**

Réseau Sud					1 620	58,700	21,000	37,700
STC OH1	OH1	30"	In Amenas	Haoud El Hamra	630	8,900	4,702	4,198
STC OT1	OT1	24"	In Amenas	Frontière Algéro - Tunisienne	265	7,800	0,148	7,652
STC OH3/OH4	OH3	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292	30,000	11,602	18,398
	OH4	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292			
STC OD3/OH2	OH2	26"	Mesdar	Haoud El Hamra	108	12,000	4,547	7,453
	OD3	20"	Rhourde El Baguel	Mesdar	33	5,000	0,894	4,106
Réseau Nord					3 081	86,400	40,442	45,958
STC OZ1/OZ2	OZ1	28"	Haoud El Hamra	Arzew / Bethioua	801	11,000	16,474	28,526
	OZ2	34"	Haoud El Hamra	Arzew / Bethioua	821	34,000		
STC OK1	OK1	34"	Haoud El Hamra	Skikda	646	30,000	16,998	13,002
STC OB1/OG1	OB1	24"/22"	Haoud El Hamra	Béjaia	668	11,400	6,970	4,430
	OG1	20"	Beni Mansour	Alger	145	4,000	3,882	0,118
<b>Total Pétrole Brut</b>					<b>4 701</b>	<b>145,100</b>	<b>61,441</b>	<b>83,659</b>

b) **LIQUIDE DE GAZ NATUREL (CONDENSAT)**

Réseau Sud					565	7,900	4,798	3,102
STC NH2	NH2	24"/30"	PK66-Ohanet	Haoud El Hamra	565	7,900	4,798	3,102
Réseau Nord					1 153	25,020	8,375	16,645
STC NZ1	NZ1	28"	Hassi R'Mel	Arzew / Bethioua	507	13,610	2,815	10,795
STC NK1	NK1	30"	Haoud El Hamra	Skikda	646	11,410	5,560	5,850
<b>Total Condensat</b>					<b>1 718</b>	<b>32,920</b>	<b>13,173</b>	<b>19,747</b>

c) **GAZ PETROLE LIQUEFIE (GPL)**

Réseau Sud					1 762	10,200	6,429	3,771
STC LR1/DLR1 / LNZ1-12" et son Expansion ELR1	LR1	10"- 24"	Alrar	Hassi R'Mel	1 022	10,200	6,429	3,771
	DLR1	16"	Ohanet	Gassi Touil	404			
	ELR1	24"	Hassi Messaoud	Hassi R'Mel	336			
Réseau Nord					998	15,000	7,653	7,347
STC LZ1/LZ2 /LNZ1-16"	LZ1	24"	Hassi R'Mel	Arzew	503	9,000	7,653	7,347
	LZ2	24"	Hassi R'Mel	Arzew	495	6,000		
<b>Total GPL</b>					<b>2 760</b>	<b>25,200</b>	<b>14,082</b>	<b>11,118</b>

**I.2.2 Gazoducs :**

DENOMINATION	OUVRAGE	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (Km)	CAPACITE		
						Réelle	Réservée	Disponible
						Milliards de Sm <sup>3</sup> /an		
<b>Réseau Sud</b>					4 113	63,600	48,874	14,726
STC GR1/GR2 et ses Expansions GR4 et GR6	GR1	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966	49,500	41,005	8,495
	GR2	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966			
	GR4	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	535			
	GR6	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	531			
STC GR5 et son Expansion GR7	GR5	48"/56"	Reggane	Hassi R'Mel	770	14,100	7,869	6,231
	GR7	48"	PC04-GR5	Hassi R'Mel	345			
<b>Réseau Nord</b>					7 413	138,498	94,323	44,175
STC GZ0	GZ0	24"/20"	Hassi R'Mel	Arzew	509	0,980	0,000	0,980
STC GZ1/GZ2/GZ3	GZ1	40"	Hassi R'Mel	Arzew	507	40,648	25,207	15,441
	GZ2	40"	Hassi R'Mel	Arzew	511			
	GZ3/RGZ3	42"	Hassi R'Mel	Arzew	517			
STC GZ4	GZ4	48"	Hassi R'Mel	ARZEW	513	11,250	8,681	2,569
		48"	Moctaa Douz	BENI SAF	120			
STC GK1/GK2	GK1	40"	Hassi R'Mel	Skikda	575	20,470	15,000	5,470
	GK2	42"	Hassi R'Mel	Skikda	576			
STC GG1	GG1/RGG1	42"	Hassi R'Mel	Bordj Ménail	437	11,300	8,600	2,700
STC GPDF et son Extension EGPDF	GPDF	48"	Hassi R'Mel	El Aricha	521	11,470	8,993	2,477
	EGPDF	48"	El Aricha	BENI SAF	197			
STC GO1/GO2/GO3	GO1	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548	32,720	23,065	9,655
	GO2	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
	GO3	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
STC GK3	GK3	48"	Hassi R'Mel	Mechtatine	432	9,660	4,777	4,883
		48"	Mechtatine	El Kala	267			
		48"	Tamlouka	Skikda	87			
<b>Total Gaz Naturel</b>					<b>11 526</b>	<b>202,098</b>	<b>143,197</b>	<b>58,901</b>

**I.2.3 Réseau de transport par canalisation total :**

Réseau	Nombre de STC	Longueur (Km)	Capacité		
			Réelle	Réservée	Disponible
			Millions de TEP/an		
Réseau Sud	08	8 060	140,160	80,556	59,604
Réseau Nord	14	12 645	264,182	148,911	115,271
<b>TOTAL</b>	<b>22</b>	<b>20 705</b>	<b>404,342</b>	<b>229,467</b>	<b>174,875</b>

### **I.3 Description de l'oléoduc OB1 :**

L'oléoduc (22''-24'') est le premier ouvrage de transport par canalisation installé en Algérie par la société pétrolière SOPEG, fondé en 1957 par la compagnie française de pétrole CFP et la SNREPAL, il rentre dans sa première phase d'exploitation en 1959 pour acheminer le pétrole au Terminal Marin de Bejaïa (TMB) d'où sa dénomination d'OB1, puis en 1974 débuta le transport du condensat (C5+). Partant du centre de stockage de Haoud El Hamra (HEH) Pk0 (Point kilométrique 0) à une altitude de 152m, et traversant les deux principaux pics (l'un a Metlili au Pk 386 dont l'altitude est de 542 m et l'autre a selatna au Pk 543 dont l'altitude est de 1032 m) il atteint enfin le Terminal Marin de Bejaïa (TMB) après un parcours de 669 Km environ.

Parmi les caractéristiques de ce pipeline on retrouve la variation du diamètre et de l'épaisseur ainsi que la nuance d'acier. L'OB1 entre HEH et le col de selatna est d'un diamètre de 24'' puis il subit un rétrécissement et continu avec un diamètre de 22'' pour le reste de son parcours vers le Terminal marin de Bejaïa (TMB). L'épaisseur de l'oléoduc varie entre 6.35mm et 9.52mm suivant les conditions des pressions de service sur la ligne, et d'une épaisseur de 12,7 mm à la sortie des stations et l'acier utilisé est d'une nuance de X42-X52(prévue par le projet initiale) ; pour les tronçons refaits, la nuance est de X62.

Au départ, l'OB1 fonctionnait avec seulement trois stations de pompage (SP1,SP2,SP3) pour une capacité de 12.5 MTA (1800 m3/h) puis, juste après sa mise en service en 1959 et pour porter sa capacité à 15 MTA (2200 m3/h).ils ont décidé de construire au PK190 en aval de SP1 (au niveau de Djamaa), la quatrième station qui fut réceptionnée en 1961 et qui porta finalement le nom de SP1bis puisqu'elle était en amont de SP2. Puis Vers 1969 alors que les besoins en pétrole allaient en grandissant, quatre stations intermédiaires appelées aussi stations satellites (SPA, SPB, SPC, SPD) furent mises en ligne pour pouvoir atteindre la capacité de 17.8 MTA (2540 m3/h). Ainsi le transport du brut de l'OB1 est assuré par 4 stations principales (SP, SP1bis, SP2 et SP3) et 4 stations satellites (SPA, SPB, SPC et SPD). Toutes ces stations ainsi que le Terminal Marin (TMB) sont gérés par la Direction Régionale de Bejaïa (DRGB) à l'exception de SP1 gérée par la Direction Régionale de HEH DRGH.

Par ailleurs à partir de 1970, sur une longueur de 131 km et pour pouvoir acheminer le brut vers la raffinerie de Sidi-Arcine Alger TRA (ex-Raffinerie d'El-Harrach) qui était auparavant alimentée à partir de Bejaïa par cabotage, un piquage 16 '' sur l'OB1 ainsi qu'une station de pompage (SBM) furent réalisés au niveau de Beni-Mansour (Pk 573). Cet oléoduc fut appelé OG1 (premier oléoduc arrivant à Alger).Etant l'unique station de pompage sur l'OG1 (rappel : SPD peut aussi débiter sur l'OG1), la station SBM assure l'approvisionnement en brut de la raffinerie Sidi-Arcine par un débit d'alimentation stable en le soutirant directement de l'OB1 22'' ou, au cas où l'OB1 22'' est en colonne de condensat, le soutirage se fait alors à partir des deux bacs installés justement à cet effet à Beni-Mansour. Puis en 2005, sur presque le même parcours, ce pipeline fut totalement remplacé par 20'' d'une longueur de 145 km.

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

### I.3.1 Schémas descriptifs des lignes :

#### I.3.1.1 La ligne OB1 -Haoud El Hamra- Bejaia-

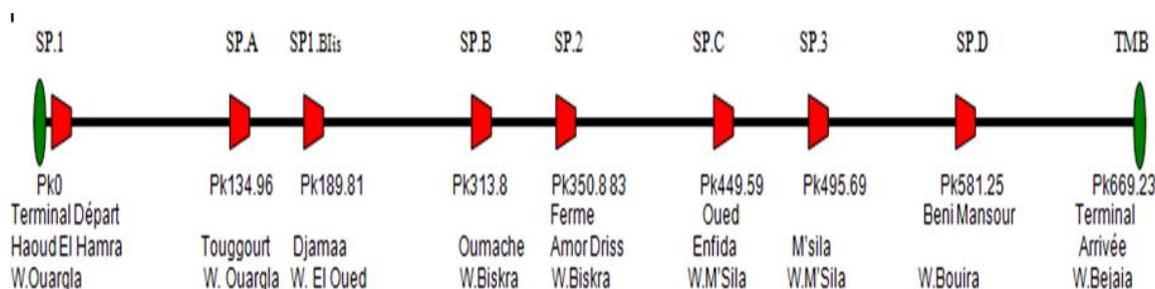


Figure I-0-3 schéma descriptif de l'OB1

Tableau I-1 Caractéristiques de l'OB1

Diamètre	24"/22" (Diamètre 22" du Pk 540+217 au TA)
Longueur (km)	668,44
Epaisseurs (mm)	12,7 / 9,52 / 9,0 / 8,73 / 7,92 / 7,13 / 6,35
Nuance d'acier	X42 et X52
Type d'enrobage	Brai de houille et PE (Polyéthylène) pour les nouveaux tronçons remplacés et les déviations
Nombre de Postes de Coupure	07
Nombre de Postes de Sectionnement	10 Avec la vanne de la fontaine des GAZELLES PK 373+431
Nombre de Station	11 (04 en marche, 04 satellites à abandonner et 03 bonifiées à abandonner)
Produits transportés	Pétrole Brut et Condensat
PMS design (Bars)	83
Capacité design (MTA)	14
Capacité Maximale Réelle (MTA)	11,4
Date de mise en service	10 novembre 1959
Constructeur	TRAPIL

## I.3.1.2 La ligne OG1 -Beni Mansour- Alger-

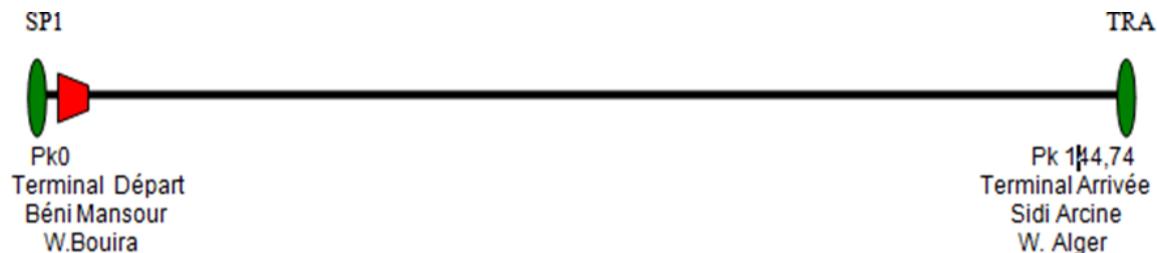


Figure I-0-4 schéma descriptif de l'OG1

Tableau I-2 Caractéristiques de l'OG1

Diamètre	20''
Longueur	144,74 km
Epaisseurs	8,74 mm (Pk 0 au Pk 112,846) / 10,31 mm (Pk 112,846 au Pk 144,74)
Nuance d'acier	X60
Type d'enrobage	PE (Polyéthylène)
Nombre de Postes de Sectionnement	07
Nombre de station	01
Produit transporté	Pétrole Brut
PMS design (Bars)	72
PMS actuelle (Bars)	72
Capacité design (MTA)	4
Capacité Maximale Réelle (MTA)	4
Date de mise en service	04 juillet 2005 (Ligne 16'' OG1 retirée de l'exploitation le 29/06/2005).
Constructeur	BRC (ligne) et GTP (station SBM)

### I.3.2 Topographie de l'OB1 :

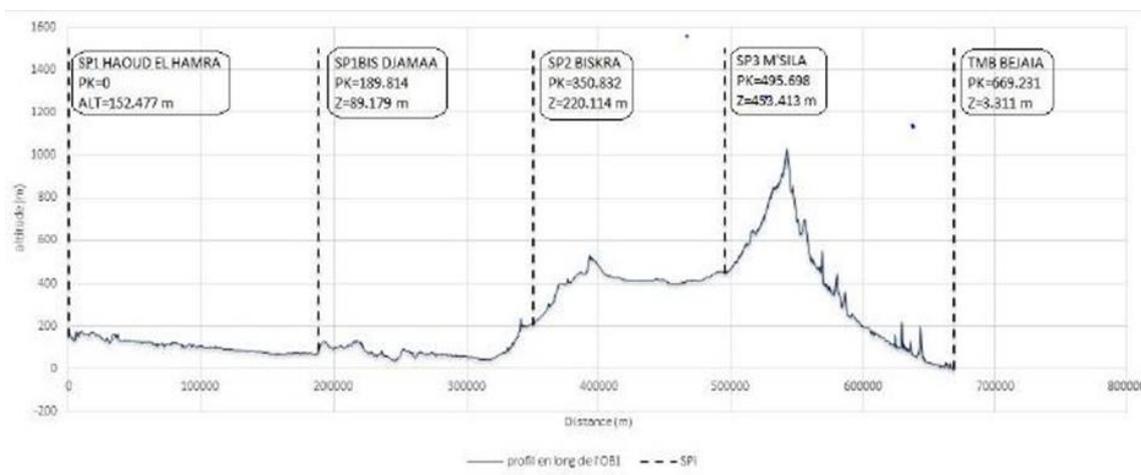


Figure I-5 Profil en long de l'OB1

### I.3.3 Variation des épaisseurs de l'OB1:

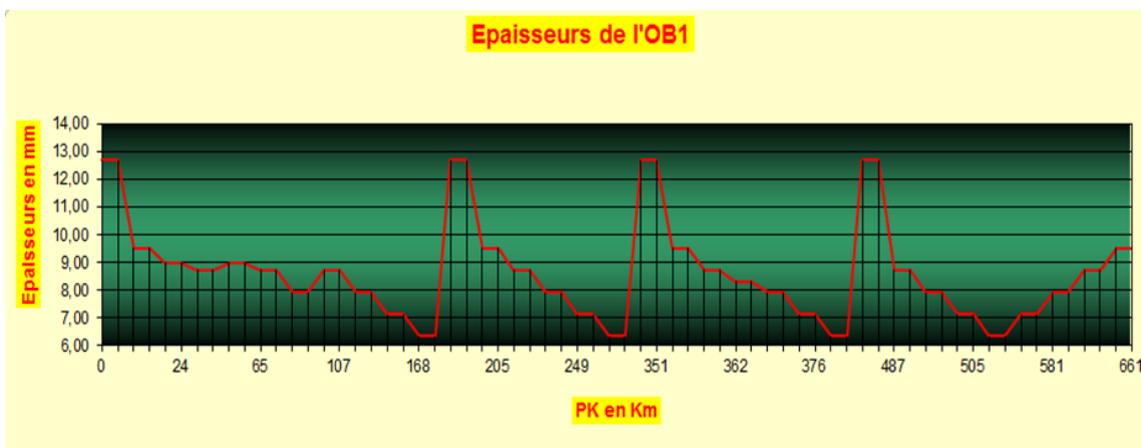


Figure I-6 Répartition des épaisseurs de long de l'OB1

### I.4 Localisation géographique des stations :

Postes	Pk / Altitude(m)	Localisation/Wilaya
TD – SP1 HEH	0 / 152.447	HEH / OUARGLA
(SP A) STATION SATELLITE	134.96 / 88.670	Tougourt / OUARGLA
(SP 1 bis)	189,81 / 89.179	Djamaa / EL OUED
(SP B) STATION SATELLITE	313,54 / 47.181	Oumache / BISKRA
(SP 2)	350,83/220.114	Ferme Amor Driss / BISKRA
(SP C) STATION SATELLITE	449.59/418.986	Oued Enfida / M'SILA
(SP 3)	495,69/483.750	M'SILA
(SP D) STATION SATELLITE	581.25/397.140	Beni Mansour / BOUIRA
TA – BEJAIA	668,43 / 2,2	BEJAIA

## I.5 caractéristiques des stations :

### I.5.1 Caractéristiques des stations de l'OB1 (stations en marche) :

		Nouvelle	SP1	SP1 bis(Pk	SP2 (Pk	SP3 (Pk
Situation		ROB1(Pk0)		189.8)	350)	496)
Géographique		HEH		Djamaa	El Outaya	M'Sila/
		OUARGL		EL OUED	BISKRA	M'SIL
		A				A
TP (TURBO POMPE) ou EP (ELECTROPOMPE)	Turbine ou Moteur Electrique	Nombre	05 (4+1) EP	02 (1+1) TP	05 (4+1) EP	05 (4+1) EP
		Constructeur	ABB	Nuovo Pignone	Asp Robicon	Asp Robicon
		Type	AMD630 L2TBSB M	GE 10	Asynchrone	Asynchrone
		Puissance (kw)	1800	2 x 11 000	5 x 1 550	5 x 1 600
	Pompe	Type	Centrifuge	Centrifuge	Centrifuge	Centrifuge
		Constructeur	Flowserve	Nuovo Pignone	KSB Guinard	KSB Guinard
		Modèle	12/16LPL D19	10x18 BFD	DVDS 14x14x18	DVMX 6x8x11
		Débit (m³/h)	2200	2200	2310	600
		Type d'assemblage	Série	Parallèle	Série	Parallèle
BOOSTERS	Moteur Electrique	Nombre	3+1	-	3	3
		Constructeur	ABB	-	ASI ROBICON	ASI ROBICON
		Type	AMD 355L4RV AB	-	CADV 355 C4	CADV 355 C4
	Pompe	Puissance	225 KW	-	250 KW	250KW
		Constructeur	Flowserve	-	DAVID BROWN GUINAR D PUMPS	DAVID BROWN GUINAR D PUMPS
		Type	12 QLC 21 Vertical /Vertical	-	VLBX''O''115 0x25A/B- 3 étages	VLBX''O''115 0x25A/B- 3 étages
		Débit (m³/h)	800	-	1 155	1 155
Turbo Alternateur ou Groupe Electrogée	Nombre	01 GE (+1GE zone boosters)	02 TA	01 GE	01 GE	
	Constructeur	COLTECH MOTEUR VOLVO + ALTERNATEUR STAMFORD	Solar	Rossi GE	Rossi GE	
	Puissance ISO	500 KVA	1.2 MW	630 KVA	630 KVA	
Consommation		-	Gaz naturel	Energie Electrique	Energie Electrique	
Date de mise en service		Juillet 2019	2007	24 août 2008	2008	

## I.5.2 caractéristiques des stations de l'OB1 (à l'arrêt ou remplacé)

Situation Géographique			SP1 (Pk0) HEH OUARGLA	SP1bis (pk 189.8) Djamaa EL OUED	SP2 (pk350) El Outaya	SP3 (pk496) M'Sila
TP (TURBOPOMPE) ou MP (MOTO POMPE)	05 (4+1) EP	Nombre	05 (4+1) EP	03 (2+1) TP	05 (4+1) MP	05 (4+1) MP
		Constructeur	CEN	2 Alsthom+1 H.Suisa	ALCO	ALCO
		Type	Asynchrone 616/2	SC2 – 1000 + THM - 1102	V 16	V 16
		Puissance (Cv)	5 x 1 500	2 x 7250 + 1 x 5000	5 x 2200	5 x 2200
	Pompe	Type	Centrifuge	Centrifuge	Centrifuge	Centrifuge
		Constructeur	KSB Guinard	KSB Guinard	KSB Guinard	KSB Guinard
		Modèle	DVDS 14x14x18	2 x DVDS 12x14x14 1 x DVDS 12x12x14	DVDS 14x14x16 (1étage)	DVDX 6X8X11B (5étages)
	Nombre	3+1	-	-	-	
BOOSTERS	Moteur Electrique	Constructeur	BREGUE T	-	-	-
		Type	B 400/A	-	-	-
		Puissance	270	-	-	-
		Constructeur	GUINAR D	-	-	-
	Pompe	Type	VB1150x2 5 2 étages	-	-	-
	Débit (m³/h)	600	-	-	-	
Turbo Alternateurou Groupe Electrogène	Nombre	01 GE	02 GE	02 GE	02 GE	
	Constructeur	SDMO	AMAN	AMAN	AMAN	
	Puissance (Cv)	275 KVA	2 x 82	2 x 82	2 x 82	
Consommation		Energie Electrique	Energie Electrique	MP : Pétrole brut centrifugé GE : Pétrole brut centrifugé	MP : Pétrole brut centrifugé GE : Pétrole brut centrifugé	
Date de mise en service			1960	1960	1960	1959

I.5.3 caractéristiques des stations satellites :

Situation Géographique		SPA Touggourt OUARGLA	SPB Oumache BISKRA	SPC Oued Enfida M'SILA	SPD Béni Mansour BOUIRA	
TP (TURBO POMPE)	Turbine	Nombre	01 TP	01 TP	01 TP	01 TP
		Constructeur	Hispano Suiza	Hispano Suiza	Hispano Suiza	Hispano Suiza
		Type	THM 1102	THM 1102	THM 1102	THM 1102
		Puissance (Cv)	1 x 5000	1 x 5000	1 x 5000	1 x 5000
	Pompe	Type	Centrifuge	Centrifuge	Centrifuge	Centrifuge
		Constructeur	KSB Guinard	KSB Guinard	KSB Guinard	KSB Guinard
		Modèle	DVDS 12x12x14	DVDS 12x12x14	DVDS 12x12x14	DVDS 12x12x14
Turbo Alternateur ou Groupe Electrogène	Nombre	02 GE	02 GE	02 GE	02 GE	
	Constructeur	AMAN	AMAN	AMAN	AMAN	
	Puissance (Cv)	2 x 82	2 x 82	2 x 82	2 x 82	
Consommation		TP & GE : Pétrole brut centrifugé				
Date de mise en service		1970	1970	1970	1970	

**I.6 caractéristiques des bacs de stockage de l'OB1 :****I.6.1 Au niveau du terminal départ HEH/SP1 :**

REF.	DESIGN (M <sup>3</sup> )	UTILE (M <sup>3</sup> )	PRODUIT	HAUTEUR (M)	DIAMETRE (M)	TOIT	DATE
OE3	35 000	25 120	Pétrole	14,4	56	Flottant	1958
OF2	35 000	25 115	Pétrole	14,4	56	Flottant	1958
OA4	35 000	25 136	Pétrole	14,4	56	Flottant	1958
OC10	35 000	30 624	Pétrole	14,4	56	Flottant	1958
Total	140 000	105 995					
OG8	35 000	25 112	Condensat	14,4	56	Flottant	1958
OB1	35 000	25 134	Condensat	14,4	56	Flottant	1958
OD7	35 000	25 146	Condensat	14,4	56	Flottant	1958
OH6	35 000	25 116	Condensat	14,4	56	Flottant	2006
Total	140 000	100 508					

**I.6.2 Au niveau de SP2 :**

REF.	DESIGN (M <sup>3</sup> )	UTILE (M <sup>3</sup> )	PRODUIT	HAUTEUR (M)	DIAMETRE (M)	TOIT	DATE
2A1	7 700	6 200	Pétrole	14	12,3	Flottant	1958
2A2	7 700	6 200	Pétrole	14	12,3	Flottant	1958
Total	15 400	12 400					

**I.6.3 Au niveau de SP3 :**

REF.	DESIGN (M <sup>3</sup> )	UTILE (M <sup>3</sup> )	PRODUIT	HAUTEUR (M)	DIAMETRE (M)	TOIT	DATE
3A1	20 000	15 000	Pétrole	14	28	Flottant	2008
3A2	20 000	15 000	Pétrole	14	28	Flottant	2008
Total	40 000	30 000					

**I.6.4 Au niveau du terminal arrivé TMB/Béjaia :**

REF.	DESIGN (M <sup>3</sup> )	UTILE (M <sup>3</sup> )	PRODUIT	HAUTEUR (M)	DIAMETRE (M)	TOIT	DATE
4A7	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4A8	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4C4	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4C9	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4D3	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4D10	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4B12	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4F5	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4F6	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4B11	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4E1	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4E2	35 000	27 000	Pétrole	14	56	Flottant	1959
4R13	50 000	40 500	Pétrole	14	66,8	Flottant	1964
4N14	50 000	40 500	Pétrole	14	66,8	Flottant	1964
4M20	50 000	40 500	Pétrole	14	66,8	Flottant	1964
4P21	50 000	40 500	Pétrole	14	66,8	Flottant	1964
Total	620 000	486 000					

**I.7 Régimes de fonctionnements de l'OB1 :**

Ouvrage OB1		SP1 (Nouvelle) H E H	SP1 Bis Djamâa	SP2 Biskra	SP3 M'Sila	
Phase	Débit (m <sup>3</sup> /h)	Capacité (MTA)	Nombre de machines nécessaires par station			
1	800	5,07	1	0	1	1
2	1 546	9,8	3	0	2	2
3	1 800	11,4	3	1	3	3
4	2 200	14,0	4	1	4	4

# **CHAPITRE 02**

**Les anomalies les plus courantes  
sur un pipeline**

## Chapitre 2

# LES ANOMALIES LES PLUS COURANTES SUR UN PIPELINE

### II.1 Généralités :

Les pipelines sont des parties importantes de toutes les unités de traitement ou d'énergie. Leur fonction est de véhiculer un fluide, sous une pression et à une température données. On doit donc pouvoir assurer un service satisfaisant durant toute la période de fonctionnement prévue. Un pipeline forme une structure tridimensionnelle dans l'espace qui, durant sa vie, se trouve soumise à un certain nombre d'actions qui engendrent des contraintes, celles-ci peuvent être introduites à l'origine, par la fabrication et le montage, ou bien apparaître à la suite de diverses circonstances, pendant les essais, en fonctionnement.

Après quelques années d'exploitation, la conduite subit différents types d'altérations que l'on pourrait classer en catégories :

- Encrassement et dépôts ;
- Pertes de métal ;
- Déformations géométriques... etc.

L'organigramme ci-dessous résume toutes les anomalies que peuvent être enregistrées sur un pipeline.

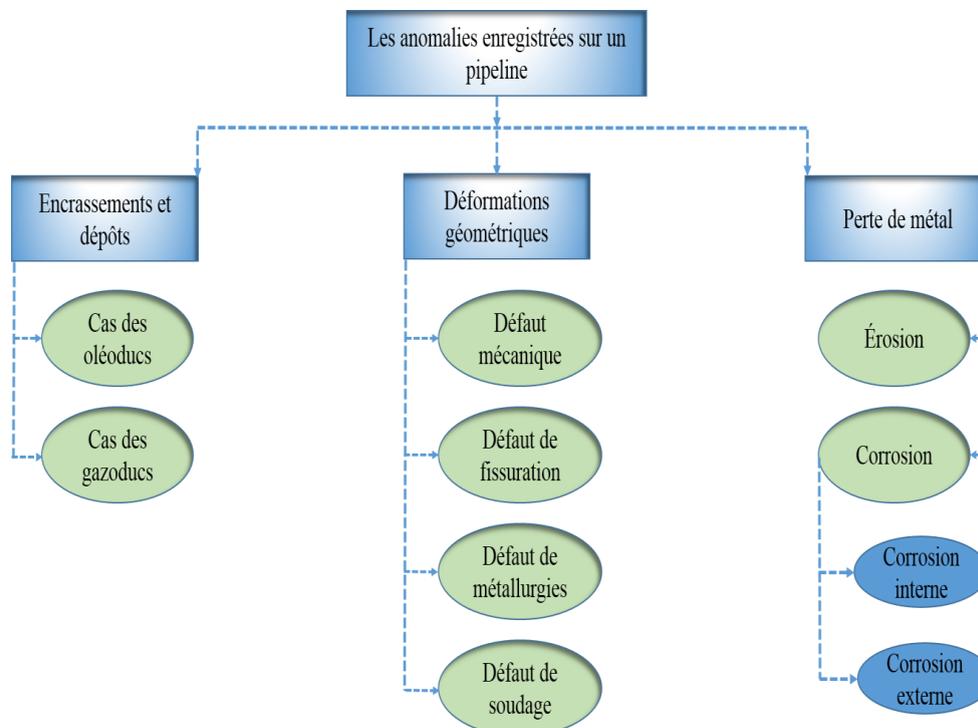


Figure II-1 Les anomalies enregistrées sur un pipeline

## II.2 Déformations géométriques :

Provoque le plus souvent par des incidents mécanique (travaux de tiers aux alentours de la conduite) ou par l'instabilité de sol, elles se traduisant par un changement de la géométrie initiale de la conduite, le plus souvent sans réduction d'épaisseur. La détection de ce type de défauts se fait par l'intermédiaire d'outil dit de configuration (kalliperpig).

## II.3 Défauts mécaniques :

Ce sont des défauts de construction des pipelines, par exemple lors de la fabrication des tubes on remarque qu'il y a variation d'épaisseur d'un point à un autre réduisant ainsi ses caractéristiques hydrostatiques. Aussi lors de la manipulation des conduites des distorsions peuvent apparaître et on les aperçoit comme des plis convexes.

## II.4 Défauts de fissurations :

Les causes les plus fréquentes de fissuration par fatigue des appareils et circuits sous pression sont :

- *En fatigue oligocyclique*, les chocs thermiques provoqués par les variations rapides des températures des fluides véhiculés et les efforts d'expansion thermique dans les canalisations,
- *En fatigue à grand nombre de cycles*, les vibrations induites dans les canalisations par les turbulences de la circulation des fluides et aussi les fluctuations de température à grande fréquence provoquées en surface interne par les fluctuations du niveau séparant la veine froide de la veine chaude dans les écoulements stratifiés

## II.5 Défauts métallurgiques :

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.

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

Carbone 0.3%, manganèse 0.29%, soufre 0.059%, phosphore 0.048%, silicium 0.10%.

## **II.6 Défauts de soudage :**

### **II.6.1 Définition du soudage :**

Le soudage des matériaux est un procédé qui permet l'assemblage indémontable des matériaux ; par une autre définition c'est une opération consistant à réunir deux ou plusieurs parties constitutives d'un assemblage, de manière à assurer la continuité entre les parties à assembler (continuité de la nature des matériaux assemblés : matériau métallique, plastique, etc.), soit par chauffage, soit par intervention de pression, soit par l'un et l'autre, avec ou sans emploi d'un produit d'apport dont la température de fusion est du même ordre de grandeur que celle du matériau de base. Cette opération nécessite une habileté assez considérable car une mauvaise manipulation ou une faible maîtrise de cette dernière entraîne des joints de soudure pouvant contenir des anomalies.

### **II.6.2 Classification des défauts de soudure :**

Cette classification est très complexe du fait que des paramètres extrêmement variable mettant en évidence des défauts. Compte tenu de la diversité des défauts, il est utile de pouvoir connaître l'origine et la gravité, ainsi que les moyens de les éviter à l'avenir. Cette classification peut se faire sous trois défauts :

#### **II.6.2.1 Défauts de forme ou de dimension :**

- Dénivellation ;
- Surépaisseur ou excès de métal fondu (cordons trop bombés ; débordements) ;
- Manque de métal (cordon creux, cordon affaissés, cordon d'angle trop plat, caractères mal remplis, fusion des bords) ;
- Mauvais aspect des cordons (rochage, surface irrégulières).

#### **II.6.2.2 Défauts de structure :**

- Manque de pénétration ;
- Excès de pénétration ;
- Manque de fusion—collage ;
- Caniveaux ;
- Inclusion de laitier ;
- Soudure oxydée ;
- Fissuration.

#### **II.6.2.3 Défauts des ensembles soudés :**

- Déformations (bosses, déformations angulaires) ;
- Caractéristiques mécaniques ;
- Résistance à la corrosion compromise.

## **II.7 Encrassement et dépôts :**

### **II.7.1 Cas des oléoducs :**

Pour le cas des oléoducs, l'encrassement est principalement provoqué par des dépôts de cristaux de paraffine et de particules solides (poussière et grains de sable) qui se collent sur la paroi interne de la conduite. Ces dépôts diminuent 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 asphaltées) et du profil des températures le long de la conduite.

Le pétrole brut transporté contient toujours, souvent en très faible concentration, une certaine quantité d'eau. Cette eau est présente sous forme de gouttelettes de très petits diamètres. Sous certaines conditions d'écoulement, en relation avec le nombre de Reynolds, ces gouttelettes peuvent s'assembler et former des gouttelettes de diamètres plus grands (phénomène de coalescence). Ces dernières, en raison de leur poids plus important, peuvent se déposer dans les points bas de la conduite et former, en association avec les particules solides, des dépôts de boue. Ces dépôts en plus du fait qu'ils réduisent la section de passage, 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
- Une augmentation de la consommation d'énergie au niveau des stations.
- Une augmentation du cout du transport.

### **II.7.2 Cas des gazoducs :**

Pour le cas des gazoducs, sous certaines conditions de température et de pression, de la gazoline (condensat) se dépose au niveau des points bas du gazoduc. Le condensat s'accumule et, atteignant un certain volume, se met en mouvement le long de la conduite entraînant des perturbations dans les régimes de fonctionnement du gazoduc et pour les clients. 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. Les accumulations de condensat provoquent également une diminution de la section utile se traduisant par des pertes de charge supplémentaires. En outre l'encrassement des gazoducs est provoqués par des accumulations d'eau, hydrates, poudre noir.

Pour réduire les problèmes liés à l'encrassement et aux dépôts dans les pipelines on a recours à des envois réguliers de dispositifs de nettoyage (sphères et racleurs).

## II.8 Perte de métal :

Les pertes de métal dans un pipeline peuvent être de trois types :

### a) Erosion :

Se rencontre principalement dans les conduites de gaz. Les particules solides, sables et produits de corrosion, se déplaçant à la vitesse du gaz «rabortent» la surface interne de la conduite provoquant une réduction de l'épaisseur, ce phénomène est particulièrement intense au niveau des coudes à faible rayon de courbure



Figure II-2 Erosion d'une conduite

### b) Corrosion interne :

Pertes de métal 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 cas des gazoducs et la présence de bactéries sulfate réductrices (BSR) dans le cas des oléoducs. La protection des pipelines contre la corrosion interne se fait principalement par envoi d'inhibiteurs de corrosion et de biocides mélangés au fluide



Figure II-3 Corrosion interne d'une conduite

**c) Corrosion externe :**

Pertes de métal provoquées le plus souvent par des phénomènes de type électrochimique et chimique. Les principaux facteurs favorisant ce type de corrosion sont : les défauts de revêtements de la conduite, les insuffisances du système de protection cathodique et l'agressivité du sol (sol de faible résistivité électrique). La protection des pipelines contre la corrosion externe se fait par protection cathodique et revêtement des canalisations.



*FigureII-4 Corrasion externe d'une conduite*

**II.8.1 La corrosion :****II.8.1.1 Introduction :**

La corrosion est le processus qui conduit les éléments naturels à défaire ce que l'homme a élaboré par son travail et à grand frais d'énergie, à partir des matériaux que la terre lui offre. La corrosion métallique ramène, ainsi, métaux et alliages à leur état naturel d'oxydes ou de minerais.

La corrosion sévit dans tous les domaines d'activité, mais c'est peut-être dans les industries gazières et pétrolières qu'elle montre le plus son caractère pernicieux.

Généralement enterrés, inaccessibles à l'examen, assurant leur fonction de production, de transport et de distribution, se faisant même oublier, les ouvrages gaziers baignent dans un milieu particulièrement agressif du fait de son hétérogénéité et du grand nombre d'impuretés qu'il contient. Ce milieu très varié ne se prête pas facilement à la modélisation et aux études scientifiques, tant en laboratoire que sur site.

C'est pourquoi, les chercheurs sont encore au stade de la compréhension des mécanismes de la corrosion et les ingénieurs au perfectionnement des techniques destinées à prémunir les ouvrages des effets de cette dégradation.

### II.8.1.2 Définition :

La corrosion est une forme complexe de la détérioration des matériaux. La corrosion a été définie de multiples manières : destruction de métal par réaction chimique ou électrochimique avec son environnement, érosion des métaux, destruction de matières par d'autres moyens que par action purement mécanique, et action inverse de l'élaboration en métallurgie, par exemple une opération d'élaboration métallurgique consiste à produire du fer et de l'acier à partir de minerai de fer (oxydes), mais l'acier peut retourner à l'état d'oxyde quand il rouille et que la corrosion survient.

La corrosion désigne l'ensemble des phénomènes par lesquels un métal ou un alliage métallique tend à s'oxyder sous l'influence de réactifs gazeux ou en solution. Elle est dite :

#### a) Corrosion humide :

C'est la plus rencontrée dans l'industrie du gaz et du pétrole ainsi dans l'industrie pétrochimique. La corrosion humide, sous l'action conjuguée du dioxygène de l'air, de l'humidité, des impuretés du métal et des substances polluantes de l'atmosphère, l'acier et les métaux ferreux en général se recouvrent d'une couche poreuse de couleur rouge-brun. Celle-ci a une composition complexe mal définie. Tout au plus peut-on dire que l'oxyde de fer (III) ( $Fe_2O_3$ ) en est le constituant principal. La couche de rouille qui se forme étant poreuse, l'attaque de fer se poursuit en profondeur jusqu'à détérioration total du métal. On peut modéliser le principe de la corrosion à l'aide du schéma ci-dessous :

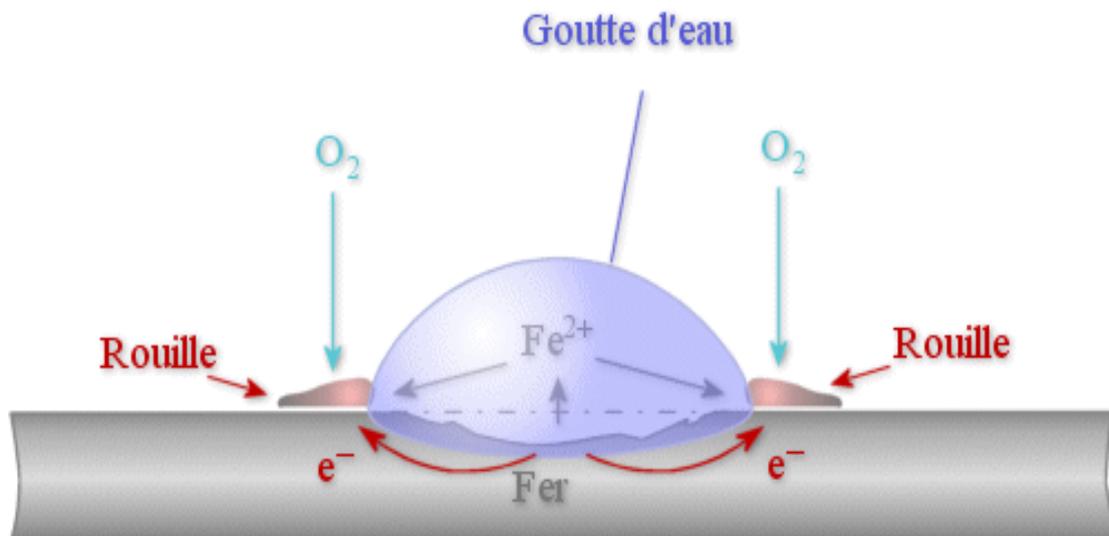


Figure II-5 Corrosion humide

**b) Corrosion sèche :**

A côté de la corrosion électrolytique, qui suppose la présence d'un liquide conducteur, on constate l'existence de phénomènes de dégradation des métaux lorsque ceux-ci sont en contact avec des gaz à des températures où toute trace d'humidité a disparu. Ce phénomène, est appelé corrosion sèche, joue un rôle important dans tous les appareils qui fonctionnent à haute température, comme les chaudières et les fours de raffineries. Cette corrosion peut être produite :

- Par les gaz transportés (en particulier les gaz de combustion);
- Par l'air ambiant au voisinage de la tuyauterie chaude

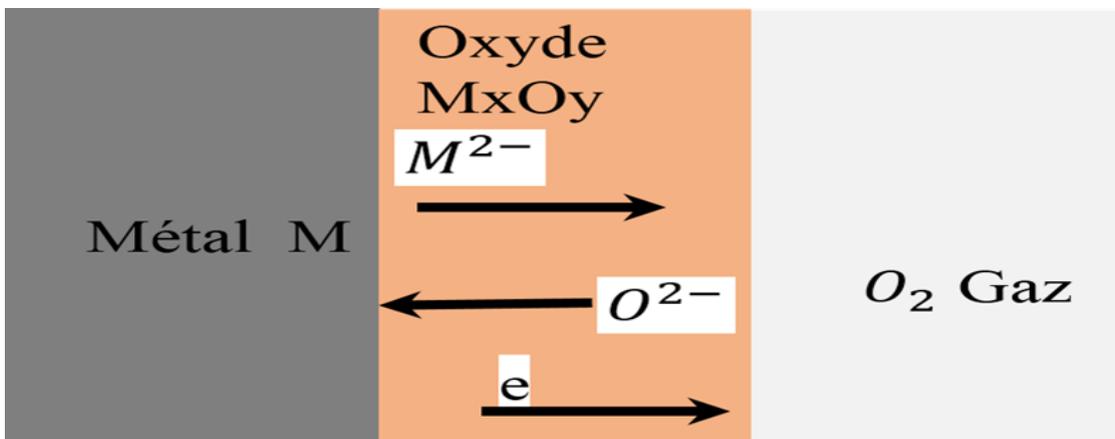


Figure II-6 Corrosion sèche

**II.8.1.3 Processus de la corrosion :**

La corrosion d'un métal ou d'un alliage peut se développer suivant différents processus :

- Corrosion chimique ;
- Corrosion électrochimique ;
- Corrosion biochimique ;
- Corrosion par érosion ;

**II.8.1.3.1 Corrosion chimique :**

Il s'agit d'une réaction hétérogène entre une phase solide (le métal) avec une phase gazeuse ou liquide, il se produit une attaque du métal avec formation d'un produit de corrosion à sa surface.

Métal + agent agressif → corrosion

Si :

{	L'agent agressif est liquide → corrosion humide
{	L'agent agressif est gazeux → corrosion sèche

### II.8.1.3.2 Corrosion électrochimique :

Elle se produit lorsqu'il existe une hétérogénéité soit dans le métal, le réactif ou les deux, cette hétérogénéité va produire une différence de potentiel entre différents points du métal. Si ce métal se trouve dans un milieu électrolysable, il y aura une formation d'une pile (un courant électrique qui circule entre l'anode et la cathode) et les zones qui constituent les anodes sont attaquées.



- **Mécanisme de la corrosion électrochimique :**

Une corrosion électrochimique débute à partir du moment où l'état d'équilibre est rompu, en particulier si les électrons provenant de l'ionisation sont captés, trois cas peuvent se présenter :

- Les électrons sont captés par les cations  $H^{+}$ , il s'agit de corrosion électrochimique acide.
- Les électrons sont captés par l'oxygène, il s'agit de corrosion électrochimique par l'oxygène.
- Les électrons sont captés par un métal plus noble, il s'agit d'une corrosion électrochimique galvanique.

La zone du métal corrodée sera appelé anode, celle où s'établira le captage des électrons c'est la cathode.

### II.8.1.3.3 Corrosion biochimique :

La corrosion biochimique c'est une attaque bactérienne des métaux en particulier dans les canalisations enterrées. Les bactéries peuvent produire des composés corrosifs tel que  $H_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2SO_4$ ,  $NH_3$ , et des acides organiques.

Nous avons vu que la corrosion résultait de l'interaction entre la pièce manufacturée et l'environnement. Outre les propriétés chimiques et physiques de l'environnement, la présence d'organismes vivants influe également sur la corrosion.

En effet, le métabolisme des organismes peut modifier localement la composition chimique à l'interface de la pièce, et donc créer une corrosion localisée. C'est notamment le cas des bactéries sulfate-réductrices (BSR), Les crustacés, qui se fixent sur les coques de bateaux et les piliers immergés, peuvent aussi poser problème, c'est la raison pour laquelle on utilise des peintures anti-fouling.

En milieu anaérobie, ce qui est le cas de certaines eaux stagnantes, ou de terrains argileux, vaseux imperméables et riches en sulfates, certaines bactéries consomment l'hydrogène produit au niveau des microcathodes, permettant ainsi à la corrosion de se poursuivre, et transformant les sulfates en sulfure de fer.

#### II.8.1.3.4 Corrosion par érosion :

La corrosion par érosion implique une accélération ou un accroissement de la vitesse de détérioration ou d'attaque d'un métal en raison du mouvement relatif entre un fluide corrosif et la surface métallique. Généralement, ce mouvement est très rapide et des phénomènes d'abrasion ou des effets d'usure mécanique existent souvent.

Le métal est éliminé en surface sous forme d'ions dissous ou encore forme des produits solides de corrosion qui sont mécaniquement balayés de la surface métallique. Quelquefois, le mouvement du milieu environnant diminue la corrosion particulièrement lorsque des attaques locales surviennent sous des conditions de stagnation, mais alors il ne s'agit pas de corrosion par érosion puisque la détérioration n'est pas amplifiée. Pratiquement tous les métaux et alliages sont susceptibles de subir des dégâts par corrosion-érosion.

Pratiquement tous les milieux corrosifs peuvent engendrer la corrosion par érosion. Ces milieux comportent les gaz, les solutions aqueuses, les milieux organiques et les milieux liquides.

Tous les types d'équipement exposés aux fluides en mouvement sont sujets à la corrosion par érosion. Ce sont, entre autres, les réseaux de canalisations (particulièrement les courbes, coudes et tés), les vannes, les pompes, les ventilateurs centrifuges, les hélices, les roues de turbine...etc.

Puisque la corrosion par érosion comporte de la corrosion, tous les facteurs qui influencent la corrosion seront à prendre en considération.

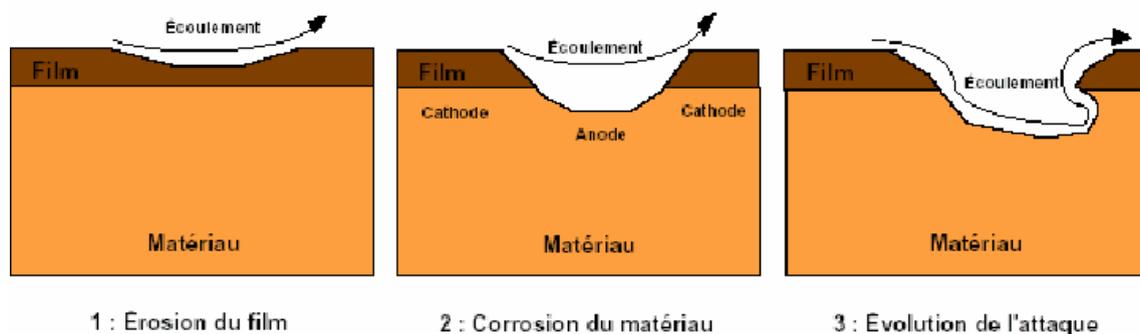


Figure II-7 Mécanisme de la corrosion par érosion

#### **II.8.1.4 Différentes formes de la corrosion :**

Il est pratiquement courant de classer les nombreux incidents dû à la corrosion en fonction de l'aspect du dommage observé ; soit à l'œil nu, soit avec examen micrographique.

L'effet de la corrosion n'est pas toujours observable, il peut y avoir des ruptures complètes de pièces sans pouvoir relever de pertes en poids appréciables.

D'une manière générale, la corrosion peut se développer de trois façons principales de la corrosion :

- Corrosion régulière (uniforme)
- Corrosion irrégulière (localisée)
- Corrosion inter cristalline (inter granulaire).

##### **II.8.1.4.1 Corrosion régulière (uniforme) :**

La corrosion uniforme (régulière) constitue la dissolution quasi uniforme de tous les points constitutifs de la surface d'un matériau qui sont attaqués sensiblement à la même vitesse par le milieu corrosif. La conséquence de la corrosion uniforme est une diminution régulière de l'épaisseur par opposition aux différentes formes de corrosion localisée.

La corrosion uniforme se rencontre le plus fréquemment lorsque l'alliage métallique est en contact avec des acides tels que l'acide sulfurique, l'acide nitrique, l'acide phosphorique, etc.

##### **II.8.1.4.2 Corrosion irrégulière (localisée) :**

Ce phénomène survient au contraire lorsque le matériau est mis en présence d'un environnement présentant vis à vis de lui un comportement sélectif.

Cette sélectivité peut avoir des origines multiples tant au niveau du matériau (alliage hétéro-phase, présence d'inclusions, protection de surface localement défectueuse, matériau bimétallique...) qu'au niveau de l'environnement (variation locale de composition, de pH ou de température)

##### **II.8.1.4.3 Corrosion inter cristalline (inter-granulaire) :**

Les métaux à l'état solide sont constitués par des grains et possèdent une structure granulaire ou cristalline. Des attaques localisées aux limites des grains, avec une corrosion du grain relativement faible, s'appellent corrosion inter granulaire. Quand la corrosion se développe, les grains se détachent et le métal ou l'alliage se désagrège. Dans certains cas le problème est très sérieux. Les joints des grains sont généralement anodiques par rapport aux grains. Dans la plupart des applications ou emploi des métaux cette limite des grains revêt peu d'importance.

Si le métal se corrode, les zones anodiques se déplacent de sorte que la corrosion se produit d'une manière plus ou moins uniforme. Toutefois, si les limites de grains restent anodiques et que la corrosion se localise en ces points, on est en présence d'une corrosion inter granulaire.

### II.8.1.5 Différents types de corrosion :

La corrosion peut prendre beaucoup de formes, et les statistiques liées à chacune seront différentes. L'importance réelle de chaque type de corrosion différera également entre les systèmes, les environnements, et d'autres variables opérationnelles.

#### II.8.1.5.1 Corrosion par piqûres :

La corrosion par piqûres se produit sur une zone très restreinte de la surface de l'alliage métallique, le reste de cette surface restant protégé par le film passif. On observe une rupture locale de la couche passive et si aucune autoréparation de cette rupture ne se produit ; la propagation d'une «piqûre » peut aller jusqu'à la perforation totale de la pièce métallique.

La corrosion par piqûres se caractérise par un rapport très petit entre l'aire de la surface attaquée et celle de la surface non attaquée, La corrosion par piqûre représente une des formes de corrosion les plus insidieuses et les plus destructrices. Elle provoque la détérioration des équipements par perforation avec seulement un faible pourcentage de perte de métal

Il est souvent difficile de déceler les piqûres en raison de leurs faibles dimensions et parce que les piqûres sont souvent recouvertes par des produits résultant de la corrosion. En outre, la corrosion par piqûre est particulièrement dangereuse car elle constitue une forme localisée et intense de corrosion et les avaries surgissent souvent avec une extrême soudaineté. Elle est produite par certains anions tels que le chlorure sur les métaux protégés par un film d'oxyde mince.



Figure II-8 Corrosion par piqûre

#### II.8.1.5.2 Corrosion caverneuse :

La corrosion caverneuse est un type de corrosion par piqûres qui s'attaque principalement aux métaux et aux alliages protégés par un film d'oxyde ou une couche passive. Les crevasses deviennent alors anodiques en raison du manque d'oxygène. Ce type de corrosion survient si la dimension des crevasses permet d'accueillir l'électrolyte et si elle favorise l'épuisement de l'oxygène.

### II.8.1.5.3 Corrosion galvanique :

Quand deux métaux différents sont en contact entre eux (ou reliés par ailleurs électriquement) et environnés par un milieu conducteur, il s'établit une différence de potentiel entre ces deux métaux et il y a débit de courant. La corrosion est généralement accentuée sur le métal le moins résistant et l'attaque diminue sur le plus résistant à la corrosion, le plus faible de la chaîne devient plus fragile. Le métal le moins résistant devient anodique et le plus résistant cathodique. Cette corrosion est appelée corrosion galvanique, ou, entre deux métaux. En raison de la présence de courants électriques et de deux métaux différents. C'est une corrosion électrochimique, mais, par souci de clarté nous conserverons le terme galvanique pour qualifier les effets de métaux différents.

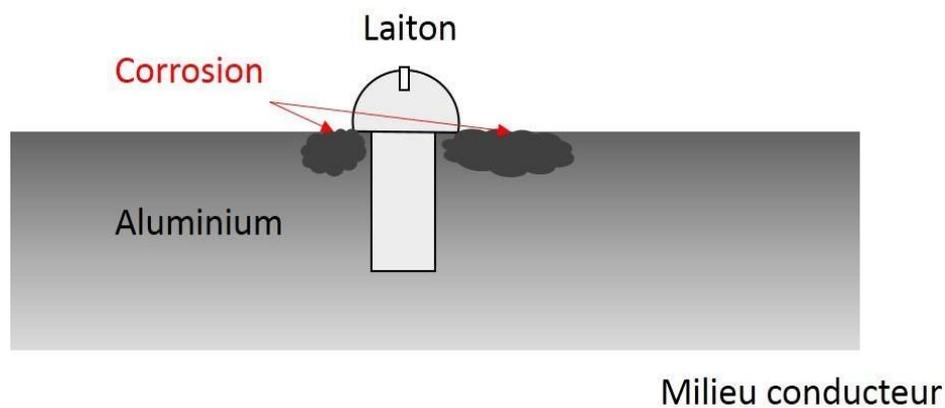


Figure II-9 Corrosion galvanique entre deux métaux

### II.8.1.5.4 Corrosion par fissuration :

#### a) Corrosion sous tension :

Des tensions et la corrosion agissant souvent ensemble peuvent causer la défaillance des métaux de deux manières. La résistance à la corrosion d'un métal ou d'un alliage est diminuée et la corrosion se manifeste. Cela est désigné sous l'appellation « corrosion accélérée sous tension ». La deuxième et la plus importante manière aboutit à la rupture ou à la cassure du métal. C'est alors la rupture-corrosion sous tension. La corrosion sous tension peut être assimilée à une défaillance par rupture provoquée par les effets conjugués de la corrosion et de la tension. Une des caractéristiques la plus importante de la corrosion sous tension est l'absence d'attaque généralisée visible. Le métal paraît bon, sauf s'il rompu.

Le terme corrosion sous tension est utilisé lorsque des tensions statiques ou stationnaires entrent en jeu la corrosion sous tension dépende de la tension ; de la concentration et de la nature du milieu environnant ; de la température et de la composition du métal.

#### b) Corrosion par fatigue :

Si les métaux et alliages sont soumis à des tensions cycliques, ils se rompent en l'absence de corrosion pour un certain nombre de cycles si des tensions cycliques ou alternatives interviennent, la défaillance est appelée corrosion par fatigue

### **II.8.1.5.5 Corrosion par cavitation :**

La cavitation est une forme d'attaque par corrosion provoquée par la formation et la réunion de bulles de vapeur dans un liquide au voisinage de la surface du métal. Cette dégradation est aussi appelée cavitation-érosion. La cavitation se produit dans les turbines hydrauliques, sur les hélices navires, les pompes et peut se manifester sur d'autres éléments où un débit de liquide à haute vitesse de circulation est réalisé et où la pression se modifie.

Comme la pression dans l'eau tombe, des bulles se forment et la pression dans des bulles ou les cavités est égale à la pression de vapeur de l'eau qui entoure la cavité. Autrement dit, les bulles ont tendance à se former lorsque la pression hydrodynamique tombe en dessous de la pression de vapeur de l'eau.

Le mécanisme d'attaque par cavitation peut être assimilé soit à celui d'une corrosion, soit à celui d'une détérioration mécanique. Sous le premier aspect, les forces dues à l'écoulement des bulles détruisent le film protecteur de la surface du métal. L'explication du phénomène de dégradation mécanique consiste simplement en ce que des petites particules de métal sont arrachées par effet de choc.



*Figure II-10 Corrosion par cavitation*

### II.8.1.5.6 Corrosion par courant vagabond :

Les courants électriques vagabonds sont des courants qui suivent des chemins différents de ceux du circuit prévu, ils peuvent aussi provenir de courants étrangers quelconques dans la terre. Si des courants de ce genre pénètrent dans une structure métallique, ils causent la corrosion aux endroits où ils ressortent pour pénétrer dans le sol.

Comme le phénomène de corrosion est d'ordre électrochimique, les courants vagabonds vont créer la dissolution du métal constitutif de la conduite enfouie, ainsi tous les points de sortie de courant quittant la conduite pour rejoindre la source, constituant des point chauds, ils provoquent des bris de conduite.

Si une conduite subie le phénomène d'interférence par les courants vagabonds, elle devient sujette à la corrosion de manière très prononcée.

En circulant dans ces structures le courant a deux effets :

- Dans les zones d'entrées du courant, la structure devient négative par rapport au terrain, si le potentiel est suffisamment négatif, elle est protégée cathodiquement.
- Dans la zone de sortie du courant, la structure devient positive par rapport au terrain, elle est donc en état de corrosion ce qu'on appelle l'allo-corrosion.

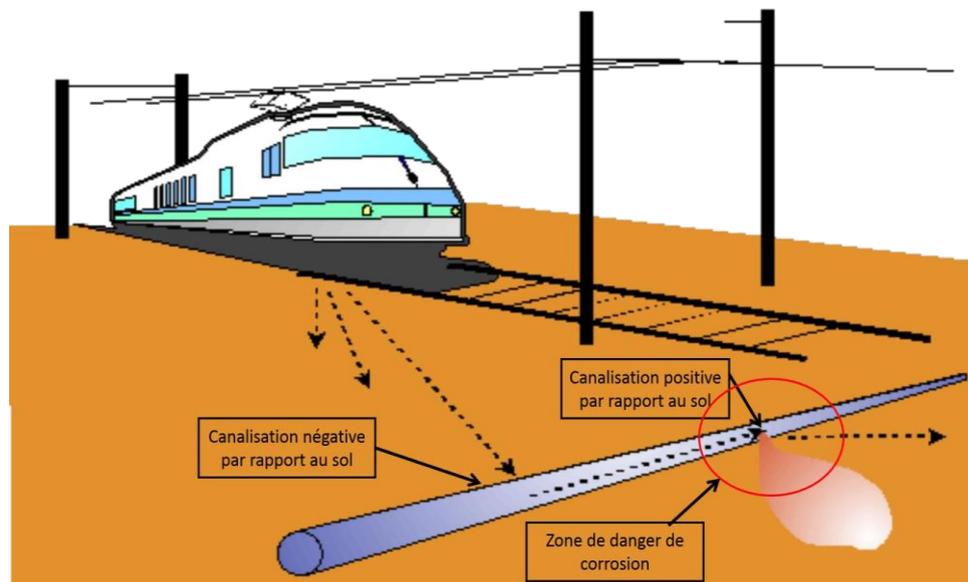


Figure II-11 Exemple du mécanisme de la corrosion par courant vagabond

### **II.8.1.6 La protection contre la corrosion :**

La protection contre la corrosion d'un ouvrage enterré pouvait être réalisée par application de la protection cathodique. Cette protection est dite active parce qu'elle agit directement sur le processus de corrosion.

Une autre méthode dite protection passive peut être utilisée. Elle consiste à soustraire l'ouvrage à protéger du milieu agressif dans lequel il baigne, par utilisation d'isollements ou de revêtements adéquats. Elle nécessite aussi d'isoler cet ouvrage des autres métaux qui pourraient amener des couplages galvaniques.

#### **II.8.1.6.1 La protection contre la corrosion électrochimique :**

La corrosion électrochimique d'un métal est le résultat d'un passage d'un courant anodique dans la pile locale, pour supprimer le phénomène de corrosion il faut porter le métal d'un potentiel par lequel l'intensité de la réaction élémentaire anodique est nulle ou très faible, nous citons :

- La protection cathodique par anode sacrificielle (anode galvanique)
- La protection cathodique par courant imposé.

##### ***a) La protection cathodique par anodes sacrificielle :***

Les anodes sacrificielles (galvaniques) sont applicables et appliquées lorsque les besoins en courant sont faibles, lorsque les structures à protéger sont bien revêtues et lorsque le sol présente une faible résistance.

##### **❖ Les principaux avantages des anodes sacrificielles sont :**

- Aucun apport d'énergie extérieur n'est nécessaire ;
- Après l'installation, coût d'entretien minimum ;
- Coût d'installation faible.

##### **❖ Les principaux inconvénients sont :**

- potentiels de drainage limités et faible rendement ;
- Limitation des résistivités du sol ;
- Peu applicable aux tuyauteries de grands diamètres ;
- Interférences mutuelles avec les installations multiples ou parallèles.

Lorsqu'une anode galvanique est reliée à une structure métallique souterraine et entrée dans le sol, comme montrée à la figure si dessous, une pile galvanique s'établit. L'anode est réalisée en un métal qui est électronégatif par rapport à la structure.

Ainsi, elle devient anodique et se corrode tandis que la structure est protégée. Le zinc et le magnésium sont les deux principaux métaux utilisés dans la confection d'anodes galvaniques. Ces deux métaux sont normalement électronégatifs par rapport à l'acier, au plomb et au cuivre qui sont métaux usuels que l'on protège de la corrosion.

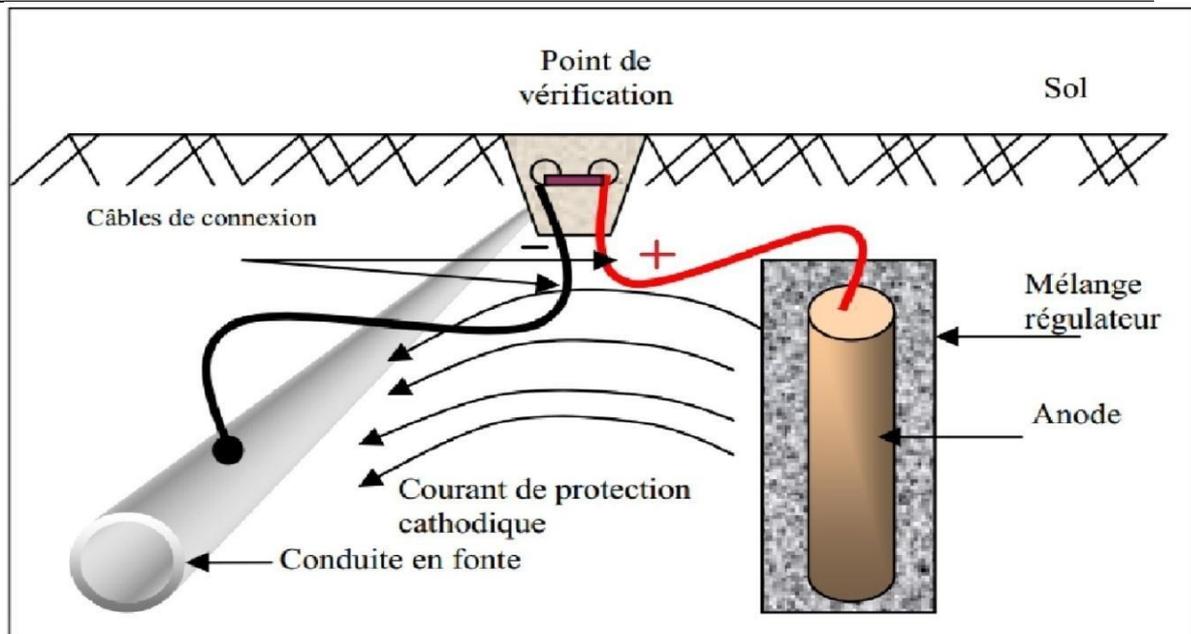


Figure II-12 Schéma d'une installation de protection cathodique par anode sacrificielle

### b) La protection cathodique par courant imposé :

La protection cathodique par courant imposé à des structures métalliques enterrées, consiste à utiliser des courants imprimés à partir d'une source extérieure. La Figure si dessous, montre un lit redresseur enterré classique utilisant un apport de courant alternatif extérieur. La source extérieure de puissance peut aussi être fournie par une génératrice à moteur ou à éolienne.

Ces méthodes sont seulement utilisées dans les endroits où du courant continu n'est pas disponible.

#### ❖ Les principaux avantages des redresseurs sont :

- Débit de courant plus élevés ;
- Application aux sols environnant de hautes résistivités ;
- Souplesse de réglage du débit de courant ;
- Application aux structures nues ou male revêtues ;
- Protection de structures plus grandes et plus développées.

#### ❖ Les principaux inconvénients :

- Coût d'installation plus élevés ;
- Coût d'entretien plus élevés ;
- Dépenses d'énergie ;
- Problème d'interface avec les lignes voisines.

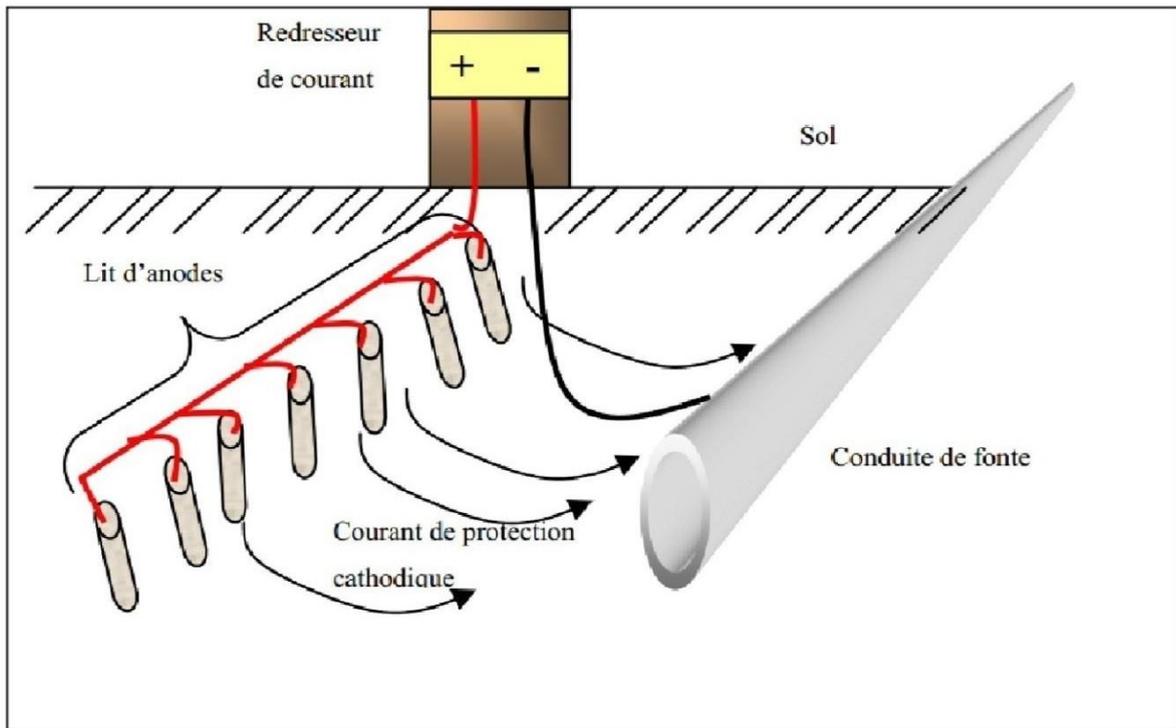


Figure II-13 Schéma d'une installation de protection cathodique par courant imposé

**c) La protection contre l'effet des courants vagabond :**

La corrosion par courant vagabonds est complètement évitée par la mise en place d'un conducteur métallique de faible résistance entre la canalisation et les rails. Ceci s'appelle un intermédiaire dans le système rails-canalisation.

L'isolement total et parfait des conducteurs par rapport au sol serait la meilleure précaution pour éviter les courants vagabonds. Mais cette solution n'est pas souvent possible. Un procédé applicable, dans le cas où la résistance du sol est élevée, consiste à prévoir des joints isolants aux brides, afin de rompre la continuité électrique de la conduite et d'interdire la circulation du courant. Cependant, cette méthode est limitée par le risque de corrosion au droit des brides, à l'endroit où le courant sort vers la terre pour contourner le joint. Une protection isolante de part et d'autre des brides est indiquée, dans ce cas, sur une longueur de 40 à 50 fois le diamètre de la tuyauterie.

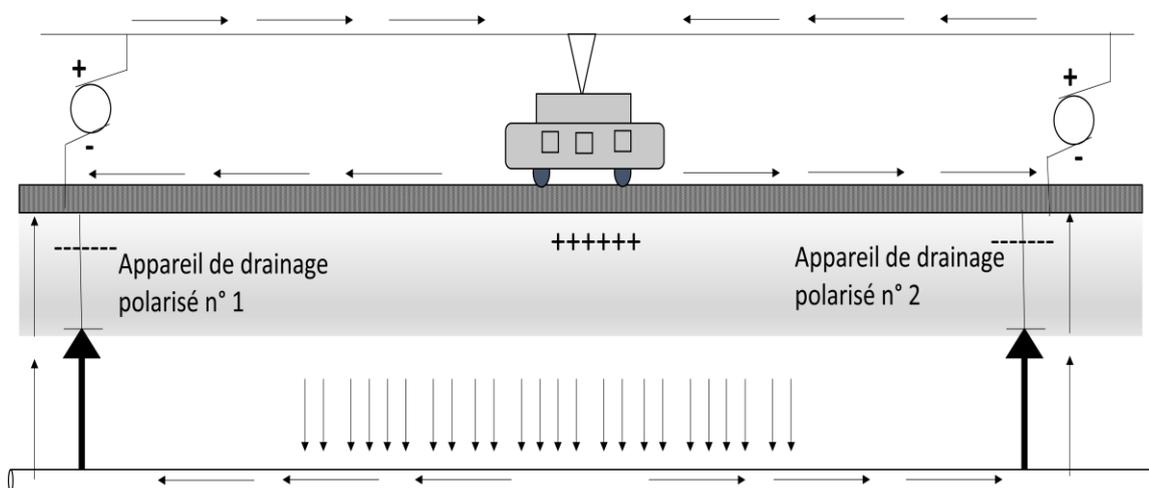


Figure II-14 Installation de la protection contre les courants vagabonds

### II.8.1.6.2 La protection par revêtement :

Un ingénieur ou un acheteur peut sélectionner un revêtement protecteur selon plusieurs critères, mais le choix d'un revêtement anticorrosion ou pour application industrielle doit tenir compte des points suivants :

- La résistance à la corrosion ;
- La quantité de matière solide par volume ;
- L'épaisseur du film par couche ;
- Le nombre de couches nécessaire pour une protection optimal ;
- Le cout total d'application en main-d'œuvre et matière ;
- La durée de service estimée...ect.



Figure II-15 Protection par revêtement

#### a) Revêtement métallique :

Ces revêtements sont constitués par une couche d'un métal résistant bien à la corrosion dans le milieu considéré. Suivant la position du métal de protection dans la série galvanique (échelle de potentiels de dissolution), on distingue les revêtements cathodiques et les revêtements anodiques.

Suivant le mode de la corrosion, les revêtements métalliques peuvent se diviser en deux groupes :

- Les nobles ;
- Les sacrificiels.

#### b) Revêtement non métallique :

##### 1. Revêtement inorganique :

Elle s'applique surtout aux aciers au carbone, c'est une opération de phosphatation qui est réalisée à chaud, ce procédé renforce l'adhésion des peintures. On fabrique les couches de phosphate par émergence dans une solution d'acide sulfurique provoquant ainsi une corrosion d'acier. Des produits de réaction précipitent à la surface formant une couche de phosphate, se forme un film protecteur.

## 2. Revêtement organique :

Ils forment une barrière plus au moins imperméable entre le métal et le milieu :

- **Revêtements en bitume** : Il est utilisé pour protéger des structures en acier ou en fonte. Le bitume contient différents hydrocarbures appartenant aux résidus de la distillation du pétrole, leur plasticité réduit considérablement les risques d'endommagements mécaniques.
- **Revêtements polymériques** : Il s'agit du thermoplastique tel que le polyéthylène, polypropylène, et le pvc (polyvénylchloré), et les thermodurcissables tels que les époxydes, polyesters.
- **Peinture et vernis** : Les peintures constituent le moyen le plus courant de protection contre les risques de corrosion peu importants. Ce sont des mélanges de pigments insolubles en suspension dans un liquide généralement organique qui, après application sur un support, se durcit soit par évaporation d'un solvant, soit par oxydation ou polymérisation en laissant une pellicule solide, appelée feuil, adhérant à la surface à protéger. Pour qu'une peinture joue convenablement son rôle de protection, il faudrait qu'elle soit parfaitement étanche aux milieux corrosifs, qu'ils soient liquides ou gazeux. Malheureusement, il n'en est jamais ainsi, et l'on doit prévoir la pénétration du milieu corrosif jusqu'au métal. Il est donc recommandé, pour éviter toute détérioration ultérieure, d'appliquer une première couche (Couche de base) possédant surtout les qualités suivantes :
  - Être parfaitement en contact avec le métal, ce qui implique une préparation sérieuse de la surface à protéger ;
  - Contenir, si possible, des inhibiteurs qui limiteront et stopperont la corrosion du support si les produits corrosifs parviennent à travers les défauts des couches supérieures jusqu'au métal ;
  - Être compatible avec les couches appliquées ultérieurement.

Le vernis est une peinture secondaire qui permet de protéger la peinture primaire et joue le rôle dans l'hystérique.

### II.8.1.7 Conclusion :

La corrosion affecte de nombreux pipelines d'hydrocarbures. Elle est la cause principale de fuites et de ruptures de la canalisation, se traduisant parfois par des dégâts catastrophiques (dégâts humains, pollution du milieu naturel, frais supplémentaires de réparation, arrêt prolongé du pompage, etc.).

L'impact de ce phénomène sur les économies nationales, aussi bien de pays producteurs que consommateurs, peut atteindre des proportions très significatives, malgré les progrès technologique dans le domaine de la protection contre la corrosion (protection cathodique, revêtement).

# **CHAPITRE 03**

## **Inspection en ligne et diagnostic**

## **Chapitre 3**

# **INSPECTION EN LIGNE ET DIAGNOSTIC**

### **III.1 Introduction :**

Malgré les actions de prévention adoptées le phénomène de corrosion à endommager les pipelines en particuliers ceux qui ont dépassés leur durée de vie prévue. Les exploitants de pipelines surveillent alors leurs conduites de très près par le biais de diverses technologies et d'outils. Ces derniers peuvent inclure des racleurs, surnommés « outils intelligents ». Les racleurs intelligents, ou jauge d'inspection de canalisation sont de gros pistons métalliques instrumentés qui sont insérés dans la canalisation et la parcourent, poussés par le débit du produit transporté. Ils effectuent plusieurs mesures à l'intérieur de la conduite ; ils indiquent entre autres les obstructions et les déformations de la conduite, ainsi que les pertes de métal ; donc ces racleurs instrumentés regroupent un ensemble d'outils aptes à détecter la plus part des défauts susceptible d'être à la surface (interne ou externe) des pipelines. De plus ce sont des outils d'inspection qui permettent de couvrir l'intégrité de la surface d'une canalisation. Dans le cas où ces derniers détectent une perte de métal, l'exploitant du pipeline prend les mesures qui s'imposent, et peut comprendre le remplacement d'un segment de la conduite.

### **III.2 Inspection en ligne et diagnostic :**

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

Un grand nombre de pipelines à travers le monde ont dépassé la limite d'âge de leurs utilisations. Ils continuent pourtant à être parfaitement fonctionnels. Ceci moyennant un suivi régulier de leur état technique et une politique de maintenance appropriée. La question fondamentale qui se pose dans ces cas-là est la suivante : Réparation ou réhabilitation ? . La première étape pour répondre à cette question est un programme détaillé pour obtenir les données nécessaires.

### **III.2.1 Action de pré-inspection :**

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

- Nettoyage de la conduite par outil conventionnel ;
- Envois de l'outil de configuration (calliper pig) en vue de détecter les risques de blocage ;
- Envoi de l'outil intelligent pour la localisation des pertes de métal et l'évaluation de leur importance.

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

- 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 d'outils conventionnels.

Il est par contre nécessaire de recourir aux Operations de pré-inspection dans le cas ou :

- Le pipeline a plus de dix ans d'âge et n'est pas nettoyer régulièrement ;
- Le pipeline est susceptible de former, des dépôts de condensat, des accumulations d'eau, des dépôts de paraffine...ect ;
- Le tronçon du pipeline à inspecter à plus de 60km de long.

### **III.2.2 Outils d'inspection en ligne :**

Le premier outil d'inspection en ligne a été mis à la disposition des opérateurs il y a plus d'une trentaine d'années. Depuis, ces techniques ont connus de nombreux progrès principalement concernant la précision de la détection et la fiabilité des instruments. Les outils d'inspections en ligne peuvent être classés en deux catégories :

- Les outils de configuration ou outils 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 présentes sur la conduite ;
- Traverser de coudes de faible rayon de courbure ;
- Surmonter les conduites verticales ;
- Dépasser les vannes incomplètement ouvertes...ect.

**III.2.2.1 Les outils de configuration (géométriques) :**

Leur objectif est de détecter les déformations géométriques de la conduite (bosses, enfoncement, ovalisation...). Le premier outil de ce genre, mis en service est le TDW Kaliper pig dont le fonctionnement était basé sur un principe électromécanique. Une série de doigts mécaniques (fingers) sont rattachés radialement au centre de l'outil. Le mouvement de ces doigts, en présence de défauts géométriques, 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 ; où le rôle principal de ce dernier est la mesure de la distance parcourue par l'outil. La connaissance de la distance permet la localisation de la position du défaut.

Cette première génération d'outils a laissé place à des outils de configuration de type électronique. Le principe de base est le même c'est-à-dire utilisant des doigts disposés radialement. Cependant, l'enregistrement du mouvement des doigts, suite à une anomalie n'est pas enregistré sur un papier mais par enregistrement électronique. Ces enregistrements sont ensuite traités par un ordinateur.

La dernière génération d'outils de configuration englobe les outils de type électromagnétique. Les doigts mécaniques sont remplacés par des capteurs magnétiques. Un champ magnétique est généré par l'outil par l'intermédiaire d'aimants et tout changement de forme provoque une variation du champ magnétique qui est enregistré sous forme de signal électrique. A l'arrivée l'enregistrement est traité par un ordinateur. Un des principaux avantages des outils électromagnétiques réside dans le fait que ces outils ne nécessitent pas de contact avec la paroi interne de la conduite ce qui permet d'éviter de nombreux problèmes ; de plus, ces outils sont capables d'enregistrer 50 signaux par seconde ce qui en fait d'eux des outils d'une haute précision. La distance est mesurée par un odomètre et un canal additionnel mesure la vitesse de déplacement.



*Figure III-1 Outil géométrique d'inspection*

### III.2.2.2 Les outils de détection de perte 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).

#### *a) La technique MFL :*

Cette technique utilise 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. 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, a choisi d'utiliser l'outil électro-aimant 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 (neodymium- iron-bore). Un autre axe ayant favorisé le développement de la technique 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).



*Figure III-2 Racleur instrumenté à flux magnétique*

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

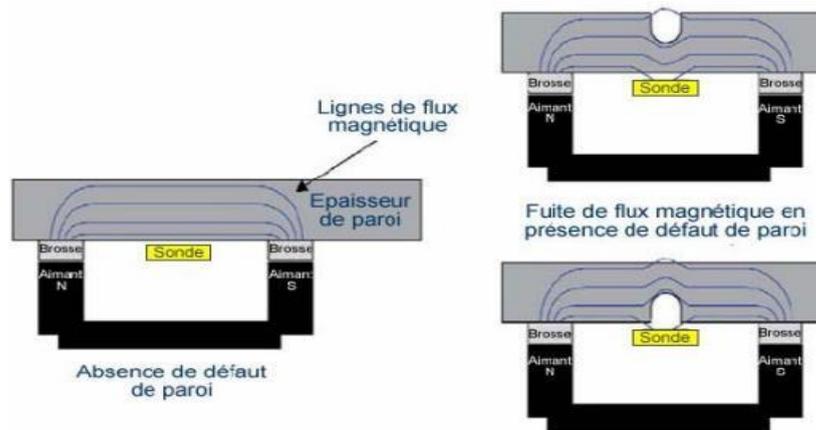


Figure III-3 Principe de la détection par fuite de champ magnétique

#### b) 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. Un deuxième écho se produit lorsque la pulsation atteint la face extérieure de la conduite. La vitesse de propagation de l'onde ultrasonique étant connue, le temps séparant la perception des deux échos donne l'épaisseur exacte de la canalisation. Cependant cette technique ne peut être utilisée qu'en présence d'un couplant liquide. De plus, le transducteur (l'émetteur d'ultrasons) doit être placé à une distance constante de la paroi. Ce qui pose un problème au niveau des courbures de conduite. Le non-respect de ces exigences peut entraîner des erreurs de lecture et donc d'interprétation. La technique UT a été étendue à la détection des pertes de métal dans les gazoducs moyennant l'utilisation d'un couplant (gel) compris entre deux outils conventionnels.

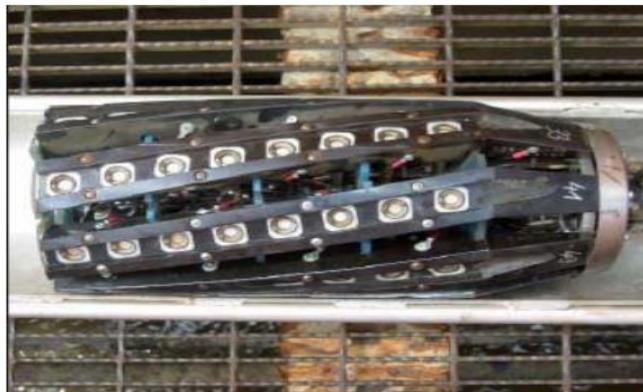


Figure III-4 Racleur instrumenté par ultrasons

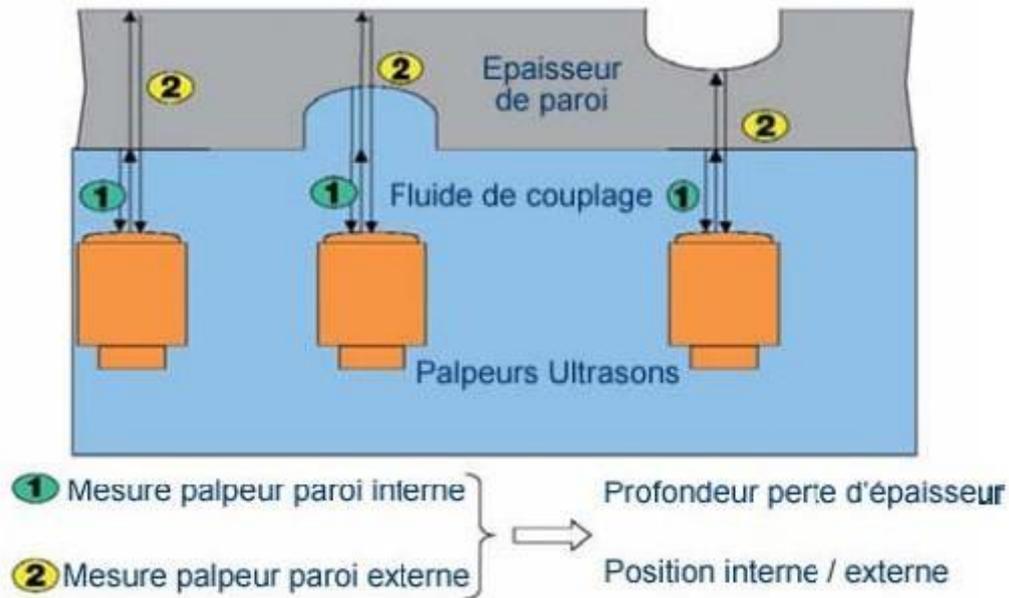


Figure III-5 Principe de base de la technique ultrason

### III.2.3 Interprétation des résultats :

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

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

Les résultats peuvent revêtir quatre formes de présentation selon le logiciel de traitement utilisés :

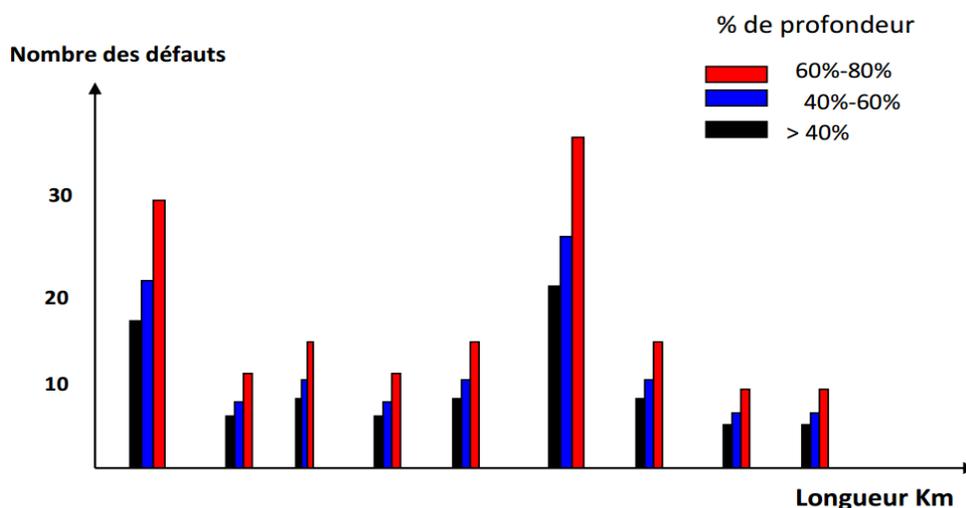
- Résultats numériques ;
- Formes statiques (histogrammes) ;
- Graphiques ;
- Sous forme de cartes colorées.

### III.2.3.1 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.

Numéro	Distance [m]	altitude [m]	position horaire	épaisseur [mm]	longueur [mm]	largeur [mm]	profondeur [%]	profondeur moyenne [%]
1	42.417	150.199	06:25	12,7	148	228	23	5
2	42.417	150.199	06:48	12,7	119	169	23	7
3	42.425	150.199	06:26	12,7	115	173	21	6
4	42.662	150.198	06:21	12,7	120	26	20	4
5	42.734	150.198	06:21	12,7	48	26	20	9
6	42.756	150.197	04:17	12,7	434	184	22	4
7	42.576	150.197	04:18	12,7	118	110	22	7
8	42.772	150.197	04:52	12,7	109	72	22	7
9	42.874	150.197	07:00	12,7	100	47	20	6

### III.2.3.2 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 désigné 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.

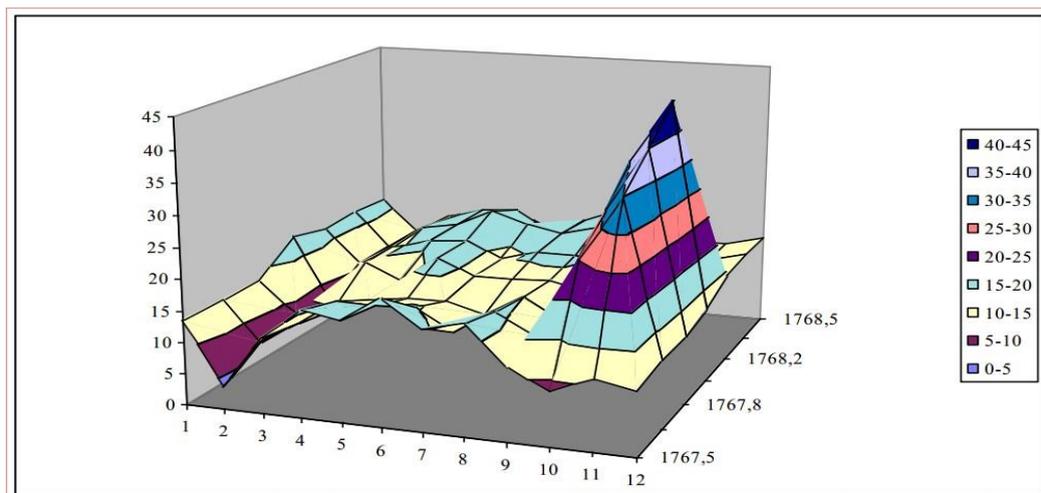
### III.2.3.3 Résultats graphiques :

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



### III.2.3.4 Cartes colorées :

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



# **CHAPITRE 04**

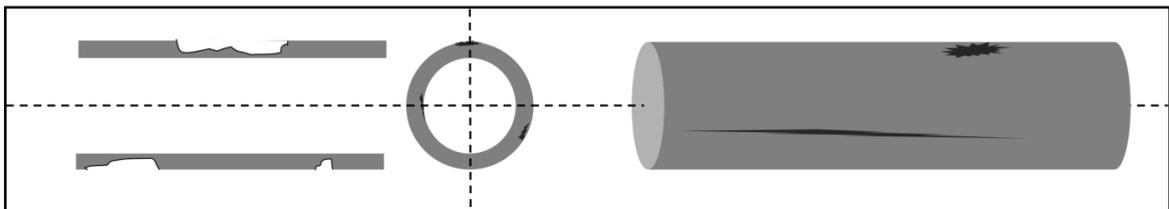
**Normes et standards adoptés pour  
l'évaluation qualitative et quantitative  
d'un défaut de corrosion**

## Chapitre 4

# NORMES ET STANDARDS ADOPTE POUR L'EVALUATION QUALITATIVE ET QUANTITATIVE D'UN DEFAUT DE CORROSION

### IV.1 Classification des types de défauts de corrosion :

En pratique il est relativement rare d'être en présence de corrosion dont la forme et aussi simple que celle représentée dans le schéma suivant :



*Figure IV-1 Schéma représentant un défaut de corrosion sur une canalisation*

La forme de corrosion dépend en générale du type de corrosion présent. C'est pourquoi il est important de procéder à une classification sommaire des types de corrosion en vue de déterminer les dimensions caractéristiques (appelés également dimension clé) correspondant à chaque type de corrosion.

La corrosion peut être :

- Externe ou interne ;
- Localisée ou généralisé ;
- Longitudinale ou circonférentielle ;
- Interactive ou isolé.

Un défaut de corrosion est caractérisé par :

- Profondeur (d) ;
- Longueur axiale (L) ;
- Largueur ou longueur circonférentielle (Lc) ;
- La position ;

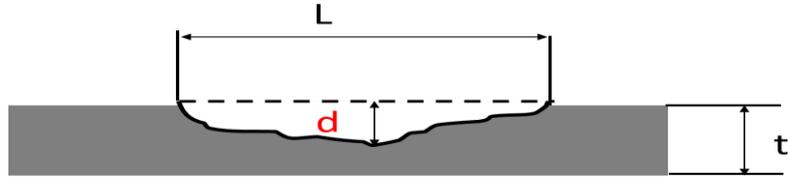
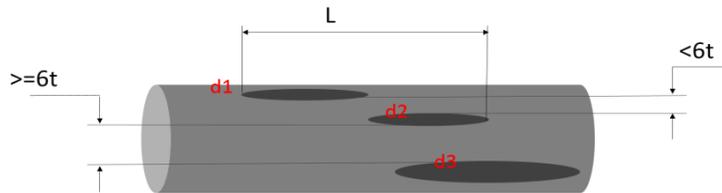


Figure IV-2 Dimensions d'un défaut de corrosion

Si une seule surface continue est corrodée alors sa longueur et sa profondeur maximale sont utilisées pour l'évolution de leur effet sur la résistance de la conduite. Mais il est important d'analyser l'interaction des piqûres de corrosion adjacentes. Si les défauts sont relativement proches, ils peuvent avoir un effet combiné sur la résistance de la conduite.

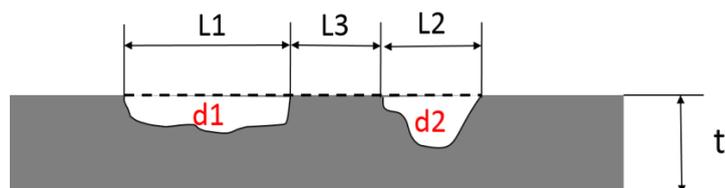
Examinant les cas suivants :

**Cas 1 :** les piqûres sont de type circonférentiel mais se chevauchent dans le sens longitudinal.



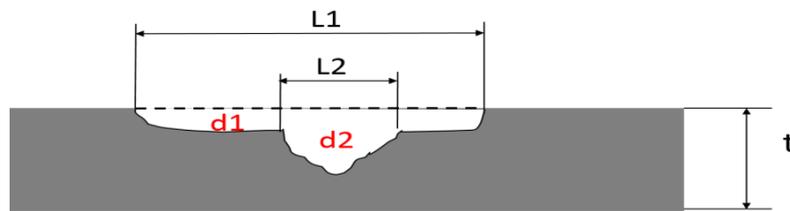
1. Si la séparation entre les piqûres (dans le sens circonférentiel) est inférieure à 6 fois l'épaisseur, alors on considère les piqûres comme un défaut unique :
  - De longueur (L) équivalent aux limites extrêmes des pertes de métal adjacentes dans le sens longitudinal ;
  - Et de profondeur  $d_1$  si  $d_1 > d_2$  ou de profondeur  $d_2$  si  $d_2 > d_1$ .
2. Si la séparation est supérieure à 6 fois l'épaisseur alors on considère chaque défaut séparément.

**Cas 2 :** les piqûres sont dans le sens longitudinal mais séparées par des « ilots » d'épaisseur complète.



1. Si la longueur  $L_3$  de l'îlot est inférieure à 1 pouce alors la corrosion doit être considérée comme continue et les dimensions caractéristiques à appliquer sont :
  - La longueur :  $L = L_1 + L_2 + L_3$ .
  - La profondeur :  $d = \max \{ d_1, d_2 \}$
2. Si la longueur  $L_3$  de l'îlot est supérieure à 1 pouce alors les défauts doivent être considérés séparément.

**Cas 3 :** une piqûre profonde à l'intérieur d'une piqûre plus large.



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

- Formule standard ;
- Piqûre profonde dans une conduite d'épaisseur réduite.

## IV.2 Evaluation qualitative d'un défaut de corrosion :

### IV.2.1 Evaluation des défauts détectés durant l'inspection :

La haute résolution des techniques actuelles d'inspection en ligne, flux magnétique et ultrasons, permet à l'opérateur une évaluation précise de l'intégrité du pipeline. Les équipements basés sur ces techniques peuvent localiser tous les types de défauts le long de la ligne laissant à l'opérateur le soin de décider la nécessité de procéder à des réparations.

Les inspections périodiques par 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 fait la nature de la corrosion et la sévérité du danger). Le degré de nuisance de certains défauts peut être évalué sur la base de méthodes analytiques relativement simples.

Certaines compagnies pétrolières ou gazières ont leur propre codes mais dans une grande proportion, tous les opérateurs utilisent les fameuses normes telles que :

- La norme ANSI/ASME B31G ;
- La norme ANSI/ASME B31G modifiée ;
- La norme DNV (RP-F 101) ;
- La norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria);

Sur ce j'ai choisi de travailler avec ces normes pour analyser l'état de dégradation de l'OB1, en se basant sur l'inspection effectuée en 2009 par l'entreprise spécialisée « ROSEN »

## IV.2.2 Calcul de la nouvelle PMS pour un pipeline corrodé :

### IV.2.2.1 Règles empiriques :

La règle empirique pour l'établissement de la Pression Maximale de Service pour une conduite corrodé :

1. Dans le cas où l'état de corrosion n'est pas connu, réduire la PMS initial :
  - De 25% pour les conduites d'hydrocarbures liquides ;
  - De 25% pour les conduites de gaz moyenne pression ;
  - De 50% pour les conduites de gaz haute pression.
2. Dans le cas où l'état de corrosion est connu grossièrement et apparait comme peu développé 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 charges périodiques de courte durée, elle ne doit pas dépasser en extrême limite 125% de la pression courante de l'année dernière.
  - Dans le cas où la conduite se trouve dans un milieu agressif, la période considérée doit être inférieure à une année.

### IV.2.2.2 La norme ANSI/ASME B31G :

La norme ASME B31 G est une norme destinée à évaluer la résistance à la rupture résiduelle d'un tuyau corrodé. Il constitue un additif au code ASME B31 utilisé pour tubes sous pression. Ce code a été développé dans les années 60 au Battele Memorial Institute (USA) et donne des méthodes semi empiriques pour vérifier la tenue en service de tuyaux corrodés.

Cette norme se base sur un ensemble d'équations simplifiées permettant l'estimation de l'effet de corrosion sur la capacité de résistance de la conduite.

Selon le code ASME B31 G, l'équation de la rupture de tubes corrodés est établie à partir des données expérimentales et exprimée à partir des deux conditions suivantes :

- La contrainte circonférentielle globale maximale ne peut pas excéder la limite d'élasticité du matériau.
- Si la longueur du point de corrosion n'est pas grande, alors le défaut sera représenté par une forme parabolique. Par contre, si la longueur du point de corrosion est importante, le défaut sera représenté par une forme rectangulaire.

La méthode de calcul de la PMS le plus couramment utilisée est celle recommandée par la norme ANSI/ASME B31G ; cette norme est largement utilisée depuis une trentaine d'année, elle comporte les étapes suivantes :

- Définition de la PMS original ;
- Calcul de la PMS réduite ;
- Calcul du facteur de réduction de pression.

**IV.2.2.2.1 La pression maximal de service :**

La définition de la PMS se fait par la relation suivante :

$$PMS = \frac{2tk_s\sigma_e}{D}$$

Avec :

- D : diamètre extérieure de la canalisation (mm) ;
- t : épaisseur de la conduite (mm) ;
- $\sigma_e$  : limite d'élasticité de l'acier (kgf/mm<sup>2</sup>) ;
- $k_s$  : coefficient de sécurité dépendant de la zone.

**IV.2.2.2.2 La pression réduite :**

Elle représente la nouvelle PMS du pipeline corrodé. Elle est toujours inférieure ou égale à la PMS originale.

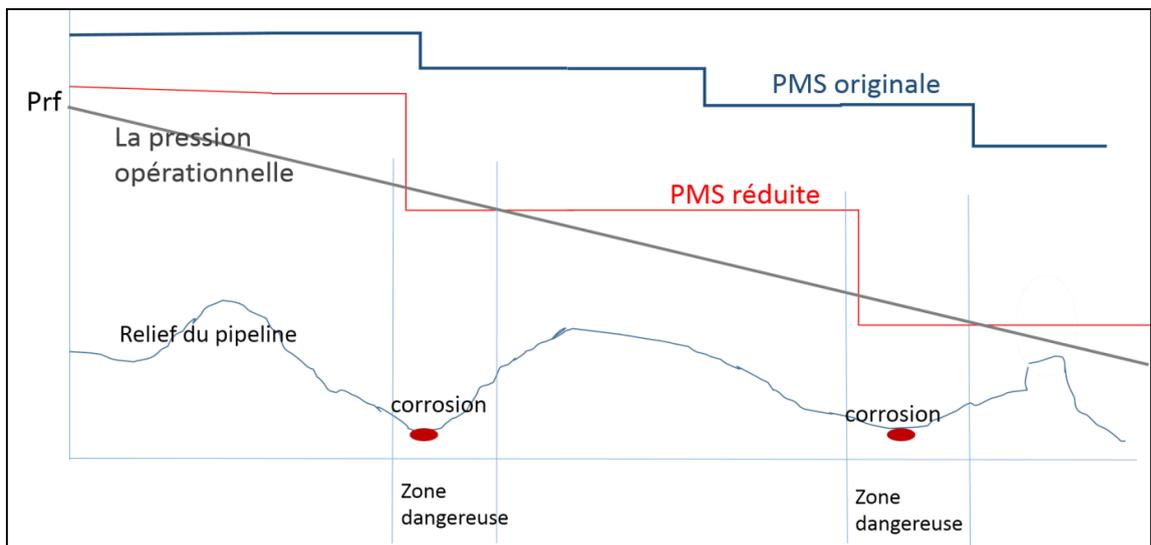


Figure IV-3 Nouvelle pression maximale d'un pipeline corrodé

Le calcul de la pression réduite dépend du coefficient géométrique G :

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

➤ Si **G < 4** ; le défaut est concédé comme parabolique :

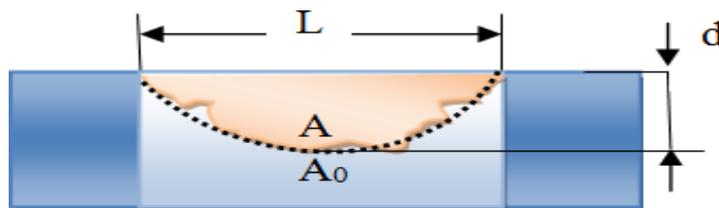


Figure IV-4 Défaut de corrosion de forme parabolique

Alors la pression réduite est donnée par :

$$P_{red} = 1.1PMS \left( \frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{MA_0}} \right)$$

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

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

Avec :

- M : facteur de Folias ;
- A : air du défaut ;
- A<sub>0</sub> : air total ;
- d : profondeur du défaut (mm) ;
- t : épaisseur du défaut.

➤ Si **G > 4** ; le défaut est considéré comme rectangulaire :

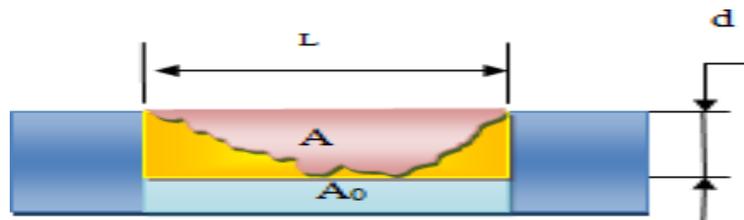


Figure IV-5 Défaut de corrosion de forme rectangulaire

Dans ce cas la pression réduite est donnée par :

$$P_{red} = 1.1PMS \left( 1 - \frac{d}{t} \right)$$

Avec :

- PMS : pression maximale de service (bars) ;
- d : profondeur du défaut (mm) ;
- t : épaisseur de la conduite (mm).

#### IV.2.2.2.3 Le facteur de réduction de pression :

Il nous permet de donner une évaluation rapide de l'état du défaut, plus ce facteur est grand plus la gravité du défaut est moins importante.

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

**IV.2.2.3 La norme ANSI/ASME B31G Modifiée :**

Le critère B31G a été utilisé avec succès dans l'industrie de pipelines pendant plusieurs années. Cependant cette norme a été jugé comme trop « conservatrice » ce qui peut se traduire par des recommandations de remplacement de tronçon là où le tronçon pourrait encore être en service ; les raisons de ce conservatisme résident 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.

Alors la B31G Modifiée a pour but de tenir compte de ces insuffisances, cette modification se base sur l'utilisation d'une approximation plus rigoureuse du facteur de Folias et d'une nouvelle expression de la pression maximale de service.

**IV.2.2.3.1 La pression maximale de service :**

Au lieu de prendre 110% de la contrainte d'élasticité il est recommandé de considérer ( $\sigma_e + 10000\text{Psi}$ ). Alors l'expression de la PMS devient :

$$PMS = \frac{2k_s t (\sigma_e + 10000)}{D}$$

Où : 1 bar = 14.5037744 Psi.

**IV.2.2.3.2 La pression réduite :**

La pression réduite se donne par la relation suivante :

$$Pred = \frac{\frac{2k_s t (\sigma_e + 10000)}{D} \left(1 - \frac{A}{A_0}\right)}{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right) \left(\frac{1}{M}\right)}$$

Avec :  $\frac{A}{A_0} = 0.85 \left(\frac{d}{t}\right)$

$$M = \begin{cases} \text{Si } \frac{L^2}{Dt} < 50 ; \sqrt{1 + 0.6275 \frac{L^2}{Dt} - 0.003375 \frac{L^4}{D^2 t^2}} \\ \text{Si } \frac{L^2}{Dt} \geq 50 ; 0.032 \frac{L^2}{Dt} + 3.3 \end{cases}$$

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 :

- rectangulaire, avec dans ce cas  $A=dL$  ;
- parabolique, avec  $A=0,66dL$

Il a été démontré, par des essais sur des conduites corrodés, que la représentation parabolique est plus appropriée. Cependant même cette dernière représentation possède des propres limites car si la surface corrodée est longue, l'effet de la perte de métal est sous-estimé et la résistance résiduelle de la conduite surestimée. La norme modifiée examine une représentation de la surface corrodée :

- méthode dite de la surface effective où  $A=0.85dL$

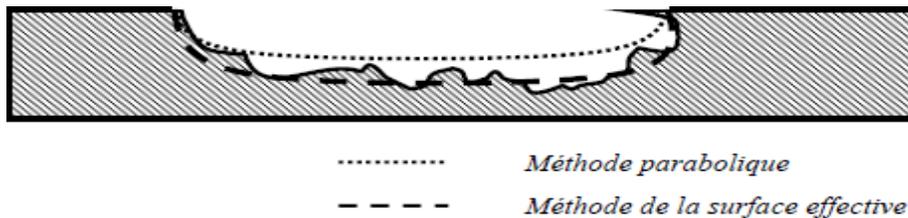


Figure IV-6 Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline selon ASME B31 G modifiée.

#### IV.2.2.4 DNV (RP-F101) :

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

##### IV.2.2.4.1 La pression maximal de service :

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

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

Où :  $k_s = k_1 k_2$  ;  $k_1 = 0,9$  :modelling factor  $k_2$  : facteur de sécurité

**IV.2.2.4.2 La pression réduite :**

La pression réduite est donnée par la relation suivante :

$$P_{red} = \frac{2\sigma_r k_s t}{Dt} \left( \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{tM}} \right)$$

$$M = \sqrt{1 + 0.31 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2}$$

**IV.2.2.5 La norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria):**

Ritchie and Last (comme décrit dans Stephens et autres 1997b) ont proposé un modèle avec une forme semblable à celle de B31G mais en considérant 90% de la contrainte de rupture.

**IV.2.2.5.1 La pression maximale de service :**

Elle est donnée par la relation suivante :

$$PMS = 0.9 \frac{2\sigma_r k_s t}{D}$$

**IV.2.2.5.2 La pression réduite :**

Pour cette norme la pression réduite est donnée comme suite :

$$P_{red} = 0.9 \frac{2\sigma_r k_s t}{D} \left( \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{tM}} \right)$$

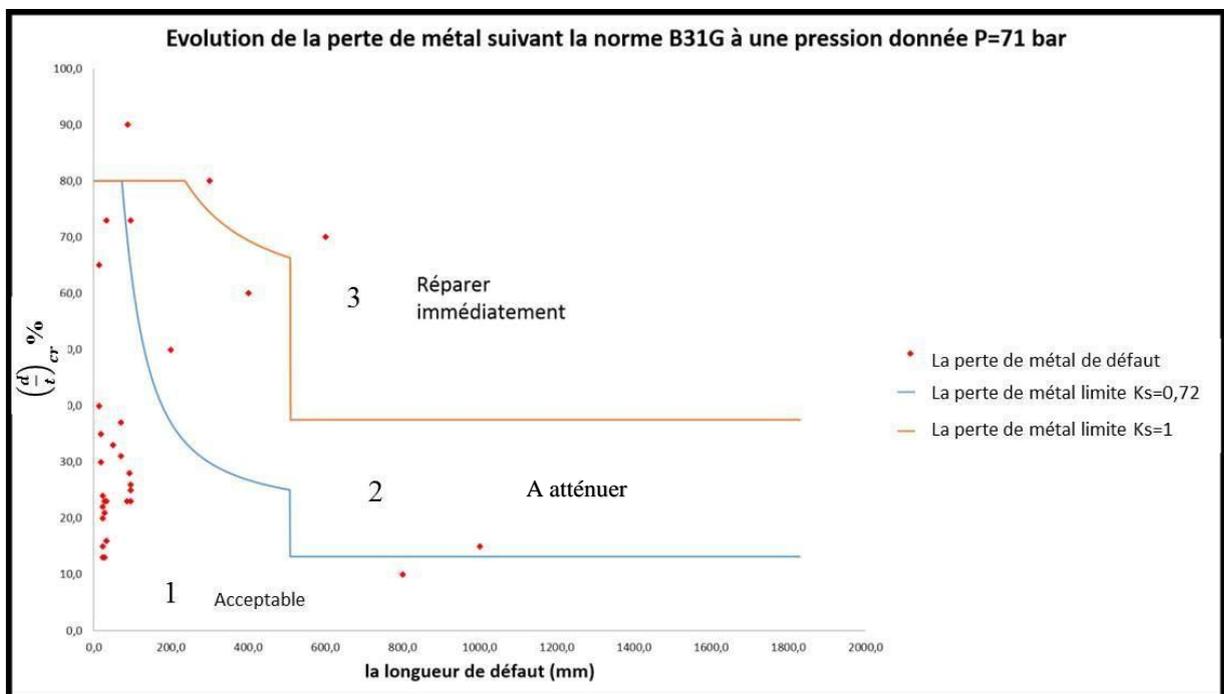
$$M = \sqrt{1 + 0.8 \frac{L^2}{Dt}}$$

**IV.2.3 Evaluation de la perte de métal pour chaque norme :**

En réarrangeant les relations précédentes, il est possible d'exprimer la profondeur relative critique  $\left(\frac{d}{t}\right)_{cr}$  d'un défaut de corrosion pour une pression exercée comme suite :

B31G	$G \leq 4;$	$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{1.1PMS - P_{op}}{\frac{2}{3}\left(1.1PMS - \frac{P_{op}}{M}\right)}$
	$G > 4;$	$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{1.1PMS - P_{op}}{1.1PMS}$
B31G Modifiée	$\frac{L^2}{Dt} < 50;$	$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{PMS - P_{op}}{0.85\left(PMS - \frac{P_{op}}{M_1}\right)}$
	$\frac{L^2}{Dt} \geq 50;$	$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{PMS - P_{op}}{0.85\left(PMS - \frac{P_{op}}{M_2}\right)}$
DNV RP-F101		$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{PMS - P_{op}}{PMS - \frac{P_{op}}{M}}$
Shell92		$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{PMS - P_{op}}{PMS - \frac{P_{op}}{M}}$

Ces équations de base pour évaluer des défauts peuvent être employées à courbes d'acceptation de défaut de construction. Par exemple pour la norme B31G on obtient sa courbe comme suit :



**Interprétation :**

- La zone « 1 » la perte de métal du défaut considéré est acceptable et l'exploitation continue d'une manière normale avec la pression d'opération actuelle.
- La zone « 2 » la perte de métal du défaut considéré nécessite une atténuation par une baisse de pression d'exploitation et une prévision de réparation.
- La zone « 3 » la perte de métal du défaut considéré présente un danger imminent nécessitant une réparation urgente.

### **IV.3 Evaluation quantitative de la probabilité de rupture d'un pipeline corrodé :**

#### **IV.3.1 Estimation de la probabilité de défaillance par fiabilité structurale :**

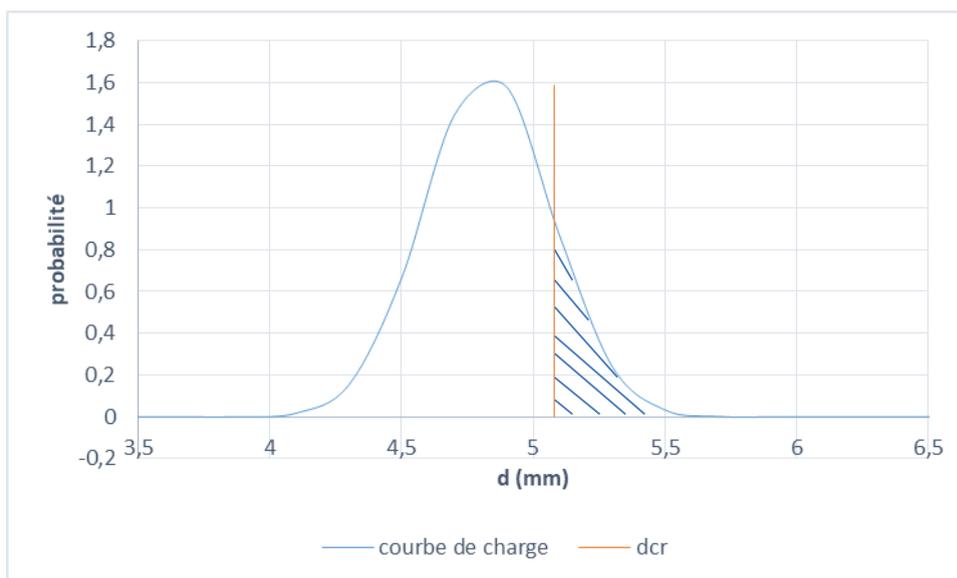
En raison de la variabilité des paramètres caractérisant les défauts de corrosion, des incertitudes sur la limite de résistance, sur l'erreur de l'outil et sur les dimensions géométriques de la canalisation ; de nombreux auteurs recommandent de s'affranchir des approches déterministes et de recourir à des approches probabilistes.

L'évolution des processus de dégradation en fonction du temps étant incertaine, ces derniers peuvent idéalement être représentés par des processus stochastique. Dans ce contexte, des approches par fiabilité structurale sont largement utilisées, depuis de nombreuses années dans plusieurs domaines, en particulier le nucléaire et le génie civil.

D'une façon générale, l'analyse structurale probabiliste peut être définie comme l'art de formuler un modèle mathématique par l'intermédiaire duquel il devient possible de calculer la probabilité qu'une structure se retrouve dans un état spécifique sachant qu'une ou plusieurs de ses propriétés de résistance sont aléatoire ou mal connues et les charges sur cette structure sont aléatoires ou mal connues.

L'égalité de la charge et la résistance caractérise l'état limite. Quand la charge devient supérieure à la résistance, la défaillance se produit. Ramené au cas d'un pipeline corrodé, il paraît judicieux de considérer l'évolution de la profondeur des défauts de corrosion en tenant compte de la vitesse de corrosion et de l'erreur de mesure de l'outil comme condition de charge et l'évolution de la profondeur critique des défauts comme condition de résistance autrement dit, la défaillance se produit lorsque la profondeur de corrosion atteint la profondeur critique.

La probabilité de défaillance correspond alors à la surface hachurée dans la figure si dessous à droite du point d'intersection entre la courbe de charge et l'état limite.



*Figure IV-7 Représentation graphique du principe de la fiabilité structurale*

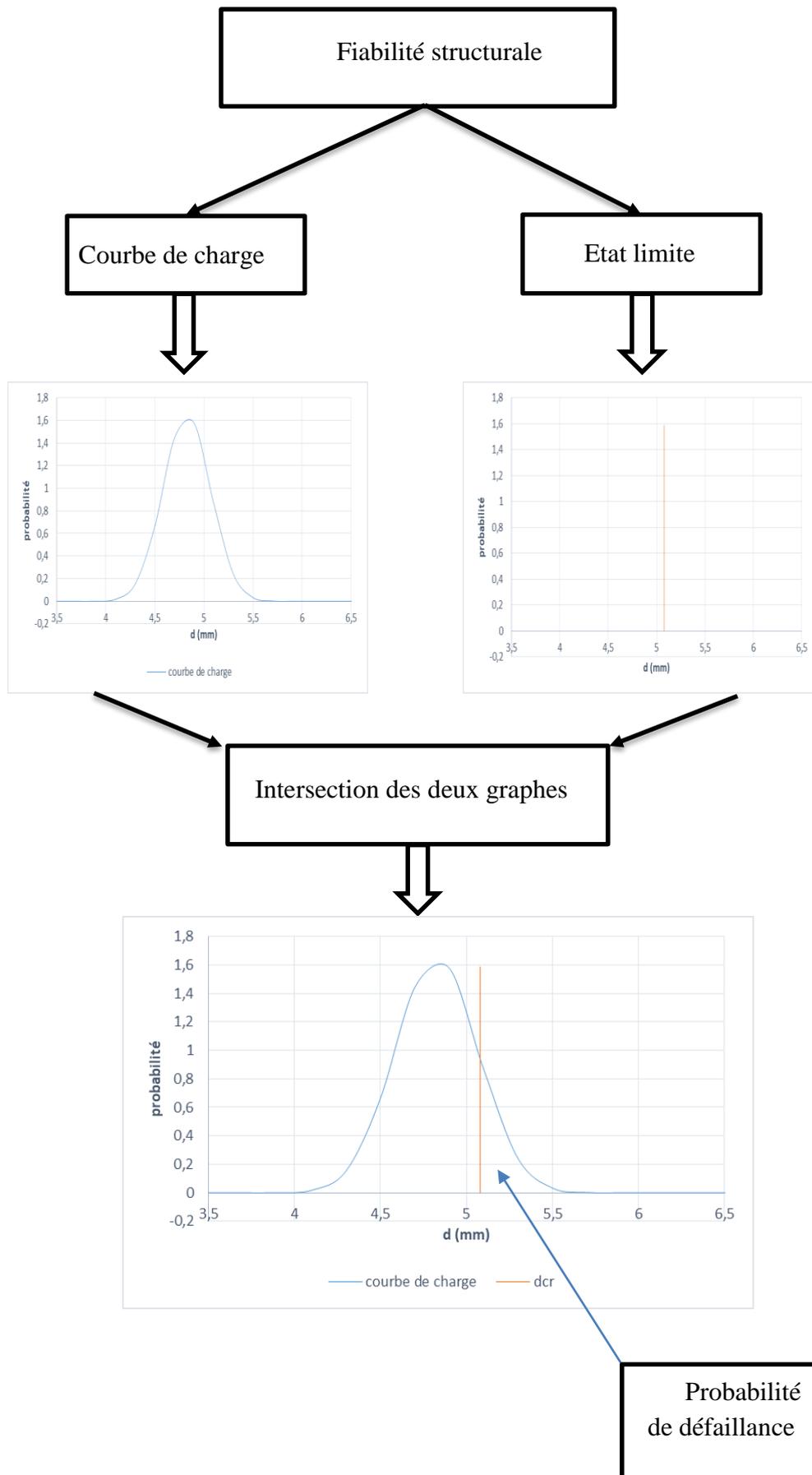


Figure IV-8 Méthodologie d'évaluation de la probabilité de rupture d'un défaut de corrosion

### IV.3.2 Définition de la loi de distribution normale :

L'expression mathématique de cette densité de probabilité fut d'abord publiée par Abraham De Moivre en 1733. D'autres théoriciens sont également associés à cette fameuse loi, soit le marquis de Laplace (1667-1754) et Carl-Friedrich Gauss (1777-1855). C'est pour cette raison qu'on retrouve également dans la littérature les termes « distribution gaussienne » ou « distribution de Laplace-Gauss » ou simplement « loi normale ». Il s'agit d'une loi de distribution continue, c'est-à-dire que la variable aléatoire peut prendre toutes les valeurs réelles. La loi normale est l'une des plus vastes généralisations de la philosophie naturelle que l'humanité ait connue.

La distribution normale est une distribution théorique, en ce sens qu'elle est une idéalisation mathématique qui ne se rencontre jamais exactement dans la nature. Mais de nombreuses distributions réellement observées s'en rapprochent et ont cette fameuse forme de « cloche » (beaucoup d'individus autour de la moyenne, de moins en moins au fur à mesure qu'on s'en éloigne, et ceci de façon symétrique). La loi normale est un modèle qui permet d'exprimer d'une manière suffisamment adéquate le comportement aléatoire des observations d'une multitude de variables aléatoires connues. Elle jouit d'une importance fondamentale puisqu'un grand nombre de méthodes statistiques reposent sur cette loi. Les applications pratiques associées à cette loi sont également très nombreuses.

Une variable aléatoire continue dont la densité de probabilité est  $f(x)$  doit respecter les contraintes suivantes :

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(x)dx = 1 \text{ et } \forall x \in R, f(x) \geq 0$$

$$\forall a \in R, \forall b \in R, a \leq b, P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x)dx$$

Sa forme :

La loi normale de paramètres  $\mu$  et  $\sigma$ , notée  $N(\mu, \sigma)$  est définie sur  $R$  :

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

Avec :  $\mu$  : moyenne ;

$\sigma$  : écart type.

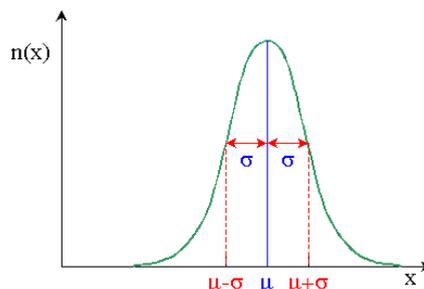
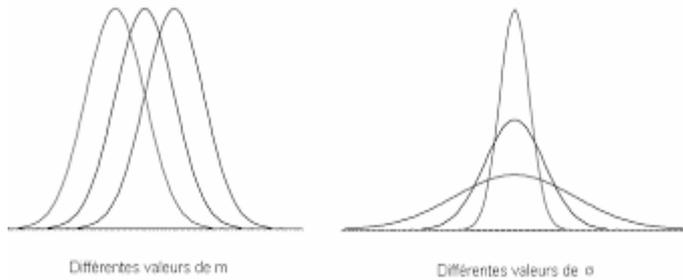


Figure IV-9 Forme de la loi normale

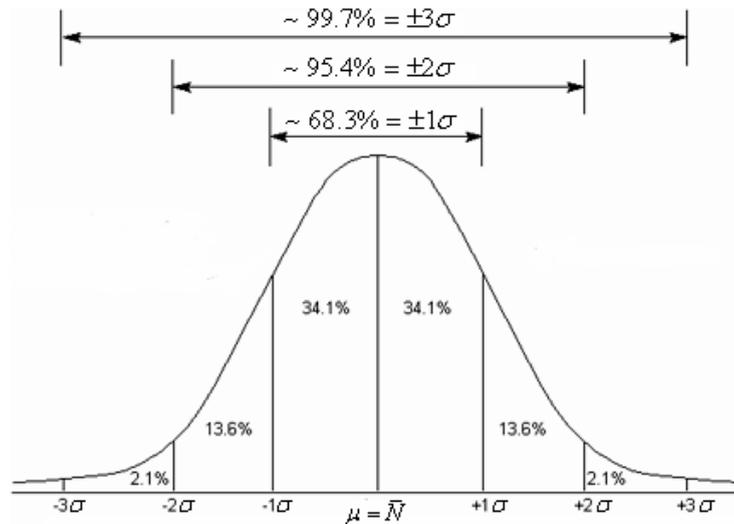
- Esperance et variance :

Soit X une variable aléatoire qui suit la loi normale  $N(\mu, \sigma)$ . Par raison de symétrie : l'espérance  $E(x) = \mu$  et la variance  $\vartheta(x) = \sigma^2$  dont le paramètre  $\sigma$  correspond à l'écart-type. Ainsi grâce à ces deux paramètres, la loi normale permet de décrire des distributions de moyenne quelconque (on translate la courbe vers la gauche ou vers la droite), et de dispersion quelconque (on rapproche ou on écarte le point d'inflexion).



Cette même loi est telle que :

- 68% des valeurs sont comprises dans l'intervalle  $\mu \pm \sigma$
- 95% des valeurs sont comprises dans l'intervalle  $\mu \pm 2 \sigma$  (en fait,  $\mu \pm 1.96\sigma$ )
- 99.7% des valeurs sont comprises dans l'intervalle  $\mu \pm 3 \sigma$



**IV.3.2.1 La courbe de charge :**

C'est la charge que subit un système ; dans notre cas elle représente la distribution de la profondeur des défauts en tenant compte de l'erreur de mesure de l'outil (elle est de l'ordre de 10% de l'épaisseur) mais aussi de l'évolution de la vitesse de corrosion dans le temps. Pour cela la courbe de charge peut être représentée par une distribution Normale ayant comme moyenne  $\mu$  et un écart type  $\sigma$

Donc :

$$f(d_\varepsilon)_\tau = f(d_\varepsilon) + f(v) \cdot \tau$$

Alors selon les propriétés de loi normale :

- Moyenne :  $\mu = \mu_{d_\varepsilon} + \mu_\vartheta * \tau$
- L'écart type :  $\sigma = \sqrt{\sigma_{d_\varepsilon}^2 + \sigma_\vartheta^2 * \tau^2}$

La courbe de charge est déterminée par N ( $\mu$ ,  $\sigma$ ) :

$$f(d_\varepsilon)_\tau = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{d-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

- ❖ Par contre la charge maximale pour laquelle une structure fonctionne sans défaillance. Dans notre cas elle n'est pas une distribution mais un état limite c'est-à-dire une valeur de la profondeur critique  $d_{cr}$  en tenant compte de l'évolution de la longueur du défaut dans le temps.

**IV.3.3 Fonction d'état limite et risque de défaillance :**

Pour l'analyse de la fiabilité d'un pipeline, il est nécessaire de définir la fonction de défaillance. Dans ce contexte, l'évolution de la profondeur du défaut de corrosion est prise comme condition de charge et la profondeur critique est prise comme un état limite, quand la charge est supérieure à l'état limite caractérisé par  $d_{cr}$  obtenue à partir des normes citée auparavant, la défaillance se produit.

**IV.3.3.1 Estimation de la probabilité de défaillance :**

Durant sa vie, une structure est soumise à des changements qui vont progressivement ou brutalement modifier son état physique.

La probabilité de défaillance est donnée par :

$$P_{def} = 1 - P_{n\ def}$$

Avec :  $P_{def}$  : probabilité de défaillance ;

$P_{n\ def}$  : probabilité de non défaillance.

**IV.3.3.2 Calcul de la probabilité de défaillance :**

Comme il a été mentionné auparavant, la probabilité de défaillance d'un défaut de corrosion est la surface à droite du point d'intersection entre la courbe de charge et l'état limite qui est la profondeur critique.

$$S = 1 - \int_{-\infty}^{d_{cr}} f(d_{\varepsilon})_{\tau} dd$$

**IV.3.3.3 Estimation de la probabilité de défaillance d'un pipeline par kilomètre :**

La probabilité de défaillance d'un pipeline par kilomètre est déterminée à partir des probabilités de défaillance des défauts de corrosion présent sur ce même tronçon de canalisation.

$$P_{def/km} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_{df})$$

Si la probabilité de défaillance du tronçon est supérieure à  $10^{-3}$ , un planning préventif d'intervention doit être effectué dans l'ordre décroissant des probabilités de défaillance des défauts permettant de ramener la probabilité de défaillance du tronçon en dessous du seuil toléré.

# **CHAPITRE 05**

**Application des approches d'évaluation qualitative et quantitative aux défauts de corrosion de l'oléoduc OB1**

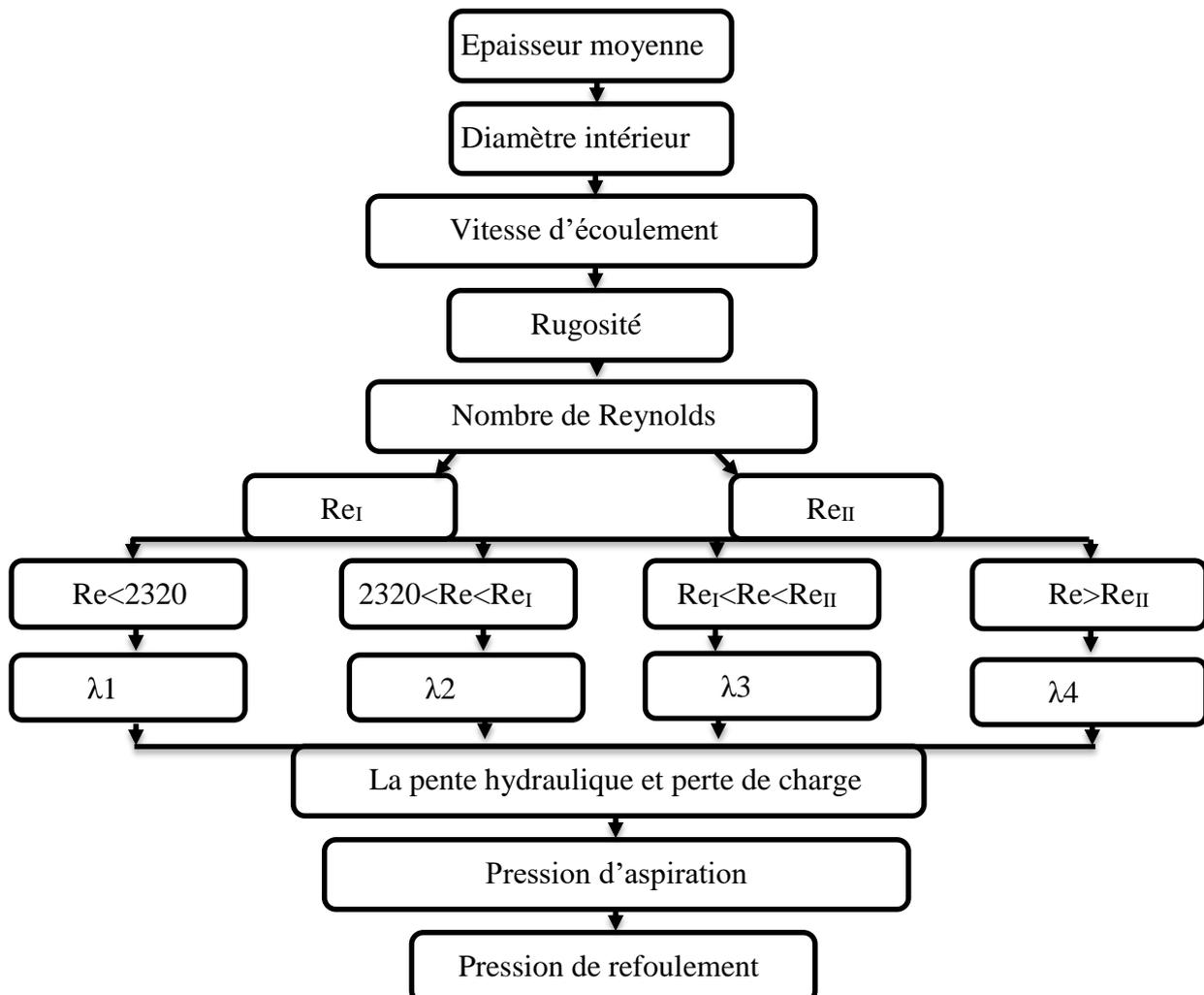
## Chapitre 5

## APPLICATION DES APPROCHES D'ÉVALUATION QUALITATIVE ET QUANTITATIVE AUX DÉFAUTS DE CORROSION DE L'OLEODUC OB1

L'OB1 a été mis en exploitation en 1959, c'est le premier oléoduc mis en service en Algérie. Sous les contraintes tel que la charge appliquée, les facteurs de dégradation de métal et les autres obstacles cités dans le chapitre II mais il est resté fonctionnel jusqu'à nos jours. L'objectif de notre étude est d'apporter une analyse sur l'état de dégradation du pipeline en se basant sur les données enregistrées par l'inspection en ligne effectuée en 2009 par ROSEN et cela par différentes normes ; ASME/ANSI B31G ASME/ANSI B31G Modifiée ; DNV RP-F101 ; Shell 92 en considérant deux approches qualitative et quantitative. Cependant, cette étude passe par une analyse hydraulique de la ligne.

### V.1 Analyse hydraulique de la ligne :

Le calcul hydraulique du pipeline a pour but de déterminer la pression de refoulement de chaque station ; et par la suite de déterminer la pression appliquée au niveau de chaque défaut de corrosion. Le calcul se fera selon l'organigramme suivant :



On procède à l'analyse hydraulique de la ligne de SP1-HEH au col de selatna qui est un point de contrôle au-delà de ce point, l'écoulement continue par gravité. Ainsi on détermine dans ce qui suit le régime d'écoulement qui s'établit dans chaque tronçon pour un débit de  $Q=1800\text{m}^3/\text{h}$  et d'en déduire ensuite la pression s'exerçant sur chaque défaut.

Pour ne pas alourdir l'explication on prend à titre d'exemple le tronçon qui se situe entre la station SP1 BIS et SP2.

### V.1.1 Présentation du tronçon et données de calcul :

- Nuance d'aciers : X52 (189,725km-325,999km) ; X42 (325,999km-350,401km) ; en considérant la longueur du début de tronçon comme la fin de section précédente.
- Répartition de l'épaisseur le long du tronçon.

Longueur (km)	Epaisseur (mm)
189,725-190,645	12,7
190,645 – 205,376	9,52
205,376 – 224,746	8,73
224,746 – 249,304	7,92
249,340 – 263,408	7,13
263,408 – 311,627	6,35
311,627 – 311,937	7,92
311,937 – 350,401	6,35

- Données de calcul ;

Données	Désignation	Unité	Valeur
Débit	Q	$\text{m}^3/\text{h}$	1800
Diamètre extérieur	$D_{\text{ext}}$	pouce	24
Masse volumique	$\rho$	( $\text{Kg}/\text{m}^3$ )	820
Viscosité	$\nu$	cst	3
Rugosité	e	mm	0,045
Limite d'élasticité X52	$\sigma_e$	$\text{Kgf}/\text{cm}^2$	3700
Limite d'élasticité X42	$\sigma_e$	$\text{Kgf}/\text{cm}^2$	2900
Contrainte de rupture X52	$\sigma_r$	$\text{Kgf}/\text{cm}^2$	4700
Contrainte de rupture X42	$\sigma_r$	$\text{Kgf}/\text{cm}^2$	4200
Altitude de SP1 BIS	$Z_{\text{ref}}$	m	89
Altitude de SP2	$Z_{\text{asp}}$	m	220,214

➤ Calcul de l'épaisseur moyenne :  $t_{moy} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n t_i l_i$

$$t_{moy} = 7,200211055 \text{ mm}$$

➤ Calcul du diamètre intérieur :  $D_{int} = D_{ext} - (2 * t_{moy})$

$$D_{int} = 595,1995779 \text{ mm}$$

➤ Calcul de la vitesse d'écoulement :  $V = \frac{4*Q}{\pi*D_{int}^2}$

$$V = 1,797939685 \text{ m}^2/\text{s}$$

➤ Calcul de la rugosité :  $\varepsilon = \frac{2*e}{D_{int}}$

$$\varepsilon = 0,00015121$$

➤ Calcul du nombre du Reynold :  $Re = \frac{V*D}{\nu}$

$$Re = 356710,9806$$

➤ Calcul des nombres de Reynolds critiques :

$$Re_I = \frac{59,5}{\varepsilon^7} = 1382647,178$$

$$Re_{II} = \frac{665 - 765 * \log \varepsilon}{\varepsilon} = 23726119,24$$

➤ Calcul du coefficient de friction  $\lambda$  :

Le nombre de Reynolds est compris entre 2320 et le  $Re_I$  donc le régime d'écoulement est Tube lisse ainsi le coefficient de friction est calculé par la formule de BLASIUS :

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

$$\lambda = 0,012946648$$

- Calcul de la pente hydraulique :

$$i = 1,02 * \frac{8 * \lambda * Q^2}{\pi^2 * g * D^5}$$

$$i = 0,003639683$$

- Calcul de la charge d'aspiration :  $H_{asp} = \frac{P_{asp}}{\rho * g * 10^{-5}}$

$$H_{asp} = 12,43131697m$$

- Calcul de la charge de refoulement :  $H_{ref} = i * l + \Delta z + H_{asp}$

$$H_{ref} = 729,7237737 m$$

- Calcul de la pression de refoulement :  $P_{ref} = H_{ref} * \rho * g * 10^{-5}$

$$P_{ref} = 58,7004398 bars$$

### V.1.2 Détermination du point de fonctionnement :

Une pompe ou un assemblage de pompes fonctionnant en association avec une conduite ou un réseau de conduites, forme de ce fait un système. On peut déterminer la charge créée par ces dernière de façon graphique ; pour cela il faut associer les deux courbes, celle de la caractéristique de la pompe considérée et celle de le caractéristique de la conduite alimentée par cette même pompe ; le point d'intersection des deux courbes nous donne la charge créée par cette pompe et de débit du système. Ce même point est appelé point de fonctionnement.

Pour l'exemple considéré à un débit de 1800 m<sup>3</sup>/h la station SP1 BIS aspire à une pression égale à 10 bars et fonctionne avec une seule pompe principale sans présence de pompes boosters. Alors pour déterminer le point de fonctionnement on doit procéder aux calculs suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} H_{ref}^{exigée} = H_{conduite} = i * l + \Delta z + H_{final} \\ H_{ref}^{disponible} = H_{ref} = H_{al} + H_{st} = H_{final} + \sum H_{pp} \end{array} \right.$$

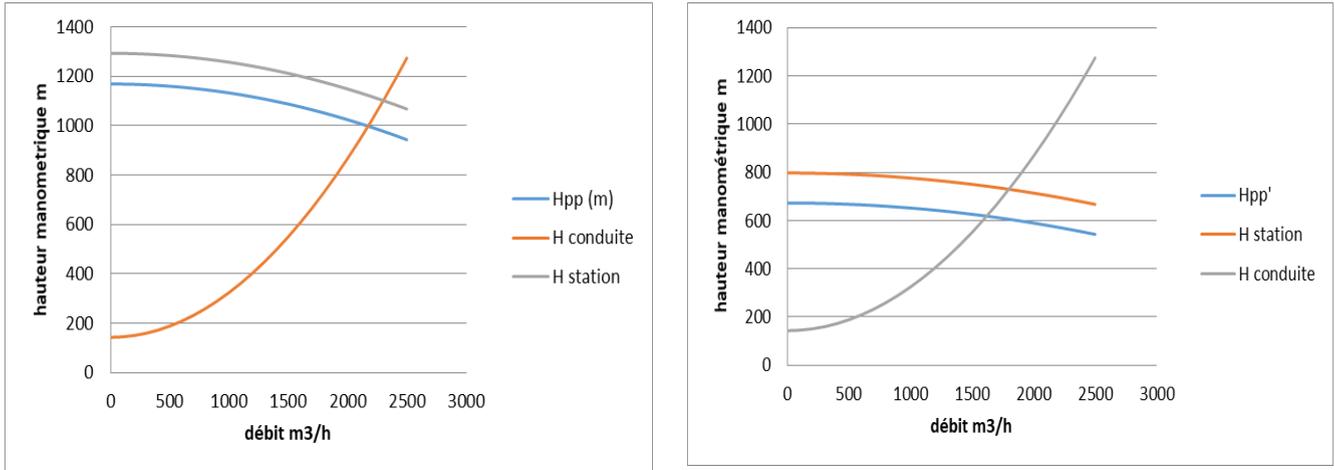


Figure V-1 Détermination du point de fonctionnement avant et après la régulation de la vitesse de rotation des pompes

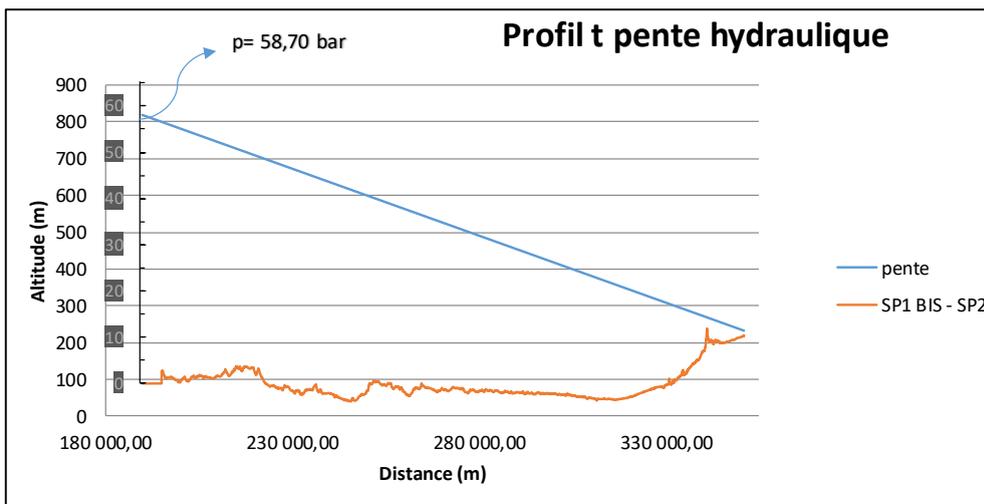


Figure V-2 Représentation du profil en long et de la pente hydraulique entre la station SP1 BIS et SP2

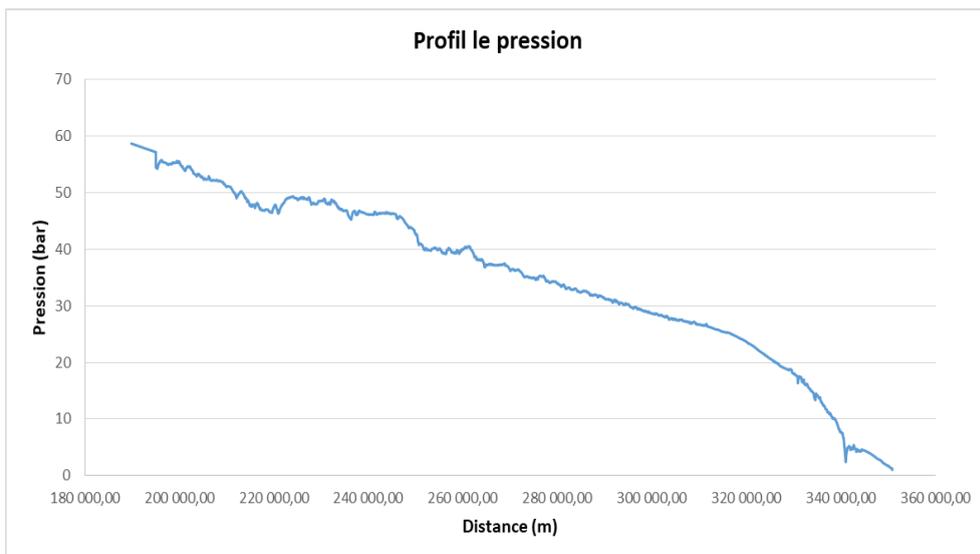


Figure V-3 Représentation du profil de la pression entre la station SP1 BIS et SP2

La même démarche est appliquée sur l'ensemble de la ligne, les résultats sont présentés dans le tableau qui suit :

paramètres	SP1-SP1bis	SP1bis-SP2	SP2-SP3	SP3-colsetatna
Débit (m <sup>3</sup> /h)	1800	1800	1800	1800
Débit (m <sup>3</sup> /s)	0,5	0,5	0,5	0,5
L (m)	189 829,00	161 024,58	144 871,00	46 786,75
D <sub>ext</sub> (mm)	609,6	609,6	609,6	609,6
t (mm)	7,939401611	7,200211055	6,735347585	6,961602945
D <sub>int</sub> (mm)	593,7211968	595,1995779	596,1293048	595,6767941
V (m <sup>2</sup> /s)	1,806904665	1,797939685	1,792335903	1,795060062
Rugosité	0,000151586	0,00015121	0,000150974	0,000151089
Re	357599,2001	356710,9806	356154,6519	356425,2077
Re <sub>I</sub>	1378722,988	1382647,178	1385115,743	1383914,19
Re <sub>II</sub>	23661736,66	23726119,24	23766615,21	23746904,6
λ	0,012938602	0,012946648	0,012951701	0,012949243
i	0,003682933	0,003639683	0,003612799	0,003625854
Δz (m)	-63,477	131,214	233,265	576,40
H <sub>f</sub> (m)	699,127562	586,0784567	523,389751	169,6419037
H <sub>asp</sub> (m)	124,3131697	12,43131697	12,43131697	12,43131697
H <sub>ref</sub> (m)	759,9637317	729,7237737	769,086068	758,4772207
P <sub>ref</sub> (bars)	61,13300251	58,7004398	61,86682148	61,01342458

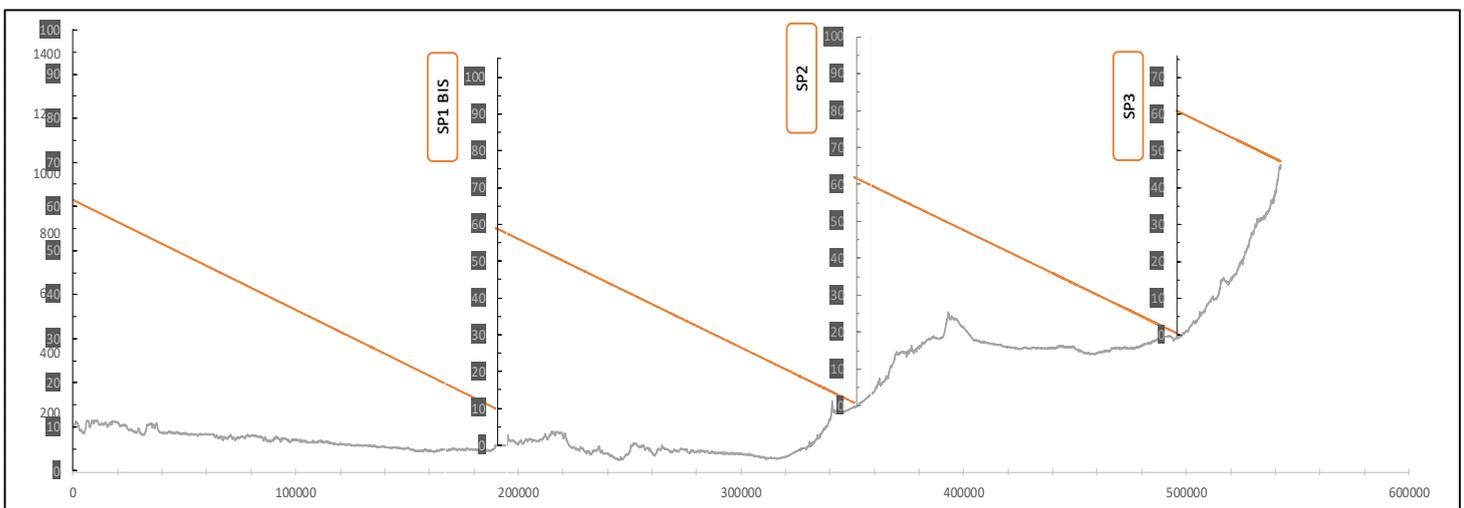


Figure V-2 Représentation du profil en long et la pente hydraulique de SP1 au Col de Selatna

## V.2 Application de l'évaluation qualitative aux défauts de corrosion :

### V.2.1 Approche déterministe pour le cas le plus défavorable :

Le passage de l'outil intelligent lors de l'inspection en ligne permet de détecter les défauts de corrosion présents sur la canalisation. L'évaluation de l'état de corrosion dans ce cas se fait pour une pression opérationnelle non celle exercée dans chaque défauts mais en considérant la pression de refoulement de la station comme constante sur tout le tronçon. Le calcul a été réalisé sur l'ensemble de la ligne en partant de SP1-HEH au col de Selatna, mais pour ne pas alourdir l'explication, les tableaux suivants donnent les résultats du diagnostic en usant des différentes normes et standards pour quelques points de corrosion de la ligne se situant dans différentes sections du pipeline.

#### V.2.1.1 Application de la norme ANSI /ASME B31G :

##### 1. La section SPI-HEH / SPI BIS :

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
42,756	22	434	12,7	61,13300	111	95,238	49,93202	63,95105	Défaut à laisser
27134,984	29	56	9,52		83,20629	88,06489	80	80	Défaut à laisser
97404,439	32	436	7,92		69,22204	51,77809	19,71422	42,19424	Défaut à atténuer
97533,859	45	194	7,92		69,22204	60,00176	42,17656	80	Défaut à atténuer
97539,605	21	29	7,92		69,22204	75,37167	80	80	Défaut à laisser
97549,58	20	438	7,92		69,22204	60,91540	19,71422	42,19424	Défaut à atténuer
108599,323	28	90	8,73		76,30157	79,81992	79,81992	80	Défaut à laisser
119201,968	43	70	9		78,66141	79,03857	80	80	Défaut à laisser
148717,203	29	289	7,13		62,31732	58,07523	20,82454	80	Défaut à atténuer
153686,961	21	80	7,13		62,31732	65,13665	41,06411	80	Défaut à laisser
168508,259	42	23	7,13		62,31732	67,36340	80	80	Défaut à laisser
168508,259	42	94	7,13		62,31732	59,67609	36,12972	80	Défaut à atténuer
183318,842	73	46	6,35		17,57085	55,5	52,77101	80	80
183322,169	74	266	6,35	55,5		35,35083	80	80	Défaut à laisser
183322,348	84	156	6,35	55,5		34,81171	80	80	Défaut à réparer
183322,937	37	319	6,35	55,5		38,4615	71,21890	79,27761	Défaut à laisser
183324,983	82	173	6,35	55,5		34,77840	80	80	Défaut à réparer
183325,132	80	70	6,35	55,5		45,67438	80	80	Défaut à réparer
183336,161	85	123	6,35	55,5		36,70678	80	80	Défaut à réparer
183336,394	81	41	6,35	55,5		52,53049	80	80	Défaut à réparer

**2. La section SP1 BIS / SP2 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
3929,303	20	20	9,52	58,70043	83,20629	91,15670	80	80	Défaut à laisser
19769,569	20	28	8,73		76,30157	83,23989	80	80	Défaut à laisser
39266,252	35	104	7,92		69,22204	67,86332	63,85143	80	Défaut à laisser
56316,272	24	148	7,92		69,22204	69,10654	53,58739	80	Défaut à laisser
60494,946	65	20	7,13		62,31732	66,77259	80	80	Défaut à laisser
60495,344	45	230	7,13		62,31732	52,82806	29,19057	80	Défaut à atténuer
60495,942	83	155	7,13		62,31732	40,17884	34,11219	78,26770	Défaut à réparer
60508,47	80	17	7,13		62,31732	66,60777	80	80	Défaut à réparer
60511,52	85	22	7,13		62,31732	65,00866	80	80	Défaut à réparer
85272,016	23	75	6,35		38,90471	55,5	57,71175	80	80
88812,669	77	166	6,35	55,5		37,07677	72,22283	80	Défaut à atténuer
88823,329	72	22	6,35	55,5		58,54201	80	80	Défaut à laisser
97621,626	80	38	6,35	55,5		53,57469	80	80	Défaut à réparer
97631,289	79	150	6,35	55,5		37,13606	74,37766	80	Défaut à atténuer
97631,384	79	17	6,35	55,5		59,17342	80	80	Défaut à laisser
128175,477	41	46	6,35	55,5		57,47259	80	80	Défaut à laisser
130666,627	35	57	6,35	55,5		57,12075	80	80	Défaut à laisser
131469,584	50	138	6,35	55,5		47,89526	76,33473	80	Défaut à laisser
135909,469	72	46	6,35	55,5		52,96020	80	80	Défaut à laisser
142350,25	85	15	6,35	43,5		46,48824	80	80	Défaut à réparer

**3. La section SP2 /SP3 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
35,83	21	41	12,7	61,86682	111	120,59344	80	80	Défaut à laisser
1274,005	21	247	9,52		83,20629	82,48292	62,37208	80	Défaut à laisser
1274,158	20	29	9,52		83,20629	90,78374	80	80	Défaut à laisser
5940,518	69	26	9,52		83,20629	88,26082	80	80	Défaut à laisser
15469,346	21	107	8,73		76,30157	78,88290	71,34755	80	Défaut à laisser
31022,093	26	16	6,35	39,73585	55,5	60,60232	80	80	Défaut à laisser
41833,03	26	77	6,35		43,5	77,76161	57,43966	80	Défaut à laisser
68467,036	45	60	6,35		43,5	43,34929	68,60729	80	Défaut à laisser
68483,273	33	36	6,35		43,5	46,38993	80	80	Défaut à laisser
68750,389	45	265	6,35		43,5	36,26104	32,24481	80	Défaut à atténuer
73083,226	35	365	6,35		43,5	31,1025	16,95746	40,20937	Défaut à atténuer
73167,363	80	26	6,35		43,5	44,63092	80	80	Défaut à réparer
108475,594	85	15	6,35		43,5	46,48824	80	80	Défaut à réparer
111841,672	85	15	6,35		43,5	46,48824	80	80	Défaut à réparer
124174,527	50	24	6,35		43,5	46,58014	80	80	Défaut à laisser
124615,876	77	86	10,1	61,86682	69,18897	58,50079	66,97694	80	Défaut à atténuer
125481,363	28	139	6,35	39,73585	43,5	42,47043	40,51072	80	Défaut à laisser
133243,843	50	14	6,35		43,5	47,38568	80	80	Défaut à laisser
139006,241	64	19	6,35		43,5	46,62749	80	80	Défaut à laisser
139009,664	30	80	6,35		43,5	44,06839	55,95083	80	Défaut à laisser

**4. La section SP3 / Col de Selatna :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
10792,068	25	19	7,92	61,01342	69,22204	7571204	80	80	Défaut à laisser
11854,502	35	53	7,13		62,31732	64,84556	59,53848	80	Défaut à laisser
11856,374	61	26	7,13		62,31732	65,98116	80	80	Défaut à laisser
12524,781	20	21	7,13		62,31732	68,14901	80	80	Défaut à laisser
12536,807	46	151	7,13		62,31732	54,92574	27,07417	80	Défaut à atténuer
12541,245	74	100	7,13		62,31732	49,12606	34,98380	80	Défaut à atténuer
12549,099	33	40	7,13		62,31732	66,29115	75,84381	80	Défaut à laisser
12549,716	32	32	7,13		62,31732	67,04929	80	80	Défaut à laisser
12552,787	30	202	7,13		62,31732	58,88174	23,74432	80	Défaut à atténuer
12559,884	85	59	7,13		62,31732	53,29828	54,11931	80	Défaut à réparer
12564,01	62	92	7,13		62,31732	54,24932	37,22807	80	Défaut à atténuer
12584,589	83	23	7,13		62,31732	54,90974	80	80	Défaut à réparer
15417,931	65	19	7,13		62,31732	66,93380	80	80	Défaut à laisser
18466,727	85	17	7,13		62,31732	66,33681	80	80	Défaut à réparer
20495,902	31	35	6,35		44,35881	55,5	59,40323	80	80
20496,735	29	44	6,35	55,5		58,87020	80	80	Défaut à laisser
20514,151	48	19	6,35	55,5		60,05433	80	80	Défaut à laisser
26578,253	29	104	6,35	55,5		55,18513	68,85583	80	Défaut à laisser
34312,501	31	19	6,35	43,5		47,41483	80	80	Défaut à laisser
46357,135	20	19	6,35	43,5		47,59204	80	80	Défaut à laisser

**V.2.1.2 Application de la norme ANSI / ASME B31G Modifiée :**

**1. La section SP1-HEH / SP1 BIS :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision	
42,756	22	434	12,7	61,13300	131,68965	112,63988	71,86458	80	Défaut à laisser	
27134,984	29	56	9,52		98,71539	94,52478	80	80	Défaut à laisser	
97404,439	32	436	7,92		82,12457	63,61043	35,99249	61,92774	Défaut à laisser	
97533,859	45	194	7,92		82,12457	60,40025	43,7187	70,41994	Défaut à atténuer	
97539,605	21	29	7,92		82,124557	81,23319	80	80	Défaut à laisser	
97549,58	20	438	7,92		82,12457	70,81548	35,97003	61,90136	Défaut à laisser	
108599,323	28	90	8,73		90,52367	83,16290	74,01803	80	Défaut à laisser	
119201,968	43	70	9		93,32337	83,73525	80	80	Défaut à laisser	
148717,203	29	289	7,13		73,93285	60,01270	26,82089	57,58060	Défaut à atténuer	
153686,961	21	80	7,13		73,93285	69,72584	50,57407	80	Défaut à laisser	
168508,259	42	23	7,13		73,93285	72,47985	80	80	Défaut à laisser	
168508,259	42	94	7,13		73,93285	62,33643	45,24402	78,80109	Défaut à laisser	
183318,842	73	46	6,35		17,57085	65,84482	53,81076	80	80	Défaut à laisser
183322,169	74	266	6,35			65,84482	30,03867	80	80	Défaut à laisser
183322,348	84	156	6,35	65,84482		27,91948	80	80	Défaut à réparer	
183322,937	37	319	6,35	65,84482		49,10235	80	80	Défaut à laisser	
183324,983	82	173	6,35	65,84482		28,22853	80	80	Défaut à réparer	
183325,132	80	70	6,35	65,84482		42,86175	80	80	Défaut à réparer	
183336,161	85	123	6,35	65,84482		30,04152	80	80	Défaut à réparer	
183336,394	81	41	6,35	65,84482		52,5865	80	80	Défaut à réparer	

**2. La section SP1 BIS / SP2 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
3929,303	20	20	9,52	58,70043	98,71539	98,29380	80	80	Défaut à laisser
19769,569	20	28	8,73		90,52367	89,72945	80	80	Défaut à laisser
39266,252	35	104	7,92		82,12457	71,44444	62,42560	80	Défaut à laisser
56316,272	24	148	7,92		82,12457	73,03733	53,07575	77,66719	Défaut à laisser
60494,946	65	20	7,13		73,93285	71,49075	80	80	Défaut à laisser
60495,344	45	230	7,13		73,93285	52,72310	33,58732	63,02293	Défaut à atténuer
60495,942	83	155	7,13		73,93285	32,87341	3909543	69,37437	Défaut à réparer
60508,47	80	17	7,13		73,93285	70,88648	80	80	Défaut à réparer
60511,52	85	22	7,13		73,93285	68,05248	80	80	Défaut à réparer
85272,016	23	75	6,35		38,90471	65,84482	61,71431	80	80
88812,669	77	166	6,35	65,84482		31,79091	64,76250	80	Défaut à atténuer
88823,329	72	22	6,35	65,84482		62,21039	80	80	Défaut à laisser
97621,626	80	38	6,35	65,84482		54,33830	80	80	Défaut à réparer
97631,289	79	150	6,35	65,84482		31,59432	66,62304	80	Défaut à atténuer
97631,384	79	17	6,35	65,84482		62,93443	80	80	Défaut à laisser
128175,477	41	46	6,35	65,84482		61,35575	80	80	Défaut à laisser
130666,627	35	57	6,35	65,84482		60,94042	80	80	Défaut à laisser
131469,584	50	138	6,35	65,84482		48,06837	68,29823	80	Défaut à laisser
135909,469	72	46	6,35	65,84482		54,16023	80	80	Défaut à laisser
142350,25	85	15	6,35	53,84482	51,46672	80	80	Défaut à réparer	

**3. La section SP2 / SP3 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
35,83	21	41	12,7	61,86682	131,6896	129,9446	80	80	Défaut à laisser
1274,005	21	247	9,52		98,71539	86,86364	57,26958	77,26958	Défaut à laisser
1274,158	20	29	9,52		98,71539	97,86246	80	80	Défaut à laisser
5940,518	69	26	9,52		98,71539	94,09272	80	80	Défaut à laisser
15469,346	21	107	8,73		90,52367	84,20262	67,38598	80	Défaut à laisser
31022,093	26	16	6,35	39,73585	65,84482	65,32551	80	80	Défaut à laisser
41833,03	26	77	6,35		53,84482	49,82385	65,31690	80	Défaut à laisser
68467,036	45	60	6,35		53,84482	47,78811	74,63737	80	Défaut à laisser
68483,273	33	36	6,35		53,84482	52,00395	80	8	Défaut à laisser
68750,389	45	265	6,35		53,84482	37,52402	39,51154	65,50264	Défaut à atténuer
73083,226	35	365	6,35		53,84482	40,62870	37,19120	62,88438	Défaut à laisser
73167,363	80	26	6,35		53,84482	48,61544	80	80	Défaut à réparer
108475,594	85	15	6,35		53,84482	51,46672	80	80	Défaut à réparer
111841,672	85	15	6,35		53,84482	51,46672	80	80	Défaut à réparer
124174,527	50	24	6,35		53,84482	52,16307	80	80	Défaut à laisser
124615,876	77	86	10,1	61,86682	85,64295	58,58287	71,97857	80	Défaut à atténuer
125481,363	28	139	6,35	39,73585	53,84482	46,53447	48,68409	74,92325	Défaut à laisser
133243,843	50	14	6,35		53,84482	53,23442	80	80	Défaut à laisser
139006,241	64	19	6,35		53,84482	52,10305	80	80	Défaut à laisser
139009,664	30	80	6,35		53,84482	48,86352	63,98018	80	Défaut à laisser

**4. La section SP3 / Col de Selatna :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
10792,068	25	19	7,92	61,01342	82,12457	81,62554	80	80	Défaut à laisser
11854,502	35	53	7,13		73,93285	69,34877	67,72428	80	Défaut à laisser
11856,374	61	26	7,13		73,93285	70,48266	80	80	Défaut à laisser
12524,781	20	21	7,13		73,93285	73,47574	80	80	Défaut à laisser
12536,807	46	151	7,13		73,93285	55,64240	34,42070	67,24093	Défaut à atténuer
12541,245	74	100	7,13		73,93285	46,01032	43,72749	7719123	Défaut à atténuer
12549,099	33	40	7,13		73,93285	71,19806	80	80	Défaut à laisser
12549,716	32	32	7,13		73,93285	72,13938	80	80	Défaut à laisser
12552,787	30	202	7,13		73,93285	61,15294	30,29466	62,11704	Défaut à laisser
12559,884	85	59	7,13		73,93285	50,02065	63,01004	80	Défaut à réparer
12564,01	62	92	7,13		73,93285	54,18099	46,22253	79,54105	Défaut à atténuer
12584,589	83	23	7,13		73,93285	68,04697	80	80	Défaut à réparer
15417,931	65	19	7,13		73,93285	71,71300	80	80	Défaut à laisser
18466,727	85	17	7,13		73,93285	70,23469	80	80	Défaut à réparer
20495,902	31	35	6,35		44,35881	65,84482	63,86918	80	80
20496,735	29	44	6,35	65,84482		63,2125280	80	80	Défaut à laisser
20514,151	48	19	6,35	65,84482		64,59730	80	80	Défaut à laisser
26578,253	29	104	6,35	65,84482		58,31951	64,84318	80	Défaut à laisser
34312,501	31	19	6,35	53,84482		53,31036	80	80	Défaut à laisser
46357,135	20	19	6,35	53,84482		53,53755	80	80	Défaut à laisser

**V.2.1.3 Application de norme DNV (RP-F101) :****1. La section SPI-HEH / SPI BIS :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
42,756	22	434	12,7	61,13300	129,6	109,31660	62,99680	77,54324	Défaut à laisser
27134,984	29	56	9,52		96,63415	93,77983	85	85	Défaut à laisser
97404,439	32	436	7,92		80,17933	59,78663	30,06207	58,55393	Défaut à atténuer
97533,859	45	194	7,92		80,17933	58,28951	40,43319	60,04987	Défaut à atténuer
97539,605	21	29	7,92		80,17933	79,62997	85	85	Défaut à laisser
97549,58	20	438	7,92		80,17933	67,86259	30,02840	58,51505	Défaut à laisser
108599,323	28	90	8,73		88,49863	82,83764	71,81002	85	Défaut à laisser
119201,968	43	70	9		91,27673	83,98830	81,02379	85	Défaut à laisser
148717,203	29	289	7,13		72,08700	57,50427	23,39646	56,90199	Défaut à atténuer
153686,961	21	80	7,13		72,08700	68,94586	51,11143	82,70736	Défaut à laisser
168508,259	42	23	7,13		72,08700	71,14181	85	85	Défaut à laisser
168508,259	42	94	7,13		72,08700	62,30589	45,35142	79,08482	Défaut à laisser
183318,842	73	46	6,35		17,57085	64,11789	107,68160	85	85
183322,169	74	266	6,35	64,11789		47,23341	81,21607	85	Défaut à laisser
183322,348	84	156	6,35	64,11789		40,59173	85	85	Défaut à laisser
183322,937	37	319	6,35	64,11789		46,02404	79,82828	85	Défaut à laisser
183324,983	82	173	6,35	64,11789		42,02604	85	85	Défaut à laisser
183325,132	80	70	6,35	64,11789		80,48786	85	85	Défaut à laisser
183336,161	85	123	6,35	64,11789		45,37467	85	85	Défaut à réparer
183336,394	81	41	6,35	64,11789		102,78452	85	85	Défaut à laisser

**2. La section SP1 BIS / SP2 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
3929,303	20	20	9,52	58,70043	96,63415	96,38078	85	85	Défaut à laisser
19769,569	20	28	8,73		88,49863	88,01278	85	85	Défaut à laisser
39266,252	35	104	7,92		80,17933	71,28268	61,21986	82,69822	Défaut à laisser
56316,272	24	148	7,92		80,17933	72,08943	50,73083	75,71395	Défaut à laisser
60494,946	65	20	7,13		72,08700	94,19106	85	85	Défaut à laisser
60495,344	45	230	7,13		72,08700	49,93286	29,60432	62,27426	Défaut à atténuer
60495,942	83	155	7,13		72,08700	30,32372	36,72360	69,49416	Défaut à réparer
60508,47	80	17	7,13		72,08700	77,05121	85	85	Défaut à laisser
60511,52	85	22	7,13		72,08700	73,20004	85	85	Défaut à laisser
85272,016	23	75	6,35		38,90471	64,11789	61,02493	79,25054	85
88812,669	77	166	6,35	64,11789		32,35237	59,47556	77,75332	Défaut à atténuer
88823,329	72	22	6,35	64,11789		76,47552	85	85	Défaut à laisser
97621,626	80	38	6,35	64,11789		59,42977	85	85	Défaut à laisser
97631,289	79	150	6,35	64,11789		28,66863	61,68259	79,31118	Défaut à atténuer
97631,384	79	17	6,35	64,11789		69,12886	85	85	Défaut à laisser
128175,477	41	46	6,35	64,11789		60,93022	85	85	Défaut à laisser
130666,627	35	57	6,35	64,11789		60,55723	85	85	Défaut à laisser
131469,584	50	138	6,35	64,11789		46,77758	63,61335	80,63257	Défaut à laisser
135909,469	72	46	6,35	64,11789		60,39512	85	85	Défaut à laisser
142350,25	85	15	6,35	57,29684	68,62987	85	85	Défaut à réparer	

**3. La section SP2 / SP3 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
35,83	21	41	12,7	61,86682	129,6	128,50531	85	85	Défaut à laisser
1274,005	21	247	9,52		96,63415	84,8934	52,15951	73,23636	Défaut à laisser
1274,158	20	29	9,52		96,63415	96,11197	85	85	Défaut à laisser
5940,518	69	26	9,52		96,63415	124,71968	85	85	Défaut à laisser
15469,346	21	107	8,73		88,49863	83,49458	65,62734	84,26625	Défaut à laisser
31022,093	26	16	6,35	39,73585	64,11789	63,80072	85	85	Défaut à laisser
41833,03	26	77	6,35		57,29684	53,95004	71,45350	85	Défaut à laisser
68467,036	45	60	6,35		57,29684	52,21440	78,79014	85	Défaut à laisser
68483,273	33	36	6,35		57,29684	55,96881	85	85	Défaut à laisser
68750,389	45	265	6,35		57,29684	38,19078	41,95415	66,70870	Défaut à atténuer
73083,226	35	365	6,35		57,29684	41,49441	38,45646	63,40142	Défaut à laisser
73167,363	80	26	6,35		57,29684	87,52569	85	85	Défaut à laisser
108475,594	85	15	6,35		57,29684	54,54901	85	85	Défaut à réparer
111841,672	85	15	6,35		57,29684	54,54901	85	85	Défaut à réparer
124174,527	50	24	6,35		57,29684	56,04723	85	85	Défaut à laisser
124615,876	77	86	10,1	61,86682	91,70361	38,45240	76,71473	85	Défaut à atténuer
125481,363	28	139	6,35	39,73585	57,29684	50,03095	54,20047	76,64030	Défaut à laisser
133243,843	50	14	6,35		57,29684	56,85581	85	85	Défaut à laisser
139006,241	64	19	6,35		57,29684	55,89097	85	85	Défaut à laisser
139009,664	30	80	6,35		57,29684	53,04785	70,27947	85	Défaut à laisser

**4. La section SP3 / Col de Selatna :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
10792,068	25	19	7,92	61,01342	80,17933	79,87602	85	85	Défaut à laisser
11854,502	35	53	7,13		72,08700	68,85190	67,53157	85	Défaut à laisser
11856,374	61	26	7,13		72,08700	77,36368	85	85	Défaut à laisser
12524,781	20	21	7,13		72,08700	71,81115	85	85	Défaut à laisser
12536,807	46	151	7,13		72,08700	54,35604	32,15558	68,25376	Défaut à atténuer
12541,245	74	100	7,13		72,08700	43,12208	43,47212	77,72090	Défaut à atténuer
12549,099	33	40	7,13		72,08700	70,26667	77,53140	85	Défaut à laisser
12549,716	32	32	7,13		72,08700	70,93103	83,97627	85	Défaut à laisser
12552,787	30	202	7,13		72,08700	59,48555	26,85664	62,48490	Défaut à atténuer
12559,884	85	59	7,13		72,08700	45,20289	63,36006	85	Défaut à réparer
12564,01	62	92	7,13		72,08700	53,66886	46,31949	79,65066	Défaut à atténuer
12584,589	83	23	7,13		72,08700	66,16049	85	85	Défaut à laisser
15417,931	65	19	7,13		72,08700	70,43485	85	85	Défaut à laisser
18466,727	85	17	7,13		72,08700	68,16649	85	85	Défaut à réparer
20495,902	31	35	6,35		44,35881	64,11789	62,82753	85	85
20496,735	29	44	6,35	64,11789		62,37719	85	85	Défaut à laisser
20514,151	48	19	6,35	64,11789		63,2912785	85	85	Défaut à laisser
26578,253	29	104	6,35	64,11789		57,79215	72,43712	82,11789	Défaut à laisser
34312,501	31	19	6,35	57,29684		56,93491	85	85	Défaut à laisser
46357,135	20	19	6,35	57,29684		57,09488	85	85	Défaut à laisser

**V.2.1.4 Application de la norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria) :**

**1. La section SPI-HEH / SPI BIS :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
42,756	22	434	12,7	61,13300	126,9	104,04188	58,00278	70,73852	Défaut à laisser
27134,984	29	56	9,52		95,12503	89,13839	77,17728	80	Défaut à laisser
97404,439	32	436	7,92		79,13763	57,01394	26,31718	49,17886	Défaut à atténuer
97533,859	45	194	7,92		79,13763	52,26959	31,91640	55,94876	Défaut à atténuer
97539,605	21	29	7,92		79,13763	77,83114	80	80	Défaut à laisser
97549,58	20	438	7,92		79,13763	65,60141	26,29893	49,15533	Défaut à laisser
108599,323	28	90	8,73		87,23125	77,35020	56,51472	74,93058	Défaut à laisser
119201,968	43	70	9		89,92913	76,32437	66,59471	80	Défaut à laisser
148717,203	29	289	7,13		71,24385	54,48831	18,01149	45,10509	Défaut à atténuer
153686,961	21	80	7,13		71,24385	65,62013	33,90617	65,73856	Défaut à laisser
168508,259	42	23	7,13		71,24385	68,97648	78,46425	80	Défaut à laisser
168508,259	42	94	7,13		71,24385	55,77673	30,16241	61,76458	Défaut à atténuer
183318,842	73	46	6,35		17,57085	63,45	43,80369	80	80
183322,169	74	266	6,35	63,45		20,29698	77,75520	80	Défaut à laisser
183322,348	84	156	6,35	63,45		15,43068	80	80	Défaut à réparer
183322,937	37	319	6,35	63,45		43,39424	76,84113	80	Défaut à laisser
183324,983	82	173	6,35	63,45		16,45458	80	80	Défaut à réparer
183325,132	80	70	6,35	63,45		29,09898	80	80	Défaut à réparer
183336,161	85	123	6,35	63,45		16,36508	80	80	Défaut à réparer
183336,394	81	41	6,35	63,45		39,89343	80	80	Défaut à réparer

**2. La section SP1 BIS / SP2 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
3929,303	20	20	9,52	54,32450	95,12503	94,49945	80	80	Défaut à laisser
19769,569	20	28	8,73		87,23125	86,06544	80	80	Défaut à laisser
39266,252	35	104	7,92		79,13763	65,06851	46,43925	68,4097	Défaut à laisser
56316,272	24	148	7,92		79,13763	67,69563	39,41169	61,97757	Défaut à laisser
60494,946	65	20	7,13		71,24385	66,90775	80	80	Défaut à laisser
60495,344	45	230	7,13		71,24385	45,4221	23,52069	49,66896	Défaut à atténuer
60495,942	83	155	7,13		71,24385	18,81975	27,24785	54,58246	Défaut à réparer
60508,47	80	17	7,13		71,24385	64,63075	80	80	Défaut à réparer
60511,52	85	22	7,13		71,24385	57,60790	80	80	Défaut à réparer
85272,016	23	75	6,35		38,90471	63,45	57,91461	66,34934	79,81363
88812,669	77	166	6,35	63,45		20,77632	50,69863	67,34285	Défaut à réparer
88823,329	72	22	6,35	63,45		56,66708	80	80	Défaut à laisser
97621,626	80	38	6,35	63,45		42,59407	80	80	Défaut à réparer
97631,289	79	150	6,35	63,45		19,95746	52,13230	68,59236	Défaut à réparer
97631,384	79	17	6,35	63,45		57,28866	80	80	Défaut à laisser
128175,477	41	46	6,35	63,45		56,89169	79,18075	80	Défaut à laisser
130666,627	35	57	6,35	63,45		56,55233	73,58186	80	Défaut à laisser
131469,584	50	138	6,35	63,45		40,93849	53,43001	69,70384	Défaut à laisser
135909,469	72	46	6,35	63,45		44,47745	79,18075	80	Défaut à laisser
142350,25	85	15	6,35	56,7	50,29589	80	80	Défaut à réparer	

**3. La section SP2 / SP3 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
35,83	21	41	12,7	61,86682	126,9	124,35597	80	80	Défaut à laisser
1274,005	21	247	9,52		95,12503	80,67134	44,36963	62,75225	Défaut à laisser
1274,158	20	29	9,52		95,12503	93,87258	80	80	Défaut à laisser
5940,518	69	26	9,52		95,12503	86,71535	80	80	Défaut à laisser
15469,346	21	107	8,73		87,23125	78,96549	51,00803	70,87623	Défaut à laisser
31022,093	26	16	6,35	39,73585	63,45	62,67186	80	80	Défaut à laisser
41833,03	26	77	6,35		56,7	50,81454	56,42867	74,86452	Défaut à laisser
68467,036	45	60	6,35		56,7	47,3039	63,74885	80	Défaut à laisser
68483,273	33	36	6,35		56,7	53,73852	79,23425	80	Défaut à laisser
68750,389	45	265	6,35		56,7	35,20751	36,39486	56,82109	Défaut à atténuer
73083,226	35	365	6,35		56,7	39,43916	34,43719	54,70976	Défaut à atténuer
73167,363	80	26	6,35		56,7	45,24507	80	80	Défaut à réparer
108475,594	85	15	6,35		56,7	50,29598	80	80	Défaut à réparer
111841,672	85	15	6,35		56,7	50,29598	80	80	Défaut à réparer
124174,527	50	24	6,35		56,7	53,76019	80	80	Défaut à réparer
124615,876	77	86	10,1	61,86682	90,18425	46,07990	6155312	7818427	Défaut à atténuer
125481,363	28	139	6,35	39,73585	56,7	46,67239	43,59040	63,99207	Défaut à laisser
133243,843	50	14	6,35		56,7	55,60687	80	80	Défaut à laisser
139006,241	64	19	6,35		56,7	53,34848	80	80	Défaut à laisser
139009,664	30	80	6,35		56,7	49,41769	55,38928	74,06278	Défaut à laisser

## 4. La section SP3 / Col de Selatna :

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
10792,068	25	19	7,92	61,01342	79,13763	78,38952	80	80	Défaut à laisser
11854,502	35	53	7,13		71,24385	64,69170	47,12997	76,77440	Défaut à laisser
11856,374	61	26	7,13		71,24385	65,41688	74,64688	80	Défaut à laisser
12524,781	20	21	7,13		71,24385	70,56868	80	80	Défaut à laisser
12536,807	46	151	7,13		71,24385	48,19727	23,00046	52,55424	Défaut à atténuer
12541,245	74	100	7,13		71,24385	33,02231	29,19413	60,45761	Défaut à réparer
12549,099	33	40	7,13		71,24385	67,23429	58,06857	80	Défaut à laisser
12549,716	32	32	7,13		71,24385	68,57464	66,96585	80	Défaut à laisser
12552,787	30	202	7,13		71,24385	55,58709	20,32706	48,61453	Défaut à atténuer
12559,884	85	59	7,13		71,24385	31,76704	43,32975	73,92614	Défaut à réparer
12564,01	62	92	7,13		71,24385	44,21191	30,91270	62,39480	Défaut à atténuer
12584,589	83	23	7,13		71,24385	58,31866	78,69511	80	Défaut à réparer
15417,931	65	19	7,13		71,24385	67,28230	80	80	Défaut à laisser
18466,727	85	17	7,13		71,24385	62,22414	80	80	Défaut à réparer
20495,902	31	35	6,35		44,35881	63,45	60,54739	80	80
20496,735	29	44	6,35	63,45		59,67495	73,53681	80	Défaut à laisser
20514,151	48	19	6,35	63,45		61,44566	80	80	Défaut à laisser
26578,253	29	104	6,35	63,45		53,70886	49,21884	68,96231	Défaut à laisser
34312,501	31	19	6,35	56,7		55,81387	80	80	Défaut à laisser
46357,135	20	19	6,35	56,7		56,20347	80	80	Défaut à laisser

➤ Analyse des tableaux :

L'analyse de la dégradation provoquée par une corrosion passe par la comparaison de la perte de métal relative de chaque défaut de corrosion  $(d/t)$  enregistré par l'outil intelligent lors de son passage avec la perte de métal relative limite  $(d/t)_{cr}$  calculé par chaque norme avec et sans coefficient de sécurité:

- $(d/t) < (d/t)_{cr 72\%}$   $\longrightarrow$  défaut à laisser ;
- $(d/t)_{cr 72\%} \leq (d/t) < (d/t)_{cr 100\%}$   $\longrightarrow$  défaut à atténuer ;
- $(d/t) \geq (d/t)_{cr 100\%}$   $\longrightarrow$  défaut à réparer.

Les normes B31G, B31G Modifiée et Shell92 tolèrent pour des piques de corrosion une perte de métal inférieure à 80% de l'épaisseur donc si  $(d/t)_{cr 72\%}$  et  $(d/t)_{cr 100\%} \geq 80\%$  on leur attribue une valeur de 80% par contre la norme DNV (RP-F101) tolère une valeur de perte de métal inférieure à 85% de l'épaisseur donc on attribuera une valeur de 85% à la perte de métal limite.

➤ Interprétation des résultats :

D'après les résultats obtenus par l'application des quatre normes aux défauts de corrosion enregistrés sur la ligne OB1. On remarque que pour les mêmes défauts analysés le nombre de défauts à laisser, à atténuer et à réparer diffère d'une norme à une autre. On remarque des différences dans l'évaluation et dans la prise de décision en fonction de la norme adoptée, là où certaines préconisent une atténuation par exemple d'autres imposeront une réparation, ces différences sont dus aux hypothèses prises pour l'élaboration des modèles d'évaluation des corrosions. par exemple sur le tronçon **SP1 BIS/ SP2** on obtient 05 défauts à réparer pour la B31G et 05 à réparer et 03 à atténuer pour la B31G Modifiée ; 14 défauts à laisser et 03 à réparer pour la DNV(RP-F101) ; 01 à atténuer et 07 défauts à réparer pour la norme Shell92. Donc la norme shell92 est la plus conservatrice vue le nombre de réparation qu'elle exige.

**Remarque :** étant donné que sur le sous tronçon caractérisé par une épaisseur de 6,35 mm, la Pms est plus basse que la pression d'exploitation on a considéré le calcul défavorable comme étant la pression la plus élevée sur ce tronçon en question au lieu de garder la pression de refoulement de la station.

➤ Représentation de l'évolution du pourcentage de perte de métal limite en fonction de la longueur axiale du défaut de corrosion :

Pour tracer le graphe de la perte de métal on fixe tous les paramètres « épaisseur, pression d'opération... » et on fait varier la longueur axiale du défaut. La démarche a été faite sur toute la ligne mais pour ne pas encombrer l'explication on prend toujours le tronçon entre SP1 BIS / SP2 comme exemple. Alors, pour une pression d'opération égale à la pression de refoulement de la station (cas le plus défavorable) et pour une épaisseur de 9.52 mm on obtient les graphes suivant :

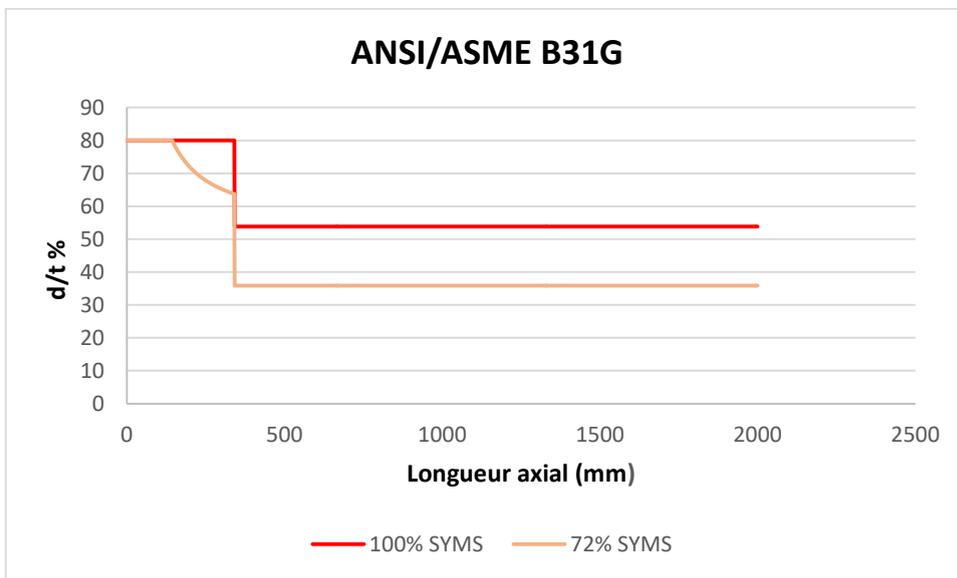


Figure V-3 Evolution de la perte de métal limite par la norme B31G

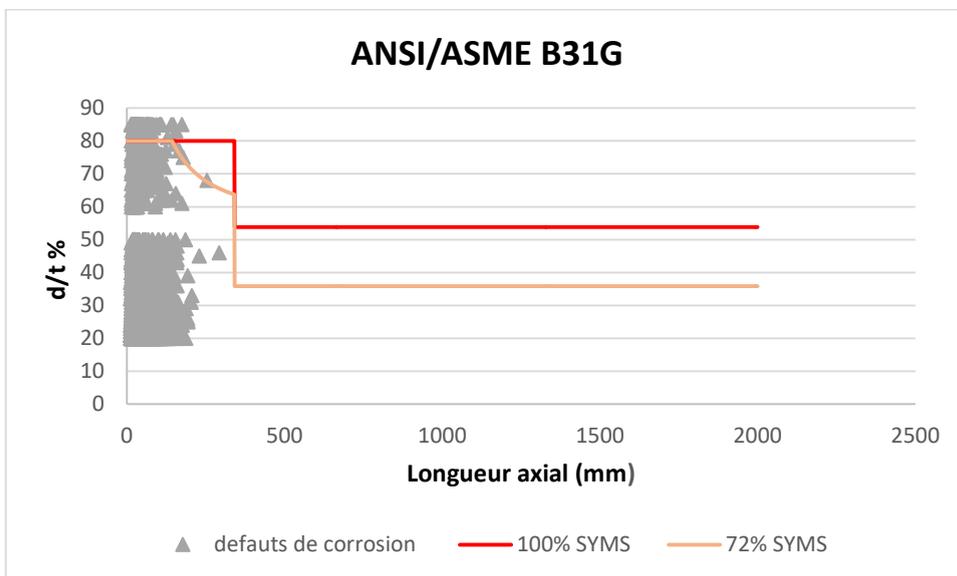


Figure V-4 Courbe de la perte de métal limite pour la norme B31G en présence des défauts

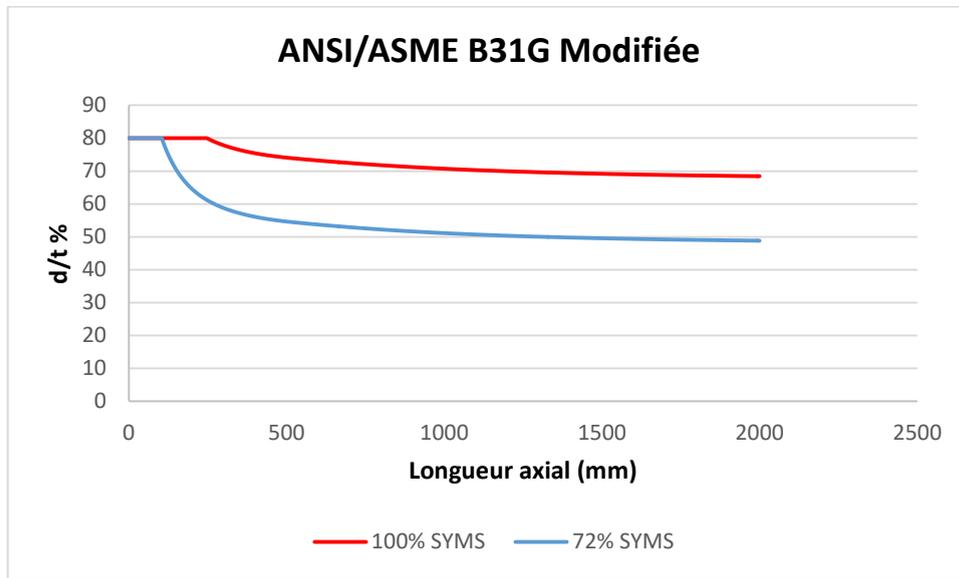


Figure V-5 Evolution de la perte de métal par la norme B31G Modifiée

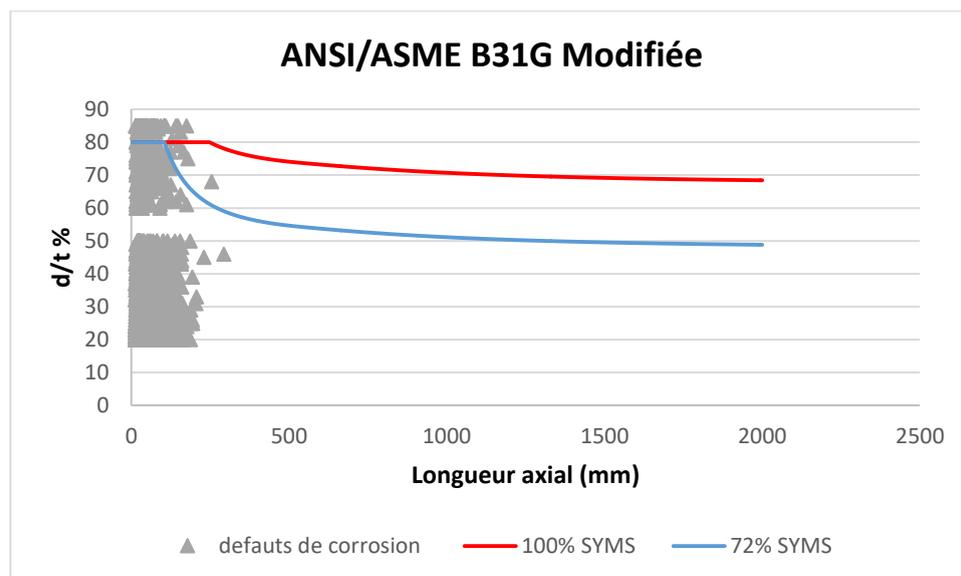


Figure V-6 courbe de la perte de métal limite pour la norme B31G Modifiée en présence des défauts

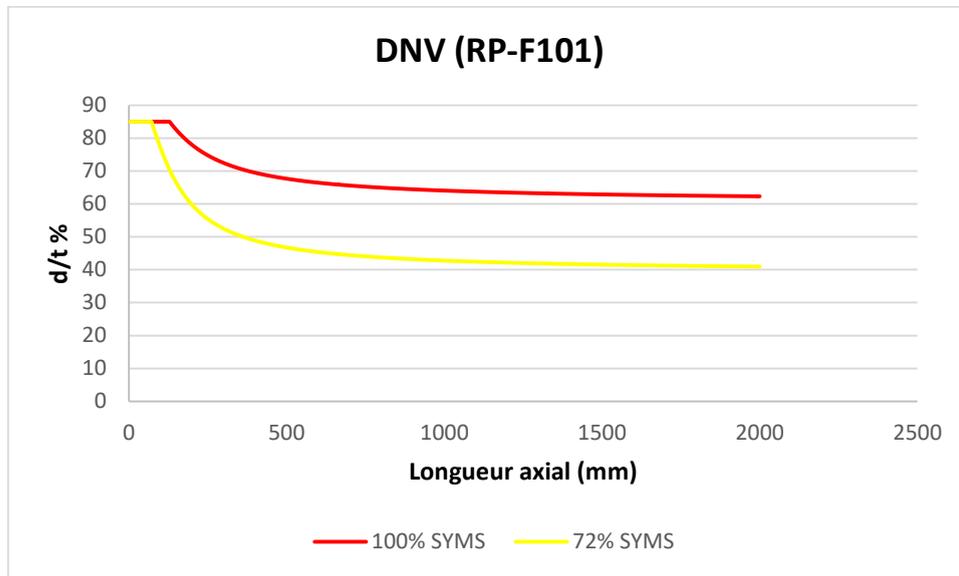


Figure V-7 Evolution de la perte de métal limite par la norme DNV

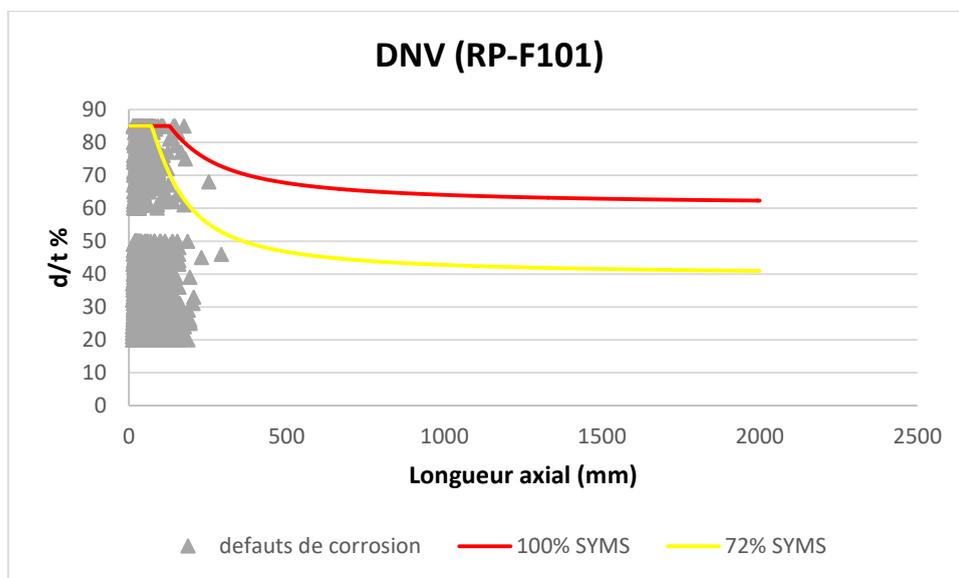


Figure V-8 Courbe de la perte métal limite pour la norme DNV en présence des défauts

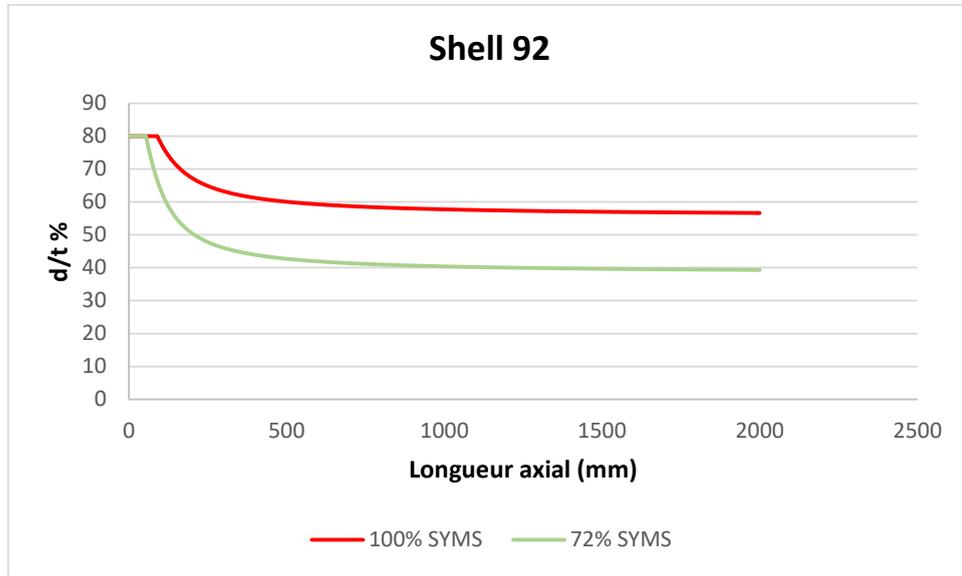


Figure V-9 Evolution de la perte de métal par la norme Shell92

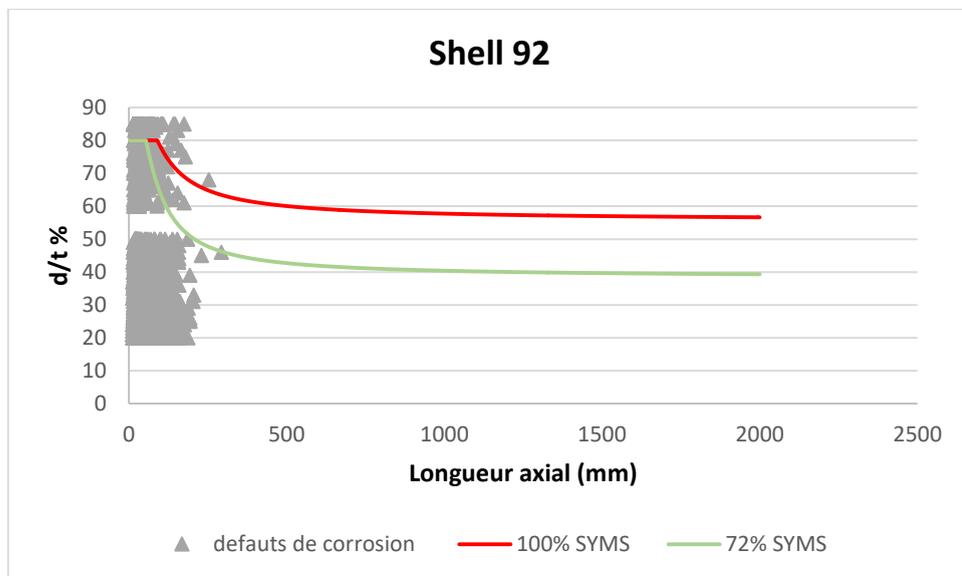
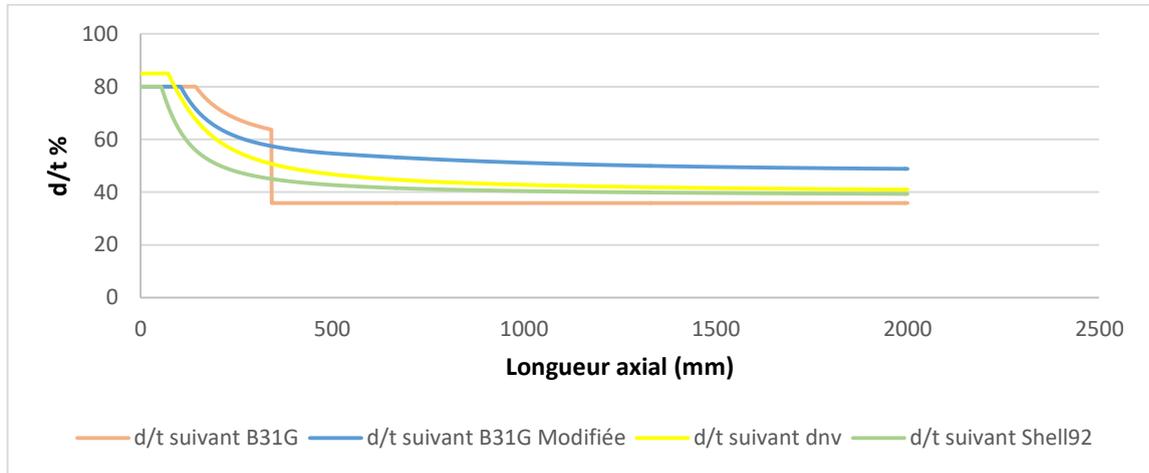


Figure V-10 courbe de la perte de métal limite pour la norme Shell92 en présence des défauts



*Figure V-11 Evolution de la perte de métal limite pour toutes les normes étudiées*

➤ **Interprétation des résultats :**

L'application des normes aux données d'inspection en ligne, fait apparaître les points de corrosion dont la profondeur dépasse les 80% de l'épaisseur du pipeline ; on remarque aussi que tous les points de corrosions enregistrés se caractérisent par de faibles longueurs, ce qui nous permet d'affirmer que nous sommes en présence de piqure de corrosion qui n'entraîne pas un éclatement mais qui peuvent être à l'origine de fuite. La comparaison entre les quatre normes, représenté dans figure au-dessus confirme partiellement ce qui a été dit de la norme ANSI/ASME B31G comme étant la norme la plus conservatrice lorsque la longueur du défaut de corrosion dépasse les 350 mm ; par ailleurs pour des longueurs inférieures à 350 mm la norme Shell 92 est plus conservatrice. On remarque aussi que la B31G Modifiée est moins sévère pour les défauts de longueur axiale supérieure 350 mm.

➤ **Résultats d'évaluation des défauts de corrosion enregistrés sur l'oléoduc OB1 par les différentes normes :**

L'application des quatre normes aux défauts de corrosion enregistrés sur la ligne OB1, nous a permis de comptabiliser les défauts de corrosion selon leur gravité. Les résultats sont mentionnés dans le tableau suivant :

Section	Normes	Type de défaut	Nbr de défaut
SP1 - SP1 BIS	B31G	A laisser	3067
		A atténuer	31
		A réparer	17
	B31G Modifiée	A laisser	3086
		A atténuer	12
		A réparer	17
	DNV	A laisser	3095
		A atténuer	18
		A réparer	2
	Shell 92	A laisser	3044
		A atténuer	54
		A réparer	17

SP1 BIS – SP2	B31G	A laisser	5314
		A atténuer	19
		A réparer	107
	B31G Modifiée	A laisser	5315
		A atténuer	18
		A réparer	107
	DNV	A laisser	5328
		A atténuer	27
		A réparer	85
	Shell 92	A laisser	5274
		A atténuer	46
		A réparer	120

SP2 – SP3	B31G	A laisser	11249
		A atténuer	121
		A réparer	590
	B31G Modifiée	A laisser	11286
		A atténuer	82
		A réparer	592
	DNV	A laisser	11422
		A atténuer	60
		A réparer	478
	Shell 92	A laisser	11221
		A atténuer	125
		A réparer	614

SP3- Col de selatna	B31G	A laisser	1307
		A atténuer	39
		A réparer	16
	B31G Modifiée	A laisser	1324
		A atténuer	21
		A réparer	17
	DNV	A laisser	1325
		A atténuer	23
		A réparer	14
	Shell 92	A laisser	1287
		A atténuer	50
		A réparer	25

➤ **Interprétation des résultats :**

L'évaluation de l'état de corrosion par cette démarche c'est-à-dire en considérant le cas le plus défavorable engendre un nombre important de réparation entraînant des coûts supplémentaires qui ne sont pas forcément nécessaires, donc cette approche peut être améliorée par une évaluation plus précise en adoptant une analyse point par point en considérant les caractéristiques géométriques et d'exploitations présentes au niveau de chaque défaut.

### V.2.2 Approche déterministe défaut par défaut :

L'approche point par point comme son nom l'indique nécessite le traitement de chaque défaut séparément, le calcul a été porté sur l'ensemble des défauts repartis sur toute la ligne de SP1-HEH au col de Selatna, enregistré par l'outil intelligent lors de l'inspection en ligne. Pour ne pas alourdir l'explication ; comme précédemment les tableaux qui suivent donne les résultats du diagnostic de quelque point de corrosion de la ligne. Ces points seront les mêmes pour toutes les normes sur toutes les sections. Mais avant cela on déterminera d'abord la pression opérationnelle.

➤ **Calcul de la pression d'opération :**

C'est la pression de service en tous points de la ligne, elle est noté par  $P_{op}$  et calculé en considérant la pression de refoulement, d'aspiration et les pertes de charge du tronçon.

$$H_{ref} = i * l + H_{asp} + \Delta z$$

$$H_{ref} = i * l_{défaut} + \Delta z + H_{op}$$

Avec :  $\Delta z = z_{défaut} - z_{ref}$

Donc :  $H_{op} = H_{ref} - i * l_{défaut} - \Delta z$

$$P_{op} = H_{op} * \rho * g * 10^{-5}$$

**V.2.2.1 Application de la norme ANSI/ASME B31G :**

**1. La section SP1 / SP1 BIS :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
42,756	22	434	12,7	61,30374	111	95,238	49,79218	36,85037	Défaut à laisser
27134,984	29	56	9,52	54,42620	83,20629	88,06489	80	80	Défaut à laisser
97404,439	32	436	7,92	36,26395	69,22204	51,77809	52,37467	65,70976	Défaut à laisser
97533,859	45	194	7,92	36,42695	69,22204	60,00176	80	80	Défaut à laisser
97539,605	21	29	7,92	36,42967	69,22204	75,37167	80	80	Défaut à laisser
97549,58	20	438	7,92	36,42583	69,22204	60,91540	52,16206	65,55668	Défaut à laisser
108599,323	28	90	8,73	33,26708	76,30157	79,81992	80	80	Défaut à laisser
119201,968	43	70	9	30,74017	78,66141	79,03857	80	80	Défaut à laisser
148717,203	29	289	7,13	23,10778	62,31732	58,07523	80	80	Défaut à laisser
153686,961	21	80	7,13	22,17833	62,31732	65,13665	80	80	Défaut à laisser
168508,259	42	23	7,13	17,53861	62,31732	67,36340	80	80	Défaut à laisser
168508,259	42	94	7,13	17,53861	62,31732	59,67609	80	80	Défaut à laisser
183318,842	73	46	6,35	12,99521	55,5	52,77101	80	80	Défaut à laisser
183322,169	74	266	6,35	13,00332	55,5	35,35083	80	80	Défaut à laisser
183322,348	84	156	6,35	13,00374	55,5	34,81171	80	80	Défaut à réparer
183322,937	37	319	6,35	13,00518	55,5	38,4615	78,69748	80	Défaut à laisser
183324,983	82	173	6,35	13,00988	55,5	34,77840	80	80	Défaut à réparer
183325,132	80	70	6,35	13,01024	55,5	45,67438	80	80	Défaut à réparer
183336,161	85	123	6,35	13,02580	55,5	36,70678	80	80	Défaut à réparer
183336,394	81	41	6,35	13,02581	55,5	52,53049	80	80	Défaut à réparer

**2. La section SP1 BIS / SP2 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
3929,303	20	20	9,52	54,32450	83,20629	91,15670	80	80	Défaut à laisser
19769,569	20	28	8,73	51,43725	76,30157	83,23989	80	80	Défaut à laisser
39266,252	35	104	7,92	48,00392	69,22204	67,86332	80	80	Défaut à laisser
56316,272	24	148	7,92	45,38806	69,22204	69,10654	80	80	Défaut à laisser
60494,946	65	20	7,13	42,31444	62,31732	66,77259	80	80	Défaut à laisser
60495,344	45	230	7,13	42,31192	62,31732	52,82806	7076158	80	Défaut à laisser
60495,942	83	155	7,13	42,30836	62,31732	40,17884	7816593	80	Défaut à réparer
60508,47	80	17	7,13	42,23704	62,31732	66,60777	80	80	Défaut à réparer
60511,52	85	22	7,13	42,22175	62,31732	65,00866	80	80	Défaut à réparer
85272,016	23	75	6,35	34,91654	55,5	57,71175	80	80	Défaut à laisser
88812,669	77	166	6,35	34,22893	55,5	37,07677	80	80	Défaut à laisser
88823,329	72	22	6,35	34,25115	55,5	58,54201	80	80	Défaut à laisser
97621,626	80	38	6,35	31,83693	55,5	53,57469	80	80	Défaut à réparer
97631,289	79	150	6,35	31,82356	55,5	37,13606	80	80	Défaut à laisser
97631,384	79	17	6,35	31,82345	55,5	59,17342	80	80	Défaut à laisser
128175,477	41	46	6,35	24,55183	55,5	57,47259	80	80	Défaut à laisser
130666,627	35	57	6,35	23,36193	55,5	57,12075	80	80	Défaut à laisser
131469,584	50	138	6,35	22,95727	55,5	47,89526	80	80	Défaut à laisser
135909,469	72	46	6,35	20,24261	55,5	52,96020	80	80	Défaut à laisser
142350,25	85	15	6,35	16,63910	43,5	46,48824	80	80	Défaut à réparer

**3. La section SP2 / SP3 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
35,83	21	41	12,7	62,08293	111	120,59344	80	80	Défaut à laisser
1274,005	21	247	9,52	61,45884	83,20629	82,48292	63,11218	80	Défaut à laisser
1274,158	20	29	9,52	61,45871	83,20629	90,78374	80	80	Défaut à laisser
5940,518	69	26	9,52	57,76999	83,20629	88,26082	80	80	Défaut à laisser
15469,346	21	107	8,73	49,45521	76,30157	78,88290	80	80	Défaut à laisser
31022,093	26	16	6,35	35,83992	55,5	60,60232	80	80	Défaut à laisser
41833,03	26	77	6,35	26,35953	43,5	77,76161	80	80	Défaut à laisser
68467,036	45	60	6,35	25,99414	43,5	43,34929	80	80	Défaut à laisser
68483,273	33	36	6,35	26,00422	43,5	46,38993	80	80	Défaut à laisser
68750,389	45	265	6,35	25,98250	43,5	36,26104	79,53092	80	Défaut à laisser
73083,226	35	365	6,35	24,96284	43,5	31,1025	47,83103	62,43834	Défaut à laisser
73167,363	80	26	6,35	24,95167	43,5	44,63092	80	80	Défaut à réparer
108475,594	85	15	6,35	16,1895	43,5	46,48824	80	80	Défaut à réparer
111841,672	85	15	6,35	14,75206	43,5	46,48824	80	80	Défaut à réparer
124174,527	50	24	6,35	10,09921	43,5	46,58014	80	80	Défaut à laisser
124615,876	77	86	10,1	9,96620	69,18897	58,50079	80	80	Défaut à laisser
125481,363	28	139	6,35	9,81667	43,5	42,47043	80	80	Défaut à laisser
133243,843	50	14	6,35	6,08703	43,5	47,38568	80	80	Défaut à laisser
139006,241	64	19	6,35	2,56589	43,5	46,62749	80	80	Défaut à laisser
139009,664	30	80	6,35	2,56490	43,5	44,06839	80	80	Défaut à laisser

**4. La section SP3 / Col de Selatna :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
10792,068	25	19	7,92	52,27127	69,22204	7571204	80	80	Défaut à laisser
11854,502	35	53	7,13	51,11369	62,31732	64,84556	80	80	Défaut à laisser
11856,374	61	26	7,13	51,12127	62,31732	65,98116	80	80	Défaut à laisser
12524,781	20	21	7,13	50,63905	62,31732	68,14901	80	80	Défaut à laisser
12536,807	46	151	7,13	50,62686	62,31732	54,92574	58,04816	80	Défaut à laisser
12541,245	74	100	7,13	50,61889	62,31732	49,12606	69,88631	80	Défaut à atténuer
12549,099	33	40	7,13	50,60711	62,31732	66,29115	80	80	Défaut à laisser
12549,716	32	32	7,13	50,60684	62,31732	67,04929	80	80	Défaut à laisser
12552,787	30	202	7,13	50,60635	62,31732	58,88174	52,58983	80	Défaut à laisser
12559,884	85	59	7,13	50,60452	62,31732	53,29828	80	80	Défaut à réparer
12564,01	62	92	7,13	50,60050	62,31732	54,24932	73,00152	80	Défaut à laisser
12584,589	83	23	7,13	50,58058	62,31732	54,90974	80	80	Défaut à réparer
15417,931	65	19	7,13	46,95955	62,31732	66,93380	80	80	Défaut à laisser
18466,727	85	17	7,13	44,56032	62,31732	66,33681	80	80	Défaut à réparer
20495,902	31	35	6,35	39,95981	55,5	59,40323	80	80	Défaut à laisser
20496,735	29	44	6,35	39,96407	55,5	58,87020	80	80	Défaut à laisser
20514,151	48	19	6,35	40,00814	55,5	60,05433	80	80	Défaut à laisser
26578,253	29	104	6,35	36,55874	55,5	55,18513	80	80	Défaut à laisser
34312,501	31	19	6,35	23,03674	43,5	47,41483	80	80	Défaut à laisser
46357,135	20	19	6,35	1,74100	43,5	47,59204	80	80	Défaut à laisser

## V.2.2.2 Application de la norme ANSI/ASME B31G Modifiée :

## 1. La section SP1 / SP1 BIS :

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
42,756	22	434	12,7	61,30374	131,6896	112,6398	71,71874	80	Défaut à laisser
27134,984	29	56	9,52	54,42620	98,71539	94,52478	80	80	Défaut à laisser
97404,439	32	436	7,92	36,26395	82,12457	63,61043	72,80190	80	Défaut à laisser
97533,859	45	194	7,92	36,42695	82,12457	60,40025	80	80	Défaut à laisser
97539,605	21	29	7,92	36,42967	82,12455 7	81,23319	80	80	Défaut à laisser
97549,58	20	438	7,92	36,42583	82,12457	70,81548	72,55493	80	Défaut à laisser
108599,323	28	90	8,73	33,26708	90,52367	83,16290	80	80	Défaut à laisser
119201,968	43	70	9	30,74017	93,32337	83,73525	80	80	Défaut à laisser
148717,203	29	289	7,13	23,10778	73,93285	60,01270	80	80	Défaut à laisser
153686,961	21	80	7,13	22,17833	73,93285	69,72584	80	80	Défaut à laisser
168508,259	42	23	7,13	17,53861	73,93285	72,47985	80	80	Défaut à laisser
168508,259	42	94	7,13	17,53861	73,93285	62,33643	80	8	Défaut à laisser
183318,842	73	46	6,35	12,99521	65,84482	53,81076	80	80	Défaut à laisser
183322,169	74	266	6,35	13,00332	65,84482	30,03867	80	80	Défaut à laisser
183322,348	84	156	6,35	13,00374	65,84482	27,91948	80	80	Défaut à réparer
183322,937	37	319	6,35	13,00518	65,84482	49,10235	80	80	Défaut à laisser
183324,983	82	173	6,35	13,00988	65,84482	28,22853	80	80	Défaut à réparer
183325,132	80	70	6,35	13,01024	65,84482	42,86175	80	80	Défaut à réparer
183336,161	85	123	6,35	13,02580	65,84482	30,04152	80	80	Défaut à réparer
183336,394	81	41	6,35	13,02581	65,84482	52,5865	80	80	Défaut à réparer

## 2. La section SP1 BIS / SP2 :

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
3929,303	20	20	9,52	54,32450	98,71539	98,29380	80	80	Défaut à laisser
19769,569	20	28	8,73	51,43725	90,52367	89,72945	80	80	Défaut à laisser
39266,252	35	104	7,92	48,00392	82,12457	71,44444	78,60835	80	Défaut à laisser
56316,272	24	148	7,92	45,38806	82,12457	73,03733	73,53814	80	Défaut à laisser
60494,946	65	20	7,13	42,31444	73,93285	71,49075	80	80	Défaut à laisser
60495,344	45	230	7,13	42,31192	73,93285	52,72310	62,94596	80	Défaut à laisser
60495,942	83	155	7,13	42,30836	73,93285	32,87341	69,30508	80	Défaut à réparer
60508,47	80	17	7,13	42,23704	73,93285	70,88648	80	80	Défaut à réparer
60511,52	85	22	7,13	42,22175	73,93285	68,05248	80	80	Défaut à réparer
85272,016	23	75	6,35	34,91654	65,84482	61,71431	80	80	Défaut à laisser
88812,669	77	166	6,35	34,22893	65,84482	31,79091	72,97317	80	Défaut à atténuer
88823,329	72	22	6,35	34,25115	65,84482	62,21039	80	80	Défaut à laisser
97621,626	80	38	6,35	31,83693	65,84482	54,33830	80	80	Défaut à réparer
97631,289	79	150	6,35	31,82356	65,84482	31,59432	78,63723	80	Défaut à atténuer
97631,384	79	17	6,35	31,82345	65,84482	62,93443	80	80	Défaut à laisser
128175,477	41	46	6,35	24,55183	65,84482	61,35575	80	80	Défaut à laisser
130666,627	35	57	6,35	23,36193	65,84482	60,94042	80	80	Défaut à laisser
131469,584	50	138	6,35	22,95727	65,84482	48,06837	80	80	Défaut à laisser
135909,469	72	46	6,35	20,24261	65,84482	54,16023	80	80	Défaut à laisser
142350,25	85	15	6,35	16,63910	53,84482	51,46672	80	80	Défaut à réparer

## 3. La section SP2 / SP3 :

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
35,83	21	41	12,7	62,08293	131,6896	129,9446	80	80	Défaut à laisser
1274,005	21	247	9,52	61,45884	98,71539	86,86364	57,78777	77,901330	Défaut à laisser
1274,158	20	29	9,52	61,45871	98,71539	97,86246	80	80	Défaut à laisser
5940,518	69	26	9,52	57,76999	98,71539	94,09272	80	80	Défaut à laisser
15469,346	21	107	8,73	49,45521	90,52367	84,20262	80	80	Défaut à laisser
31022,093	26	16	6,35	35,83992	65,84482	65,32551	80	80	Défaut à laisser
41833,03	26	77	6,35	26,35953	53,84482	49,82385	80	80	Défaut à laisser
68467,036	45	60	6,35	25,99414	53,84482	47,78811	80	80	Défaut à laisser
68483,273	33	36	6,35	26,00422	53,84482	52,00395	80	80	Défaut à laisser
68750,389	45	265	6,35	25,98250	53,84482	37,52402	71,09491	80	Défaut à laisser
73083,226	35	365	6,35	24,96284	53,84482	40,62870	70,70593	80	Défaut à laisser
73167,363	80	26	6,35	24,95167	53,84482	48,61544	80	80	Défaut à réparer
108475,594	85	15	6,35	16,1895	53,84482	51,46672	80	80	Défaut à réparer
111841,672	85	15	6,35	14,75206	53,84482	51,46672	80	80	Défaut à réparer
124174,527	50	24	6,35	10,09921	53,84482	52,16307	80	80	Défaut à laisser
124615,876	77	86	10,1	9,96620	85,64295	58,58287	80	80	Défaut à laisser
125481,363	28	139	6,35	9,81667	53,84482	46,53447	80	80	Défaut à laisser
133243,843	50	14	6,35	6,08703	53,84482	53,23442	80	80	Défaut à laisser
139006,241	64	19	6,35	2,56589	53,84482	52,10305	80	80	Défaut à laisser
139009,664	30	80	6,35	2,56490	53,84482	48,86352	80	80	Défaut à laisser

## 4. La section SP3 / Col de Selatna :

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
10792,068	25	19	7,92	52,27127	82,12457	81,62554	80	80	Défaut à laisser
11854,502	35	53	7,13	51,11369	73,93285	69,34877	80	80	Défaut à laisser
11856,374	61	26	7,13	51,12127	73,93285	70,48266	80	80	Défaut à laisser
12524,781	20	21	7,13	50,63905	73,93285	73,47574	80	80	Défaut à laisser
12536,807	46	151	7,13	50,62686	73,93285	55,64240	55,69952	78,54052	Défaut à laisser
12541,245	74	100	7,13	50,61889	73,93285	46,01032	66,19888	80	Défaut à atténuer
12549,099	33	40	7,13	50,60711	73,93285	71,19806	80	80	Défaut à laisser
12549,716	32	32	7,13	50,60684	73,93285	72,13938	80	80	Défaut à laisser
12552,787	30	202	7,13	50,60635	73,93285	61,15294	50,60977	73,83851	Défaut à laisser
12559,884	85	59	7,13	50,60452	73,93285	50,02065	80	80	Défaut à réparer
12564,01	62	92	7,13	50,60050	73,93285	54,18099	68,81591	80	Défaut à laisser
12584,589	83	23	7,13	50,58058	73,93285	68,04697	80	80	Défaut à réparer
15417,931	65	19	7,13	46,95955	73,93285	71,71300	80	80	Défaut à laisser
18466,727	85	17	7,13	44,56032	73,93285	70,23469	80	80	Défaut à réparer
20495,902	31	35	6,35	39,95981	65,84482	63,86918	80	80	Défaut à laisser
20496,735	29	44	6,35	39,96407	65,84482	63,21252	80	80	Défaut à laisser
20514,151	48	19	6,35	40,00814	65,84482	64,59730	80	80	Défaut à laisser
26578,253	29	104	6,35	36,55874	65,84482	58,31951	78,83142	80	Défaut à laisser
34312,501	31	19	6,35	23,03674	53,84482	53,31036	80	80	Défaut à laisser
46357,135	20	19	6,35	1,74100	53,84482	53,53755	80	80	Défaut à laisser

**V.2.2.3 Application de la norme DNV (RP-F101) :****1. La section SP1 / SP1 BIS :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
42,756	22	434	12,7	61,30374	129,6	109,31660	62,87349	77,47317	Défaut à laisser
27134,984	29	56	9,52	54,42620	96,63415	93,77983	85	85	Défaut à laisser
97404,439	32	436	7,92	36,26395	80,17933	59,78663	62,55736	76,89337	Défaut à laisser
97533,859	45	194	7,92	36,42695	80,17933	58,28951	72,35154	83,32754	Défaut à laisser
97539,605	21	29	7,92	36,42967	80,17933	79,62997	85	85	Défaut à laisser
97549,58	20	438	7,92	36,42583	80,17933	67,86259	62,32873	76,75256	Défaut à laisser
108599,323	28	90	8,73	33,26708	88,49863	82,83764	85	85	Défaut à laisser
119201,968	43	70	9	30,74017	91,27673	83,98830	85	85	Défaut à laisser
148717,203	29	289	7,13	23,10778	72,08700	57,50427	77,34445	85	Défaut à laisser
153686,961	21	80	7,13	22,17833	72,08700	68,94586	85	85	Défaut à laisser
168508,259	42	23	7,13	17,53861	72,08700	71,14181	85	85	Défaut à laisser
168508,259	42	94	7,13	17,53861	72,08700	62,30589	85	85	Défaut à laisser
183318,842	73	46	6,35	12,99521	64,11789	107,68160	85	85	Défaut à laisser
183322,169	74	266	6,35	13,00332	64,11789	47,23341	85	85	Défaut à laisser
183322,348	84	156	6,35	13,00374	64,11789	40,59173	85	85	Défaut à laisser
183322,937	37	319	6,35	13,00518	64,11789	46,02404	85	85	Défaut à laisser
183324,983	82	173	6,35	13,00988	64,11789	42,02604	85	85	Défaut à laisser
183325,132	80	70	6,35	13,01024	64,11789	80,48786	85	85	Défaut à laisser
183336,161	85	123	6,35	13,02580	64,11789	45,37467	85	85	Défaut à réparer
183336,394	81	41	6,35	13,02581	64,11789	102,78452	85	85	Défaut à laisser

**2. La section SP1 BIS / SP2 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
3929,303	20	20	9,52	54,32450	96,63415	96,38078	85	85	Défaut à laisser
19769,569	20	28	8,73	51,43725	88,49863	88,01278	85	85	Défaut à laisser
39266,252	35	104	7,92	48,00392	80,17933	71,28268	74,30457	85	Défaut à laisser
56316,272	24	148	7,92	45,38806	80,17933	72,08943	68,32459	82,92740	Défaut à laisser
60494,946	65	20	7,13	42,31444	72,08700	94,19106	85	85	Défaut à laisser
60495,344	45	230	7,13	42,31192	72,08700	49,93286	56,47806	75,02708	Défaut à laisser
60495,942	83	155	7,13	42,30836	72,08700	30,32372	64,17366	80,57005	Défaut à réparer
60508,47	80	17	7,13	42,23704	72,08700	77,05121	85	85	Défaut à laisser
60511,52	85	22	7,13	42,22175	72,08700	73,20004	85	85	Défaut à réparer
85272,016	23	75	6,35	34,91654	64,11789	61,02493	83,13320	85	Défaut à laisser
88812,669	77	166	6,35	34,22893	64,11789	32,35237	66,41462	81,06721	Défaut à atténuer
88823,329	72	22	6,35	34,25115	64,11789	76,47552	85	85	Défaut à laisser
97621,626	80	38	6,35	31,83693	64,11789	59,42977	85	85	Défaut à laisser
97631,289	79	150	6,35	31,82356	64,11789	28,66863	71,59644	83,97242	Défaut à atténuer
97631,384	79	17	6,35	31,82345	64,11789	69,12886	85	85	Défaut à laisser
128175,477	41	46	6,35	24,55183	64,11789	60,93022	85	85	Défaut à laisser
130666,627	35	57	6,35	23,36193	64,11789	60,55723	85	85	Défaut à laisser
131469,584	50	138	6,35	22,95727	64,11789	46,77758	82,86681	85	Défaut à laisser
135909,469	72	46	6,35	20,24261	64,11789	60,39512	85	85	Défaut à laisser
142350,25	85	15	6,35	16,63910	57,29684	68,62987	85	85	Défaut à réparer

**3. La section SP2 / SP3 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
35,83	21	41	12,7	62,08293	129,6	128,50531	85	85	Défaut à laisser
1274,005	21	247	9,52	61,45884	96,63415	84,8934	52,61553	73,45689	Défaut à laisser
1274,158	20	29	9,52	61,45871	96,63415	96,11197	85	85	Défaut à laisser
5940,518	69	26	9,52	57,76999	96,63415	124,71968	85	85	Défaut à laisser
15469,346	21	107	8,73	49,45521	88,49863	83,49458	77,78560	85	Défaut à laisser
31022,093	26	16	6,35	35,83992	64,11789	63,80072	85	85	Défaut à laisser
41833,03	26	77	6,35	26,35953	57,29684	53,95004	85	85	Défaut à laisser
68467,036	45	60	6,35	25,99414	57,29684	52,21440	85	85	Défaut à laisser
68483,273	33	36	6,35	26,00422	57,29684	55,96881	85	85	Défaut à laisser
68750,389	45	265	6,35	25,98250	57,29684	38,19078	66,34196	79,71664	Défaut à laisser
73083,226	35	365	6,35	24,96284	57,29684	41,49441	64,68190	78,23388	Défaut à laisser
73167,363	80	26	6,35	24,95167	57,29684	87,52569	85	85	Défaut à laisser
108475,594	85	15	6,35	16,1895	57,29684	54,54901	85	85	Défaut à réparer
111841,672	85	15	6,35	14,75206	57,29684	54,54901	85	85	Défaut à réparer
124174,527	50	24	6,35	10,09921	57,29684	56,04723	85	85	Défaut à laisser
124615,876	77	86	10,1	9,96620	91,70361	38,45240	85	85	Défaut à laisser
125481,363	28	139	6,35	9,81667	57,29684	50,03095	85	85	Défaut à laisser
133243,843	50	14	6,35	6,08703	57,29684	56,85581	85	85	Défaut à laisser
139006,241	64	19	6,35	2,56589	57,29684	55,89097	85	85	Défaut à laisser
139009,664	30	80	6,35	2,56490	57,29684	53,04785	85	85	Défaut à laisser

## 4. La section SP3 / Col de Selatna :

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
10792,068	25	19	7,92	52,27127	80,17933	79,87602	85	85	Défaut à laisser
11854,502	35	53	7,13	51,11369	72,08700	68,85190	82,46329	85	Défaut à laisser
11856,374	61	26	7,13	51,12127	72,08700	77,36368	85	85	Défaut à laisser
12524,781	20	21	7,13	50,63905	72,08700	71,81115	85	85	Défaut à laisser
12536,807	46	151	7,13	50,62686	72,08700	54,35604	52,53821	75,76831	Défaut à laisser
12541,245	74	100	7,13	50,61889	72,08700	43,12208	64,24840	83,5397	Défaut à atténuer
12549,099	33	40	7,13	50,60711	72,08700	70,26667	85	85	Défaut à laisser
12549,716	32	32	7,13	50,60684	72,08700	70,93103	85	85	Défaut à laisser
12552,787	30	202	7,13	50,60635	72,08700	59,48555	46,19982	70,79576	Défaut à laisser
12559,884	85	59	7,13	50,60452	72,08700	45,20289	80,17746	85	Défaut à réparer
12564,01	62	92	7,13	50,60050	72,08700	53,66886	66,87435	85	Défaut à laisser
12584,589	83	23	7,13	50,58058	72,08700	66,16049	85	85	Défaut à laisser
15417,931	65	19	7,13	46,95955	72,08700	70,43485	85	85	Défaut à laisser
18466,727	85	17	7,13	44,56032	72,08700	68,16649	85	85	Défaut à réparer
20495,902	31	35	6,35	39,95981	64,11789	62,82753	85	85	Défaut à laisser
20496,735	29	44	6,35	39,96407	64,11789	62,37719	85	85	Défaut à laisser
20514,151	48	19	6,35	40,00814	64,11789	63,29127	85	85	Défaut à laisser
26578,253	29	104	6,35	36,55874	64,11789	57,79215	73,77402	85	Défaut à laisser
34312,501	31	19	6,35	23,03674	57,29684	56,93491	85	85	Défaut à laisser
46357,135	20	19	6,35	1,74100	57,29684	57,09488	85	85	Défaut à laisser

**V.2.2.4 Application de la norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria) :****1. La section SP1 / SP1 BIS :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
42,756	22	434	12,7	61,30374	126,9	104,04188	57,87146	70,64998	Défaut à laisser
27134,984	29	56	9,52	54,42620	95,12503	89,13839	80	80	Défaut à laisser
97404,439	32	436	7,92	36,26395	79,13763	57,01394	58,91152	71,12304	Défaut à laisser
97533,859	45	194	7,92	36,42695	79,13763	52,26959	65,11156	76,25296	Défaut à laisser
97539,605	21	29	7,92	36,42967	79,13763	77,83114	80	80	Défaut à laisser
97549,58	20	438	7,92	36,42583	79,13763	65,60141	80	80	Défaut à laisser
108599,323	28	90	8,73	33,26708	87,23125	77,35020	80	80	Défaut à laisser
119201,968	43	70	9	30,74017	89,92913	76,32437	80	80	Défaut à laisser
148717,203	29	289	7,13	23,10778	71,24385	54,48831	73,45312	80	Défaut à laisser
153686,961	21	80	7,13	22,17833	71,24385	65,62013	80	80	Défaut à laisser
168508,259	42	23	7,13	17,53861	71,24385	68,97648	80	80	Défaut à laisser
168508,259	42	94	7,13	17,53861	71,24385	55,77673	80	80	Défaut à laisser
183318,842	73	46	6,35	12,99521	63,45	43,80369	80	80	Défaut à laisser
183322,169	74	266	6,35	13,00332	63,45	20,29698	80	80	Défaut à laisser
183322,348	84	156	6,35	13,00374	63,45	15,43068	80	80	Défaut à réparer
183322,937	37	319	6,35	13,00518	63,45	43,39424	80	80	Défaut à laisser
183324,983	82	173	6,35	13,00988	63,45	16,45458	80	80	Défaut à réparer
183325,132	80	70	6,35	13,01024	63,45	29,09898	80	80	Défaut à réparer
183336,161	85	123	6,35	13,02580	63,45	16,36508	80	80	Défaut à réparer
183336,394	81	41	6,35	13,02581	63,45	39,89343	80	80	Défaut à réparer

**2. La section SP1 BIS / SP2 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
3929,303	20	20	9,52	54,32450	95,12503	94,49945	80	80	Défaut à laisser
19769,569	20	28	8,73	51,43725	87,23125	86,06544	80	80	Défaut à laisser
39266,252	35	104	7,92	48,00392	79,13763	65,06851	61,76126	76,25678	Défaut à laisser
56316,272	24	148	7,92	45,38806	79,13763	67,69563	58,14600	72,64846	Défaut à laisser
60494,946	65	20	7,13	42,31444	71,24385	66,90775	80	80	Défaut à laisser
60495,344	45	230	7,13	42,31192	71,24385	45,4221	49,59972	65,82984	Défaut à laisser
60495,942	83	155	7,13	42,30836	71,24385	18,81975	54,57892	70,11800	Défaut à réparer
60508,47	80	17	7,13	42,23704	71,24385	64,63075	80	80	Défaut à laisser
60511,52	85	22	7,13	42,22175	71,24385	57,60790	80	80	Défaut à réparer
85272,016	23	75	6,35	34,91654	63,45	57,91461	71,86173	80	Défaut à laisser
88812,669	77	166	6,35	34,22893	63,45	20,77632	58,18472	71,96101	Défaut à réparer
88823,329	72	22	6,35	34,25115	63,45	56,66708	80	80	Défaut à laisser
97621,626	80	38	6,35	31,83693	63,45	42,59407	80	80	Défaut à réparer
97631,289	79	150	6,35	31,82356	63,45	19,95746	63,17486	75,33301	Défaut à réparer
97631,384	79	17	6,35	31,82345	63,45	57,28866	80	80	Défaut à laisser
128175,477	41	46	6,35	24,55183	63,45	56,89169	80	80	Défaut à laisser
130666,627	35	57	6,35	23,36193	63,45	56,55233	80	80	Défaut à laisser
131469,584	50	138	6,35	22,95727	63,45	40,93849	76,23364	80	Défaut à laisser
135909,469	72	46	6,35	20,24261	63,45	44,47745	80	80	Défaut à laisser
142350,25	85	15	6,35	16,63910	56,7	50,29589	80	80	Défaut à réparer

**3. La section SP2 / SP3 :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =0.72	(d/t) <sub>cr</sub> k <sub>s</sub> =1	decision
35,83	21	41	12,7	62,08293	126,9	124,35597	80	80	Défaut à laisser
1274,005	21	247	9,52	61,45884	9512503	8067134	44,84437	63,04178	Défaut à laisser
1274,158	20	29	9,52	61,45871	9512503	9387258	80	80	Défaut à laisser
5940,518	69	26	9,52	57,76999	9512503	8671535	80	80	Défaut à laisser
15469,346	21	107	8,73	49,45521	8723125	7896549	65,98375	78,64026	Défaut à laisser
31022,093	26	16	6,35	35,83992	635	6267186	80	80	Défaut à laisser
41833,03	26	77	6,35	26,35953	567	5081454	77,73659	80	Défaut à laisser
68467,036	45	60	6,35	25,99414	567	473039	80	80	Défaut à laisser
68483,273	33	36	6,35	26,00422	567	5373852	80	80	Défaut à laisser
68750,389	45	265	6,35	25,98250	567	3520751	80	80	Défaut à laisser
73083,226	35	365	6,35	24,96284	567	3943916	61,00159	72,61002	Défaut à laisser
73167,363	80	26	6,35	24,95167	567	4524507	80	80	Défaut à réparer
108475,594	85	15	6,35	16,1895	567	5029598	80	80	Défaut à réparer
111841,672	85	15	6,35	14,75206	567	5029598	80	80	Défaut à réparer
124174,527	50	24	6,35	10,09921	567	5376019	80	80	Défaut à laisser
124615,876	77	86	10,1	9,96620	9018425	4607990	80	80	Défaut à laisser
125481,363	28	139	6,35	9,81667	567	4667239	80	80	Défaut à laisser
133243,843	50	14	6,35	6,08703	567	5560687	80	80	Défaut à laisser
139006,241	64	19	6,35	2,56589	567	5334848	80	80	Défaut à laisser
139009,664	30	80	6,35	2,56490	567	4941769	80	80	Défaut à laisser

**4. La section SP3 /Col de Selatna :**

Distance	Profondeur %	Longueur axial(mm)	Epaisseur (mm)	Pop (bars)	Pms (bars)	Pred (bars)	$(d/t)_{cr}$ $k_s=0.72$	$(d/t)_{cr}$ $k_s=1$	decision
10792,068	25	19	7,92	52,27127	79,13763	78,38952	80	80	Défaut à laisser
11854,502	35	53	7,13	51,11369	71,24385	64,69170	67,67698	80	Défaut à laisser
11856,374	61	26	7,13	51,12127	71,24385	65,41688	80	80	Défaut à laisser
12524,781	20	21	7,13	50,63905	71,24385	70,56868	80	80	Défaut à laisser
12536,807	46	151	7,13	50,62686	71,24385	48,19727	42,04504	62,96850	Défaut à atténuer
12541,245	74	100	7,13	50,61889	71,24385	33,02231	50,04825	70,13007	Défaut à réparer
12549,099	33	40	7,13	50,60711	71,24385	67,23429	77,10584	80	Défaut à laisser
12549,716	32	32	7,13	50,60684	71,24385	68,57464	80	80	Défaut à laisser
12552,787	30	202	7,13	50,60635	71,24385	55,58709	38,29095	59,24261	Défaut à laisser
12559,884	85	59	7,13	50,60452	71,24385	31,76704	65,03264	80	Défaut à réparer
12564,01	62	92	7,13	50,60050	71,24385	44,21191	52,12259	71,82936	Défaut à atténuer
12584,589	83	23	7,13	50,58058	71,24385	58,31866	80	80	Défaut à réparer
15417,931	65	19	7,13	46,95955	71,24385	67,28230	80	80	Défaut à laisser
18466,727	85	17	7,13	44,56032	71,24385	62,22414	80	80	Défaut à réparer
20495,902	31	35	6,35	39,95981	63,45	60,54739	80	80	Défaut à laisser
20496,735	29	44	6,35	39,96407	63,45	59,67495	79,14250	80	Défaut à laisser
20514,151	48	19	6,35	40,00814	63,45	61,44566	80	80	Défaut à laisser
26578,253	29	104	6,35	36,55874	63,45	53,70886	62,35671	76,05656	Défaut à laisser
34312,501	31	19	6,35	23,03674	56,7	55,81387	80	80	Défaut à laisser
46357,135	20	19	6,35	1,74100	56,7	56,20347	80	80	Défaut à laisser

➤ **Résultats d'évaluation des défauts de corrosion enregistrés sur l'oléoduc OB1 par les différentes normes en usant d'une approche défaut par défaut :**

L'application des quatre normes aux défauts enregistrés sur l'OB1, nous a permis d'obtenir les résultats suivant :

Section	Normes	Type de défaut	Nbr de défaut
SP1 - SP1 BIS	B31G	A laisser	3098
		A atténuer	0
		A réparer	17
	B31G Modifiée	A laisser	3098
		A atténuer	0
		A réparer	17
	DNV	A laisser	3113
		A atténuer	0
		A réparer	2
	Shell 92	A laisser	3098
		A atténuer	0
		A réparer	17

SP1 BIS – SP2	B31G	A laisser	5534
		A atténuer	0
		A réparer	106
	B31G Modifiée	A laisser	5331
		A atténuer	3
		A réparer	106
	DNV	A laisser	5351
		A atténuer	5
		A réparer	84
	Shell 92	A laisser	5319
		A atténuer	12
		A réparer	109

SP2 – SP3	B31G	A laisser	11374
		A atténuer	0
		A réparer	586
	B31G Modifiée	A laisser	11374
		A atténuer	0
		A réparer	586
	DNV	A laisser	11485
		A atténuer	1
		A réparer	474
	Shell 92	A laisser	11372
		A atténuer	2
		A réparer	586

SP3 – Col de Selatna	B31G	A laisser	1343
		A atténuer	3
		A réparer	16
	B31G Modifiée	A laisser	1343
		A atténuer	3
		A réparer	16
	DNV	A laisser	1342
		A atténuer	6
		A réparer	14
	Shell 92	A laisser	1329
		A atténuer	15
		A réparer	18

➤ **Interprétation des résultats :**

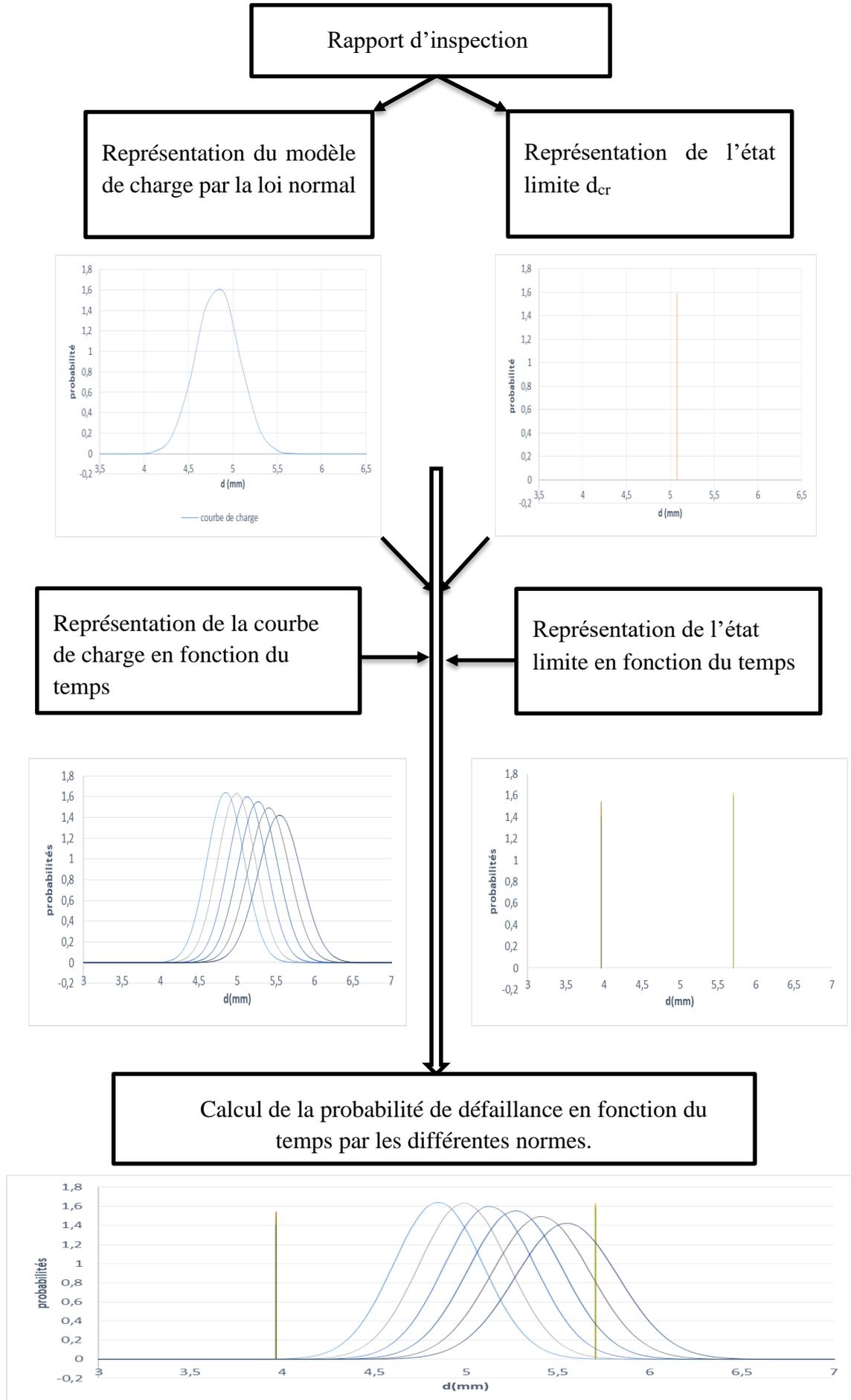
On remarque que l'approche déterministe point par point permet une évaluation plus précise et une prise de décision plus rationnelle. Cette approche a permis de réduire significativement le nombre de réparation, ce qui se traduit par des coûts de réhabilitation plus faible pour recouvrir les performances mécaniques de l'ouvrage.

### V.3 Application de l'évaluation quantitative du risque de rupture d'un pipeline corrodé :

L'approche par fiabilité structurale d'évaluation de la probabilité de défaillance d'un pipeline corrodé présenté auparavant a fait l'objet d'une application sur la section entre les stations SP1 BIS et SP2 mais la démarche peut être généralisé sur l'ensemble du pipeline.

L'oléoduc a été inspecté en 2009 par ROSEN, on représente sur le tableau suivant un échantillon des résultats obtenus par cette dernière :

Abs distance, m	Wall thickness, mm	Depth, %	Axial length,mm
3923,303	9,52	20	20
6979,664	9,52	26	18
15938,738	8,73	20	25
16375,652	8,73	20	49
16470,772	8,73	26	28
16470,836	8,73	20	28
19417,395	8,73	21	93
19769,569	8,73	20	28
26078,312	8,73	31	19
30122,441	8,73	23	49
32775,97	8,73	22	32
34472,402	8,73	29	26
35574,233	7,92	20	26
36063,111	7,92	44	19
36063,123	7,92	28	24
36063,123	7,92	28	47
36088,599	7,92	39	21
37734,005	7,92	24	26
38940,388	7,92	25	27
39265,844	7,92	25	91
39265,844	7,92	23	24
39265,897	7,92	25	38



### V.3.1 Calcul de la probabilité de défaillance d'un défaut de corrosion et son évolution dans le temps :

Dans cette démarche de calcul de la probabilité de défaillance, on se base sur un modèle de charge de type Normal comme il a été cité précédemment. La courbe de charge dans ce cas représente la distribution de la profondeur du défaut de corrosion en tenant compte de l'erreur de mesure de l'outil mais aussi de l'évolution de la vitesse de corrosion dans le temps qui est de **0,14 mm/an**, et de la longueur également qui est de l'ordre de **20 mm/an**. La distribution normal de la profondeur de corrosion en tenant compte de l'erreur en fonction du temps se caractérise par une moyenne  $\mu$  et un écart type  $\sigma$ .

$$f(d_\varepsilon)_\tau = f(d_\varepsilon) + f(v) \cdot \tau$$

Avec :

➤ Moyenne :  $\mu = \mu_{d_\varepsilon} + \mu_v \cdot \tau$

➤ L'écart type :  $\sigma = \sqrt{\sigma_{d_\varepsilon}^2 + \sigma_v^2 \cdot \tau^2}$

On prend les défauts dont les caractéristiques sont les suivantes, comme exemple de l'application de la démarche probabiliste :

Défauts	Distance, m	Altitude, m	Profondeur, %	Longueur axial, mm	Epaisseur, mm
01	60508,251	73,416	65	53	7,13
02	91616,469	67,601	60	23	6,35

➤ Cas du 1<sup>er</sup> défaut de corrosion :

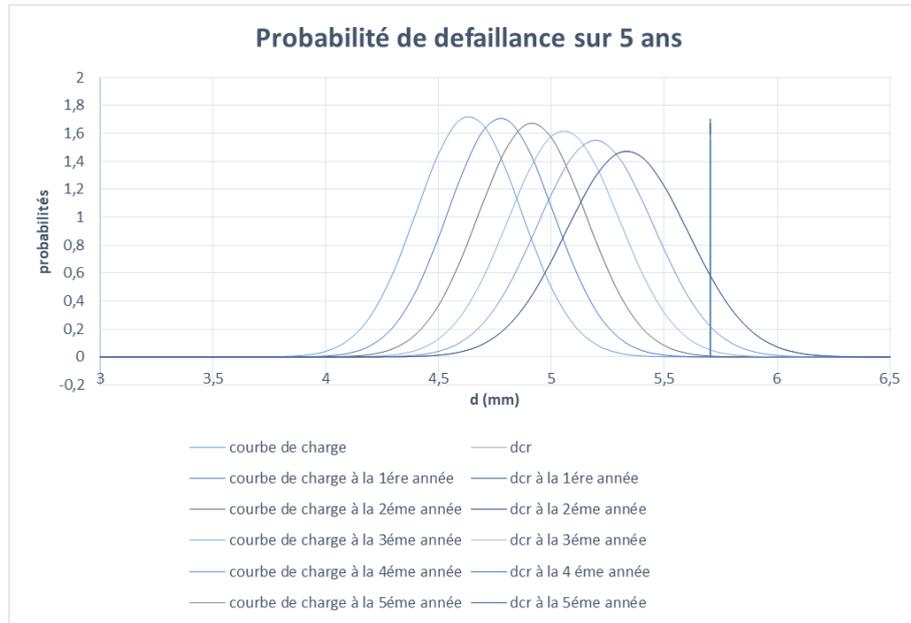


Figure V-12 Représentation graphique de la probabilité de défaillance d'un défaut de corrosion en fonction du temps exemple 01

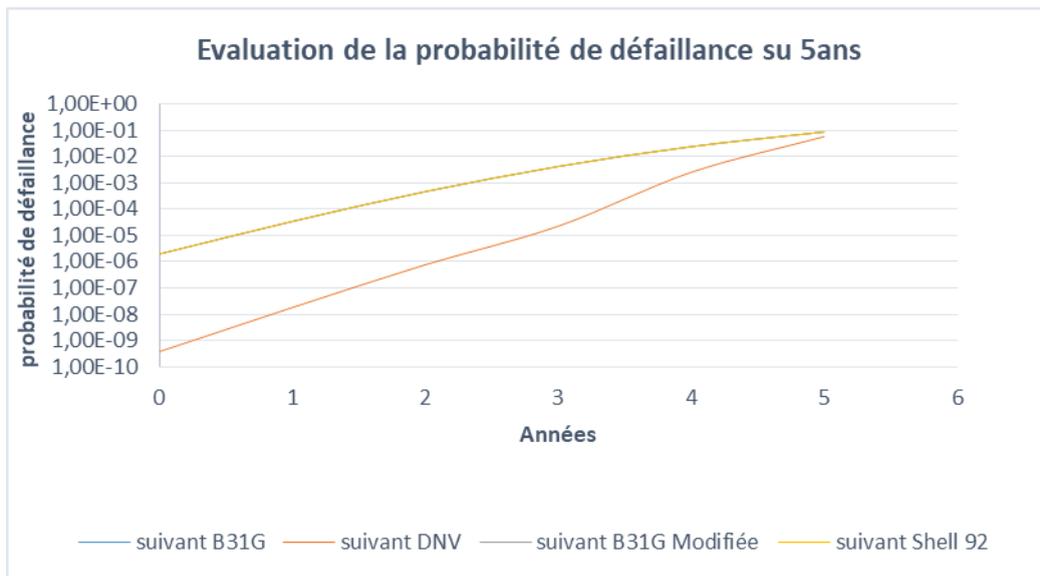


Figure V-13 Courbe d'évolution de la probabilité de défaillance en fonction du temps de l'exemple 01 en usant des différentes normes

➤ Cas du 2<sup>ème</sup> défaut de corrosion :

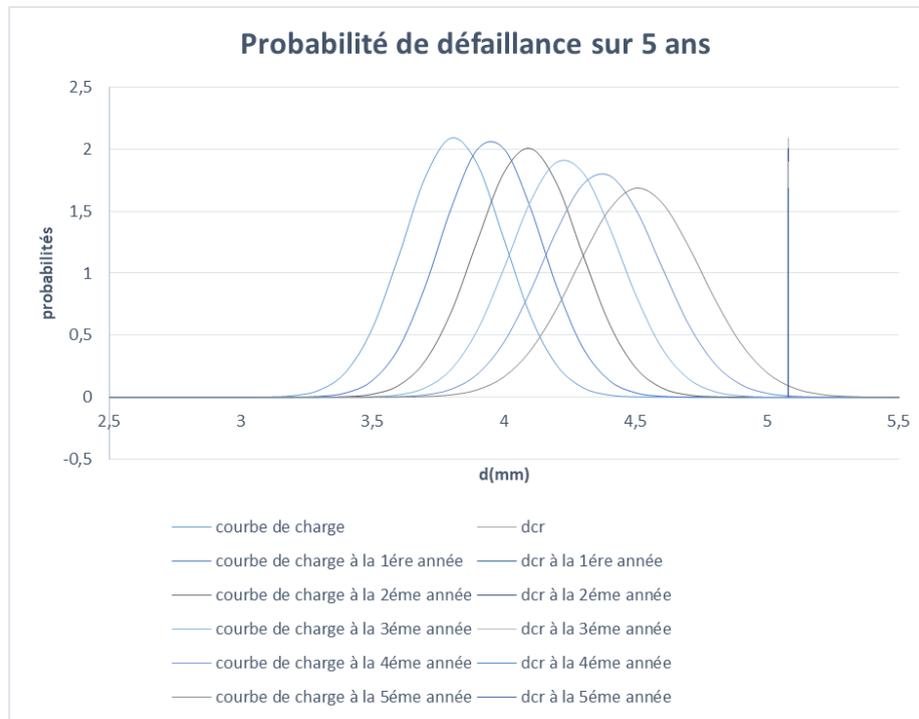


Figure V-14 Représentation graphique de la probabilité de défaillance en fonction du temps de l'exemple 02

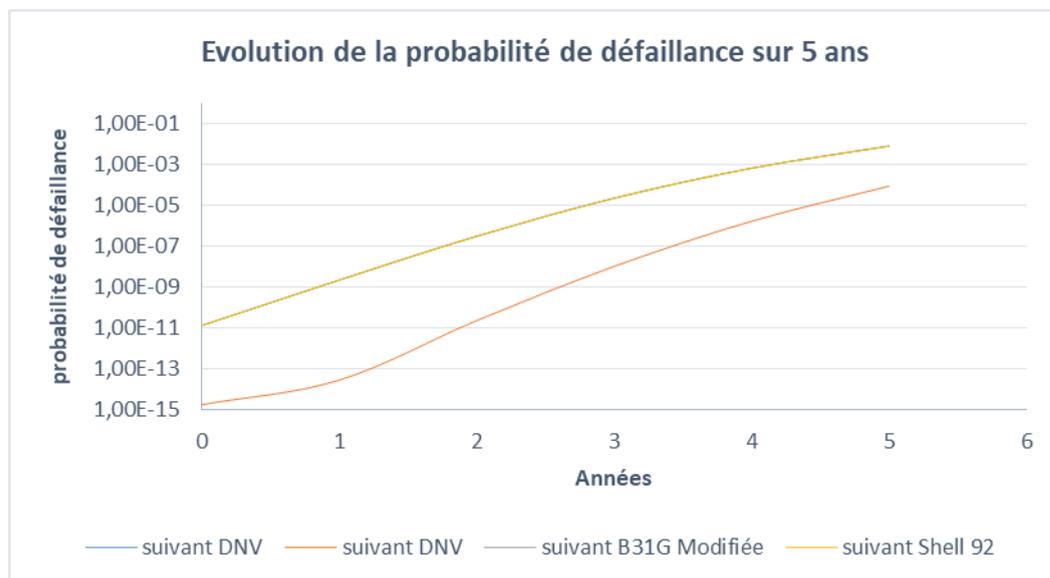


Figure V-15 Courbe d'évolution de la probabilité de défaillance en fonction du temps de l'exemple 02 en usant des différentes normes

➤ **Interprétation des résultats :**

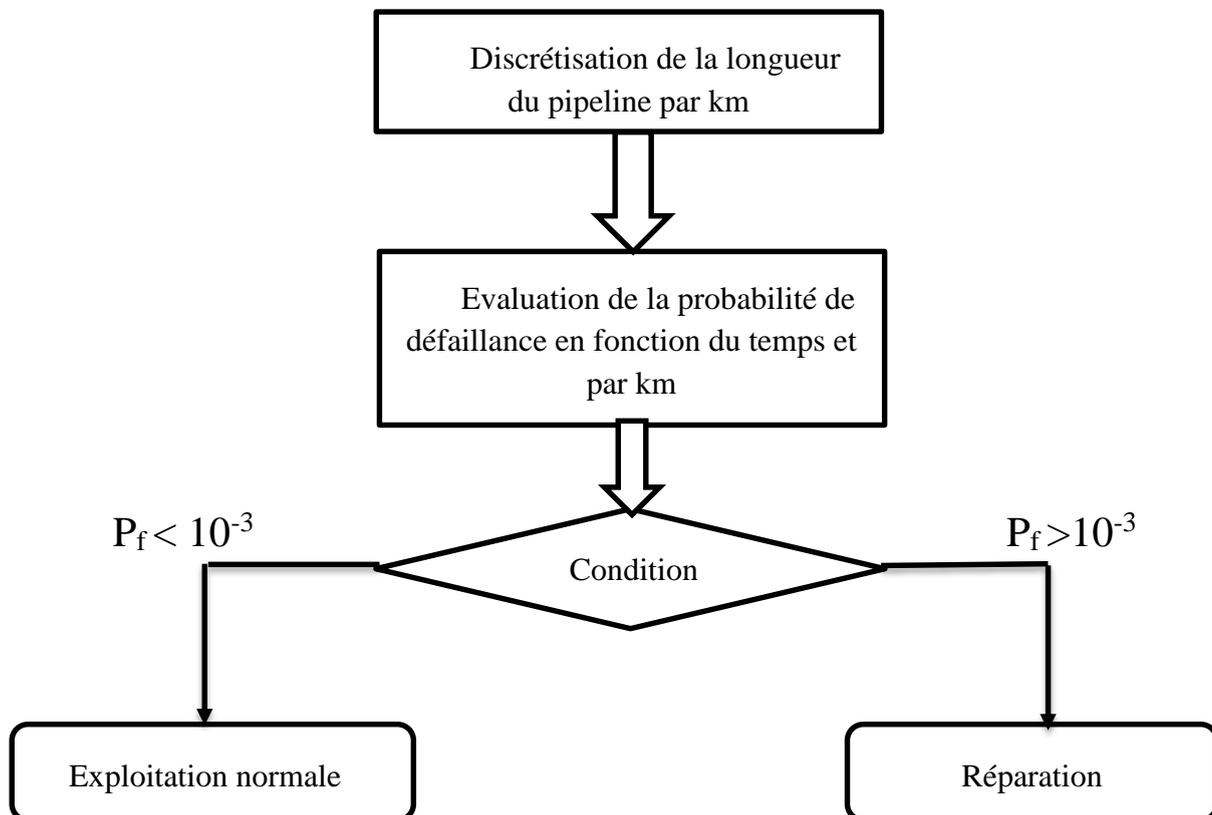
L'évolution de la probabilité de défaillance en fonction du temps par les normes ANSI/ASME B31G, ANSI/ASME B31G Modifiée et Shell 92 sont superposés et au-dessus de l'évolution de cette probabilité selon la norme DNV. Cette superposition est due au fait que le dcr obtenue dans ces conditions par les divers normes sont supérieures à 80% et donc la valeur de dcr considérée est de 80% de l'épaisseur. On peut également conclure que la DNV implique une sous-estimation de la probabilité de défaillance.

### V.3.2 Calcul de la probabilité de la défaillance par kilomètre :

Comme cité précédemment, la probabilité de défaillance par kilomètre se calcule par la formule suivante :

$$P_{def/km} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_{df})$$

L'organigramme suivant explique la démarche de calcul de la probabilité de défaillance par kilomètre en fonction des années :



V.3.2.1 Exemple de calcul pour le kilomètre 65 par les différentes normes :

➤ *Suivant la norme ANSI / ASME B31G :*

a) Avant réparation :

Années	0	1	2	3	4	5
Probabilité par km	3,39152E-08	1,08553E-06	2,82644E-05	0,000474442	0,004684351	0,02649716

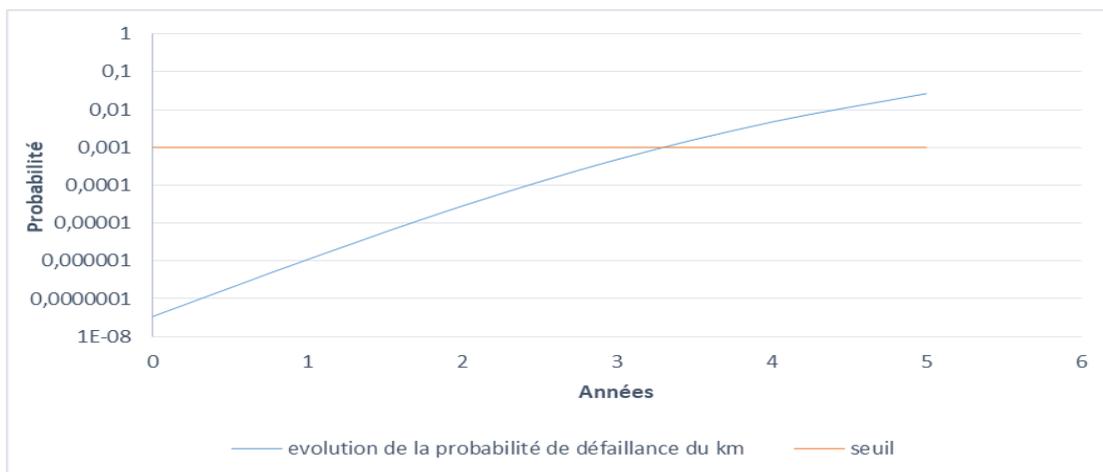


Figure V-16 Courbe d'évolution de la probabilité de défaillance du Km 65 avant réparation par la norme ANSI/ASME B31G

b) Après réparation :

Années	0	1	2	3	4	5
Probabilité par km	3,39152E-08	1,08553E-06	2,82644E-05	0,000474442	0	0

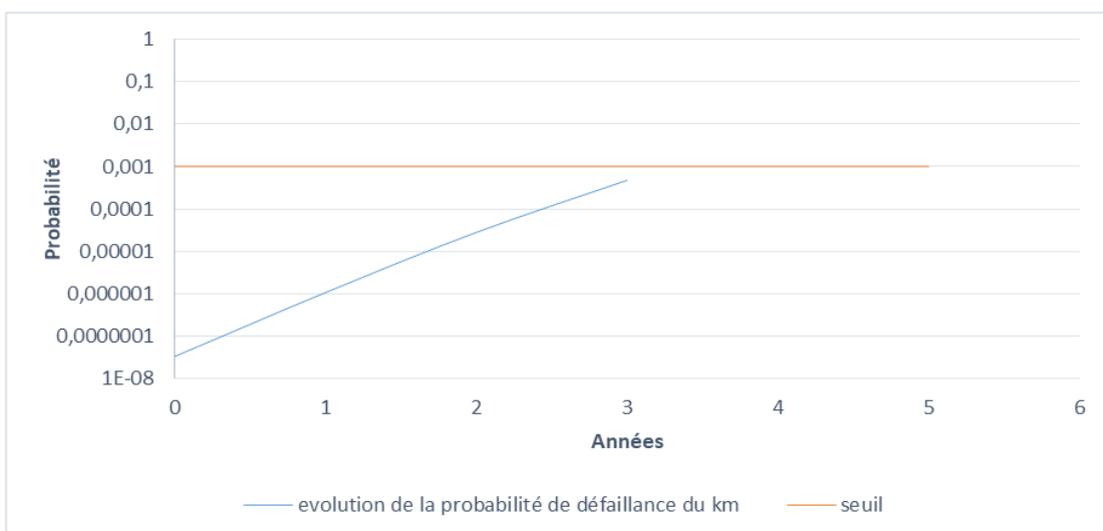


Figure V-17 Courbe d'évolution de la probabilité de défaillance du Km 65 après réparation par la norme ANSI/ASM B31G

➤ Suivant la norme ANSI / ASME B31G Modifiée :

a) Avant réparation :

Années	0	1	2	3	4	5
Probabilité par km	3,39152E-08	1,08553E-06	2,82644E-05	0,000474442	0,004684351	0,02649716

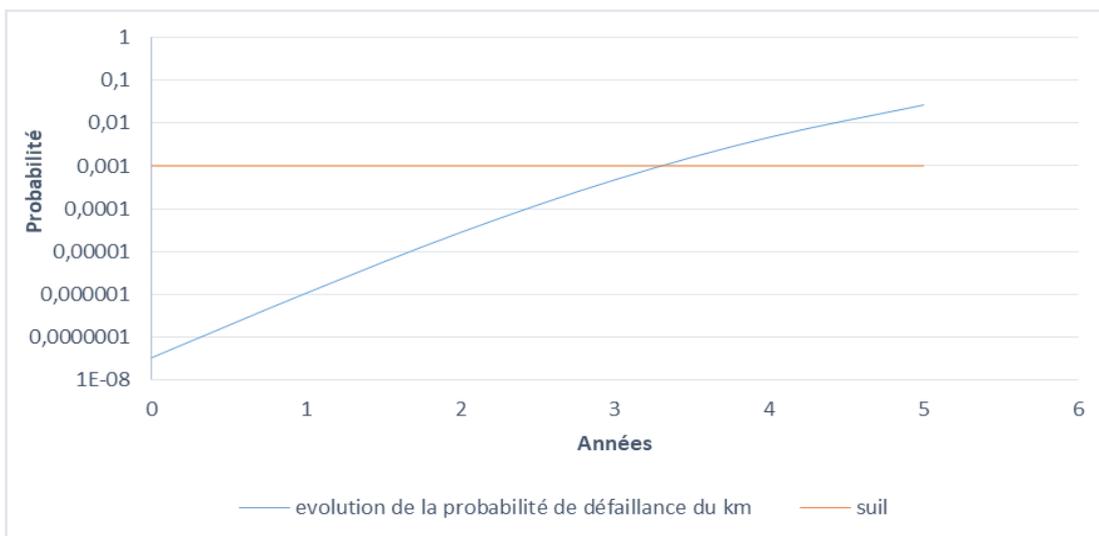


Figure V-18 Courbe d'évolution de la probabilité de défaillance du Km 65 avant réparation par la norme ANSI/AEME B31G Modifiée

b) Après réparation :

Années	0	1	2	3	4	5
Probabilité par km	3,39152E-08	1,08553E-06	2,82644E-05	0,000474442	0	0

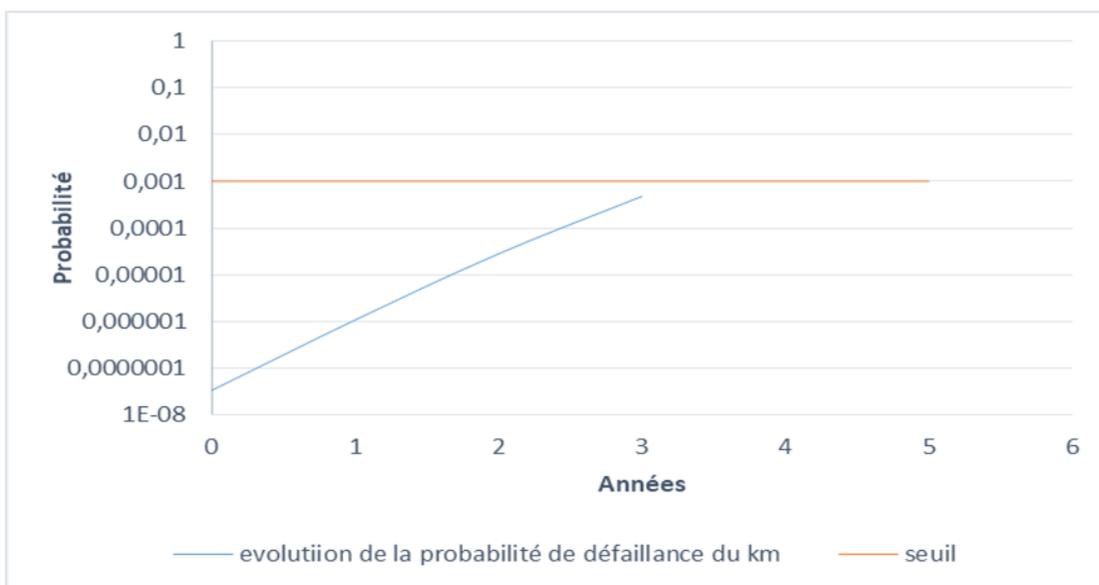


Figure V-19 courbe d'évolution de la probabilité de défaillance du Km 65 après réparation par la norme ANSI/ASME B31G Modifiée

➤ *Suivant la norme DNV (RP-F101) :*

a) Avant réparation :

Années	0	1	2	3	4	5
Probabilité par km	1,43319E-12	1,37797E-10	1,29582E-07	8,33747E-07	2,92506E-05	0,00051538



Figure V-20 Courbe d'évolution de la probabilité de défaillance du km 65 avant réparation par la norme DNV (RP-F101)

b) Après réparation :

Années	0	1	2	3	4	5
Probabilité par km	1,43319E-12	1,37797E-10	1,29582E-07	8,33747E-07	2,92506E-05	0,00051538

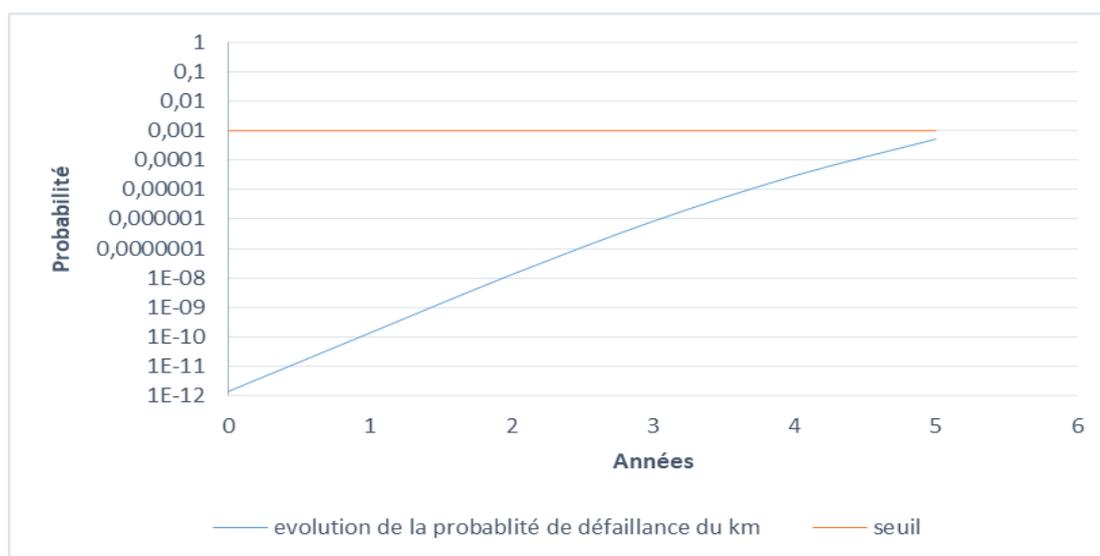


Figure V-21 Courbe d'évolution de la probabilité de défaillance du Km 65 après réparation par la norme DNV (RP-F101)

➤ *Suivant la norme Ritchie and Last (Shell 92 Criteria) :*

a) Avant réparation :

Années	0	1	2	3	4	5
Probabilité par km	3,39152E-08	1,08553E-06	2,82644E-05	0,000474442	0,004684351	0,079742158

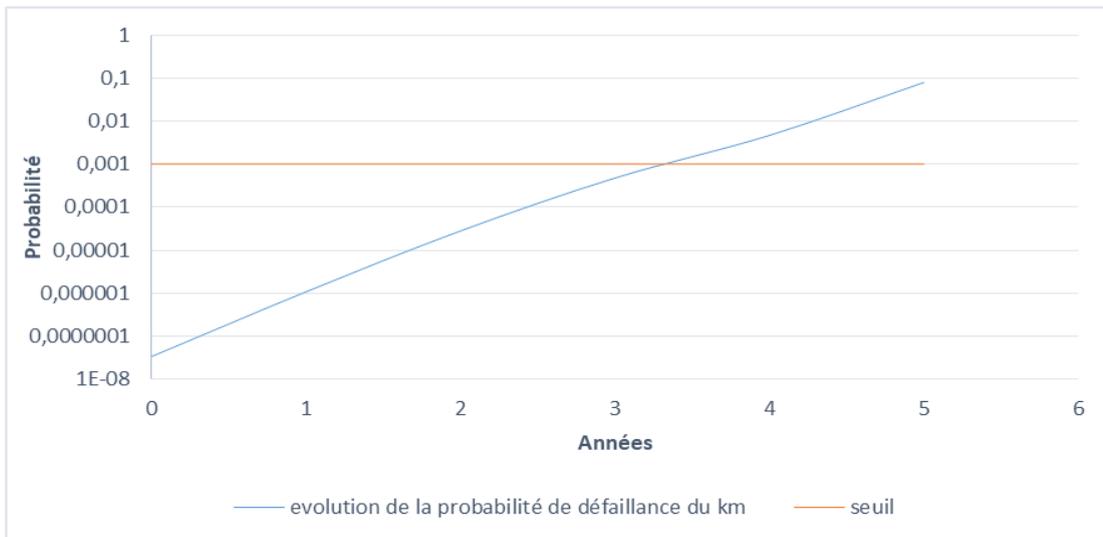


Figure V-22 Courbe d'évolution de la probabilité de défaillance du Km 65 avant réparation par la norme Shell 92

b) Après réparation :

Années	0	1	2	3	4	5
Probabilité par km	3,39152E-08	1,08553E-06	2,82644E-05	0,000474442	0	0

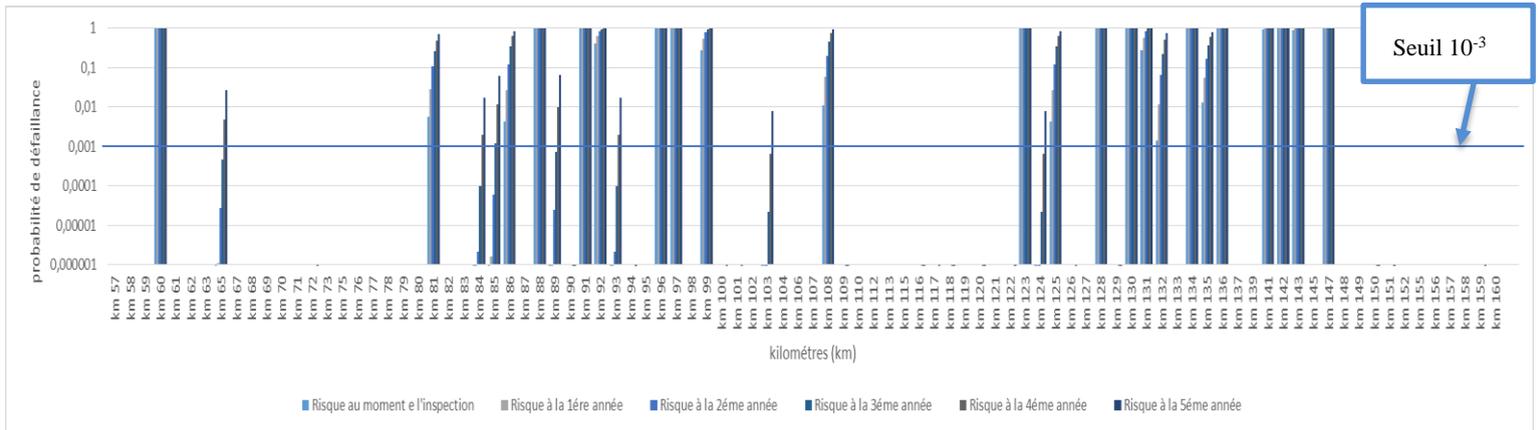


Figure V-23 Courbe d'évolution de la probabilité de défaillance du Km 65 après réparation par la norme Shell 92

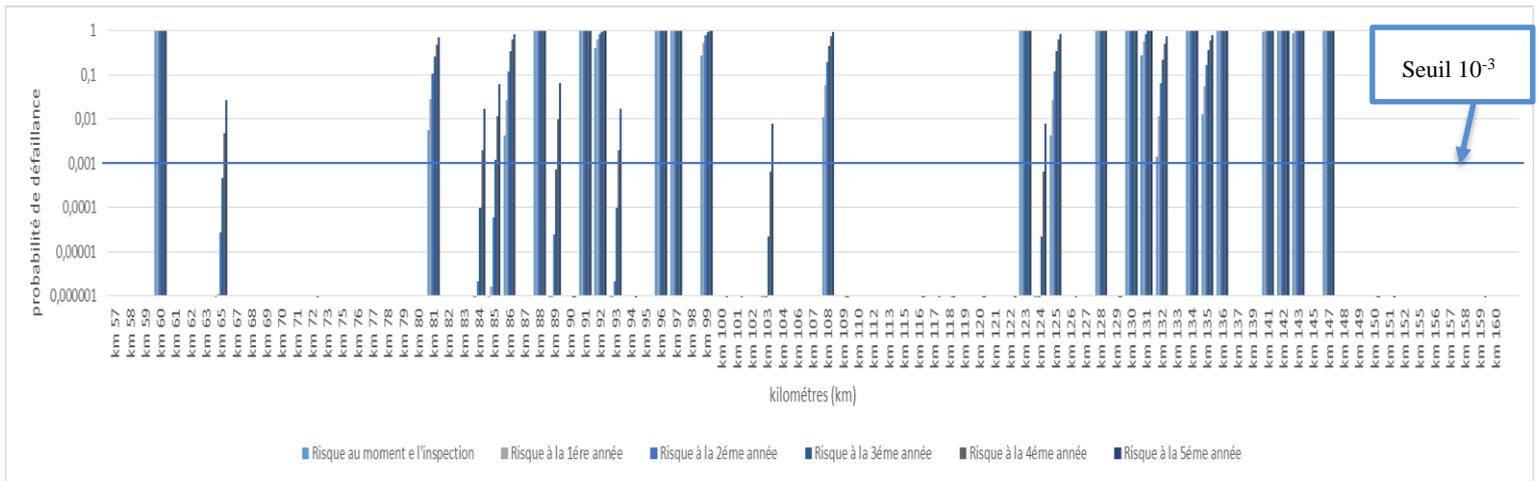
**V.3.3 Distribution de la probabilité de défaillance par kilomètre :**

Les probabilités de rupture par kilomètre le long du tronçon SP1 BIS / SP2 sont représenté par les histogrammes suivants :

**a) Avant réparation :**



**Figure V-24 Probabilité de défaillance par la norme ANSI / ASME B31G sur 5 ans avant réparation**



**Figure V-25 Probabilité de défaillance par la norme ANSI / ASME B31G Modifiée sur 5 ans avant réparation**

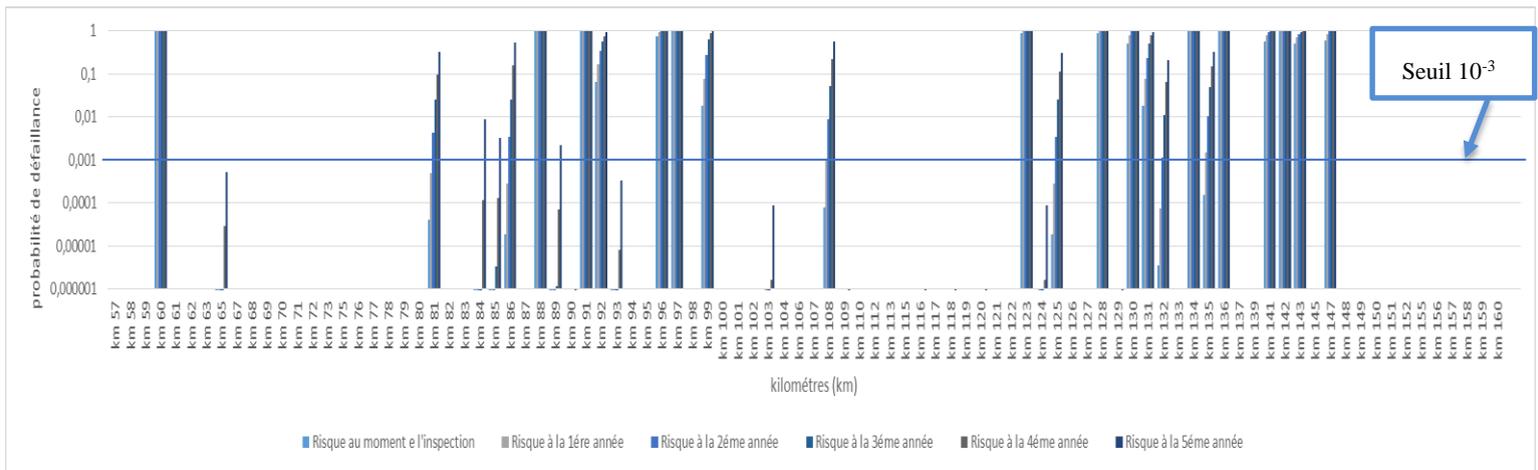


Figure V-26 Probabilité de défaillance par la norme DNV (RP-F101) sur 5 ans avant réparation

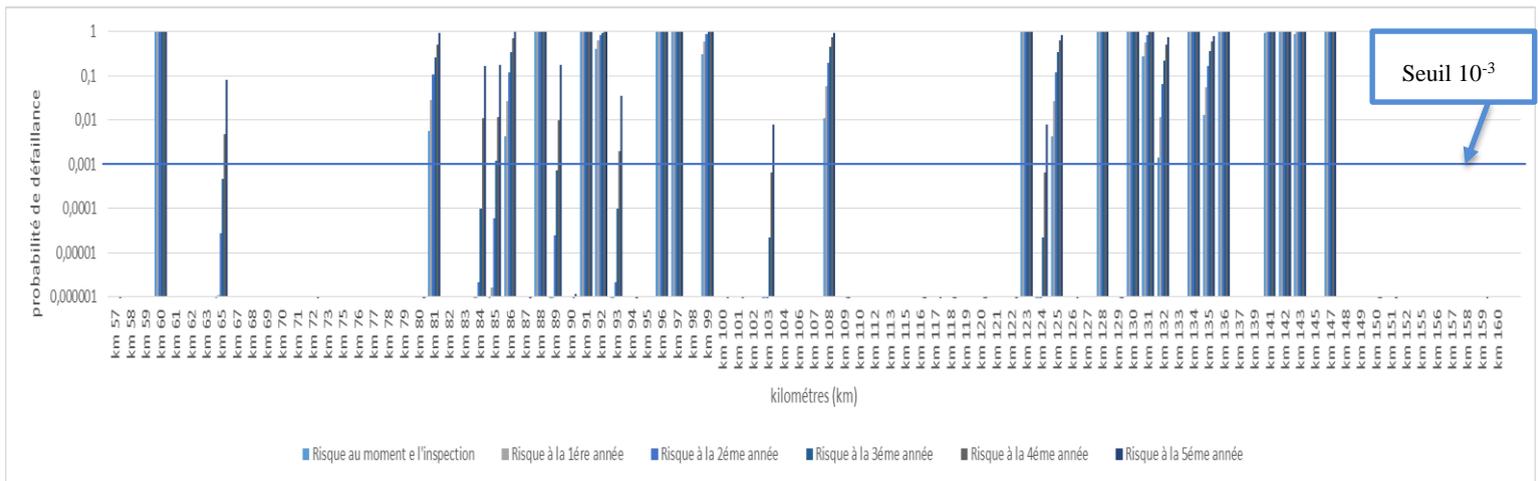


Figure V-27 Probabilité de défaillance par la norme Shell 92 sur 5 ans avant réparation

➤ **Interprétation des résultats :**

D'après les figures précédentes qui représente la probabilité de défaillance par kilomètre du tronçon SP1 BIS / SP2 avant réparation, nous remarquons que pour certains kilomètres la probabilité de défaillance dépasse le seuil toléré de ( $10^{-3}$ ), ce qui nous pousse à dire qu'il y a des défauts de corrosion ayant atteint des profondeurs critique. De ce fait une opération de réparation ou réhabilitation doit être envisagée sur ces kilomètres pour obtenir des probabilités inférieures au seuil toléré.

De plus nous remarquons que pour certains de ces kilomètres la probabilité de défaillance ne dépasse pas le seuil toléré lors de l'application de la norme DNV, et ce en raison l'état limite qui est le  $d_{cr}$  dans notre cas qui est toléré à 85% par cette norme par rapport aux autres normes qui est à 80% de l'épaisseur maximal du pipeline.

b) Après réparation :

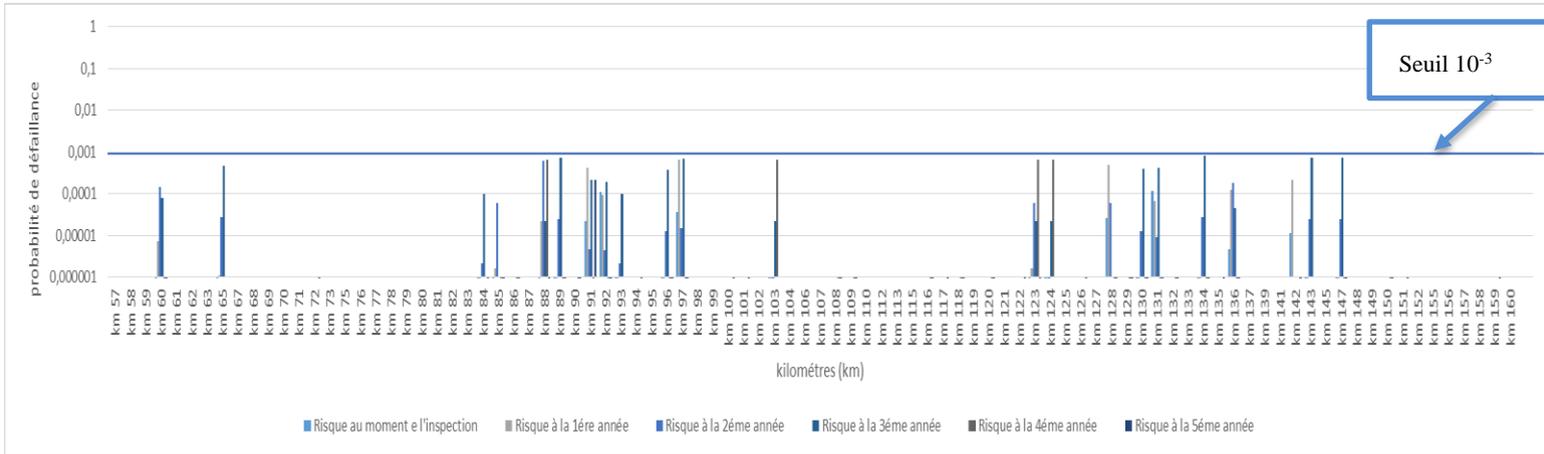


Figure V-28 Probabilité de défaillance par la norme ANSI / ASME B31G sur 5 ans après réparation

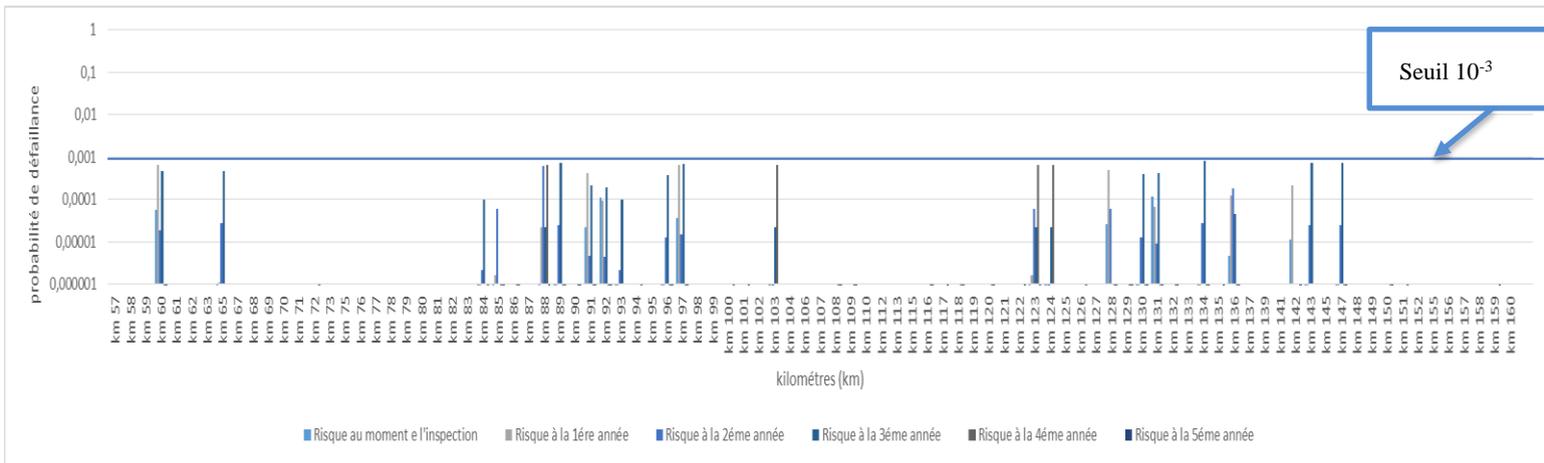


Figure V-29 Probabilité de défaillance par la norme ANSI / ASME B31G Modifiée sur 5 ans après réparation

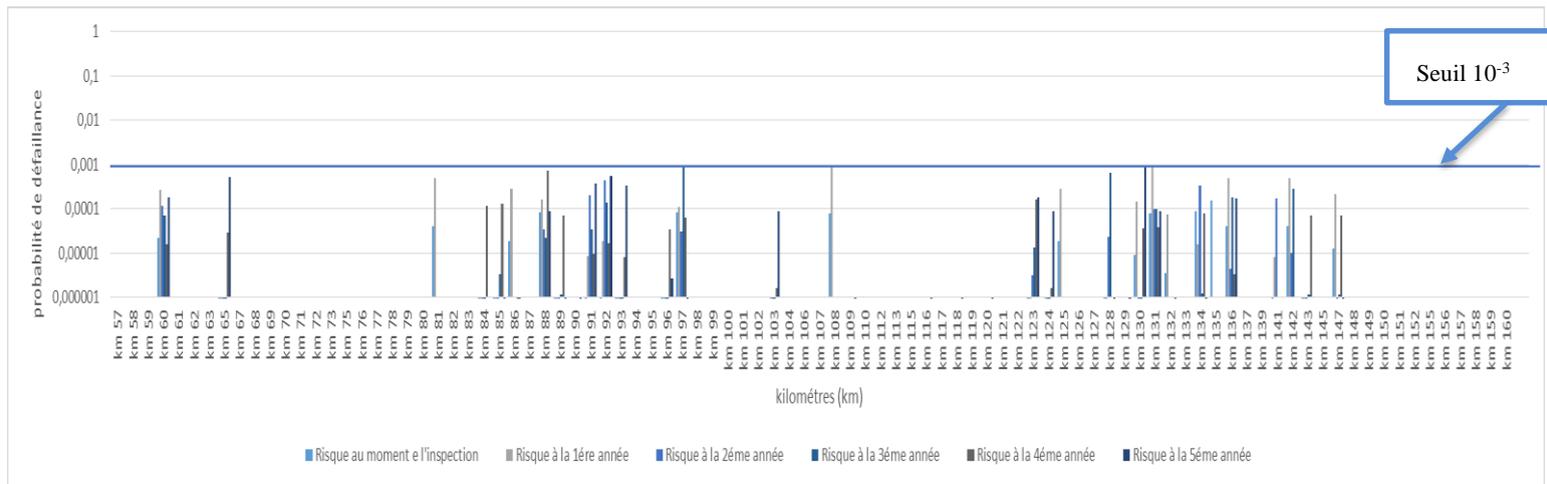


Figure V-30 Probabilité de défaillance par la norme DNV (RP-F101) sur 5 ans après réparation

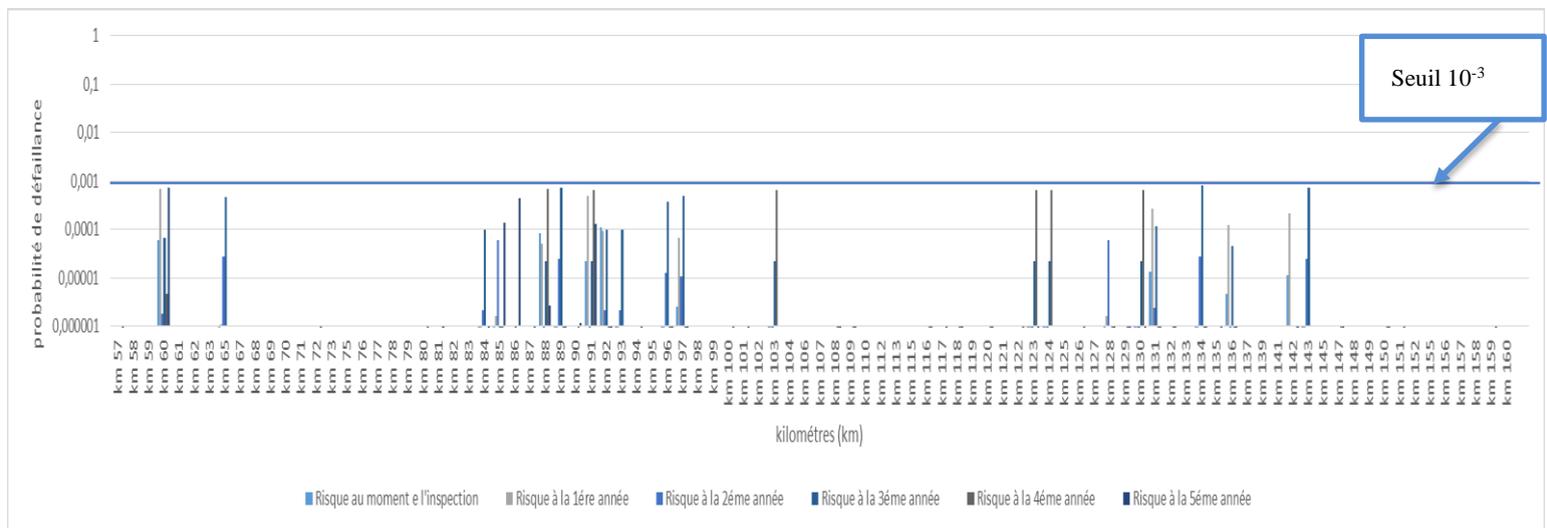


Figure V-31 Probabilité de défaillance par la norme Shell 92 sur 5 ans après réparation





### V.3.5 Nombre de réparation totale sur le tronçon :

Le tableau suivant représente les réparations totales sur la section SP1 BIS / SP2 pour les quatre normes en fonction des années.

	Au moment de l'inspection	Année 01	Année 02	Année 03	Année 04	Année 05
B31G	217	5	26	19	37	5
B31G Modifiée	215	5	31	15	42	4
DNV	163	11	30	18	33	34
Shell 92	221	3	49	2	32	12

#### ➤ *Interprétation des résultats :*

Selon les tableaux précédent, on remarque que le nombre de réparation totale en utilisant la norme Shell 92 est plus important par rapport au nombre de réparation exigée par les autres normes ce qui nous mène à dire que cette dernière est plus conservatrice et que la norme DNV est la moins conservatrice. On remarque aussi que sur certains kilomètres plus les défauts de corrosion sous forme de piqûres est important plus le nombre de réparation augmente. Ce qui implique que les réparations réalisés sur un kilomètre donné ne dépendent pas uniquement de la sévérité des défauts de corrosion mais également de leur densité sur le kilomètre étudié vue qu'un grand nombre de défauts de corrosion présentant individuellement un danger minime va nécessiter des réparations du fait de la combinaison de leur probabilité.

## **Conclusion générale :**

Après quelque année d'exploitation, un pipeline subit différents types d'altérations qui affectent directement son exploitation normale, en se traduisant principalement par une baisse de débit de transit et une augmentation des coûts d'exploitation. La corrosion interne et externe représente l'altération la plus importantes provoquant la dégradation d'une conduite dans le temps et surtout la plus dangereuse en raison du risque de rupture de la canalisation et des effets induits sur l'environnement et les personnes.

Dans l'optique d'une exploitation rationnelle des pipelines, un suivi de ces ouvrages devient essentiel pour faciliter la prise de décision. Les techniques modernes de diagnostic en ligne par outil « intelligent » permettent la localisation et la caractérisation de l'importance de pratiquement tous les points de corrosion susceptibles de se trouver sur l'ensemble de la ligne, ce qui est important dans l'analyse futur de l'état de dégradation de ces ouvrages pour prévoir des action préventives et minimiser le coût du manque à gagner et les dégâts causés à l'environnement.

Pour avoir une réponse à cette problématique nous avons adopté dans ce travail deux vision, l'une qualitative en introduisant les normes ANSI/ASME B31G, ANSI/ASME B31G Modifiée ou encore la norme DNV (RP-F101) ainsi que Shell 92 ; ces dernière permettent principalement :

- D'anticiper les risques d'éclatement ;
- De localiser les points de réparation prioritaires ;

Et l'autre vision est quantitative et ce par l'usage d'une approche probabiliste du risque de défaillance sur un pipeline corrodé par l'usage d'approche fiabilité structural en considérant un modèle de charge de type normal caractérisant l'évolution du phénomène de corrosion dans le temps.

L'application de la première approche sur les données d'inspection de l'oléoduc HEH-Bejaia nous a permis d'apporter une analyse sur l'état de la conduite au moment de l'inspection sans plus. L'utilisation des normes permet de mettre en évidence les défauts dont les profondeur dépasse les 80% de l'épaisseur du pipeline pour les norme ANSI/ASME B31G, ANSI/ASME B31G Modifiée et la norme Shell 92, et les défauts dont la profondeur dépasse les 85% de l'épaisseur dans le cas de la norme DNV(RP-F101). Cette analyse nous a permis de confirmer ce qui a été dit de la B31G ; de nombreux auteur reproche à cette norme son conservatisme, ce qui est vrai mais dans le cas ou la longueur du défaut de corrosion dépasse les 350 mm par contre pour des faibles longueurs on a constaté que la norme Shell 92 est la norme la plus conservatrice.

Cependant, l'application de l'approche fiabiliste sur l'OB1, réside dans la quantification du risque de défaillance sur ce type d'ouvrage. Car cette démarche présente l'avantage non seulement de quantifier la probabilité de défaillance par kilomètre sur un pipeline corrodé au moment de l'inspection aussi de détecter les défauts de corrosion à haut risque de défaillance. Permet également un suivi de l'évolution des potentiels défauts ne présentant pas de danger du fait de leur faible probabilité de défaillance au moment de l'inspection mais susceptible de menacer l'intégrité de la ligne en fonction du temps.

*-Conclusion générale -*

---

Cette approche permet d'obtenir une valeur chiffrée du niveau de la fiabilité du pipeline au moment de l'inspection ainsi qu'avant et après toute réparation.

Enfin, on peut dire que ce type de modèle constitue un bon outil de suivi et d'aide à la décision permettant d'établir des planification optimale des opérations d'inspection garantissant l'intégrité de l'ouvrage.

# Bibliographie :

- K.Younsi- cours réhabilitation des pipelines- FHC 2021-2022.
- K.Younsi-cours de transport par canalisation.
- M.Tikobaini- cours control et monitoring des pipeline- FHC 2021-2022.
- H.Bouchemel-cours de corrosion et protection-FHC 2019/2020.
- M.Benzema ;A.Lakhzoum-analyse des resultatats d'inspection de la ligne OB1 par la norme B31G Modifiée avec estimation des conditions d'exploitation actuelle-memoir de fin d'etude FHC 2017-2018.
- Guerfi.B ; Rechachi.R -usage de la technique de simulation MONTE CARLO dans l'évaluation quatitative du risque de rupture sur un pipeline corrodé-memoir de fin d'etude FHC 2013-2014.
- Benbakir.Z ; Eldjouzi.O –evaluation de la probabilité de défaillance d'un pipeline corrodé sur la base de distribution gaussienne et gamma de la vitesse de corrosion-memoir de fin d'etude FHC 2011-2021.
- Description du reseau de transport par canalisation des hydrocarbures et tarifs de transport -année 2021.
- Document SONATRACH –fiche technique de l'oleoduc OB1- année 2021.
- Donnée d'inspection /Enterprise ROSEN en 2009.
- D. BOUZIDI-corrosion et protection cathodique des conduites souterraines-Montréal, le 30 mars 2011.
- S.DUANE-Cronin-Assessment of corrosion defect in pipelines-Waterloo, ontarion Canada 2000.
- A.CECIL - l'inspection des pipelines par racleurs instrumentés- société du pipeline méditerranée –Rhône(PDF).
- Pipeline Integrity Handbook ,management and Risk Evaluation-edition 2017 -by Ramesh Singh.
- Rafael Amaya-Gómez, Mauricio Sánchez-Silva, Emilio Bastidas-Arteaga, Franck Schoefs, Felipe Munoz. Reliability assessments of corroded pipelines based on internal pressure – A review. Engineering Failure Analysis, Elsevier, 2019.
- ASME code for pressure piping, B31 an American National Standard. Manual for determining the remaining- strength of corroded pipelines-ANSI/ ASME B31G-1984.
- Det Norske Veritas- Corroded pipelines- Recommended Practice DNV-RP-F101-October 2004.

