

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université M'Hamed Bougara-Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Transport et Equipements des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbure

Option : Génie mécanique-Transport et distribution des hydrocarbures

Présenté par :

HEDHOUD Foued
KADRI Abderraouf

THEME

**Evaluation déterministe et probabiliste de l'intégrité des pipelines corrodés : application à l'oléoduc
OB1 (HEH-Bejaia)**

Soutenu publiquement le 23 / 06 / 2024

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Président de jury	TIKOBAINI Mourad	MAA	UMBB
Examineur	BOUHAFS Smail	MAA	UMBB
Examineur	MEZIANE Akila	MAA	UMBB
Encadreur	YOUNSI Karim	MCA	UMBB

Boumerdes 2024

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu, le tout puissant, qui nous a donné la force et l'aide pour réaliser ce modeste travail.

Nous tenons ainsi à remercier particulièrement notre promoteur Mr Karim
YOUNIS,

Pour son encadrement d'une rare précision, ces conseils toujours Très justes et

Pour son soutien tant scientifique qu'humain au cours de la réalisation de ce
Mémoire.

Nos sincères reconnaissances aux enseignants du département Transport et
équipements des hydrocarbures.

Nous tenons aussi à associer ce travail à nos familles, à qui nous le dédions. Sans
Leur présence et leurs encouragements permanents, on n'aurait jamais atteint nos
objectifs.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de
ce modeste travail, qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et respect.

Je dédie cet ouvrage :

A mon cher père (Athmane)

Pour son encouragement et la confiance qu'il m'a accordé le long de mon parcours

A ma douce maman,

Ma source de tendresse qui m'a toujours soutenue et donnée la patience pour que ce travail soit achevé

A mes chers frères et sœurs.

Les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour eux.

A ma famille,

À mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vitalité.

Et surtout, à notre fille, « NE Ch. », qui illumine notre maison.

A mes amis

Pour leur présence, leur soutien moral et leurs encouragements tout au long de cette aventure, je tiens particulièrement à remercier mes amis GUEMICHE Abderrazzak et GRID Fares.

A tous ceux que j'aime

HEDHOUD Foued

Je dédie cet ouvrage :

A ma douce maman,

*Ma source de tendresse qui m'a toujours soutenue et donnée la patience pour que
ce travail soit achevé*

A mon cher père

*Pour son encouragement et la confiance qu'il m'a accordé le long de
mon parcours*

A mes chers frères

*Les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et
l'affection que je porte pour eux.*

A ma famille,

*Mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité. A
tous mes amis Qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de
succès.*

A tous ceux que j'aime

KADRI Abderraouf

Sommaire

Introduction générale	
I. CHAPITRE 01 : Présentation de la DRGB	14
I.1. Présentation générale de TRC.....	15
I.1.1. Réseau de transport en exploitation.....	16
I.2. Présentation de la direction régionale de Bejaia DRGB.....	16
I.2.1. Description de la DRGB.....	17
I.3. Description de la ligne OB1.....	18
I.3.1. Caractéristiques	18
I.3.2. Les stations	19
II. CHAPITRE 02 : Les anomalies dans les canalisations et inspection.....	22
II.1. Les anomalies courantes dans un pipeline	23
II.1.1. Les anomalies les plus courantes sur les canalisations.....	23
II.2. Inspection et diagnostic des pipelines.....	27
II.2.1. Inspection en ligne et diagnostic	27
II.2.2. Action de pré-inspection.....	28
II.2.3. Les outils d'inspection en ligne.....	28
II.2.4. Traitement des données fournies par une inspection.....	32
III. CHAPITRE 03 : Approches déterministe et probabiliste d'évaluation de l'état de corrosion d'un pipeline	35
III.1. Approche déterministe d'évaluation d'un pipeline corrodé.....	36
III.1.1. La norme ANSI/ASME B31G modifiée	36
III.2. Approche probabiliste d'évaluation d'un pipeline corrodé.....	39
III.2.1. Estimation de la probabilité de défaillance par fiabilité structurale :	39
III.2.2. Définition de la loi de distribution normale :	41
III.2.3. La courbe de charge :	42
III.2.4. Estimation de la probabilité de défaillance :	43
III.2.5. Calcul de la probabilité de défaillance :	43
III.2.6. Estimation de la probabilité de défaillance d'un pipeline par kilomètre :.....	43
IV. CHAPITRE 04 : Calcul hydraulique d'un oléoduc	45
IV.1. La canalisation	46
IV.1.1. Diamètre et épaisseur du pipeline.....	46
IV.1.2. Pression maximale admissible de service (PMS).....	46
IV.2. Caractéristiques du produit transporté	47
IV.2.1. La densité (d).....	47
IV.2.2. La viscosité (μ).....	48
IV.3. Formules du calcul hydraulique	48

IV.3.1.	Débit et vitesse d'écoulement (Q_v)	48
IV.3.2.	Nombre de Reynolds (Re)	49
IV.3.3.	Régime d'écoulement d'un fluide	49
IV.3.4.	Les pertes de charge totales dans une canalisation (HT)	50
IV.3.5.	Charge de refoulement total (H_{ref})	51
IV.4.	Pente hydraulique (i)	51
IV.5.	Courbe caractéristique d'une conduite	52
IV.6.	Les pompes.....	53
IV.6.1.	Définition.....	53
IV.6.2.	Choix de type de pompe	53
IV.6.3.	Caractéristiques d'une pompe	53
IV.6.4.	Courbe caractéristique de la pompe	54
IV.6.5.	Rendement de la pompe (η_p).....	54
IV.6.6.	Puissance	55
IV.6.7.	Le NPSH.....	55
IV.6.8.	Assemblage des pompes	56
IV.6.9.	La charge refoulement de station (H_{ref-st})	57
IV.7.	Point de fonctionnement	58
IV.8.	Adaptation des pompes sur le réseau	58
IV.8.1.	La variation de vitesse de rotation.....	58
V .	CHAPITRE 05 : Analyse hydraulique de l'oléoduc OB1	60
V.1.	SP1-Selatna.....	61
V.1.1.	La pression de refoulement exigée	61
V.1.2.	Courbe caractéristique des conduites	66
V.1.3.	Calcul de la charge de refoulement d'une station (H_{ref-st})	68
V.1.4.	Calcul des Rendements et puissances.....	75
VI .	CHAPITRE 06 : Application des approches déterministe et probabiliste pour l'évaluation de l'état de corrosion de l'OB1	77
VI.1.	Application de l'approche déterministe au pipeline OB1	78
VI.1.1.	Calcul hydraulique de la ligne SP1Bis-SP3 M'Sila	78
VI.1.2.	Evaluation des défauts de corrosion par la norme B31G modifiée	79
VI.2.	Application de l'approche probabiliste au pipeline OB1	86
VI.2.1.	Evolution de l'état limite courbe de résistance.....	88
VI.2.2.	Evolution la courbe de charge	90
VI.2.3.	Evaluation la probabilité défaillance	92
VI.2.4.	Evaluation probabilité de défaillance par kilomètre.....	92

VI.2.5. Evaluation du nombre de réparation par km	94
VI.2.6. Les Résultats globaux :.....	97
VI.3. Comparaison entre les approches déterministe et probabiliste	98
VI.4. Techniques de réparation des pipelines.....	98
VI.4.1. Réparation par coupe et remplacement :	98
VI.4.2. Réparation par demi-coquille	99
VI.4.3. Réparation par CLOCK SPRING.....	100
VI.4.4. Réparation par rustine.....	100
VI.4.5. Conclusion.....	101

Conclusion générale

Liste des figures

Figure I.1.1: Chaîne de transport par canalisation de Sonatrach.....	15
Figure I.1.2: Carte du réseau de transport Algérien.	16
Figure I.2.1: La Direction Régionale de Bejaia.....	17
Figure I.3.1 : Les différentes variations de l'épaisseur de l'OB1.....	18
Figure II.1.1: Anomalies liées au transport par canalisation.....	23
Figure II.1.2 : Une canalisation encrassée.....	25
Figure II.1.3: Corrosion interne et externe sur une conduite.....	27
Figure II.2.1: Outil de configuration.	29
Figure II.2.2: Outil intelligent de type MFL.....	30
Figure II.2.3: Outil intelligent de type ultrasonique.	31
Figure II.2.4 : Outil ultrasonique dans un batch de liquide.....	32
Figure II.2.5: Résultat sous forme d'histogramme.	33
Figure II.2.6: Représentation Graphique (2022-12-17 CAL0024CA01CTS00).....	34
Figure II.2.7: Résultat sous forme Carte colorée en 3D	34
Figure III.1.1: Représentation des différentes zones de risque par la norme B31G modifiée.....	38
Figure III.2.1: Représentation graphique du principe de la fiabilité structurale	39
Figure III.2.2: forme de la loi normale	42
Figure IV.4.1 : Pente hydraulique.	52
Figure IV.5.1 : Courbe caractéristique d'une conduite.	52
Figure IV.6.1 : Courbe caractéristique de la pompe.....	54
Figure IV.6.2 : Le NPSH requis et disponible d'une pompe.....	56
Figure IV.6.3 : Assemblage des pompes en série.....	56
Figure IV.6.4 : Assemblage des pompes en parallèle.	57
Figure IV.7.1 : Point de fonctionnement optimal de la pompe.	58
Figure IV.8.1 : Courbe iso vitesse d'une pompe centrifuge.....	59
Figure V.1.1 : Pente hydraulique de SP1-SP1bis.....	65
Figures V.1.2 : Pente hydraulique de SP1Bis-SP2.....	66
Figure V.1.3 : Pente hydraulique de SP2-SP3.....	66
Figure V.1.4 : Pente hydraulique de SP3-Selatna	66
Figure V.1.5 : Courbe caractéristique de conduite SP1-SP1bis.....	67
Figure V.1.6 : Courbe caractéristique de conduite SP1bis-SP2.....	67
Figure V.1.7: Courbe caractéristique de conduite SP2-SP3.....	67
Figure V.1.8 : Courbe caractéristique de conduite SP3-selatna.....	68
Figure V.1.9 : Détermination des coefficients par la méthode de la régression linéaire.....	69
Figure V.1.10 : Représentation graphique du point de fonctionnement sp1.....	71
Figure V.1.11 : Représentation graphique du point de fonctionnement sp1bis.....	71
Figure V.1.12 : Représentation graphique du point de fonctionnement sp2.....	72
Figure V.1.13 : Représentation graphique du point de fonctionnement sp3.....	72
Figure V.1.14 : Représentation graphique du nouveau point de fonctionnement correspondant au débit 1800 m3/h.....	75
Figure VI.1.1:Résultats d'évaluation des défauts pour différents segments d'épaisseurs	83
Figure VI.2.1: Représentation de perte de métal entre SP1 bis et SP2.....	89
Figure VI.2.2: Evaluation de courbe de résistance en fonction le temps.....	90

Figure VI.2.3 : Evolution de courbe de charge en fonction le temps pour un défaut de 1.58mm de profondeur	91
Figure VI.2.4: Probabilité de défaillance des défauts de corrosion enregistrés	92
Figure VI.2.5: Probabilité de défaillance par kilomètre entre SP1 bis et SP2.....	94
Figure VI.2.6 Probabilité de défaillance par kilomètre entre SP2 et SP3.	94
Figure VI.2.7: Représentation graphique de l'évolution de la probabilité de défaillance du PK109 en fonction le temps.	95
Figure VI.2.8: Probabilité de défaillance dans le PK91 en fonction le temps.....	95
Figure VI.2.9: Histogramme de l'évolution du nombre de défauts à réparer en fonction le temps pour un seuil de 10 – 3	96
Figure VI.2.10: Effet des réparations sur la probabilité de défaillance en fonction le temps.	97
Figure VI.2.11: Les défauts et leurs probabilités et leurs réparations (SP1 bis _SP2).....	97
Figure VI.4.1: Manchons de raccordement.	99
Figure VI.4.2: manchon 2 pièces (demi-coquilles)	100
Figure VI.4.3 : Application de la résine sur les feuilles du CLOCK SPRING.	100
Figure VI.4.4: fuite étanchée par la pose d'une rustine maintenue par un collier.....	101

Liste des tableaux

Tableau I.1.1 : Réseau en exploitation.	16
Tableau I.3.1 : Caractéristiques de l'OB1.	18
Tableau I.3.2 : Caractéristiques de SP1.	19
Tableau I.3.3: Caractéristiques de SP1Bis.	20
Tableau I.3.4 : Caractéristiques de SP2.	20
Tableau I.3.5 : Caractéristiques du SP3.	21
Tableau II.2.1: Résultat numérique d'une partie des points de corrosion situés entre les stations SP2-SP3.	33
Tableau IV.1.1 : Les coefficients de sécurité selon le règlement Algérien.	47
Tableau IV.3.1: Régimes d'écoulements.	49
Tableau V.1.1 : Données du calcul	63
Tableau V.1.2 : Détermination de régime de fonctionnement.	64
Tableau V.1.3: Calcul de la perte de charge et pression exigée par les lignes.	65
Tableau V.1.4: Points obtenues par la lecture des courbes caractéristiques des pompes.	69
Tableau V.1.5 : Coefficients des modèles mathématiques des caractéristiques des pompes.	69
Tableau V.1.6: Calcul de la hauteur manométrique et la charge refoulement.	70
Tableau V.1.7 : Débit correspond au point d'intersection.	73
Tableau V.1.8 : Régulation de la vitesse de rotation des pompes.	74
Tableau V.1.9 : Calcul des rendements et puissances des pompes.	76
Tableau VI.1.1 : Données de la section SP1Bis- SP2.	78
Tableau VI.1.2 : Distribution de la pression.	79
Tableau VI.1.3 : Evaluation point par point des défauts de corrosion par la norme B31G modifiée sur la section SP1Bis-SP2 et SP2-SP3.	80
Tableau VI.1.4: Résultats d'évaluation des défauts de corrosion sur la section SP1 Bis-SP3.	81
Tableau VI.1.5 : Evaluation des défauts de corrosion tronçon par tronçon par la norme B31G modifiée sur la section SP1Bis-SP2 et SP2-SP3.	82
Tableau VI.1.6:Résultats d'évaluation des défauts de corrosion tronçon par tronçon sur la section SP1 Bis-SP3.	82
Tableau VI.1.7: Distribution de la pression après arrêt de la SP2.	85
Tableau VI.1.8: Evaluation des défauts de corrosion par la norme B31G modifiée sur la section SP1Bis-SP2 après la panne SP2.	85
Tableau VI.1.9 : Résultats de l'évaluation des défauts de corrosion sur le tronçon SP1 Bis-SP3 avec arrêt de SP2.	86
Tableau VI.2.1: Caractéristiques d'outil utilisé (MFL) dans cette inspection	88
Tableau VI.2.2 : Représentation de variation de la longueur axiale du défaut en fonction le temps.	88
Tableau VI.2.3: Echantillon de données d'inspection.	89
Tableau VI.2.4: Evolution de la profondeur critique en fonction le temps.	89
Tableau VI.2.5: représentation de dcr	91
Tableau VI.2.6: Représentation de la probabilité de défaillance.	92
Tableau VI.2.7: Probabilité de défaillance de quelques kilomètres du pipeline.	93
Tableau VI.2.8 Evolution de probabilité de défaillance (PK109) en fonction le temps	94
Tableau VI.2.9 Evolution du nombre de réparation en fonction de temps pour un seuil 10 – 3.	96
Tableau VI.2.10 : Evolution des réparations pour chaque tronçon en fonction du temps.	97
Tableau VI.3.1: Comparaison des résultats d'évaluation selon les approches probabiliste et déterministe	98

Liste des organigrammes

Organigramme III.2.1: Méthodologie d'évaluation de la probabilité de rupture d'un défaut de corrosion	40
Organigramme V.1.1 : Les étapes du calcul hydraulique.	62
Organigramme VI.2.1: démarche probabiliste	87
Organigramme VI.2.2 : démarche de calcul de la probabilité de défaillance par kilomètre en fonction des années	93

Introduction générale

Les pipelines sont des outils permettant de transporter des fluides, sur de petites et grandes distances. Ils sont le moyen le plus sûr pour le faire. Cependant, ils sont soumis à des contraintes, qui font dégrader leur état avec le temps, comme la charge appliquée, l'agressivité du milieu...etc. Ils sont utilisés surtout dans le domaine pétrolier pour transporter du gaz, du pétrole et du condensat.

Lors de l'exploitation de ceux-ci des accidents surviennent, les causes de ces accidents reviennent en grande partie, à la corrosion, aux travaux de tiers, aux fissurations, aux défauts de soudage...etc. Ce qui implique l'évaluation de leur état afin de prévoir les défaillances et leur maintenance.

Le diagnostic et l'interprétation des résultats d'inspection 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 nous proposons dans ce travail, d'apporter une analyse qualitative sur l'état de corrosion au niveau des pipelines OB1 en se basant sur les normes ANSI/ASME B31G modifiée 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 notre travail portera sur l'évaluation de la probabilité de défaillance sur un pipeline corrodé de manière quantitative, par une approche de 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 enregistrées 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 appliqué sur l'oléoduc OB1 (HEH-Bejaia) géré par

SONATRACH-RTC.

I. CHAPITRE 01 :

Présentation de la DRGB

I.1. Présentation générale de TRC

Sonatrach est la première entreprise du continent africain toutes catégories confondues et la première entreprise énergétique du bassin méditerranéen.

L'activité Transport par Canalisation est en charge de l'acheminement des hydrocarbures, de pétrole brut, de gaz, de GPL et de condensat, à partir des zones de production vers les zones de stockage, les complexes GNL et GPL, les raffineries, les ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs, elle veille également au respect des conditions de sécurité et de préservation de l'environnement. Elle constitue le noyau dynamique de la chaîne pétrolière du Groupe Sonatrach.

Le transport par canalisations est une étape charnière dans la chaîne des hydrocarbures.

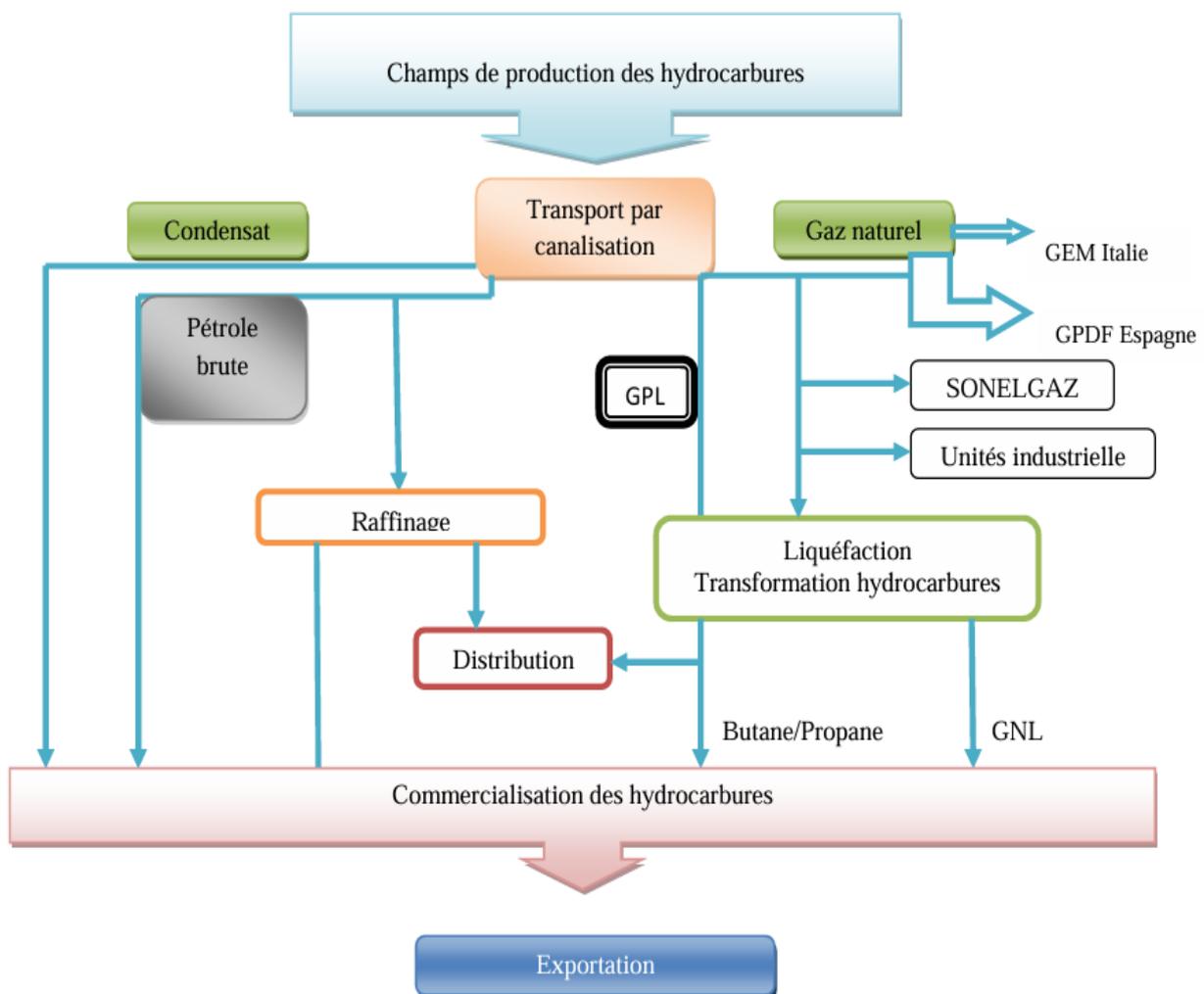


Figure I.1.1: Chaîne de transport par canalisation de Sonatrach

Ses missions incluent la définition, la réalisation, l'exploitation, la maintenance et l'évolution du réseau de canalisations et des ouvrages, afin de répondre aux besoins de Sonatrach tout en garantissant les meilleures conditions d'économie, de qualité, de sécurité et de respect de l'environnement.

I.1.1. Réseau de transport en exploitation

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

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

Tableau I.1.1 : Réseau en exploitation.

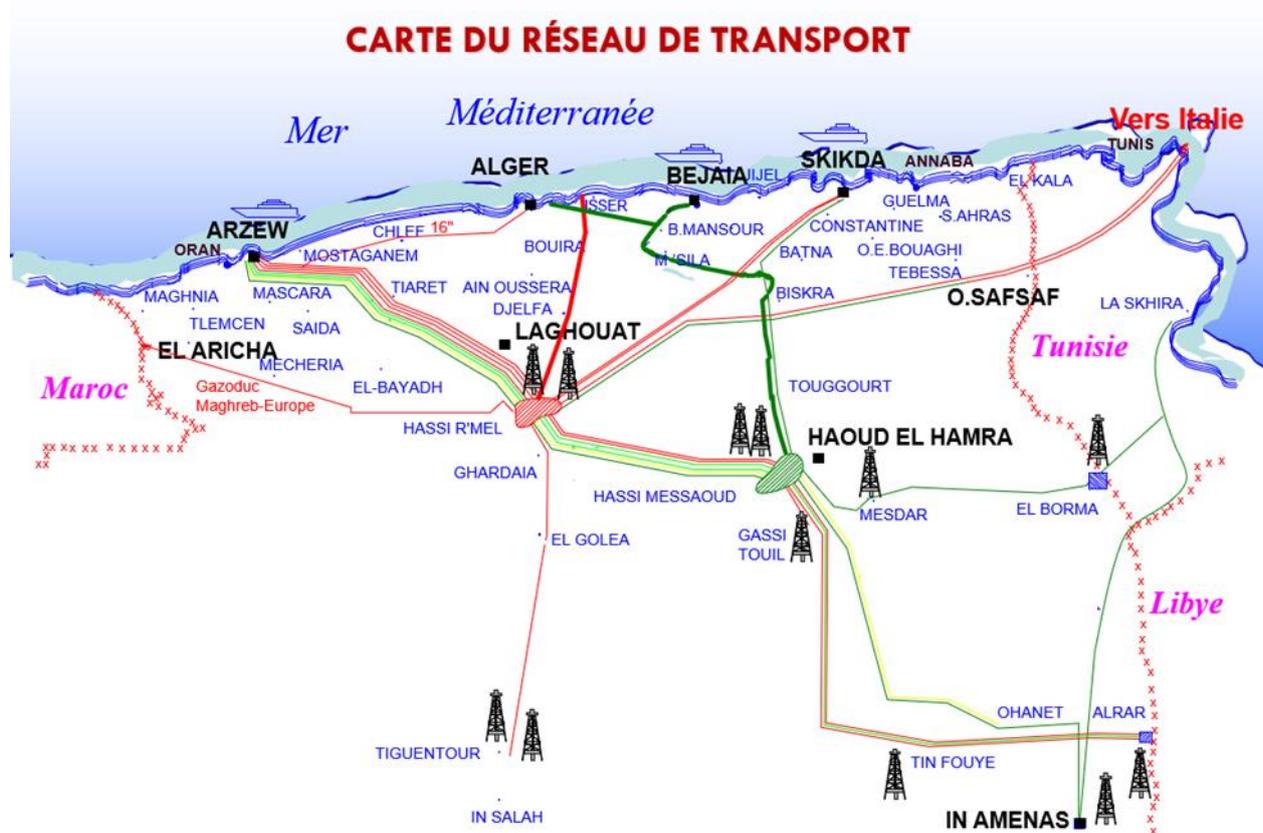


Figure I.1.2: Carte du réseau de transport Algérien.

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

La Direction Régionale de Bejaïa, située à 2 km de la ville de Bejaïa, est l'une des 5 directions régionales de la Sonatrach, qui fait partie de la branche de transport des hydrocarbures par canalisation, du stockage et de la livraison des hydrocarbures liquide et gazeux, elle est rattachée directement à la division exploitation de RTC. La DRGB s'occupe de la gestion des lignes suivantes :

- L'ROB1/ L'OB1 24" / 22" : HEH - Béjaïa.

- L'oléoduc OG1 20'' : Béni Mansour vers la raffinerie d'Alger (Sidi Resine).
- Le gazoduc GG1 42" : HassiR'Mel -Bordj Menail.



Figure I.2.1: La Direction Régionale de Bejaia.

I.2.1. Description de la DRGB

C'est le terminal marin de Bejaïa, il comporte :

I.2.1.1. Les bacs de stockage

a. Le terminal Nord

- 12 bacs à toit flottants, d'une capacité de 35000 m³. Ils servent pour le stockage de deux produits bruts et condensat.
- 1 bac à toit fixe, de 2900 m³ pour récupérer les purges de la gare racleur arrivée et les décharges des soupapes de sécurités.

b. Le terminal Sud

- Il est composé de 4 bacs de stockage, à toit flottants, d'une capacité de 50 000m³.

I.2.1.2. Une gare racleur

Permet de récupérer les différents racleurs (outil de nettoyage) qui ont été introduit dans le pipeline pour le nettoyage (racleur ordinaire) et aussi la détection des éventuelles anomalies (racleur intelligent).

I.2.1.3. Unités de pompage

Le terminal est composé au total de 10 électropompes placées en parallèles :

- Dans le terminal nord on trouve 07 pompes.
- Dans le terminal sud on trouve 03 pompes.

I.2.1.4. La tour de contrôle

La salle de contrôle est de forme elliptique, assure une surveillance complète sur le parc de stockage, communique avec les navires citernes et rassemble toutes les opérations de contrôle tel que :

- Pression et débit à l'arrivée de la ligne.
- Téléchargement des réservoirs avec affichage atomique.
- Pression dans les conduites de chargement.
- Installation des télécommandes de vannes.

I.3. Description de la ligne OB1

I.3.1. Caractéristiques

Diamètre	24''/22''
Longueur	669,268 km
Épaisseurs	12.7/9.52/8.73/7.92/7.13/6.35
Produit transportés	Pétrole Brut et Condensat
Mise en service	10 novembre 1959

Tableau I.3.1 : Caractéristiques de l'OB1.

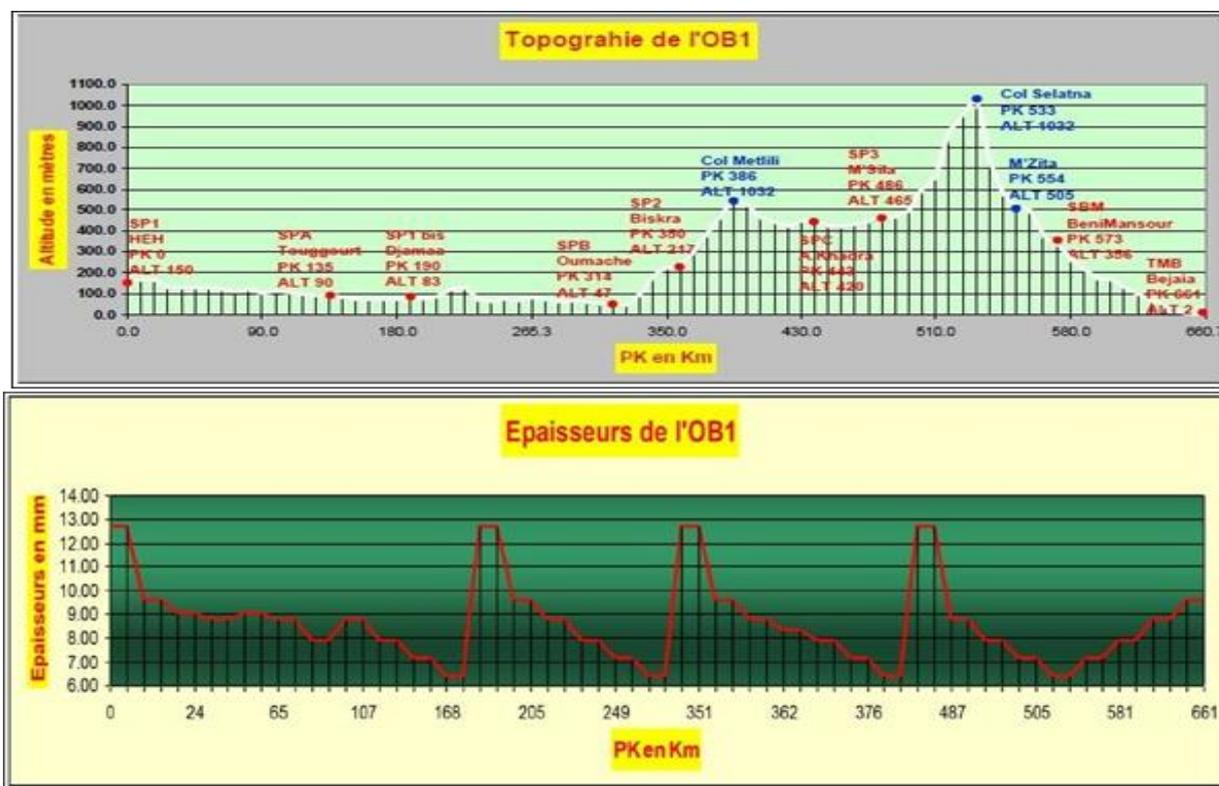


Figure I.3.1 : Les différentes variations de l'épaisseur de l'OB1.

I.3.2. Les stations

La ligne HEH / Béjaïa fonctionnait au départ seulement avec trois stations de pompage pour un débit maximum égal à 1800 m³/h. Plus tard, ils ont construit une quatrième station qui porte le nom SP1Bis à côté de Djamaa, pour permettre l'augmentation du débit jusqu'à 2200m³/h. Donc la ligne OB1 est constituée de quatre stations de pompage principales :

- SP1 HEH
- SP1 Bis Djamaa
- SP2 Biskra
- SP3 Msila

En 1967, les besoins du pétrole ont augmenté d'où l'obligation de la mise en ligne de quatre stations satellites implantées entre chaque deux stations principales : SPA (Touggourt) SPB (Oumach) SPC (Oued El Fid) SPD (Beni Mansour) pour une autre augmentation du débit jusqu'à 2540 m³/h.

Actuellement, l'exploitation de la ligne se fait de 800 m³/h à 1800 m³/h et peut aller jusqu'à 2000 m³/h selon la demande du TMB.

I.3.2.1. Terminal départ SP1

Situation géographique		Pk : 0		
		Altitude (m) : 152.47		
TP : Turbopompe Tc : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou moteur	Nombre	5 EP	
		Constructeur	CEN	
		Type	Asynchrone	
		Puissance CV	10000	
	Pompe	Nombre	5 pompes	
		Constructeur	GUINARD	
		Type	Centrifuge	
	Turboalternateur ou Groupe électrogène		Nombre	1
			Constructeur	SDM 0
			Puissance KVA	250
Consommation		Secours		

Tableau I.3.2 : Caractéristiques de SP1.

I.3.2.2. La station SP1 Bis

Situation géographique			Pk : 189.83
			Altitude (m) : 89
TP : Turbopompe Tc : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou moteur	Nombre	2 TP
		Constructeur	NuovoPignone
		Type	Turbine à gaz
		Puissance CV	13410.225 (10MW)
	Pompe	Nombre	2 pompes
		Constructeur	NuovoPignone
		Type	Centrifuge
	Turboalternateur ou Groupe électrogène		Nombre
Constructeur			Solar 0
Puissance KVA			(1MW)
Consommation			Secours

Tableau I.3.3: Caractéristiques de SP1Bis.**I.3.2.3. La station SP2**

Situation géographique			Pk : 350.854
			Altitude (m) : 220.114
TP : Turbopompe Tc : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou moteur	Nombre	5 EP
		Constructeur	ASP ROBICON
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	2011.533(1500kw)
	Pompe	Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
	Turboalternateur ou Groupe électrogène		Nombre
Constructeur			ROSSI GE
Puissance KVA			630 KVA
Consommation			Secours

Tableau I.3.4 : Caractéristiques de SP2.

I.3.2.4. La station SP3

Situation géographique		Pk : 495.72	
		Altitude (m) : 453.38	
TP : Turbopompe Tc : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou moteur	Nombre	5 EP
		Constructeur	ASP ROBICON
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	2045.635(1600kw)
	Pompe	Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
	Turboalternateur ou Groupe électrogène	Nombre	1 GE
		Constructeur	ROSSI GE
		Puissance KVA	630 KVA
Consommation		Secours	

Tableau I.3.5 : Caractéristiques du SP3.

Une pression minimale de 42 bars est nécessaire pour que le brut gravite le col de SELATNA dont l'altitude est de 1029,831 m. Les pompes sont disposées en parallèle pour garder une pression constante et augmenter le débit qui s'ajoute pour évacuer le maximum, puis il atteint le terminal par écoulement gravitaire. La colonne qui relie SP3 et le col de SELATNA doit être toujours pleine sinon on aura la création d'un vide par effet venturi qui va bousier le pipeline.

II . CHAPITRE 02 : Les anomalies dans les canalisations et inspection.

Les pipelines sont des infrastructures cruciales pour le transport de fluides tels que le pétrole et le gaz. Cependant, ils sont souvent sujets à diverses anomalies pouvant affecter leur efficacité, sécurité et durabilité. Ces anomalies peuvent résulter de facteurs variés, allant des défauts de conception et des erreurs de construction aux influences environnementales et à l'usure due au temps. Comprendre les causes des anomalies courantes sur un pipeline est essentiel pour mettre en place des mesures préventives et correctives afin d'assurer leur fonctionnement optimal. Parmi les principales causes, on peut citer la corrosion, les fissures induites par le stress, les défauts matériels, les erreurs opérationnelles, et les impacts environnementaux. Une analyse approfondie de ces causes permet non seulement de diagnostiquer efficacement les problèmes lorsqu'ils surviennent, mais aussi de développer des stratégies de maintenance proactive pour minimiser les risques associés à ces anomalies.

II.1. Les anomalies courantes dans un pipeline

Les systèmes de transport par canalisations constituent des risques pour les vies humaines et l'environnement écologiques, associés à des pertes d'exploitations avec souvent un préjudice qui peut être considérable. Bien que les sociétés pipelinières et leurs entrepreneurs ont fourni des efforts pour garantir la sécurité des lieux de travail afin de prévenir les accidents mortels et les blessures, le risque d'incidents est constant, en raison de la nature de l'industrie et du nombre de personnes qui y travaillent.

II.1.1. Les anomalies les plus courantes sur les canalisations

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

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



Figure II.1.1: Anomalies liées au transport par canalisation.

II.1.1.1. Défaut géométrique

Provoqués le plus souvent par des incidents mécaniques (travaux de tiers aux alentours de la conduite) ou par l'instabilité du sol. Elles se traduisent 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'outils dit de configuration.

II.1.1.2. Défaut mécanique

Ce sont des défauts qui surviennent lors de la fabrication des pipelines se traduisant par une variation d'épaisseur d'un point à un autre.

II.1.1.3. Défaut de fissuration

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

II.1.1.4. Défaut métallurgique

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.

Les défauts de soudage, la classification de ces défauts est très complexe du fait de la diversité des paramètres mettant en évidence ces défauts.

II.1.1.5. Encrassement et dépôts

a) 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 asphalte) et du profil des températures le long de la conduite. Le pétrole brut transporté contient toujours, même en très faible concentration, une certaine quantité d'eau 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 au niveau des 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.

b) Cas des gazoducs

Sous certaines conditions de température et de pression, de la gazoline (condensât) se forme et se dépose au niveau des points bas du gazoduc. Le condensât s'accumule et, atteignant un certain volume, se met à se déplacer 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 les accumulations de condensât. Cependant, lorsque des accumulations importantes se déplacent, les capacités des séparateurs

se trouvent rapidement saturées. Les accumulations de condensât provoquent également une diminution de la section utile se traduisant par des pertes de charge supplémentaires. 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).



Figure II.1.2 : Une canalisation encrassée.

II.1.1.6. Perte de métal

Les pertes de métal dans un pipeline sont dues principalement à deux phénomènes :

- Erosion.
- Corrosion.

a) Erosion

L'érosion se rencontre principalement dans les conduites de gaz. Les particules solides, sable et produits de corrosion, se déplaçant à la vitesse du gaz « rabotent » 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.

b) Corrosion

C'est une destruction non voulue des métaux sous l'action de milieux corrosifs (agents atmosphériques ou réactifs chimiques). Après attaque, les métaux ont tendance à retourner à leur état primitif d'oxyde, sulfure, carbonate etc., plus stable par rapport au milieu considéré.

- **Formes de corrosion**

- Corrosion localisée : Corrosion par piqûre Dans certaines conditions d'environnement, les métaux et alliages protégés par un film passif peuvent subir une attaque par piqûration, lorsqu'il se produit une rupture localisée du film. Ces piqûres se localisent en certains points de la surface métallique, elles se développent de façon insidieuse et s'auto propagent : au fond de la cavité créée, l'hydrolyse des ions métalliques dissous entraîne une augmentation du degré d'acidité, ce qui entretient le phénomène de corrosion.
- Corrosion intergranulaire : c'est une attaque sélective aux joints de grains, par suite d'hétérogénéités.
- Corrosion par crevasse : appelée aussi corrosion caverneuse, elle est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux zones d'une structure métallique.
- Corrosion galvanique : il s'agit de l'attaque préférentielle de la phase la moins noble d'un alliage comportant deux phases ou de la corrosion pouvant exister entre au moins deux matériaux métalliques placés dans le même environnement. Il y a formation d'une pile. En cas de couplage, plus les métaux en présence sont éloignés sur l'échelle galvanique, plus la pile formée dispose d'énergie pour provoquer les transformations.
- Corrosion et dissolution sélective : c'est l'oxydation d'un composant de l'alliage, conduisant à la formation d'une structure métallique poreuse.
- Corrosion par frottement : c'est la détérioration qui se produit à l'interface entre des surfaces en contact, suite à la conjugaison de la corrosion et d'un faible glissement réciproque des deux surfaces.
- Corrosion sous contrainte et fatigue-corrosion : c'est une fissuration du métal qui résulte de l'action commune d'une contrainte mécanique (force de traction) et d'une réaction électrochimique. La corrosion sous l'effet de la fatigue est due à l'application répétée des contraintes.

- **Les types de corrosion**

La corrosion des pipelines se fait selon deux aspects :

- **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 gaz et la présence de bactéries sulfato-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.

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

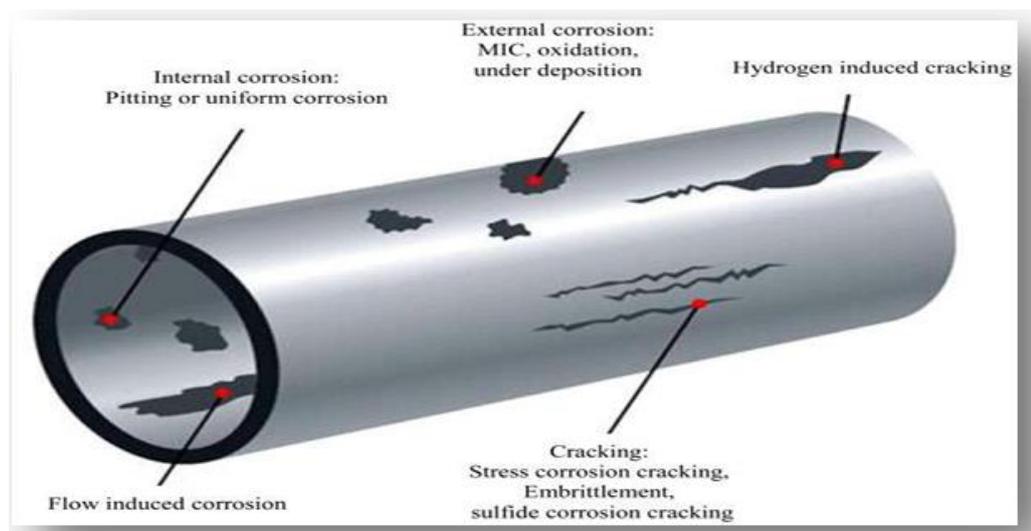


Figure II.1.3: Corrosion interne et externe sur une conduite.

II.2. Inspection et diagnostic des pipelines

II.2.1. 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 l'ouvrage et les moyens à mettre en œuvre pour le maintenir en bonnes conditions.

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

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

II.2.2. Action de pré-inspection

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

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

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

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

Il est en revanche nécessaire de recourir aux opérations de pré- inspection dans le cas où :

- Le pipeline a plus de 10 ans d'âge et n'est pas nettoyé régulièrement.
- Le pipeline est susceptible de former des dépôts de condensat, des accumulations d'eau, des dépôts de paraffines.
- Le tronçon de pipeline à inspecter à plus de 60 km de long.

L'OB1 étant qu'ancien pipeline, et comme il ne subit pas d'opération de nettoyage périodique, Il est donc nécessaire de le faire soumettre à une action de pré- inspection.

II.2.3. Les outils d'inspection en ligne

Les outils d'inspection sont nés avec les pipelines. Actuellement les nouveaux outils peuvent parcourir plusieurs centaines de kilomètres, détecter toutes les anomalies, traverser les obstacles de différentes natures qui se trouvent le long du tracé.

Ces outils ont beaucoup évolué concernant :

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

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

II.2.3.1. Les outils de configuration

L'outil de configuration à pour le but de détecter toutes les déformations géométriques de la conduite (bosses, voile, ovalisation...etc.). Le premier outil de ce genre, mis en service est le

« TDW KALLIPER PIG » dont le fonctionnement était basé sur un principe électromécanique simple. D'après le principe de fonctionnement, on peut distinguer trois générations d'outils de configuration :

- La 1ère génération 'principe mécanique' : Une série de doigts mécanique « Fingers » sont rattachés radialement au centre de l'outil. Le mouvement de ces doigts, en présence de défaut géométrique est transmis à un stylo qui imprime le mouvement sur un papier. Le déroulement du papier est assuré par un moteur électrique dont l'alimentation est fournie par la rotation d'un odomètre, ces odomètres ont pour rôle principal la mesure de la distance parcourue par l'outil. La connaissance de la distance permet la localisation de la position du défaut.
- La 2ème génération 'principe électronique' : Le principe de base est le même, c'est l'enregistrement des défauts qui diffère, ici l'enregistrement des informations est électronique et le traitement par la suite se fait avec un micro-ordinateur. L'indication du changement de forme se fait par un contact direct des doigts avec la paroi interne de la canalisation.
- La 3ème génération 'principe électromagnétique' : Les doigts mécaniques sont remplacés avec des capteurs magnétiques, tout changement de forme provoque une variation du champ magnétique qui est enregistré sous forme de signal électrique, ensuite l'enregistrement est traité par un ordinateur. Le champ magnétique est généré par l'intermédiaire d'aimant.

Les avantages de ce principe résident dans :

- Pas de contact direct avec la paroi interne de la conduite.
- Haute précision où les outils sont capable d'enregistré en moyen 50 signaux par seconde.

La distance est mesurée par odomètre et un canal additionnel mesure la vitesse de déplacement.

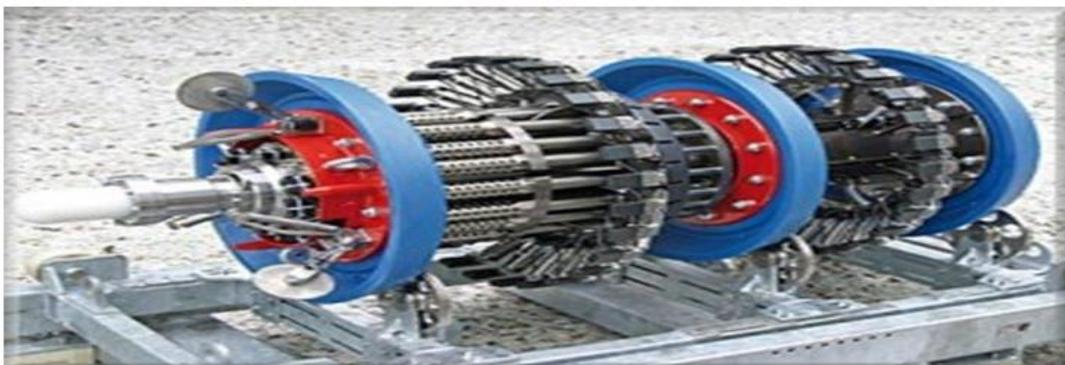


Figure II.2.1: Outil de configuration.

II.2.3.2. Les outils de détection de perte de métal

Les outils intelligents ont pour but la détection de perte de métal et de la fissuration dans les pipelines, par conséquent deux techniques sont mises en application pour étudier ces pertes de métal d'une façon plus précise :

a) Technique MFL

C'est la détection de perte de métal par flux magnétique, cette technologie s'appuie sur de puissants aimants placés dans le racleur. Le flux magnétique longitudinal ainsi généré circule dans la paroi du tube entre les deux pôles de l'aimant. Il est calibré de sorte à saturer celle-ci et qu'une partie de ce flux circule dans le fluide et à l'extérieur du tube. Des capteurs sont placés contre la paroi du tube et baignent dans ce flux. Lorsqu'un manque de métal est présent dans la paroi des tubes, le flux magnétique doit s'échapper un peu plus de la paroi pour pouvoir circuler et les capteurs réagissent à cette augmentation de la fuite de flux magnétique (Magnetic Flux Leakage ou MFL). Réagissant à des évolutions de signaux magnétiques, cette technologie donne un dimensionnement relatif des pertes de métal par rapport à l'épaisseur supposée des tubes.

La puissance du flux magnétique requise est relativement élevée. Les premiers outils MFL ont particulièrement souffert de ces inconvénients 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 capteurs actuels se sont considérablement améliorés au point où la détection des 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 Gaz, dans un document publicitaire et pour donner un ordre de grandeur, affirme que l'équivalent d'une bible était enregistré toutes les six secondes.



Figure II.2.2: Outil intelligent de type MFL.

b) Technique ultrasonique

Leurs principes de fonctionnement sont assez simples ; cette technologie utilise les temps de parcours d'une onde ultrasonore (perpendiculaire à la surface des tubes) dans le fluide transporté et le métal des tubes pour évaluer la distance entre le capteur et les faces internes et

externes des tubes, un transducteur émet des pulsations ultrasoniques, en rencontrant la surface intérieure, un premier écho se produit lorsque la pulsation atteint la face extérieure de la conduite, mais elle est très sensible à la propreté interne des tubes. 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, elle est donc inapplicable en milieu gazeux.

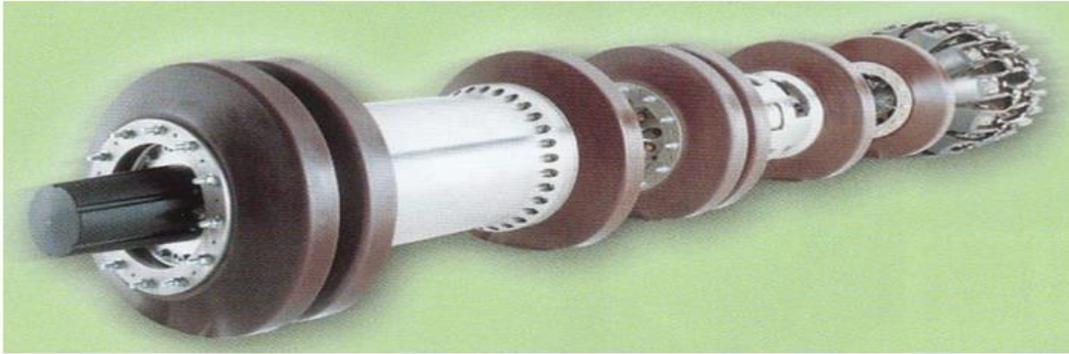


Figure II.2.3: Outil intelligent de type ultrasonique.

c) La technique d'inspection la plus utilisée à l'heure actuelle

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

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

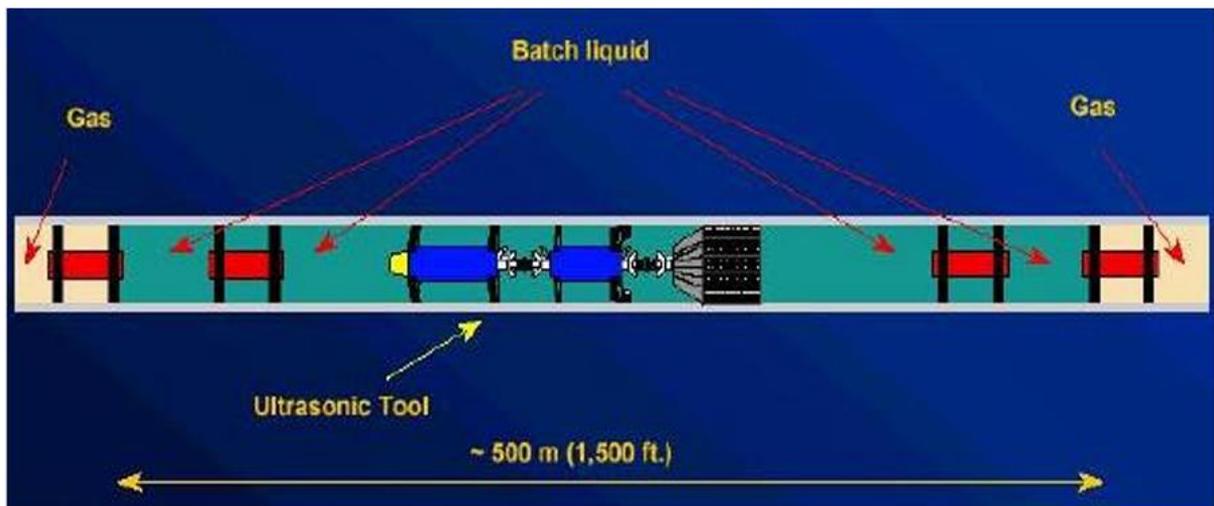


Figure II.2.4 : Outil ultrasonique dans un batch de liquide.

II.2.4. Traitement des données fournies par une inspection

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

- Un traitement préliminaire sur le site avec un micro-ordinateur et un logiciel adéquat.
- Un deuxième traitement plus fin au centre informatique du fournisseur de l'outil.

Ces résultats peuvent revêtir quatre formes suivantes :

II.2.4.1. Résultats numériques

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

Distance d'inspection [m]	Type	Identification	Classification	Localisation en Surface	Position Angulaire [hh:mm]	Épaisseur la paroi [mm]	Longueur r [mm]	Largeur [mm]	Profondeur Maximale [%]
138324,990	Anomalie 45414	Cluster de corrosion	Général	Extérieur	07:33	6,35	32	131	78
104531,378	Anomalie 33492	Corrosion	Cratère	Extérieur	05:15	6,35	13	10	77
105138,481	Anomalie 34108	Corrosion	Cratère	Extérieur	05:34	6,35	30	32	77
105227,574	Anomalie 34279	Corrosion	Cratère	Extérieur	05:11	6,35	20	23	77
1454,372	Anomalie 938	Corrosion	Cratère	Extérieur	03:26	9,52	16	14	76
105233,670	Anomalie 34313	Corrosion	Cratère	Extérieur	04:19	6,35	25	23	76
115879,776	Anomalie 37616	Corrosion	Cratère	Extérieur	07:01	6,35	26	21	76
139374,057	Anomalie 46496	Corrosion	Cratère	Extérieur	09:53	6,35	14	23	76
139376,212	Anomalie 46608	Corrosion	Cratère	Extérieur	11:50	6,35	19	20	76
104121,613	Anomalie 33167	Corrosion	Piqûre	Extérieur	10:40	6,35	10	6	75
105199,544	Anomalie 34170	Cluster de corrosion	Général	Extérieur	05:41	6,35	69	34	75
109539,585	Anomalie 35770	Corrosion	Piqûre	Extérieur	00:59	6,35	9	5	75
139375,149	Anomalie 46566	Corrosion	Cratère	Extérieur	11:04	6,35	19	20	75

Tableau II.2.1: Résultat numérique d’une partie des points de corrosion situés entre les stations SP2-SP3.

II.2.4.2. Résultats sous forme d’histogramme

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

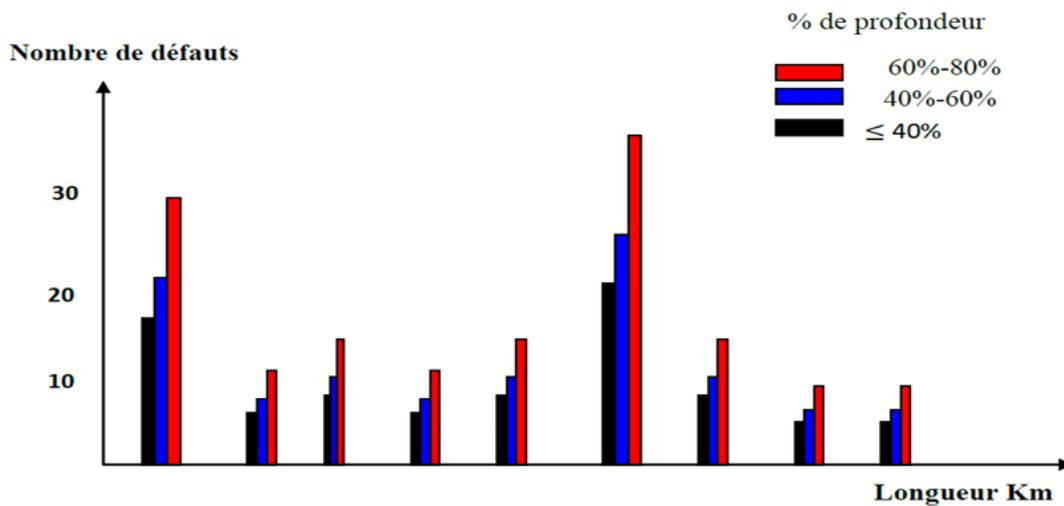


Figure II.2.5: Résultat sous forme d’histogramme.

On distingue trois grades de corrosion :

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

II.2.4.3. Résultats graphiques

C'est la représentation du profil de la conduite sous forme de section qui indique la position circconférentielle du défaut comme c'est présenté ci-dessous :

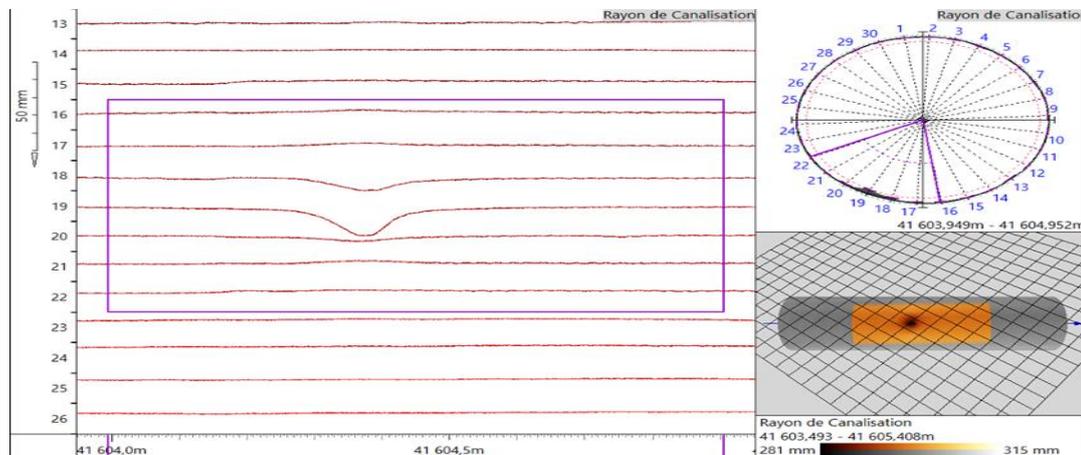


Figure II.2.6: Représentation Graphique (2022-12-17 CAL0024CA01CTS00).

II.2.4.4. Cartes colorées

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

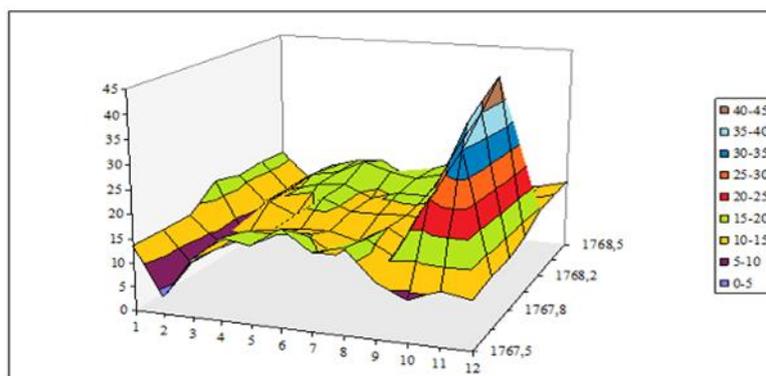


Figure II.2.7: Résultat sous forme Carte colorée en 3D

Conclusion

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

III .CHAPITRE 03 : Approches déterministe et probabiliste d'évaluation de l'état de corrosion d'un pipeline

Dans un pipeline corrodé, chaque section de conduite peut présenter plusieurs centaines de piqûres de dimensions et formes variées. L'évaluation de l'état de corrosion doit donc se baser sur une analyse statistique approfondie. Cette analyse peut inclure une ou plusieurs des caractéristiques statistiques suivantes :

- Distribution Statistique des Pertes de Métal.
- Moyenne des Pertes de Métal.
- Valeur Maximale des Pertes de Métal.

Et pour évaluer les défauts, il existe deux approches :

- Approche déterministe.
- Approche probabiliste.

III.1. Approche déterministe d'évaluation d'un pipeline corrodé

Les inspections périodiques par l'outil intelligent révèlent la présence de nombreux défauts, ces inspections permettent non seulement la localisation des défauts de corrosion mais également leurs dimensions (qui révèlent en suite la nature de la corrosion et la sévérité du danger). Le degré de nuisance de certain défaut peut être évalué sur la base de méthode analytique relativement simple. Certaines compagnies pétrolières ou gazières ont leurs propres codes mais dans une grande proportion, tous les opérateurs utilisent les fameuses normes tels que :

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

III.1.1. La norme ANSI/ASME B31G modifiée

La norme B31G étant considérée par de nombreux opérateurs comme trop conservatrice vu que l'effet de la corrosion sur la capacité de résistance des canalisations se base sur un ensemble d'équations pour le calcul des contraintes et du facteur de Folias impliquant une réserve excessive. Ce qui se traduit lors de l'analyse de ces défauts de corrosion, par des recommandations le remplacement de tronçons là où les tronçons pourraient encore être en service, alors une approche modifiée de la B31G a été développée en tenant compte des insuffisances citées, cette modification se base sur l'utilisation d'une approximation plus rigoureuse du facteur de Folias et d'une nouvelle expression de la contrainte :

III.1.1.1. La Pression Maximale de Service

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

$$PMS = \frac{2tK_s(\sigma_e + 10000)}{D} \quad (\text{III. 1. 1})$$

Où : 1 bar = 14.5037744 Psi.

t : l'épaisseur de la conduite.

K_s : facteur de sécurité.

σ_e : contrainte d'élasticité.

D : Diamètre extérieur.

III.1.1.2. La surface de perte de métal

La surface exacte de la 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 modifiée examine une représentation de la surface corrodée par la méthode de la surface effective :

La méthode de surface effective :

$$A = 0,85Ld \quad (\text{III. 1. 2})$$

$$\frac{A}{A_0} = 0,85 \frac{d}{t} \quad (\text{III. 1. 3})$$

A : aire de défaut.

A_0 : aire totale.

III.1.1.3. Facteur de Folias (M)

Il existe deux cas :

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

$$M = \sqrt{1 + 0,6275 \left(\frac{L^2}{Dt}\right) - 0,003375 \left(\frac{L^2}{Dt}\right)^2} \quad (\text{III. 1. 4})$$

- $\frac{L^2}{Dt} > 50$

$$M = 0,032 \left(\frac{L^2}{Dt}\right) \quad (\text{III. 1. 5})$$

III.1.1.4. La pression réduite P_{red}

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

$$P_{red} = \frac{PMS \left(1 - \frac{A}{A_0}\right)}{1 - \frac{A}{A_0 M}} \quad (\text{III. 1. 6})$$

III.1.1.5. La perte de métal critique (d/t)

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{PMS - Pop}{0,85 \left(PMS - \frac{Pop}{M}\right)} \quad (III. 1. 7)$$

Où : **Pop** : Pression d'opération.

III.1.1.6. La pression de rupture Prup

La pression de rupture (ou pression d'éclatement) est la pression maximale qu'un matériau ou un composant peut supporter avant de se rompre ou de subir une défaillance structurelle.

$$Prep = \frac{2t(\sigma_e + 10000)}{D} \quad (III. 1. 8)$$

III.1.1.7. La perte de métal (d/t) rup

On peut la calcule d'après l'expression suivante :

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{rep} = \frac{Prep - Pop}{0,85 \left(Prep - \frac{Pop}{M}\right)} \quad (III. 1. 9)$$

III.1.1.8. Classification du default.

. En se basant sur les relations précédentes, on peut évaluer les défauts comme suit :

- Défaut à laisser : si $(d/t) < (d/t)_{cr}$.
- Défaut à atténuer : $(d/t)_{cr} < (d/t) < (d/t)_{rup}$.
- Défaut à réparer : $(d/t) > (d/t)_{rup}$

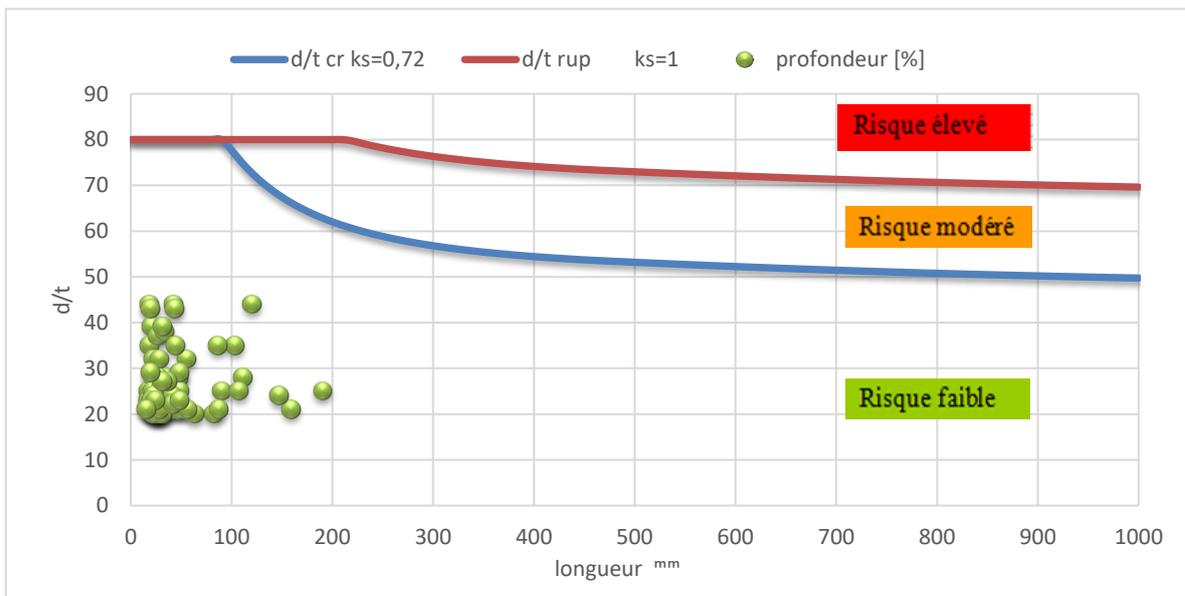


Figure III.1.1: Représentation des différentes zones de risque par la norme B31G modifiée.

III.2. Approche probabiliste d'évaluation d'un pipeline corrodé

III.2.1. 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.

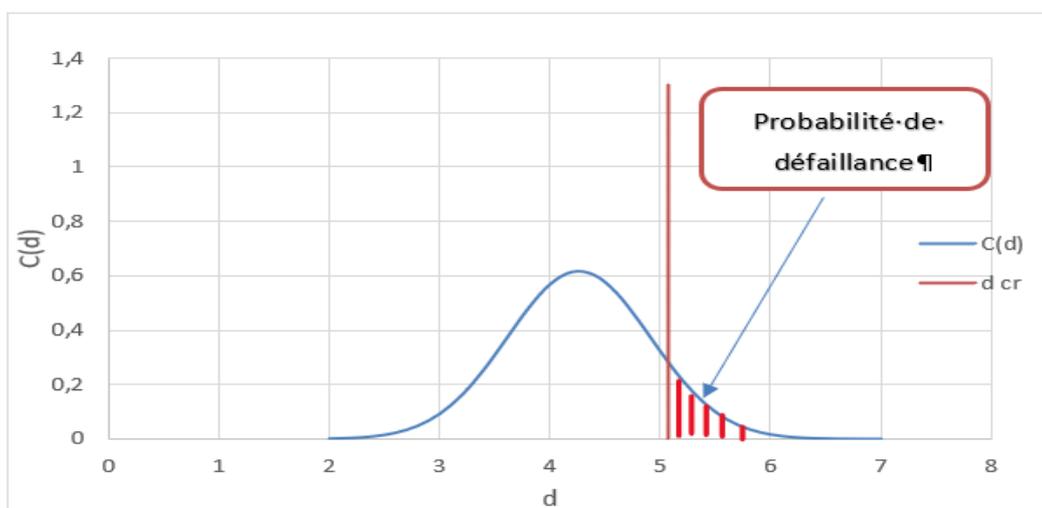
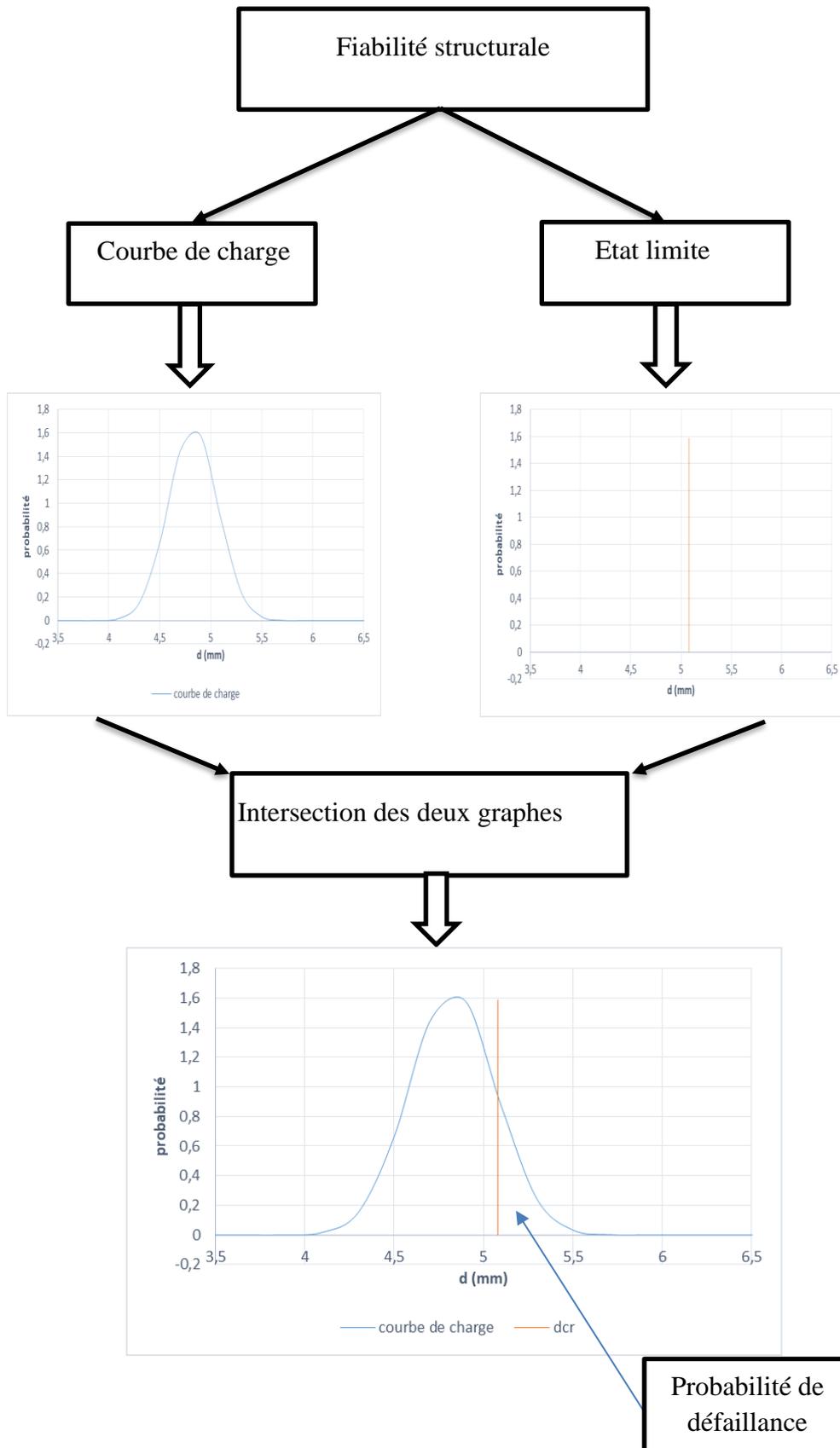


Figure III.2.1: Représentation graphique du principe de la fiabilité structurale



Organigramme III.2.1: Méthodologie d'évaluation de la probabilité de rupture d'un défaut de corrosion

III.2.2. 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 μ et σ , 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 :

μ : moyenne ;

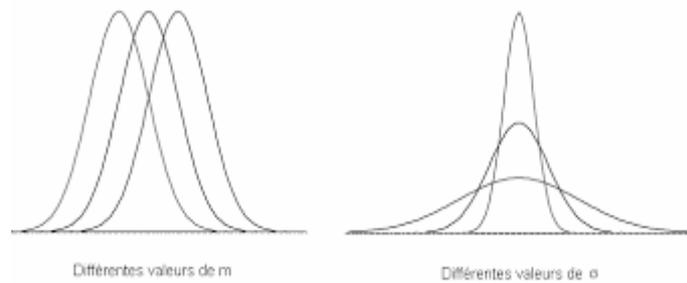
σ : écart type.

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 σ 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



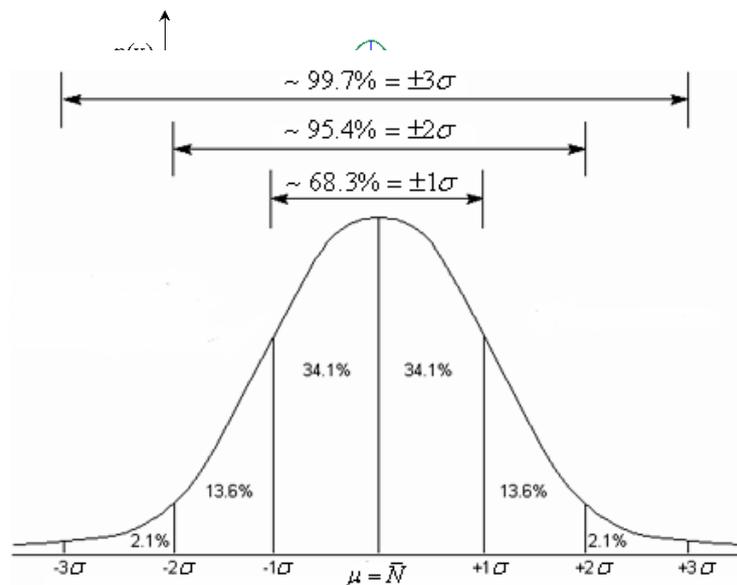
loi est telle que :

Figure III.2.2: forme de la loi normale

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 $\mu \pm 3 \sigma$



III.2.3. 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 μ et un écart type σ

Donc :

$$f(d_\epsilon)_\tau = f(d_\epsilon) + f(v) \cdot \tau \quad (\text{III. 2. 1})$$

Alors selon les propriétés de loi normale :

Moyenne : $\mu(\tau) = \mu_{d_\varepsilon} + \mu_\theta * \tau$

L'écart type : $\sigma(\tau) = \sqrt{\sigma_{d_\varepsilon}^2 + \sigma_\theta^2 * \tau^2}$

La courbe de charge est déterminée par N (μ , σ) :

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

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 dcr en tenant compte de l'évolution de la longueur du défaut dans le temps.

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 dcr obtenue à partir des normes citées auparavant, la défaillance se produit.

III.2.4. 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 :

$$P_{def} = 1 - P_{n\ def} \quad (\text{III. 2. 3})$$

Avec : Pdef : probabilité de défaillance ;

Pn def : probabilité de non défaillance.

III.2.5. 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.

$$P_{def} = 1 - \int_{-\infty}^{d_{cr}} f(d_\varepsilon)_\tau dd \quad (\text{III. 2. 4})$$

III.2.6. 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.

$$P_{def/km} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_{df}) \quad \text{III. 2. 5)}$$

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.

IV . CHAPITRE 04 : Calcul hydraulique d'un oléoduc

Le calcul hydraulique de l'OB1 consistera à déterminer les pertes d'énergie dues au frottement (linéaires et locales) pendant le transport, ainsi qu'à effectuer un calcul du régime de fonctionnement des stations de pompage, incluant la définition des paramètres d'exploitation des pompes et de leurs puissances. L'objectif de cette analyse hydraulique dans ce travail est de déterminer la pression appliquée au niveau de chaque défaut de corrosion de façon à évaluer les risques.

IV.1. La canalisation

IV.1.1. Diamètre et épaisseur du pipeline

Le diamètre et l'épaisseur d'une canalisation sont déterminés en fonction du débit, du produit transporté (viscosité, densité), et la puissance de pompage nécessaire tout en respectant le budget de l'investissement qui doit être déterminé dans une étude technico-économique

IV.1.1.1. L'épaisseur moyenne pondérée d'une conduite

Elle est déterminée par la formule suivante :

$$\delta_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n (L_i \times \delta_i)}{L_T} \quad (IV.1.1)$$

δ_{moy} : Epaisseur moyenne de la conduite en (mm).

δ_i : Epaisseur d'un tronçon i en (mm).

L_i : Longueur d'un tronçon i en (mm).

L_T : Longueur totale en (mm).

IV.1.1.2. Le diamètre intérieur d'une conduite

Il est déterminé par la formule suivante :

$$D_{int} = D_{ext} - 2\delta_{moy} \quad (IV.1.2)$$

D_{int} : Diamètre intérieur de la conduite en (mm).

D_{ext} : Diamètre extérieur de la conduite en (mm).

δ_{moy} : Epaisseur moyenne de la conduite en (mm)

IV.1.2. Pression maximale admissible de service (PMS)

La pression maximale admissible de service (PMS) d'une canalisation est la pression maximale que le pipeline peut supporter en conditions normales d'exploitation, sans entraîner de déformation du métal de la canalisation. Conformément à la norme algérienne, la PMS est définie par la formule suivante :

$$PMS = \frac{2 \times \delta_{moy} \times [\sigma]}{D_{ext}} \quad (IV.1.3)$$

PMS : Pression maximale admissible de la canalisation exprimée en (MPa)

δ_{moy} : Epaisseur moyenne de la canalisation en (mm).

D_{ext} : Diamètre extérieur nominal en (mm).

$[\sigma]$: Contrainte transversale admissible supportée par le métal.

Selon le règlement Algérien, on distingue les coefficients de sécurité comme suit :

Zone	Liquide		Gaz liquéfié	
	Ke	Ks	Ke	Ks
I	0.675	0.47	0.6	0.36
II	0.75	0.59	0.72	0.55
III	0.82	0.65		

Tableau IV.1.1 : Les coefficients de sécurité selon le règlement Algérien.

Les zones I, II et III sont définies comme suit :

- **Zone I** : Comprend les emplacements qui se trouve dans les agglomérations urbaines, ou bien près des locaux isolés à usage des habitations occupant du personnel à poste fixe ou fréquenté par le publique.
- **Zone II** : Comprend les emplacements situés dans les zones rurales, les pâturages, les terrains d'agriculture, les forêts et à proximité des agglomérations.
- **Zone III** : Comprend les terrains inhabitées, Sahara et autres régions désertique et les parties du tracé qui sont situées à plus 1km des habitants.

La pression maximale admissible de service (PMS) est fixée comme étant la pression normale d'exploitation majorée d'une tolérance de 10%.

$$PMS = 1.1 \times Ps \quad (IV.1.4)$$

PMS : Pression maximale admissible de service en (MPa).

Ps : Pression de service en (MPa).

IV.2. Caractéristiques du produit transporté

Vu le grand nombre des constituants d'un produit chimique, il est très difficile d'établir une loi qui gère son comportement, alors il est indispensable d'étudier les propriétés physico-chimiques de ce produit tel que : la couleur, l'odeur, l'indice de réfraction, la densité, la viscosité et la tension de vapeur. Couramment on utilise ces trois derniers paramètres sur lesquelles sont basés les contrats de vente

IV.2.1. La densité (d)

La densité du produit pétrolier est définie comme le rapport de la masse volumique du produit sur celle de l'eau à 4°C et une atmosphère. La densité du pétrole brute varie entre 0,7 et 0,9.

$$d = \frac{\rho}{\rho_{eau}} \quad (IV.2.1)$$

d : Densité du produit.

ρ : Masse volumique du produit en (kg/m³).

ρ_{eau} : Masse volumique de l'eau à 4°C (1000 kg/m³).

IV.2.2. La viscosité (ν)

La viscosité d'un fluide est due aux forces de frottement qui s'opposent au glissement des couches du fluide les unes sur les autres, les phénomènes dus à la viscosité du fluide ne se produisent que lorsque ce fluide est en mouvement.

On distingue deux types de viscosités :

- La viscosité dynamique ou absolue (μ) en kg/m s.
- La viscosité cinématique (ν) en m²/s.

La relation entre la viscosité cinématique et la viscosité dynamique est donnée par la formule ci-dessous :

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (\text{IV. 2. 2})$$

μ : Viscosité dynamique en (kg/m s).

ν : Viscosité cinématique en (m²/s).

ρ : Masse volumique du produit en (kg/m³).

IV.3. Formules du calcul hydraulique

Dans cette partie on va présenter les formules principales pour étudier l'écoulement dans les conduites ainsi que l'évaluation des paramètres qui les caractérisent.

IV.3.1. Débit et vitesse d'écoulement (Q)

Il est donné d'habitude en million de tonnes par an (MTA) on considère que le pipeline fonctionne 330 jours /an et le reste (35 jours) consacré à la maintenance et la réparation.

$$Q = S \times v \quad (\text{IV. 3. 1})$$

$$S = \frac{D_{int}^2 \times \pi}{4} \quad (\text{IV. 3. 2})$$

$$v = \frac{4 \times Q}{D_{int}^2 \times \pi} \quad (\text{IV. 3. 3})$$

Q : Le débit de fonctionnement en (m³/s).

S : Section interne de conduit en (m²).

v : La vitesse moyenne de fluide en (m/s).

D_{int} : Diamètre intérieur de la conduite en (m).

IV.3.2. Nombre de Reynolds (Re)

Il représente le rapport entre les forces d'inertie et les forces visqueuses, il caractérise le régime d'écoulement d'un fluide et selon sa valeur on distingue le type d'écoulement, on le définit de la manière suivante :

$$Re = \frac{v \times D_{int}}{\nu} \quad (IV.3.4)$$

Re : Nombre de Reynolds

v: La vitesse moyenne de fluide en (m/s).

D_{int} : Diamètre intérieur de la conduite en (m).

ν : Viscosité cinématique du produit en (m² /s).

IV.3.3. Régime d'écoulement d'un fluide

Le régime d'écoulement d'un fluide est défini comme étant la façon de déplacement des particules d'un fluide dans une conduite. On distingue deux régimes d'écoulement :

	↑ 0	↑ 2320	↑ <i>Re_{cr1}</i>	↑ <i>Re_{cr2}</i>
Régime	Laminaire	Turbulent		
		Tube lisse	Frottement mixte	Quadratique (tube rugueux)
Formule	Formule de Stocks	Formule de Blasis	Formule d'Altchouille	Formule d'Altchouille
Lambda	$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = 0.3164 * Re^{-0.25}$	$\lambda = 0.11 \left(\frac{\epsilon}{2} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25}$	$\lambda = 0.11 \left(\frac{\epsilon}{2} \right)^{0.25}$

Tableau IV.3.1: Régimes d'écoulements.

Avec :

$$\epsilon = \frac{2 \times e}{D_{int}} \quad (IV.3.5)$$

$$Re_{e1} = \frac{59.5}{\epsilon^7} \quad (IV.3.6)$$

$$Re_{e2} = \frac{665 - (765 \times \log(\epsilon))}{\epsilon} \quad (IV.3.7)$$

λ : Coefficient de perte de charge.

ε: Rugosité relative.

e : Rugosité absolue en (mm).

2320, R_{ecr1} et R_{ecr2} : Sont nombre de Reynolds critique qui séparent les zones de régimes d'écoulement.

- **Régime laminaire**

Quand l'écoulement se fait par filet parallèle c'est-à-dire que les lignes de courant sont toutes parallèles à l'axe de la conduite. Il se produit dans la canalisation ou la vitesse d'écoulement est faible.

- **Régime turbulent**

Apparait lorsqu'il y a une formation de tourbillons dans le liquide pour des vitesses d'écoulement élevées. Un écoulement chaotique apparait au centre de la conduite alors que sur la périphérie on distingue une couche limite laminaire

On distingue trois zones :

- Zone A : Régime turbulent lisse.
- Zone B : Régime turbulent mixte.
- Zone C : Régime turbulent quadratique.

IV.3.4. Les pertes de charge totales dans une canalisation (H_T)

IV.3.4.1. Perte de charge linéaire (H_L)

C'est la perte de pression due au frottement du liquide avec les parois intérieures de la canalisation durant un écoulement, la formule du calcul des pertes de charge est comme suite :

$$H_L = \frac{\lambda \times L_T \times v^2}{2 \times g \times D_{int}} \quad (IV. 3. 8)$$

Donc :

$$H_L = \frac{8 \times \lambda \times L_T \times Q^2}{\pi^2 \times g \times D_{int}^5} \quad (IV. 3. 9)$$

H_L : Les pertes de charge du frottement en (m).

λ : Coefficient de perte de charge.

L_T : Longueur du tronçon en (m).

Q : Débit de la ligne en (m³ /s).

D_{int} : Diamètre intérieur de la conduite en (m).

g : Accélération de la pesanteur (9,81 m/s²).

IV.3.4.2. Perte de charge locale (singulière H_s)

C'est la perte de pression locale au niveau des différents équipements telle que les vannes, les clapets, les rétrécissements de la conduite, on la détermine par la formule suivante :

$$H_s = \sum \frac{\xi \times v^2}{2g} \quad (\text{IV. 3. 10})$$

H_s : Les Pertes de charge locale en (m).

ξ : Le Coefficient de perte de charge.

v : La vitesse moyenne de fluide en (m/s).

Les pertes de charge locales pour les grandes longueurs de conduite peuvent être estimées comme suit :

$$H_s = (0.01 \text{ à } 0.02) * H_L \quad (\text{IV. 3. 11})$$

IV.3.4.3. Perte de charge total

Donc les pertes de charge totales (HT) sont :

$$H_T = 1.02 \times H_L \quad (\text{IV. 3. 12})$$

$$H_T = 0.084 \times \frac{\lambda \times L_T \times Q^2}{D_{int}^5} \quad (\text{IV. 3. 13})$$

IV.3.5. Charge de refoulement total (H_{ref})

La charge de refoulement totale est la charge que la station doit fournir pour acheminer un fluide du point de départ au point d'arrivée dans les conditions recommandées, elle est déterminée à l'aide de la formule suivante :

$$H_{ref_exg} = H_T + H_{asp} + \Delta Z \quad (\text{IV. 3. 14})$$

$$P_{ref_exg} = \frac{H_{ref_exg}}{\rho \times g} \quad (\text{IV. 3. 15})$$

H_{ref} : Charge de refoulement totale en (m).

H_{asp} : Hauteur finale à l'arrivée en (m).

ΔZ : Différence des hauteurs en (m).

H_T : Les Pertes de charges totales en (m).

IV.4. Pente hydraulique (i)

Elle représente la perte de charge par unité de longueur, pour une conduite de diamètre D. La pente hydraulique est donnée par la formule suivante :

$$i = \frac{H_T}{L_T} = \frac{1.02 * 8 * \lambda * Q^2}{\pi^2 * g * D_{int}^5} = \tan(\alpha) \quad (IV.4.1)$$

i : Pente hydraulique

α : Angle d'inclinaison de la pente par rapporte à l'horizontal en (°).

Donc :

$$H_{ref} = iL_T + H_{asp} + \Delta Z \quad (IV.4.2)$$

$$P_{ref} = \frac{H_{ref}}{\rho \times g} \quad (IV.4.3)$$

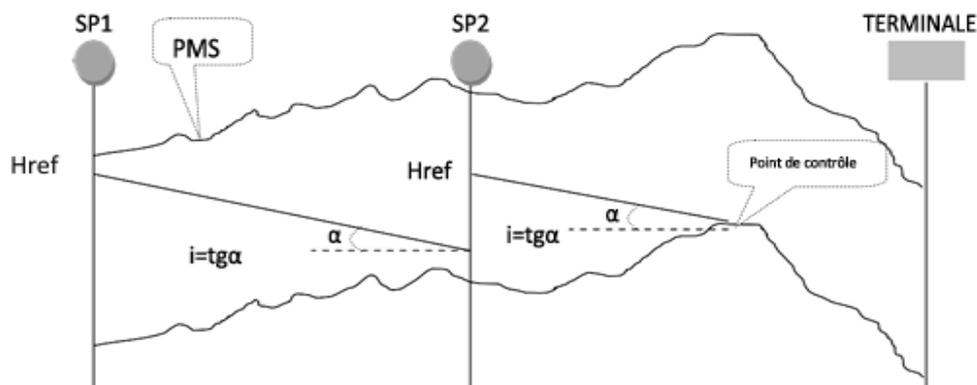


Figure IV.4.1 : Pente hydraulique.

IV.5. Courbe caractéristique d'une conduite

La courbe caractéristique du réseau est la représentation graphique de la hauteur manométrique totale (H) nécessaire à l'installation en fonction du débit.

$$H = f(Q) + \Delta Z$$

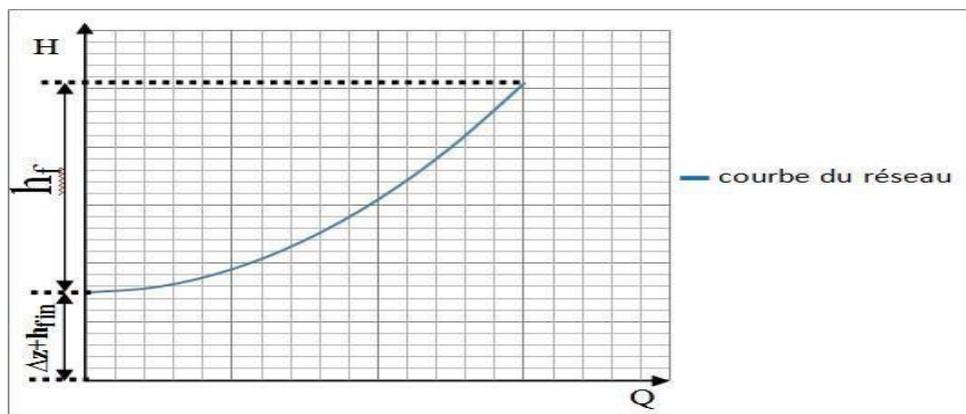


Figure IV.5.1 : Courbe caractéristique d'une conduite.

IV.6. Les pompes

IV.6.1. Définition

La principale fonction d'une pompe est de transformer l'énergie d'une source motrice (le moteur) en vitesse (énergie cinétique), puis en pression (énergie statique). En effet, une pompe a pour rôle de fournir de l'énergie au liquide pompé, énergie qui est ensuite convertie en hauteur de refoulement, selon les spécifications de fabrication de la pompe et les exigences spécifiques de l'installation.

Suivant le mode de déplacement des liquides à l'intérieur de la pompe, en classe ces dernières en deux grandes catégories : les pompes volumétriques et les turbopompes, ces dernières sont les plus employées.

Suivant le mode d'action, on distingue :

- Les pompes centrifuges
- Les pompes hélices
- Les pompes hélico-centrifuges
- Pompe à piston
- Les pompes rotatives

Cette classification repose sur la forme de la trajectoire à l'intérieur du rotor de la pompe (roues radiales, semi-radiales, axiales). Dans cette étude, nous nous concentrerons sur les pompes centrifuges, qui sont largement employées dans l'industrie des pipelines

IV.6.2. Choix de type de pompe

Le choix se fait de façon à :

- Assurer le débit de refoulement et la hauteur manométrique totale.
- Assurer un rendement maximum.
- Vitesse de rotation importante.
- Réduire l'encombrement de façon à répondre à la construction économique.

IV.6.3. Caractéristiques d'une pompe

- Sa vitesse de rotation
- Sa courbe caractéristique, hauteur d'élévation-débit : $H=f(Q)$.
- Son rendement.
- Sa puissance absorbée à l'arbre en différents points de sa courbe caractéristique.
- Sa capacité d'aspiration requise exprimée par son NPSH requis en fonction du débit et du diamètre de la roue.

IV.6.4. Courbe caractéristique de la pompe

Cette courbe est établie sur un banc d'essai pour un prototype de pompe puis fournie à l'exploitant pour une adaptation au réseau, la courbe est établie selon la loi suivante :

$$H_p = a + bQ^2 \quad (\text{IV. 6. 1})$$

Avec :

H_p : Hauteur manométrique totale de la pompe en (m).

a, b : Constantes qui caractérisent la pompe.

Q : Débit développé par la pompe en (m³/h).

La caractéristique de la pompe est représentée dans la figure ci-dessous :

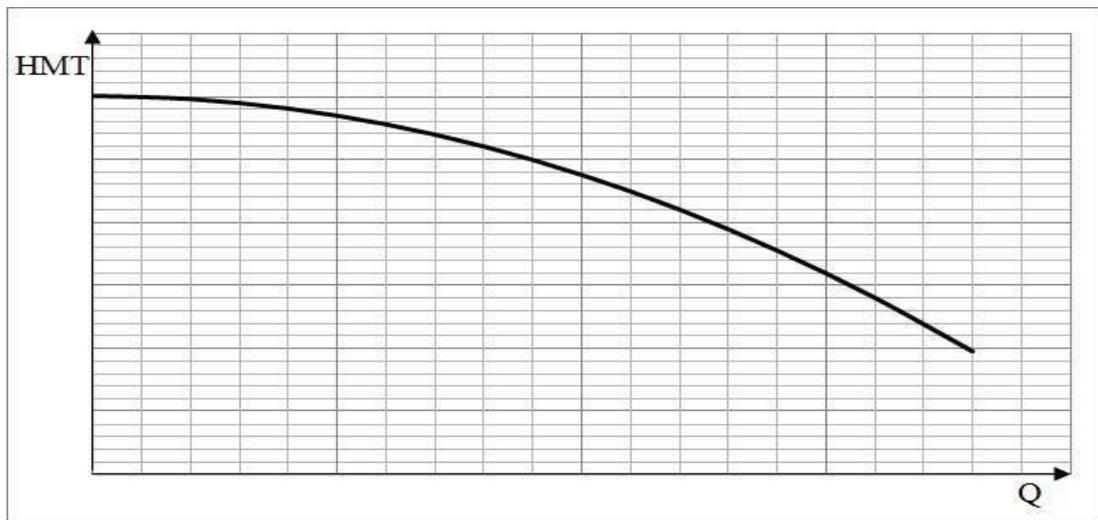


Figure IV.6.1 : Courbe caractéristique de la pompe.

IV.6.5. Rendement de la pompe (η_p)

Le rendement est une grandeur sans dimension caractérisant le rapport entre l'efficacité énergétique d'un système et son efficacité théorique maximale.

On peut l'exprimer comme étant le rapport de la puissance utile communiquée au liquide pompé à la puissance absorbée par la pompe

$$\eta_p = \eta_{max} \times \left[1 - \left(1 - \left(\frac{Q_p}{Q_{nom}} \right) \times \left(\frac{n_{nom}}{n_p} \right) \right)^2 \right] \quad (\text{IV. 6. 2})$$

η_p : Rendement de la pompe qui correspond au débit et la hauteur manométrique de la pompe.

Q_p : Le débit de la pompe en (m³/s).

n_p : La vitesse de rotation de la pompe en (tour/min).

Q_{nom} : Le débit nominal de la pompe en (m³/s).

n_{nom} : La vitesse de rotation nominale de la pompe en (tour/min).

η_{max} : Le rendement maximal de la pompe qui correspond au débit et hauteur nominal.

IV.6.6. Puissance

IV.6.6.1. Puissance absorbée par la pompe (Pa)

C'est la puissance hydraulique communiquée au liquide lors de son passage à travers la pompe sur le rendement de la pompe. Cette puissance est donnée par la formule suivante :

$$P_{abs} = \frac{Q \times \rho \times g \times H}{\eta_p} \quad (IV. 6. 3)$$

Avec :

P_{abs} : Puissance fournie sur l'arbre par la pompe en (Watt).

Q : Débit en (m³/s).

g : Accélération de la pesanteur en (m/s²).

H : Hauteur manométrique de la pompe en (m).

ρ : Masse volumique de liquide pompé en (kg/m³).

η_p : Rendement de la pompe

IV.6.6.2. Puissance du moteur d'entraînement (P exig)

C'est la puissance mécanique que doit fournir le moteur en tenant compte des pertes au niveau de l'accouplement avec la pompe :

$$P_{exig} = (1.1 - 1.2) \times P_{abs} \quad (IV. 6. 4)$$

P_{exig} : Puissance exigée en (Watt)

η_{acc} : Rendement d'accouplement (généralement 98%)

IV.6.7. Le NPSH

Le NPSH est l'abréviation anglo-saxonne de Net Positive Section Head, ce qui se traduit en français par Charge Totale Nette d'Aspiration, c'est le critère qui sert à définir la pression nécessaire à l'aspiration pour obtenir un bon fonctionnement de la pompe, c'est à dire pour maintenir en tout point du fluide une pression supérieure à la pression de vapeur saturante, dans l'étude des systèmes avec pompe, on définit deux types du NPSH, le NPSH requis et le NPSH disponible.

IV.6.7.1. NPSH requis (exigé)

Pour chaque pompe, il y a un NPSH minimal au-dessous duquel la cavitation apparaît, c'est ce qu'on appelle le NPSH requis, cette caractéristique est donnée par le constructeur de la machine sous forme d'une courbe en fonction du débit

IV.6.7.2. NPSH disponible

C'est la valeur du NPSH dont dispose la pompe par les conditions d'installation. Il dépend donc des conditions d'installation et d'exploitation qui sont : la nature du liquide, la pression, la température, la hauteur géodésique, le diamètre et la forme des conduites, il est indépendant de la construction de la pompe. Il doit être toujours supérieur au NPSH requis comme le montre le schéma suivant :

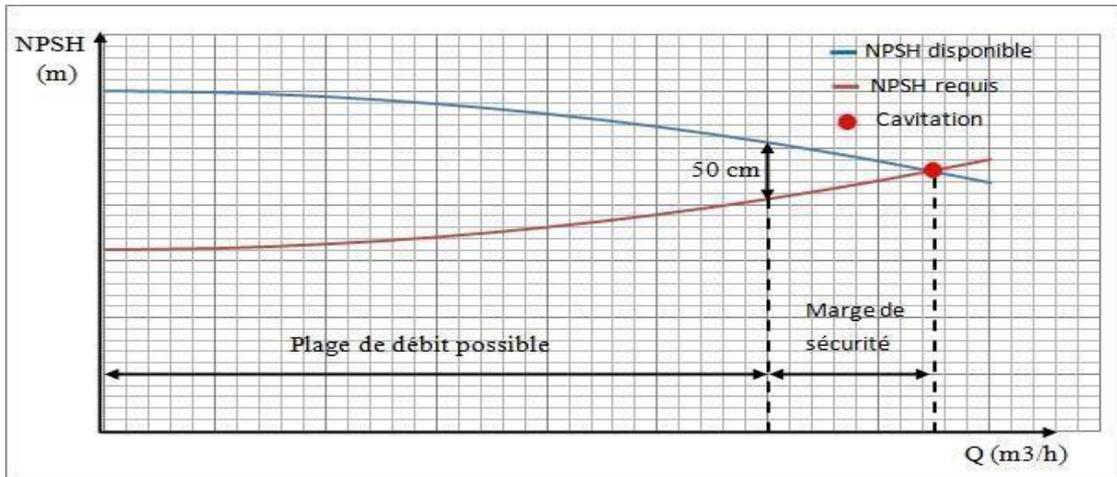


Figure IV.6.2 : Le NPSH requis et disponible d'une pompe.

IV.6.8. Assemblage des pompes

IV.6.8.1. Assemblage en série

Dans ce type d'association les pompes sont montées les unes derrière les autres de sorte que les hauteurs manométriques des pompes en fonctionnement à un même débit s'ajoutent, il faut noter que la pression de sortie de la première pompe est aussi la pression d'entrée de la pompe suivante, le schéma suivant montre un montage en série des pompes centrifuge :

$$H_p = \sum_1^n (a - (b \times Q^2)) \tag{IV.6.5}$$

Avec :

n : Le nombre des pompes en série

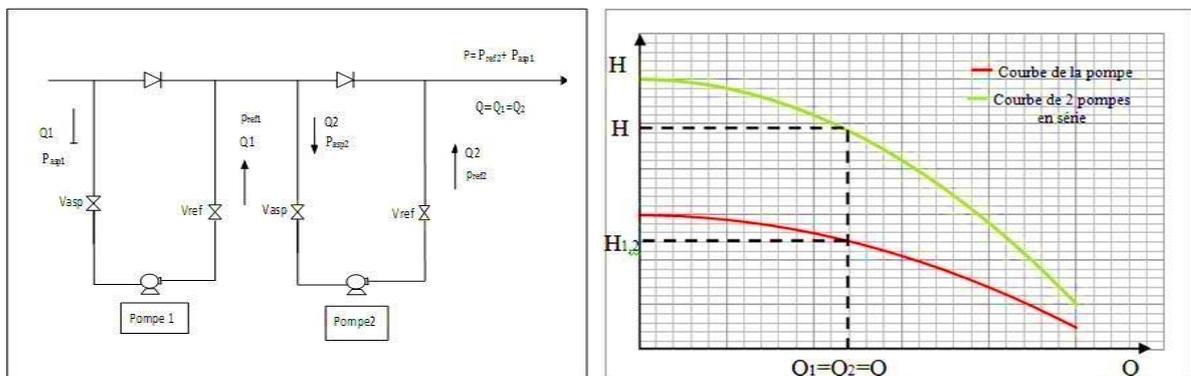


Figure IV.6.3 : Assemblage des pompes en série.

IV.6.8.2. Assemblage en parallèle

Lorsque le débit nécessaire ne peut être atteint au point de fonctionnement avec une seule pompe, il est possible d'associer deux ou plusieurs pompes en parallèle, chacune refoule le fluide à travers un clapet anti-retour dans la conduite de refoulement commune, dans ce type d'association les pompes sont assemblées d'une façon à avoir la même pression d'aspiration et la même pression de refoulement, il faut noter qu'après l'arrêt d'une des deux pompes centrifuges identiques le débit de la pompe qui continue à fonctionner ne devient pas égal à la moitié du débit de deux pompes en parallèle, mais il reste supérieur à la moitié, dans un processus inverse, la mise en parallèle de la deuxième pompe centrifuge de même taille ne double pas le débit de la pompe en fonctionnement, mais le débit reste légèrement inférieur au double d'une seule pompe ($Q_{\text{parallèle}} < 2 * Q_{\text{unitaire}}$).

La caractéristique équivalente à deux pompes identiques en parallèle est établie de la façon suivante :

$$H_P = \sum_1^n \left(a - \left(\left(\frac{b}{n^2} \right) \times Q^2 \right) \right) \quad (IV. 6. 6)$$

Avec :

n : le nombre des pompes en parallèle.

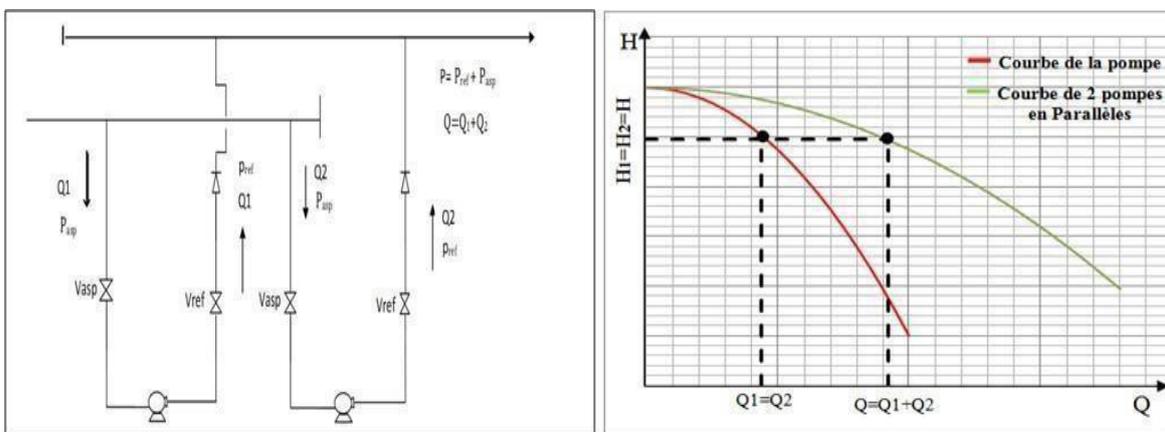


Figure IV.6.4 : Assemblage des pompes en parallèle.

IV.6.9. La charge refoulement de station (Href-st)

Représente la charge totale fournie par la station de pompage :

$$H_{ref} = H_{al} + H_{pb} + \sum_1^K H_{PP} \quad (IV. 6. 7)$$

Avec :

H_{al} : La charge manométrique absorbé par les pompes boosters et elle représente aussi la charge d'aspiration de la station exprimée en (m).

H_{pb} : Charges des pompes boosters en (m).

$\sum_1^K H_{PP}$: La somme des charges fournies par les pompes principales en (m)

IV.7. Point de fonctionnement

Il correspond au point d'intersection entre la courbe caractéristique de la pompe et celle d'une conduite, c'est un point d'équilibre où l'énergie reçue par le fluide à travers la roue est consommée par la conduite.

$$H_{ref} = H_{ref-st}$$

$$H_T + \Delta Z + H_{asp} = H_{al} + H_{pb} + \sum_1^K H_{PP} \quad (IV.7.1)$$

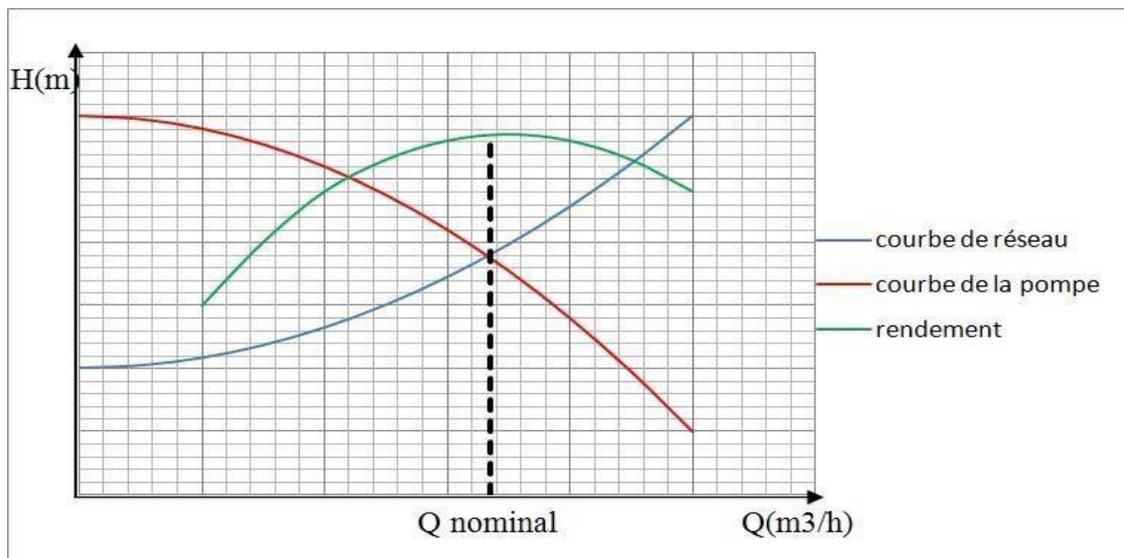


Figure IV.7.1 : Point de fonctionnement optimal de la pompe.

Remarque

Lorsque le point de fonctionnement désiré coïncide avec celui de la pompe, dans ce cas la pompe fonctionne dans les conditions optimales d'utilisation (rendement maximale de la pompe) sinon on sera dans l'obligation d'apporter des modifications sur les caractéristiques de la pompe ou sur la conduite de refoulement.

IV.8. Adaptation des pompes sur le réseau

- Réduction du temps de pompage.
- Le vannage
- Régulation de nombre de pompe dans la station.
- Régulation par variation de la vitesse de rotation de la pompe.
- Régulation par construction d'une looping.

IV.8.1. La variation de vitesse de rotation

Cette méthode consiste à faire varier la vitesse de rotation, à cet effet on cherche une vitesse

n_2

$$n_x = n * \sqrt{\frac{H_{pp} + bQ^2}{a}} \quad (\text{IV. 8. 1})$$

$$H_x = a_x - bQ_x^2 \text{ avec } a_x = a * \left(\frac{n_x}{n}\right) \quad (\text{IV. 8. 2})$$

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{Q_1}{Q_2} \text{ et } \frac{n_1}{n_2} = \sqrt{\frac{H_{P1}}{H_{P2}}} \quad (\text{IV. 8. 3})$$

n_1, n_2 : Vitesse de rotation avant et après la réduction.

Q_1, Q_2 : Débit avant et après la réduction.

H_{P1}, H_{P2} : La charge de la pompe avant et après la réduction.

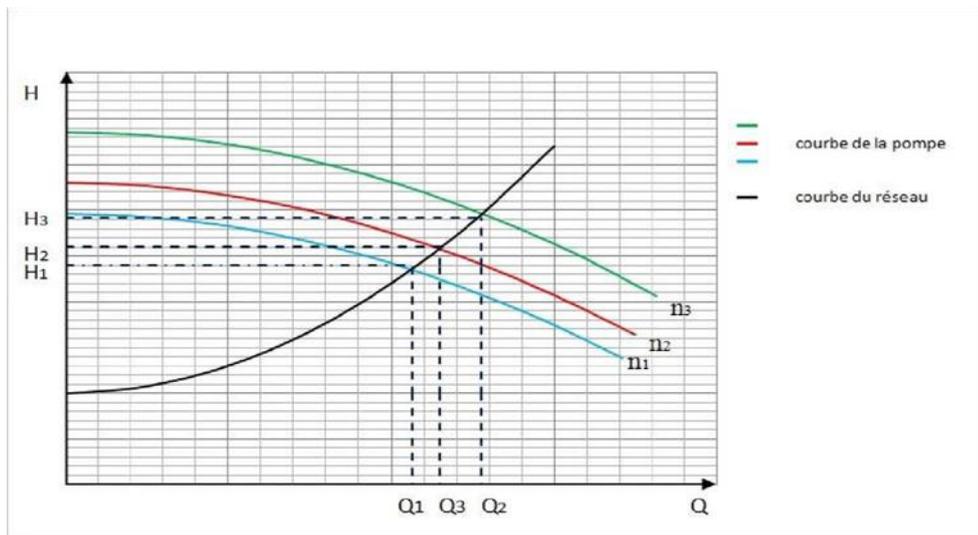


Figure IV.8.1 : Courbe iso vitesse d'une pompe centrifuge.

V . CHAPITRE 05 : Analyse hydraulique de l'oléoduc OB1

Dans ce chapitre, nous aborderons l'analyse hydraulique de l'oléoduc OB1, allant de SP1 jusqu'au Col de Selatna, qui constitue un point de contrôle sur le tracé. À partir de ce point, l'écoulement se poursuivra de manière gravitaire jusqu'au Terminal Maritime de Béjaïa (TMB)

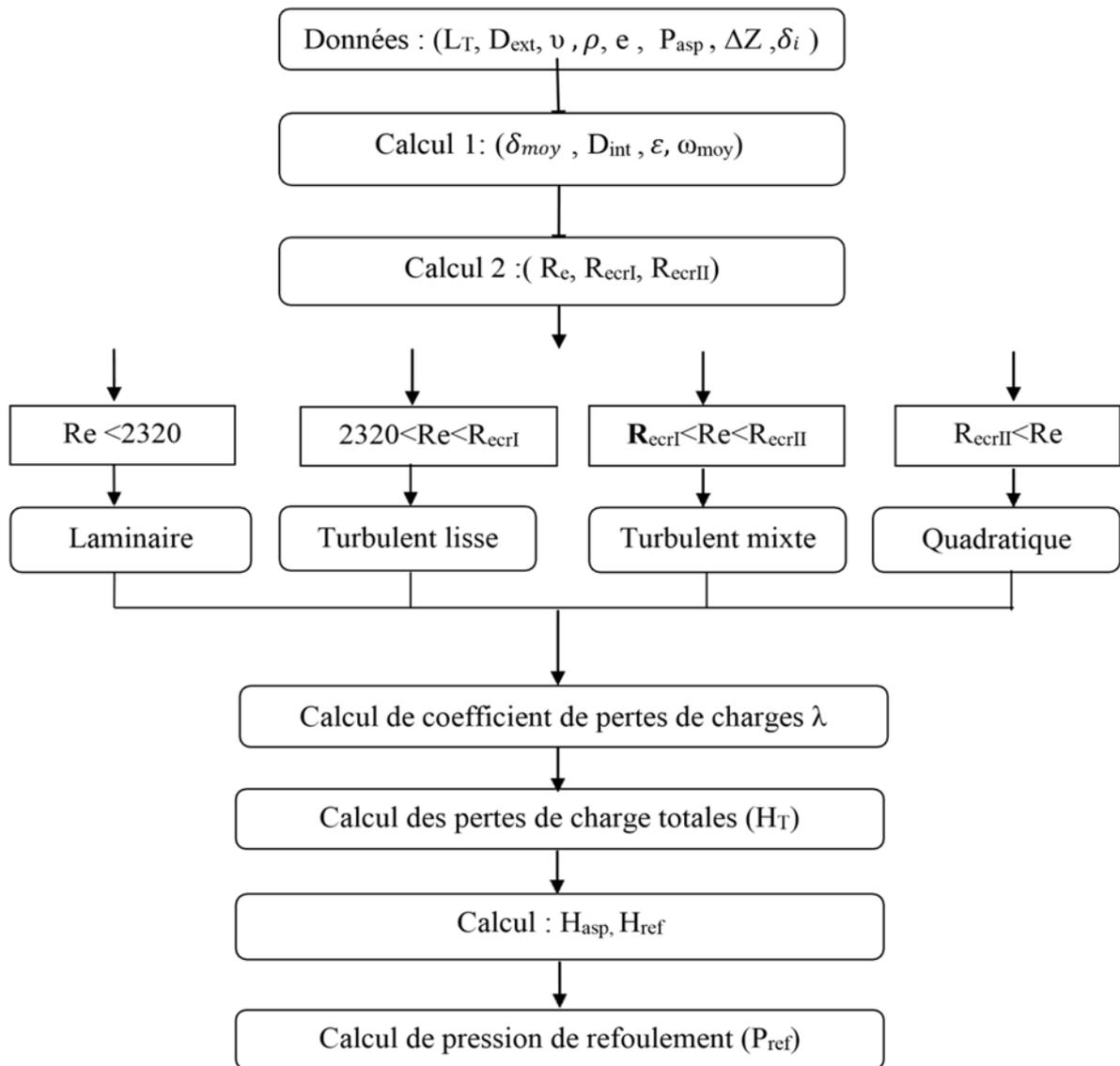
V.1. SP1-Selatna

V.1.1. La pression de refoulement exigée

Les stations de l'OB1 doivent fournir une pression adéquate pour garantir le débit recommandé par le TMB. Cette pression, générée par les stations de pompage, permettra de surmonter la dénivelée de la ligne, ainsi que les pertes de charge linéaires causées par le frottement et les pertes de charge locales au niveau des différents équipements de la ligne (tels que les vannes de sectionnement et les clapets anti-retour).

V.1.1.1. Organigramme de calcul hydraulique

Cet organigramme résume les étapes de calcul à suivre. Son objectif est de déterminer la perte de charge dans les différents tronçons pour le débit transporté et de définir la charge de refoulement des diverses stations de pompage. Cela permet de surmonter cette perte de charge et d'assurer une charge finale adéquate pour éviter tout risque de cavitation. Il spécifie également les paramètres nécessaires pour atteindre cette charge, tels que le nombre de pompes, la vitesse de rotation, etc.



Organigramme V.1.1 : Les étapes du calcul hydraulique.

V.1.1.2. Régime de fonctionnement

On détermine dans ce qui suit la nature du régime d'écoulement qui s'établie dans les tronçons entre les stations de l'OB1 pour un débit $Q=1800\text{m}^3/\text{h}$

V.1.1.2.a. Données des tronçons entre les stations de pompage

Le tableau suivant représente les données de base pour déterminer les différents paramètres nécessaires dans notre calcul :

Paramètres	Symboles et unités	Tronçons entre stations de pompage			
		SP1- SP1Bis	SP1Bis- SP2	SP2-SP3	SP3- Selatna
Diamètre extérieur	D_{ext} (mm)	609,6			
La longueur	L_T (m)	189829	161024,582	144871	46788,23
Différence D'altitude	ΔZ (m)	-63,477	131,214	233,265	576,404
Viscosité	ν (m ² /s)	0,00000338			
Masse volumique	ρ (kg/m ³)	802.3			
Rugosité	e (mm)	0,046			
Pression d'aspiration	P_{asp} (bar)	1	10	1	1

Tableau V.1.1 : Données du calcul

V.1.1.2.b. Résultats numériques

Les tableaux suivants présentent les résultats de calcul hydraulique de l'OB1, en suivant l'organigramme et les différentes équations citées dans le chapitre IV :

Paramètres	Symboles et unités	Formule	Tronçons entre stations de pompage			
			SP1-SP1Bis	SP1Bis-SP2	SP2-SP3	SP3-Selatna
Epaisseur Moyen	$\delta_{moy}(mm)$	(IV.1.1)	7.9405	7,2019	6,7401	6,9741
Diamètre intérieur	$D_{int}(mm)$	(IV.1.2)	593,719	595,196	596,120	595,6518
Vitesse moyenne	$\omega_{moy}(m/s)$	(IV.3.3)	1.8060	1,7970	1,7914	1,7943
Rugosité relative	ϵ	(IV.3.5)	0,000155	0,000155	0,000154	0,0001545
Reynolds	Re	(IV.3.4)	316954.69	316168	315678.2	315926.22
Reynolds critique1	RecrI	(IV.3.6)	1344516.6 9	1348341	1350732	1349520.2
Reynolds critique2	RecrII	(IV.3.6)	23100133	23162949	23202230	23182325

Tableau V.1.2 : Détermination de régime de fonctionnement.

V.1.1.2.c. Interprétation

D'après les résultats le régime d'écoulement est tube lisse.

V.1.1.3. Calcul de la perte de charge et pression exigée par les lignes

D'après le résultat précédent, notre régime d'écoulement est un régime turbulent hydrauliquement lisse ce qui donne :

Paramètres	Formule	Tronçons entre stations de pompage			
		SP1-SP1Bis	SP1Bis-SP2	SP2-SP3	SP3-Selatna
Coef de perte de charge (λ)	Blasius	0.013334	0.013343	0.013348	0.013345
Les pertes de charge totale (Ht)	(IV.3.12)	722.9469	606.0519	541.2532	175.4590
H _{ref} exigée (m)	(IV.3.14)	786.52564	749.9715	787.2238	764.56865
La pente Hydraulique i (10 ⁻²)	(IV.4.1)	0.37084	0.37640	0.3736	0.37501
P _{ref} exigée (m)	(IV.3.15)	61.9	59.02	61.95	60.74

Tableau V.1.3: Calcul de la perte de charge et pression exigée par les lignes.

V.1.1.4. Représentation graphique

On peut exprimer les résultats de calcul précédents sous forme graphique comme suit :

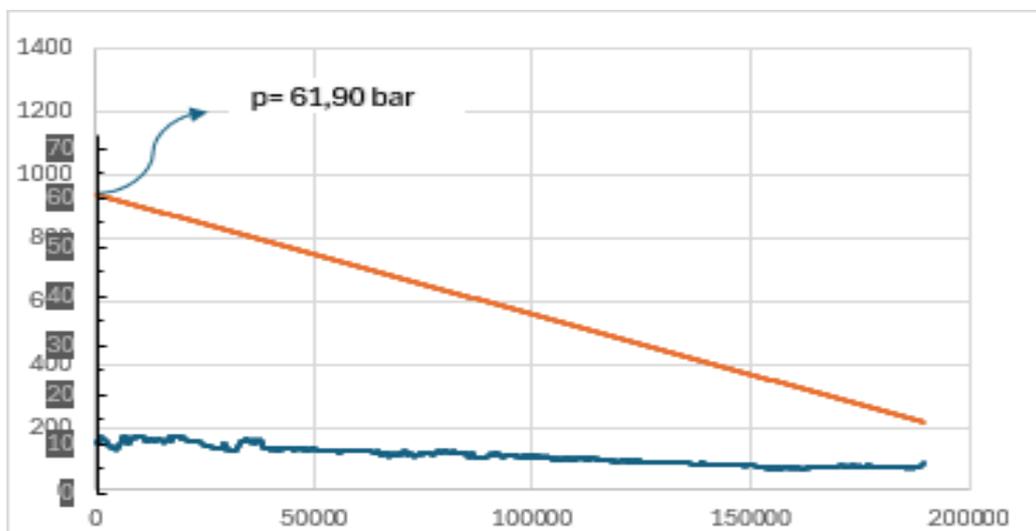
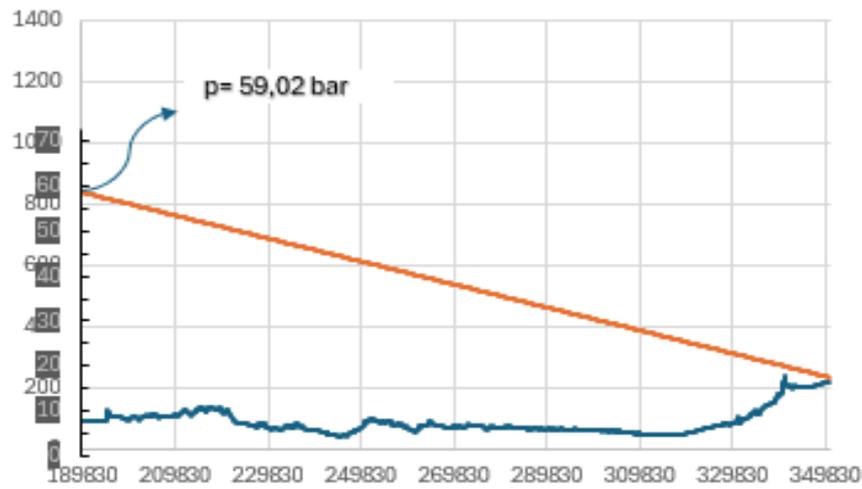


Figure V.1.1 : Pente hydraulique de SP1-SP1bis.



Figures V.1.2 : Pente hydraulique de SP1Bis-SP2

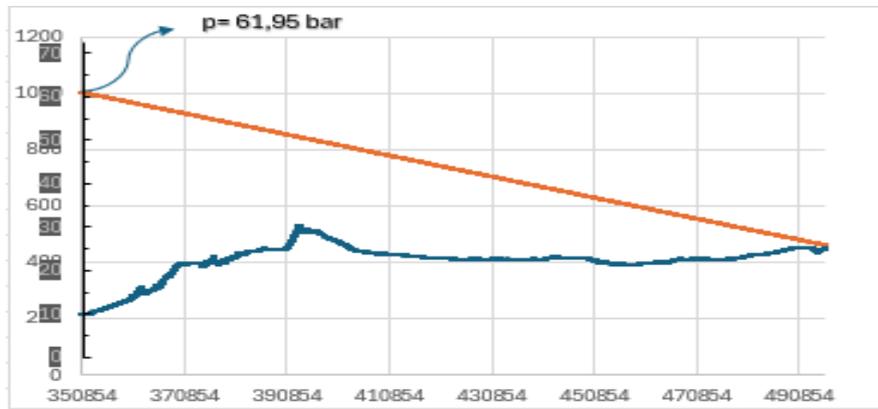


Figure V.1.3 : Pente hydraulique de SP2-SP3

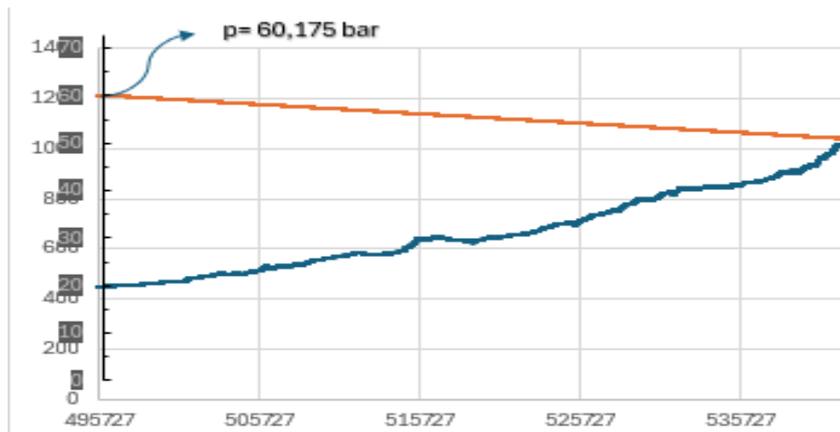


Figure V.1.4 : Pente hydraulique de SP3-Selatna

V.1.2. Courbe caractéristique des conduites

On représente le résultat de calcul de la charge de refoulement en fonction du débit sous forme de courbe caractéristique de conduite

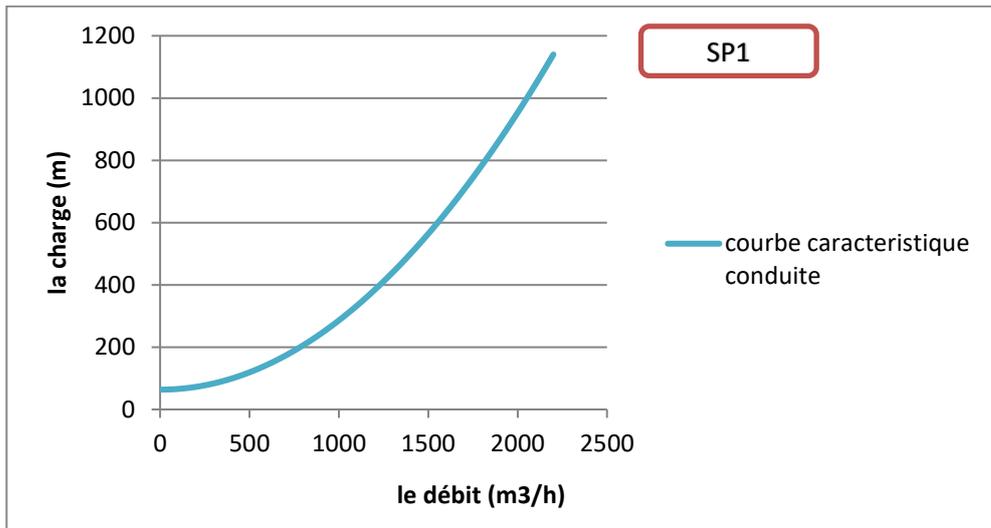


Figure V.1.5 : Courbe caractéristique de conduite SP1-SP1bis.

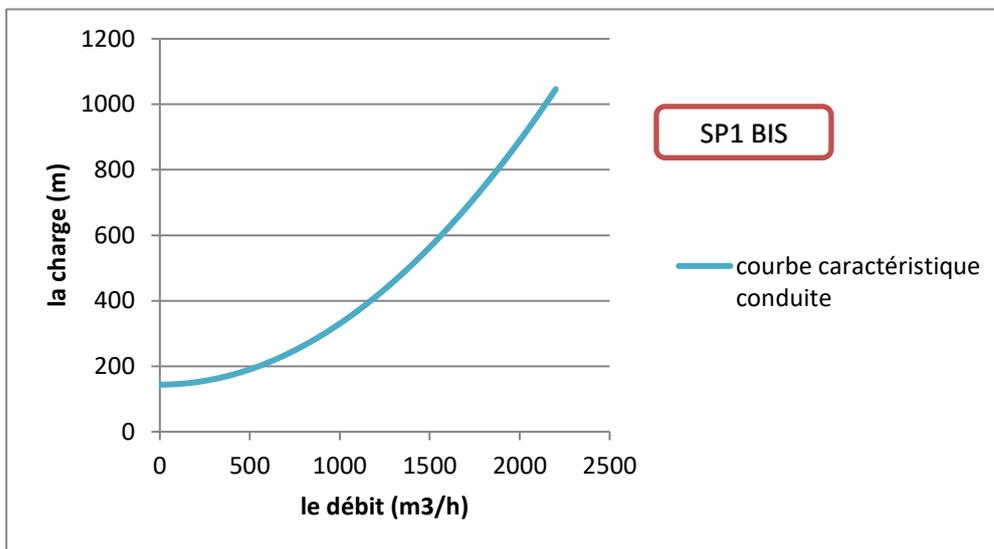


Figure V.1.6 : Courbe caractéristique de conduite SP1bis-SP2.

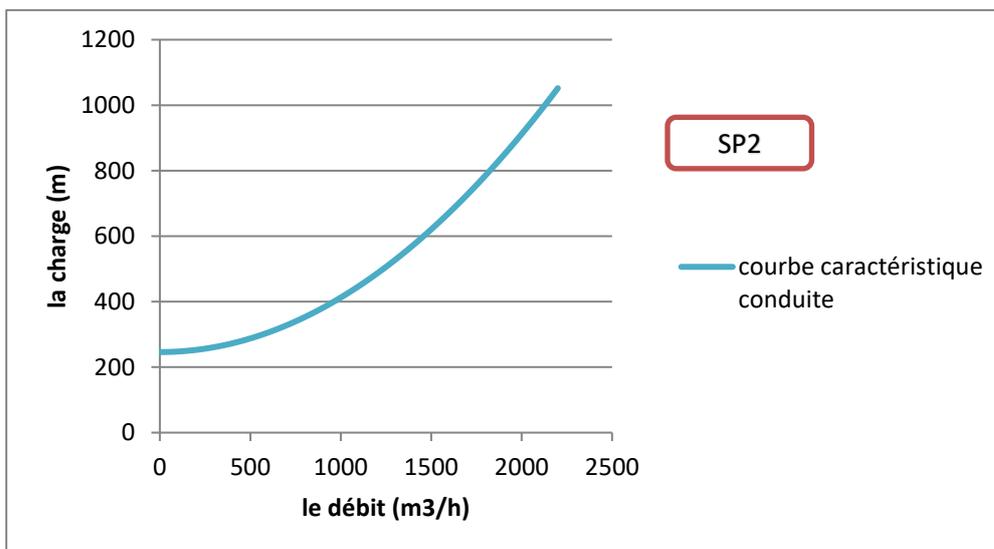


Figure V.1.7: Courbe caractéristique de conduite SP2-SP3.

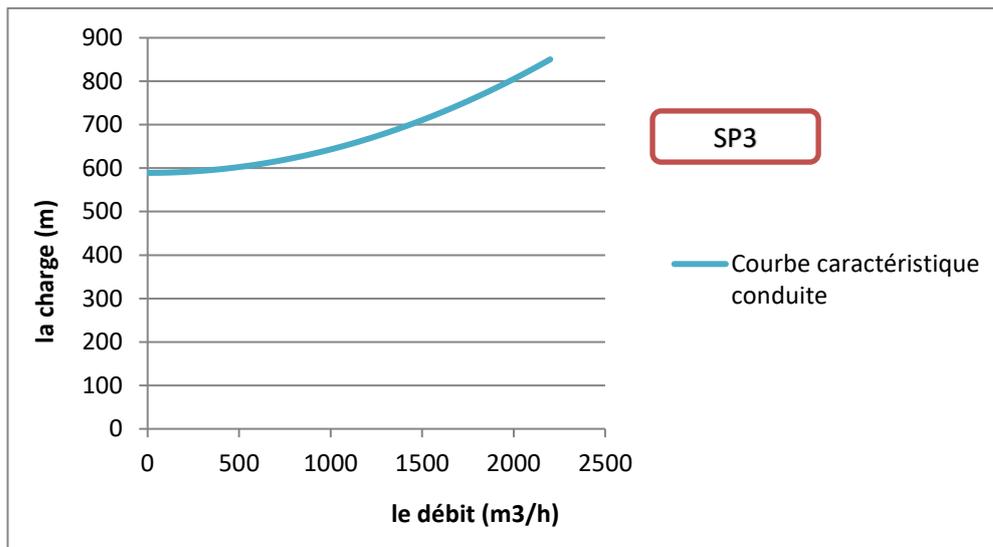


Figure V.1.8 : Courbe caractéristique de conduite SP3-selatna.

V.1.3. Calcul de la charge de refoulement d'une station (Href-st)

V.1.3.1. Charge manométrique des pompes principales et booster

Pour calculer cette charge il faut d'abord déterminer les coefficients "a" et "b" caractérisant les courbes des pompes (annexe).

V.1.3.1.a. Modélisation des courbes caractéristiques des pompes

Sur la base d'un ensemble de points caractérisé par leurs coordonnées (H_p, Q) obtenues par lecture sur le graphe de la caractéristique H, Q de la pompe, une modélisation par régression linéaire a été établie de manière à déterminer les coefficients du modèle de type $H_p = a - bQ^2$. Les points obtenus sont récapitulés dans le tableau :

Débit (m ³ /h)	Les stations de pompages						
	SP1		SP1Bis	SP2		SP3	
	Hpp (m)	Hpb (m)	Hpp (m)	Hpp (m)	Hpb (m)	Hpp (m)	Hpb (m)
200					100		100
350						950	
400				310			
500		33.5		310		900	
600	290		1140			850	
640					80		80
800	289		1141	300			

1000		30.5			68		68
1280					52		52
1400	274		1120				
1500		23		280			
1900	260		1060				
2000	250		1040				
2200	244		1010				

Tableau V.1.4: Points obtenues par la lecture des courbes caractéristiques des pompes.

V.1.3.1.b. Statistique de la régression linéaire

Ce travail a été réalisé sous Excel :

SUMMARY OUTPUT								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,991806385							
R Square	0,983679905							
Adjusted R Square	0,980415886							
Standard Error	2,834128549							
Observations	7							
ANOVA								
	df	SS	MS	F	Significance F			
Regression	1	2420,6957	2420,6957	301,37076	1,162E-05			
Residual	5	40,161423	8,0322846					
Total	6	2460,8571						
	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95,0%	Upper 95,0%
Intercept	294,4837607	1,6870843	174,5519	1,171E-10	290,14697	298,82055	290,14697	298,82055
X Variable 1	-1,02782E-05	5,921E-07	-17,360033	1,162E-05	-1,18E-05	-8,756E-06	-1,18E-05	-8,756E-06

Figure V.1.9 : Détermination des coefficients par la méthode de la régression linéaire.

On a pu obtenir les coefficients indiqués dans le tableau :

Pompes	Coef	Les stations de pompages			
		SP1	SP1Bis	SP2	SP3
Principale	a	294,48376	1062,5793	311,89079	1000,76125
	b	-0,00001027	-0,00003066	-0,00001441	-0,00041371
Booster	a	35,21428	/	102,068007	102,068007
	b	-0,000005326	/	-0,00003249	-0,00003249

Tableau V.1.5 : Coefficients des modèles mathématiques des caractéristiques des pompes.

De la modélisation des courbes caractéristiques H, Q des pompes centrifuges, nous pouvons maintenant calculer la hauteur manométrique des pompes principales et boosters ainsi que celles des stations de pompage en usant des formules :

- En série (IV.6.5)
- En parallèle (IV.6.6)

Remarque :

Les pompes principales dans la station SP3 fonctionne avec un débit nominal (600m³ /h).

Station	Pompes boosters			Pompes principales			
	k	Assemblage	H _{pb}	n	Assemblage	H _{pp}	nH _{pp}
SP1	2	Parallèle	30.90	3	Série	261.183	783.549
SP1BIS	0	/	/	1	Série	1062,57935	1062,57935
SP2	2	Parallèle	75.7511	3	Série	265.202	795.607
SP3	2	Parallèle	75.7511	3	Parallèle	/	851.8256
Station	SP1		SP1Bis		SP2		SP3
H _{ref-st} (m)	827.1549		1189.635		884.0638		940.2823

Tableau V.1.6: Calcul de la hauteur manométrique et la charge refoulement.

V.1.3.2. Le point de fonctionnement

D'après les résultats obtenus dans les calculs de la charge de refoulement exigé (caractéristique conduite) et celle de la charge sommaire (caractéristique station) et la formule (IV.7.1) on obtient des courbes les points de fonctionnement suivants :

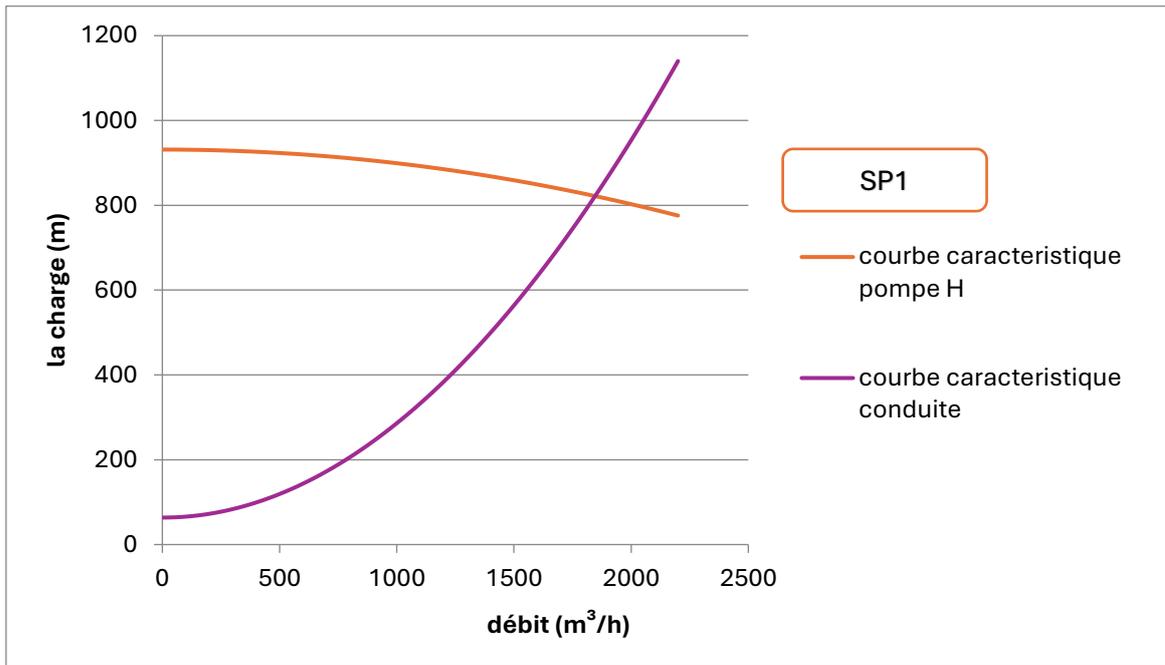


Figure V.1.10 : Représentation graphique du point de fonctionnement SP1--SP1-bis.

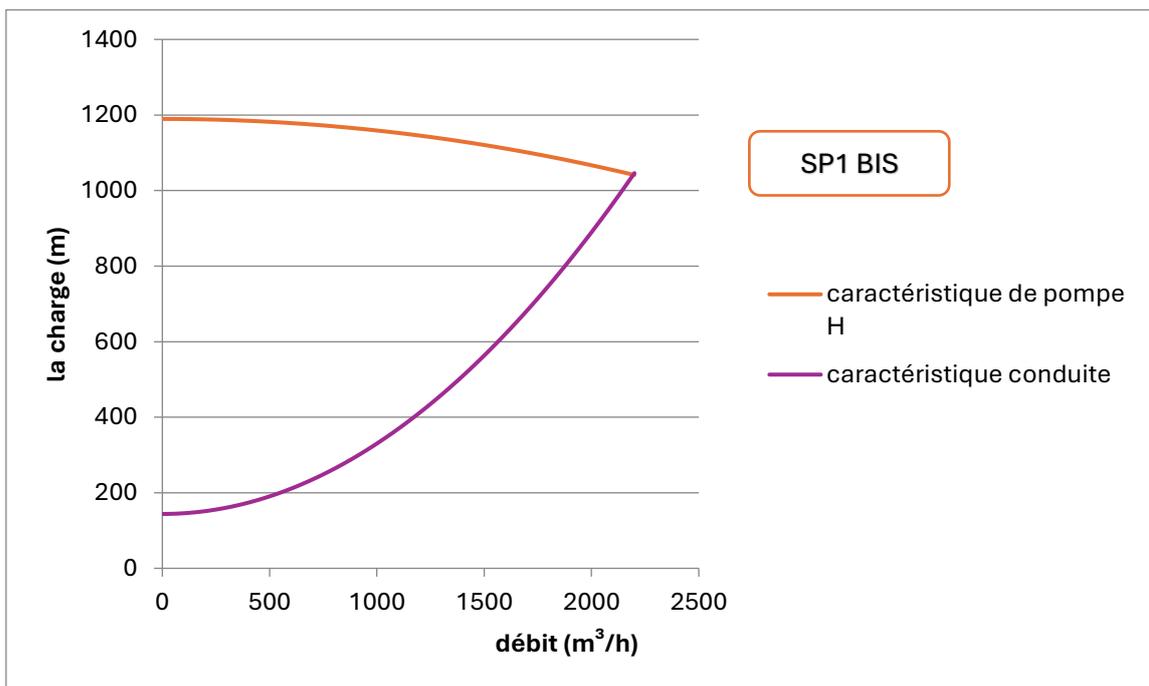


Figure V.1.11 : Représentation graphique du point de fonctionnement SP1-bis SP2.

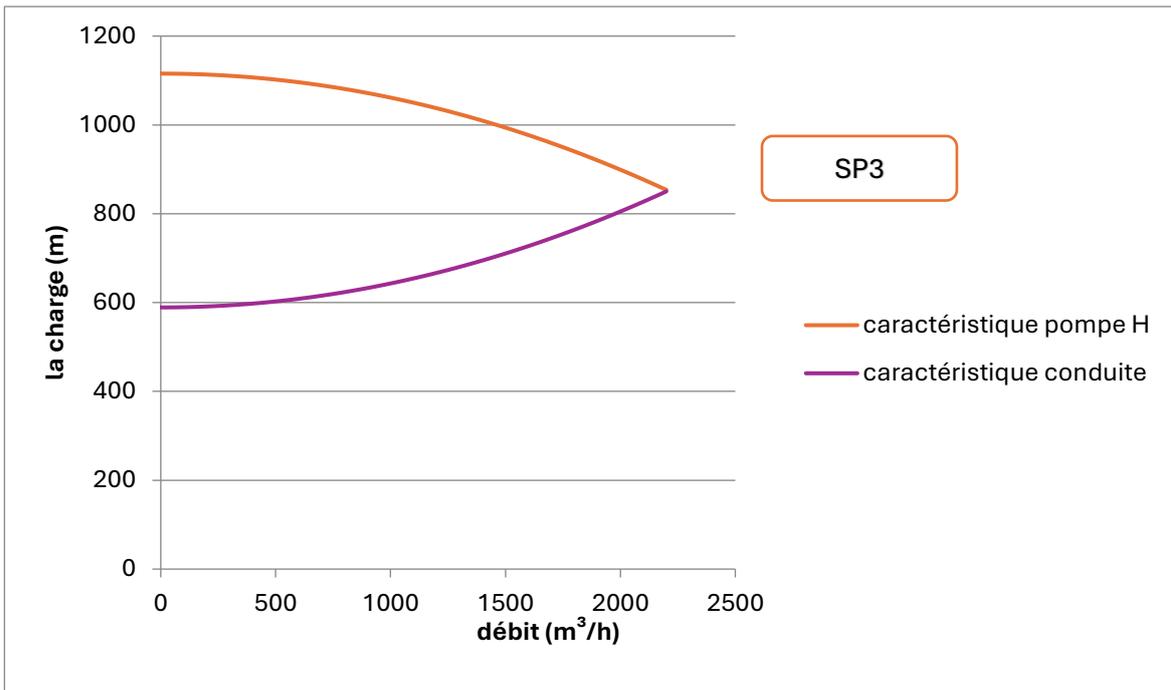


Figure V.1.12 : Représentation graphique du point de fonctionnement SP2--SP3.

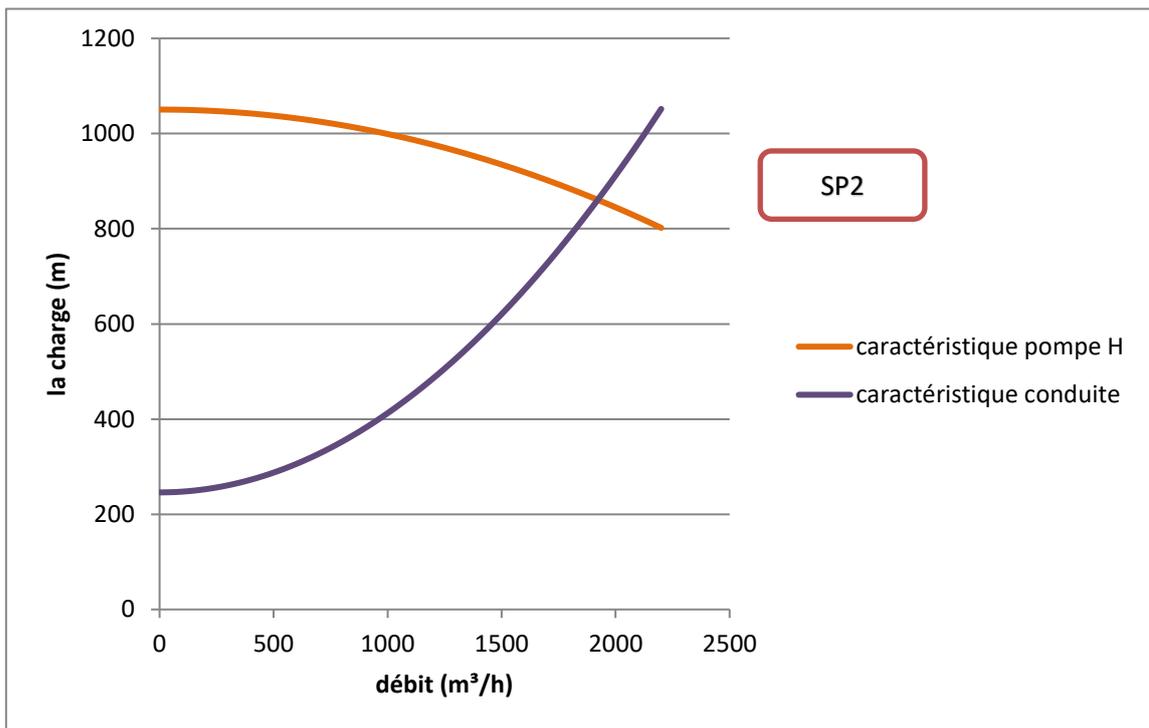


Figure V.1.13 : Représentation graphique du point de fonctionnement SP3--Selatna.

Le tableau suivant définit le débit correspondant au point d'intersection (graphiquement) :

Les stations de pompages	Débit (m ³ /h)
SP1	1850
SP1Bis	2200
SP2	1900
SP3	2200

Tableau V.1.7 : Débit correspondant au point d'intersection.

V.1.3.3. Interprétation des résultats

En analysant les résultats du calcul hydraulique, on peut conclure que la charge de refoulement requise (pour chaque station) pour transporter le brut jusqu'au col Selatna avec un débit de 1800 m³/h est inférieure à la charge disponible. Nous constatons que, dans ces conditions, la charge disponible peut permettre un transport de débits supérieurs à 1800 m³/h, comme indiqué dans le tableau des points de fonctionnement. Par conséquent, il sera nécessaire de réduire cette charge dans notre cas en utilisant une méthode de régulation consistant à diminuer la vitesse de rotation

Le tableau suivant récapitulera les résultats du calcul avec les formules suivantes (IV.8.1), (IV.8.2) et (IV.8.3) :

Paramètres	Symbole et unité	Tronçons entre stations de pompage			
		SP1-SP1Bis	SP1Bis-SP2	SP2-SP3	SP3-Selatna
Charge sommaire des pp	$\sum H_{pp}$ (m)	783.54912	963.22146	795.60717	851.82565
Charge unitaire de pp	H_{pp} (m)	261.18304	963.22146	265.20239	851.82565
Vitesse de rotation nominale	n_1 (tour/min)	2950	3970	2950	3560
Vitesse de rotation réduite	n_2 (tour/min)	2881.367	3273.11	2793.172	3232.393
Coefficients	a_x	280.94	722.27	279.61	825.04

Nouvelle charge de la pompe	$H_{pp'} (m)$	247.63995	622.91577	232.92236	676.11197
Nouvelle charge de la station	$H_{st'} (m)$	742.91985	622.9157	698.76708	676.11197
Charge de refoulement disponible	$H_{ref-st'} (m)$	786.52564	749.97149	787.22376	764.56865

Tableau V.1.8 : Régulation de la vitesse de rotation des pompes.

Après avoir déterminé les nouvelles vitesses de rotation des pompes principales au niveau des stations de pompage on a obtenu les résultats qui correspondent à la charge de refoulement exigé

$$H'_{ref-st} = H_{ref-exigé}$$

V.1.3.4. Nouveau point de fonctionnement après régulation

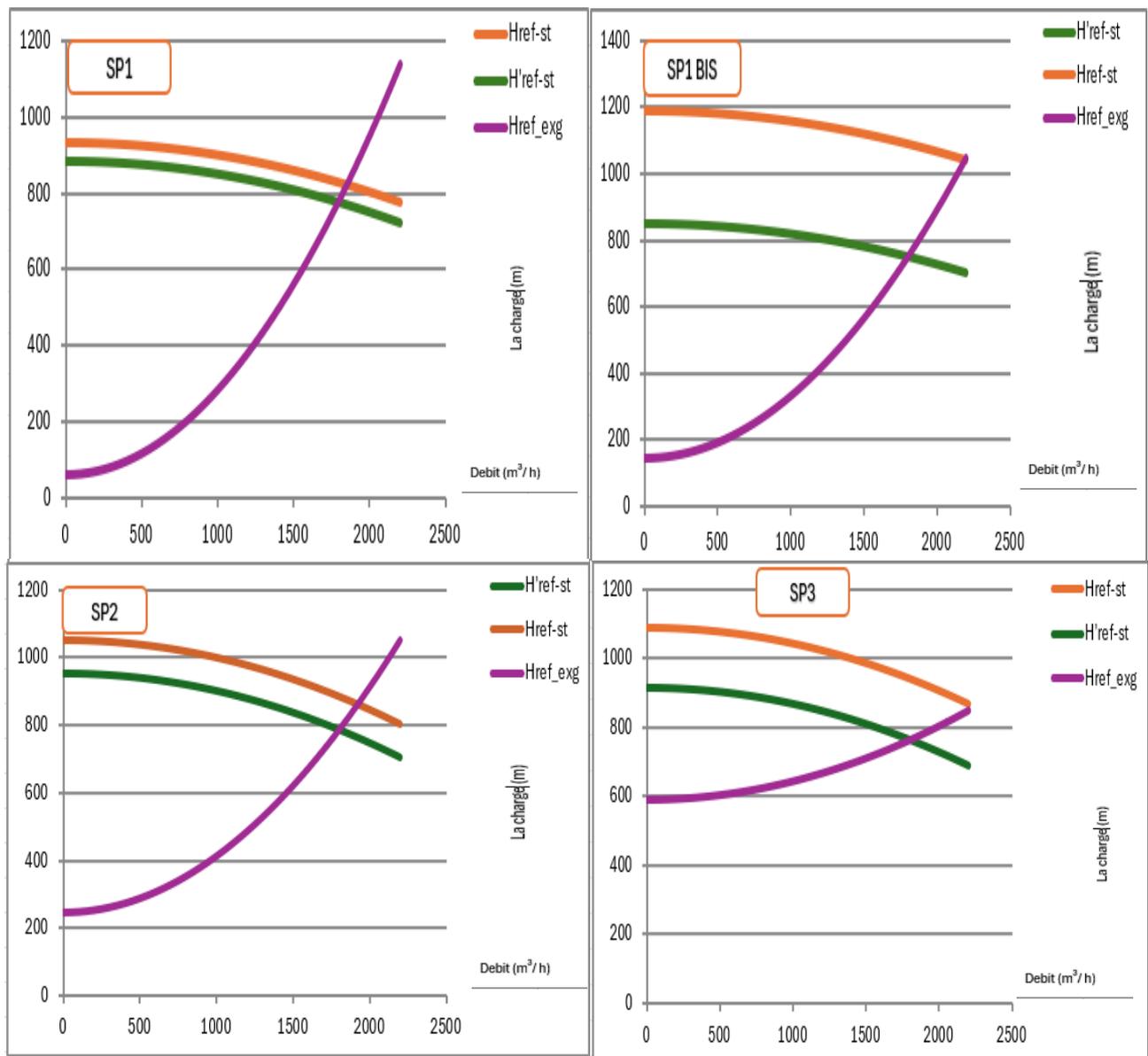


Figure V.1.14 : Représentation graphique du nouveau point de fonctionnement correspondant au débit 1800 m³/h.

V.1.3.5. Interprétation des résultats graphique

Nous pouvons conclure que la charge requise (pour chaque station) pour pomper le pétrole brut jusqu'au col de Selatna avec un débit de 1800 m³/h est égale à la charge disponible.

V.1.4. Calcul des Rendements et puissances

On termine notre calcul dans cette partie par les résultats du régime de fonctionnement des stations mentionnés dans le tableau :

Paramètres	Symboles et unités	Formule	Les stations de pompages			
			SP1-SP1BIS	SP1BIS-SP2	SP2-SP3	SP3-Selatna
Débit nominal	Q_{nom} (m ³ /s)	/	1800	1800	1800	600
Rendement max	η_{max}	/	0.88	0.825	0.855	0.8
Rendement de pompe	η_p	(IV.6.2)	0,87	0,822	0,839	0,774
Puissance absorbée par pompe	P_{abs} (KWa)	(IV,6.3)	1114.3013	2982.0055	1092.236	114575
Puissance du moteur d'entraînement	P_{exig} (KWatt)	(IV.6.4)	1337.16	3578.40	1310.6767	1374.9

Tableau V.1.9 : Calcul des rendements et puissances des pompes.

V.1.4.1. Interprétation des résultats

Pour les stations de SP1, SP2 et SP3 la puissance du moteur qui correspond au débit désirer (1800 m³ /h) est inférieure à la puissance disponible maximale de ce dernier.

- De même pour le cas de la turbine pour la station SP1Bis, sa puissance est inférieure à la puissance disponible maximale.

VI . CHAPITRE 06 : Application des approches déterministe et probabiliste pour l'évaluation de l'état de corrosion de l'OB1

L'OB1 a été mis en exploitation en 1959, c'est le premier oléoduc mis en service en Algérie. Néanmoins, malgré les contraintes qui lui sont appliquées tel que la charge d'exploitation, les facteurs de dégradation de métal et autres. Il demeure encore 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 et cela par la norme ASME/ANSI B31G en considérant deux approches qualitative déterministe et quantitative probabiliste.

Les deux démarches déterministe et probabiliste précédemment cités feront l'objet d'une application sur le tronçon SP1 bis-SP3 vue que les tronçons HEH-SP1 bis et SP3-TMB ont déjà fait l'objet d'une réhabilitation. Cependant, cette étude passe par une analyse hydraulique de la ligne.

VI.1. Application de l'approche déterministe au pipeline OB1

Le passage de l'outil intelligent lors de l'inspection en ligne a permis de détecter les défauts de corrosion présents sur la canalisation. L'évaluation de l'état de corrosion dans ce cas se fait en tenant compte de la pression opérationnelle exercée sur chaque défaut en considérant une démarche défaut par défaut. Le calcul a été réalisé sur le tronçon SP1 bis-SP3, mais pour ne pas alourdir l'explication, les tableaux suivants donnent les résultats du diagnostic en usant de la norme B31 G modifiée pour quelques points de corrosion de la ligne se situant dans différentes sections du pipeline.

VI.1.1. Calcul hydraulique de la ligne SP1Bis-SP3 M'Sila

Un calcul hydraulique pour les tronçons entre stations :

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

Permet de déterminer la pression exercée sur chaque défaut

VI.1.1.1. Détermination de la pression opérationnelle

Exemple de la section SP1Bis-SP2 : à partir du calcul hydraulique réalisé précédemment voir chapitre V. Nous avons obtenu la pression de refoulement de chaque station SP1 Bis et SP2, la pente hydraulique et avec le profil en long, nous procéderons dans ce qui suit à la détermination des pressions au niveau des défauts à évaluer.

Donnée	P_{ref}	La pente i	Pk départ	Pk arrivé	Z départs	Z arrivée
Unité	(Bars)	/	(m)			
Tronçon1	59.02	0.003763717	0	161024,582	89	220.214
Tronçon2	61.95	0.003736104	0	1448871	220.114	453.379

Tableau VI.1.1 : Données de la section SP1Bis- SP2.

$$H_{ref} = \frac{P_{ref} \times 10^5}{\rho \times g} \quad (\text{VI. 1. 1})$$

$$H_{op} = (H_{ref} - (i \times L_x)) - (Z_{asp} - Z_{ref}) \quad (\text{VI. 1. 2})$$

$$P_{op} = \frac{H_{op} \times \rho \times g}{10^5} \quad (\text{VI. 1. 3})$$

Dans le tableau qui suit et mentionné la pression au niveau de quelques points corrodés sur les sections SP1Bis - SP2 et SP2-SP3 :

PK	Z	H_{ref}	La pente i	H_{OP}	P_{op}
SP1Bis-SP2					
3923,303	129.119	749.9704913	0.003763717	695.08529	54.70712
6979,664	104.897			707.8040129	55.708160
15938,738	110.159			668.8225958	52.64010376
16375.652	101.345			675.9921752	53.20439003
16740.836	103.054			673.9271705	53.04186253
19417.395	103.73			662.1589161	52.11563465
60495.015	72.522			538.7623888	42.40363323
60495.344	72.547			538.736150	42.40156813
60496.145	72.604			538.6761358	42.39684463
60506.752	73.321			537.919214	42.33727063
SP2-SP3					
500.695	218.164	787.2237602	0.003736104	787.3031114	63.33223689
1274.005	220.583			781.9949445	62.90523732
5940.52	249.581			735.562	57.8929
15101.6	314.1053			636.812	50.1207
41810.4	509.67			341.46	26.8748
68484.9	418.531			332.94	26.2043
128778	421.933			102.389	8.05858

Tableau VI.1.2 : Distribution de la pression.

VI.1.2. Evaluation des défauts de corrosion par la norme B31G modifiée

Les résultats suivants représentent le diagnostic de quelques points de corrosion de la ligne SP1Bis SP3 M'Sila par une démarche point par point :

- Cas 01 : point par point.

Longueur axiale du défaut (mm)	P_{op} Bars	PMS Bars	(d/t)	(d/t) _{cr} K _s =0.72	(d/t) _{rup} K _s =1	Test
SP1Bis-SP2						
20	54.70712	98.70066	20	80	80	A laisser
18	55.70816	98.70066	26	80	80	A laisser
25	52.64010	90.51016	20	80	80	A laisser
49	53.20439	90.51016	20	80	80	A laisser
28	53.04186	90.51016	26	80	80	A laisser
93	52.11563	90.51016	21	80	80	A laisser
20	42.40363	73.92181	85	62.7906	80	A réparer
73	42.39891	73.92181	74	80	80	A laisser
73	42.39684	73.92181	76	80	80	A laisser
254	42.33727	73.92181	68	61.6872	79.7657	A atténuer
SP2-SP3						
103	63.33223	98.70066	30	75.155	80	A laisser
247	62.90523	98.70066	21	55.9291	76.7680	A laisser
26	57.8929	98.70066	69	80	80	A laisser
42	50.1207	90.51016	82	80	80	A réparer
71	26.8748	53.835	85	80	80	A réparer
30	26.2043	53.835	85	80	80	A réparer
30	8.05858	53.835	82	80	80	A réparer

Tableau VI.1.3 : Evaluation point par point des défauts de corrosion par la norme B31G modifiée sur la section SP1Bis-SP2 et SP2-SP3.

L'analyse de dégradation de perte de métal de chaque point de corrosion est basée sur la comparaison entre la dégradation de métal donné par l'inspection par outil intelligent (d/t) et la perte de métal limite calculé avec la norme B31G modifiée (d/t)_{cr}, c'est-à-dire :

- (d/t) < (d/t)_{cr} : A laisser.
- (d/t)_{cr} < (d/t) < (d/t)_{rup} : A atténuer.

- $(d/t) > (d/t)_{rup}$: A réparer.

VI.1.2.1. Résultats d'évaluation des défauts de corrosion obtenus sur le tronçon SP1Bis- SP3 de l'OB1

- **Cas 01** : démarche point par point.

Section	Norme	Type de défaut	Nombre de défaut
SP1Bis-SP2	B31G Modifiée	A laisser	5346
		A atténuer	3
		A réparer	107
SP2-SP3		A laisser	11352
		A atténuer	22
		A réparer	589

Tableau VI.1.4: Résultats d'évaluation des défauts de corrosion sur la section SP1 Bis-SP3.

- **Cas 02** : tronçon par tronçon.

L'évaluation de l'état de corrosion dans ce cas se fait pour une pression opérationnelle tenant compte du cas le plus défavorable en considérant que tous les défauts de corrosion sont soumis à une même pression, correspondant à la pression la plus élevée celle du refoulement de la station. Cette approche plus ou moins conservatrice peut générer un nombre de réparation important. Par conséquent, nous considérerons dans ce travail une discrétisation de la ligne en segment d'épaisseur constante ou la pression adoptée pour chaque segment correspondra à la pression du début du celui-ci.

Le calcul a été réalisé sur la ligne SP1bis- SP3, mais pour ne pas alourdir l'explication, les tableaux suivants donnent les résultats du diagnostic en usant de la norme B31G modifiée pour quelques points de corrosion de la ligne se situant dans différents segments du pipeline.

P_{op} (Bars)	Epaisseur (mm)	Longueur du défaut (mm)	PMS Bars	(d/t)	(d/t) _{cr} Ks=0.72	(d/t) _{rup} Ks=1	Test
Tronçon 01							
59.026	$\delta=9.52$	20	98.70066	20	114.0925	115.8131	A laisser
		18		26	114.7325	116.1483	A laisser

Tronçon 02							
53.058	$\delta=8.73$	28	90.51016	20	80	80	A laisser
		19		31	80	80	A laisser
		49		23	80	80	A laisser
		32		22	80	80	A laisser
		447		28	56.0670	75.1162	A laisser
		26		29	80	80	A laisser
Tronçon 03							
43.968	$\delta=7.13$	155	73.92181	83	66.6436	80	A réparer
		18		83	80	80	A réparer
		73		76	80	80	A laisser
		254		68	59.01878	78.0722	A atténuer

Tronçon 04							
38.43	$\delta=6.35$	150	65.835	79	67.4704	80	A atténuer
		49		69	80	80	A laisser
		14		85	80	80	A réparer
		61		85	80	80	A réparer

Tableau VI.1.5 : Evaluation des défauts de corrosion tronçon par tronçon par la norme B31G modifiée sur la section SP1Bis-SP2 et SP2-SP3.

- **Cas 02 :** tronçon par tronçon.

Section	Norme	Type de défaut	Nombre de défaut
SP1Bis-SP2	B31G Modifiée	A laisser	5342
		A atténuer	7
		A réparer	107
SP2-SP3		A laisser	11352
		A atténuer	22
		A réparer	589

Tableau VI.1.6: Résultats d'évaluation des défauts de corrosion tronçon par tronçon sur la section SP1 Bis-SP3.

VI.1.2.2. Représentation graphique

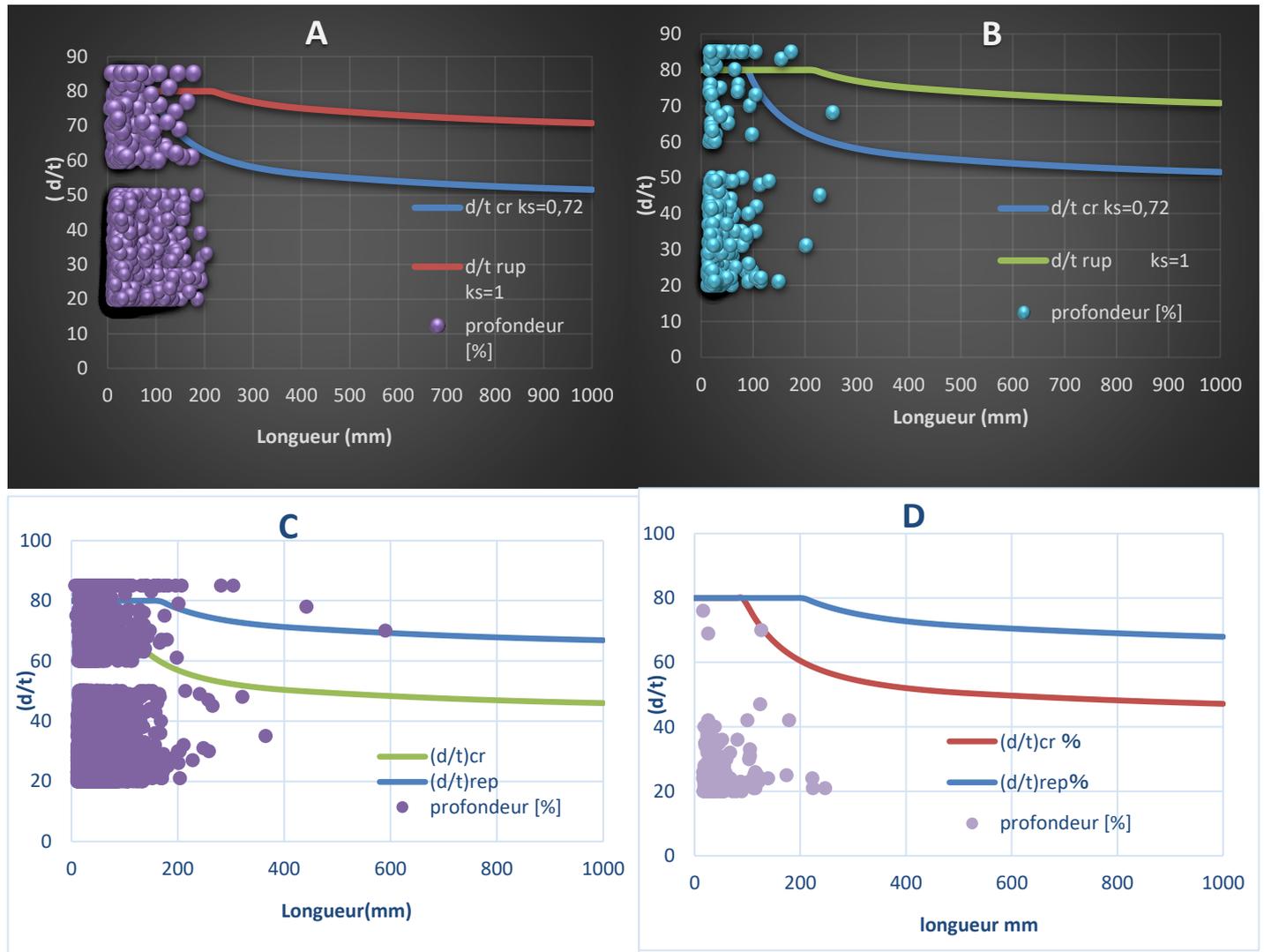


Figure VI.1.1: Résultats d'évaluation des défauts pour différents segments d'épaisseurs

Tel que :

Courbe (A) : représente l'évaluation graphique des défauts de corrosion pour le segment dont les caractéristiques sont : $\delta=6,35\text{mm}$, pression fixe à : 38,43 bars, nuance X52 ($\sigma=3700\text{ Kgf/cm}^2$), et de longueur : $L=24402\text{ m}$

Courbe (B) : représente l'évaluation graphique des défauts de corrosion pour le segment dont les caractéristiques sont : $\delta=7,13\text{mm}$, la pression fixe à : 43,97 bars, nuance X52 ($\sigma=3700\text{ Kgf/cm}^2$), et de longueur : $L=62591\text{m}$

Courbe (C) : représente l'évaluation graphique des défauts de corrosion pour le segment dont les caractéristiques sont : $\delta=6,35\text{mm}$, pression fixe à : 33,94 bars et nuance X42 ($\sigma=2900\text{ Kgf/cm}^2$), et de longueur : $L=89,222\text{m}$.

Courbe (D) : représente l'évaluation graphique des défauts de corrosion pour le segment dont les caractéristiques sont : $\delta=9,52\text{mm}$, pression fixe à : 61,96 bars, nuance X52 ($\sigma=3700\text{ Kgf/cm}^2$), et de longueur : $L=8947\text{ m}$.

VI.1.2.3. Interprétation des résultats

On remarque d'après les tableaux, que pour les mêmes défauts enregistrés, le nombre de défauts à réparer, à atténuer, ou à laisser, diffère du cas 01 au cas 02 dans la section SP1Bis-SP2, SP2-SP3.

Par exemple :

Dans la section SP1Bis -SP2 on obtient 5346 défauts à laisser, 3 à atténuer et 107 à réparer pour le cas 1 alors que dans le cas 02, on obtient 5342 défauts à laisser, 7 à atténuer et 107 à réparer et dans l'autre section on obtient 11377 défauts à laisser, 0 à atténuer et 586 à réparer dans le cas 1 et 11352 à laisser, 22 à atténuer et 589 à réparer dans le cas 2 et cette différence est dû à une variation de pression. En effet, dans le cas 2, la pression est plus élevée, ce qui entraîne cette différence se traduisant par une augmentation du nombre de réparation d'où l'intérêt d'une évaluation point par point.

VI.1.2.4. Cas SP2 en panne

Nous considérerons dans cette étape une évaluation des défauts de corrosion point par point sur le tronçon SP1bis-SP3 en supposant la disjonction de SP2.

PK	Z	H_{ref}	La pente i	H_{OP}	P_{op}
SP1Bis-SP3					
3923,303	129.119	749.9704913	0.001219	705,068993	55,4928993
6979,664	104.897			725,565295	57,1060737
15938,738	110.159			709,382202	55,8323732
16375.652	101.345			717,663605	56,4841662
16740.836	103.054			715.8385	56.3405261
19417.395	103.73			711.57073	56.004622
60495.015	72.522			692.70508	54.51979
60495.344	72.547			692.67979	54.517799
60496.145	72.604			692.62171	54.5132228
60506.752	73.321			691.89178	54.455778
161525.28	218.164			423.90751	33.363908
162298.585	220.583			420.54585	33.099326
166965.632	249.581			385.85812	30.369209
176126.19	314.105			310.16772	24.411945
202834.98	509.67			82.044708	6.4573805

229509.45	418.531			140.66754	11.071327
289802.64	421.933			63.768157	5.018913

Tableau VI.1.7: Distribution de la pression après arrêt de la SP2.

Les résultats suivants représentent le diagnostic de quelques points de la ligne SP1Bis SP3 M'Sila après la panne de SP2 :

Longueur du défaut (mm)	P_{op} Bars	PMS Bars	(d/t)	(d/t) _{cr} Ks=0.72	(d/t) _{rup} Ks=1	Test
SP1Bis-SP2						
20	55.492899	98.70066	20	80	80	A laisser
18	57.106074	98.70066	26	80	80	A laisser
25	55.832373	90.51016	20	80	80	A laisser
49	56.484166	90.51016	20	80	80	A laisser
28	56.34069	90.51016	26	80	80	A laisser
93	56.00462	90.51016	21	80	80	A laisser
20	54.51979	73.92181	85	80	80	A réparer
73	54.517799	73.92181	74	41.649698	67.7960	A atténuer
73	54.513228	73.92181	76	69.443718	80	A atténuer
254	54.455778	73.92181	68	40.663162	66.679036	A réparer
103	33.363908	98.70066	30	80	80	A laisser
247	30.099326	98.70066	21	80	80	A laisser
26	30.369282	98.70066	69	80	80	A laisser
42	24.411945	90.51016	82	80	80	A réparer
71	6.4573805	53.835	85	80	80	A réparer
30	11.071327	53.835	85	80	80	A réparer
30	5.018913	53.835	82	80	80	A réparer

Tableau VI.1.8: Evaluation des défauts de corrosion par la norme B31G modifiée sur la section SP1Bis-SP2 après la panne SP2.

Section	Norme	Type de défaut	Nombre de défaut
SP1Bis-SP2	B31G Modifiée	A laisser	5283
		A atténuer	61
		A réparer	112
SP2-SP3		A laisser	11377
		A atténuer	0
		A réparer	586

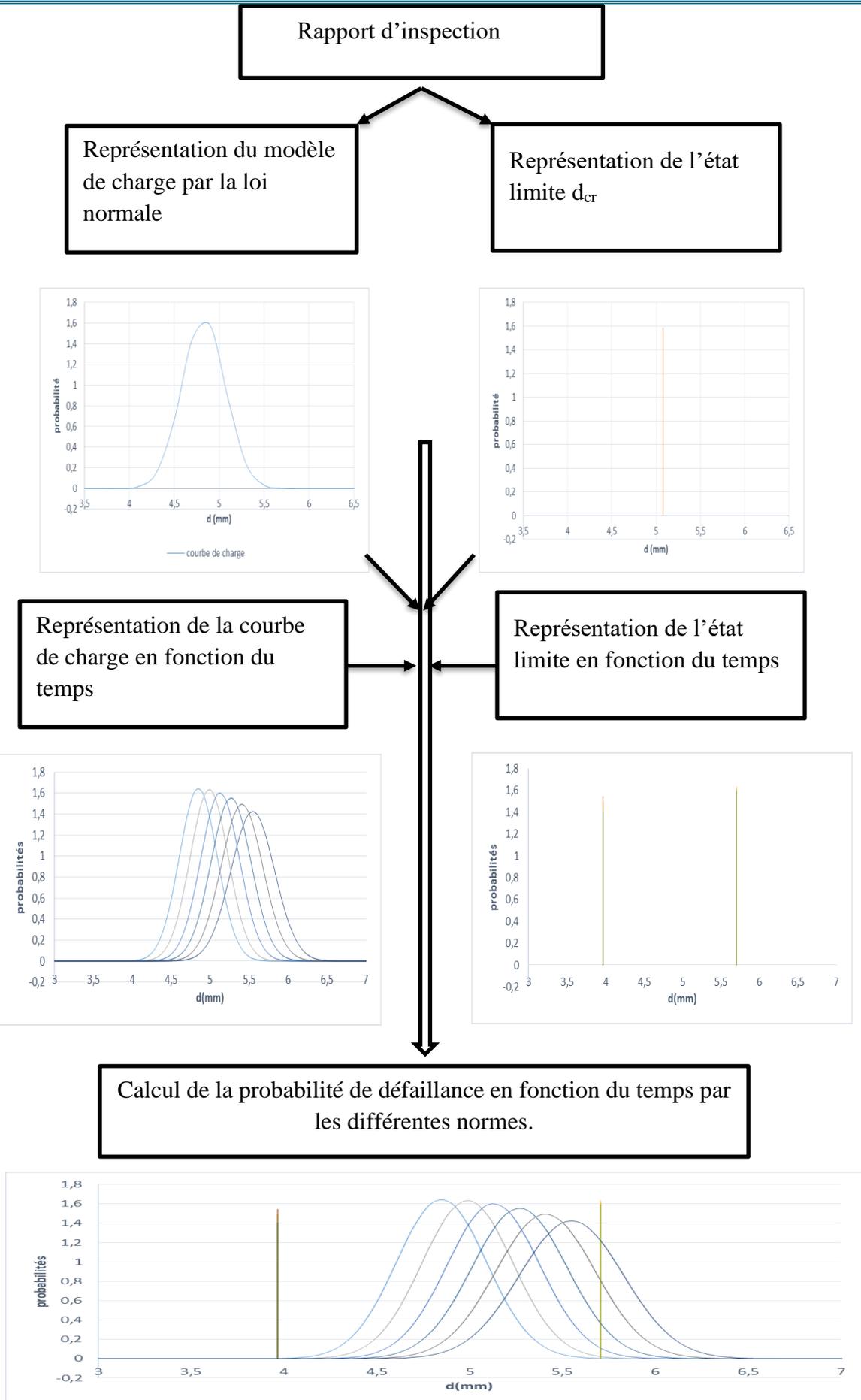
Tableau VI.1.9 : Résultats de l'évaluation des défauts de corrosion sur le tronçon SP1 Bis-SP3 avec arrêt de SP2.

Interprétation :

Nous observons une augmentation du nombre de défauts nécessitant une atténuation ou une réparation dans le tronçon SP1Bis-SP2 suite à l'arrêt de SP2, en raison de l'augmentation de la pression opérationnelle. Dans l'autre tronçon, en aval de SP2 le nombre de défauts est resté inchangé car le pourcentage de perte de métal est élevé. La baisse de pression constatée suite à l'arrêt de SP2 n'a pas modifié les résultats d'évaluation vue que la dégradation est sévère.

VI.2. Application de l'approche probabiliste au pipeline OB1

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.



Organigramme VI.2.1: démarche probabiliste

Dans cette partie nous prendrons les données suivantes :

- v_d : la vitesse pour la profondeur de corrosion est égale : 0,14 mm/an.
- v_L : la vitesse pour la longueur de corrosion est égale : 20 mm/an.
- σ_v : l'écart type de la vitesse et égale : 0,028 mm/an.
- ε : l'incertitude de mesure d'outil utilisé est : 10%.de l'épaisseur

	Perte de métal généralisée	Cratère	Rayure axiale	Rayure circulaire
<i>Profondeur avec POD=90%</i>	10% t	13% t	15% t	10% t

Tableau VI.2.1: Caractéristiques d'outil utilisé (MFL) dans cette inspection

VI.2.1. Evolution de l'état limite courbe de résistance

L'état limite caractérisant la résistance est défini par analogie pour une évaluation probabiliste de la corrosion comme la profondeur critique. Elle est obtenue à partir de la norme ANSI/ASME B31G Modifiée. Cet état limite évolue en fonction du temps étant donné qu'il dépend de la longueur axiale du défaut de corrosion qui évolue également dans le temps.

VI.2.1.1. Calcul de la longueur axiale

L'évolution de la longueur axiale d'un défaut de corrosion en fonction du temps a pour expression :

$$L_{axiale} = L_0 + v_L \cdot \tau$$

PK(m)	L_0	L_{ax}	t	$L^2/(Dt)$	M
500,695	103	103	9,52	1,828069	1,461449
11688,03	39	39	8,73	0,285805	1,085849
37653,97	21	21	6,35	0,113925	1,035106
T=0					
500,695	103	183	9,52	5,770591	2,12336
11688,03	39	119	8,73	2,660938	1,626604
37653,97	21	101	6,35	2,635264	1,621786
T=4					

Tableau VI.2.2 : Représentation de variation de la longueur axiale du défaut en fonction le temps.

VI.2.1.2. Détermination la courbe de résistance

Pour déterminer la résistance ou la profondeur critique, on utilisera la norme B31 G Modifiée

D'après les données d'inspection, on considèrera comme exemple de calcul quelques pertes de métal enregistrés à différents PK, caractérisées par leur profondeur et longueur axiale pour calculer la profondeur critique.

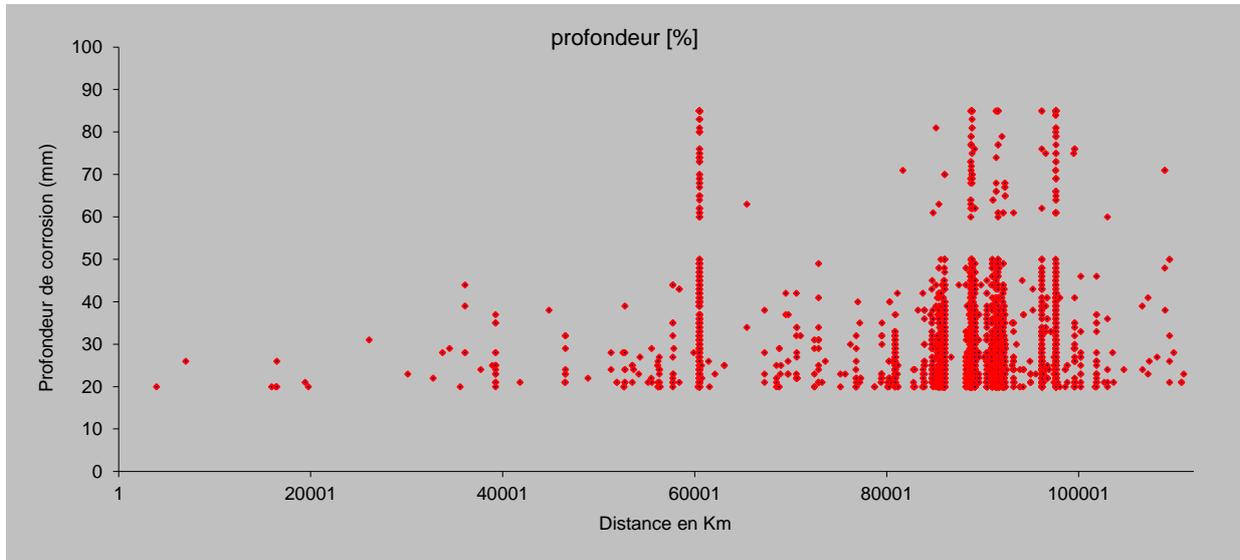


Figure VI.2.1: Représentation de perte de métal entre SP1 bis et SP2.

Echantillon de données enregistrées

$$d = 30\% \times 9,52 = 2,856mm$$

PK	t	(d/t)%	d (mm)	L _{axiale} (mm)
500,95	9,52	30	2,856	103
11688,03	8,73	30	2,619	39
37653,97	6,35	25	1,5875	21

Tableau VI.2.3: Echantillon de données d'inspection.

VI.2.1.3. Détermination de d_{cr}

La perte de métal critique dans cette partie est déterminée pour la rupture (K_s=1)

PK	L _{axiale} (mm)	t (mm)	P _{rep} (bars)	M	$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr}\%$	Test %	d _{cr} (mm)
939,278	224	9,52	137,084	2,4845	77,9	77,9	7,42
15469,3	107	8,73	125,709	1,5271	95,3	80	6,98
41848	16	6,35	74,771	1,0205	116	80	5,08
T=0							
939,278	304	9,52	137,084	3,1838	74,2	74,2	7,07
15469,3	187	8,73	125,709	2,231	85,6	80	6,98
41848	96	6,35	74,771	1,5731	97,2	80	5,08
T=4							

Tableau VI.2.4: Evolution de la profondeur critique en fonction le temps.

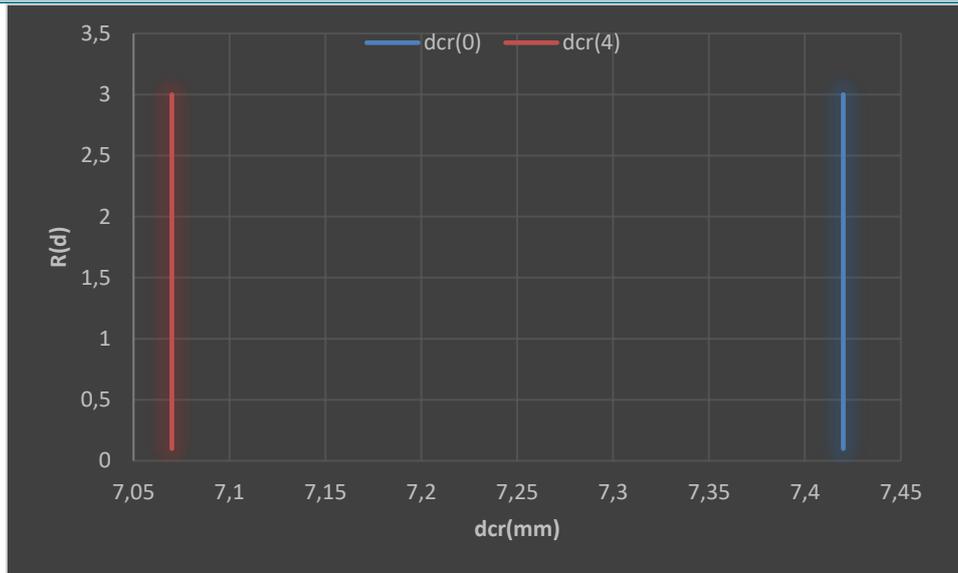


Figure VI.2.2: Evaluation de courbe de résistance en fonction le temps.

VI.2.2. Evolution la courbe de charge

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. La distribution normale de la profondeur de corrosion en tenant compte de l'erreur en fonction du temps se caractérise par une moyenne μ et un écart type σ .

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

Avec :

$f(d_{\varepsilon})$: Distribution de la profondeur d'un défaut de corrosion en tenant compte de l'erreur de mesure de l'outil

$f(d_{\varepsilon})_{\tau}$ Distribution de la profondeur d'un défaut de corrosion en tenant compte de l'erreur en fonction du temps

De mesure de l'outil

Moyenne :

$$\mu(\tau) = \mu_{d_{\varepsilon}} + \mu_{\vartheta} * \tau$$

L'écart type

$$\sigma(\tau) = \sqrt{\sigma_{d_{\varepsilon}}^2 + \vartheta_v^2 * \tau^2}$$

Exemple de calcul pour un défaut de profondeur $d = 1.5875$ mm situé au **PK=37653,97 m**

VI.2.2.1. Calcul l'écart type de l'erreur :

$$\sigma_\varepsilon = \frac{10\% \times 6,35}{1,96} = 0,32398mm.$$

Calcul des paramètres de la distribution de charge en tenant compte de l'erreur en fonction du temps

- **La moyenne en fonction du temps :**

$$\mu(0) = 1,5875 + 0,14 \times 0 = 1,5875mm \quad (VI. 2. 1)$$

$$\mu(1) = 1,5875 + 0,14 \times 1 = 1,7275mm$$

$$\mu(5) = 1,5875 + 0,14 \times 5 = 2,2875mm$$

- **L'écart type en fonction du temps :**

$$\sigma(0) = \sqrt{0,32398^2 + (0,028 \times 0)^2} = 0,32398mm. \quad (VI. 2. 2)$$

$$\sigma(1) = \sqrt{0,32398^2 + (0,028 \times 1)^2} = 0,325187mm.$$

$$\sigma(5) = \sqrt{0,32398^2 + (0,028 \times 5)^2} = 0,352935mm.$$

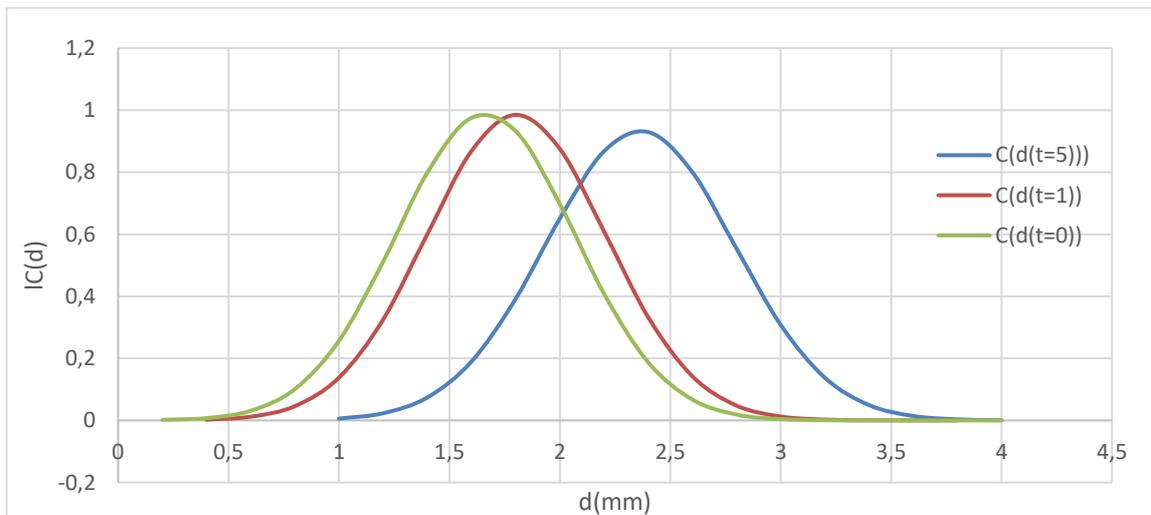


Figure VI.2.3 : Evolution de courbe de charge en fonction du temps pour un défaut de 1.58mm de profondeur

PK=500,695 ; τ=0 :

PK	t (mm)	$(\frac{d}{t})_{cr} \%$	Test%	d_{cr} (mm)
500,695	9,52	92,55251	80	7,616
11688,03	8,73	111,0721	80	6,984
37653,97	6,35	115,3632	80	5,08

Tableau VI.2.5: représentation de dcr

VI.2.3. Evaluation la probabilité défaillance

La probabilité de défaillance d'un défaut de corrosion est déterminée comme suit

$$P_{def} = 1 - \int_{-\infty}^{d_{cr}} f(d_{\epsilon})_{\tau} dd$$

d_{cr}	P_{def}
7,616	5,62928E-23
6,984	5,62928E-23
5,08	2,13943E-27

Tableau VI.2.6: Représentation de la probabilité de défaillance.

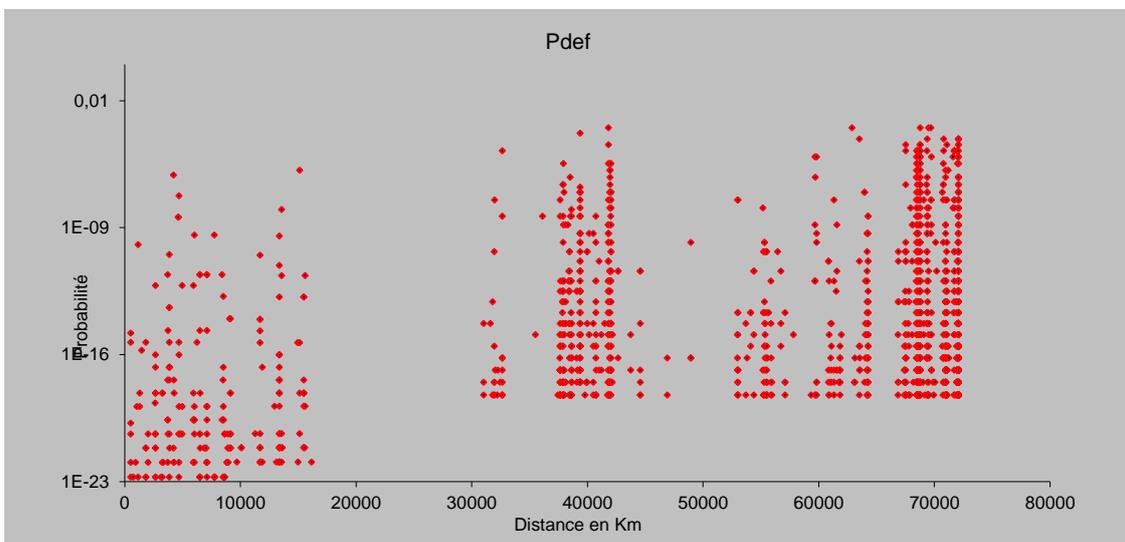


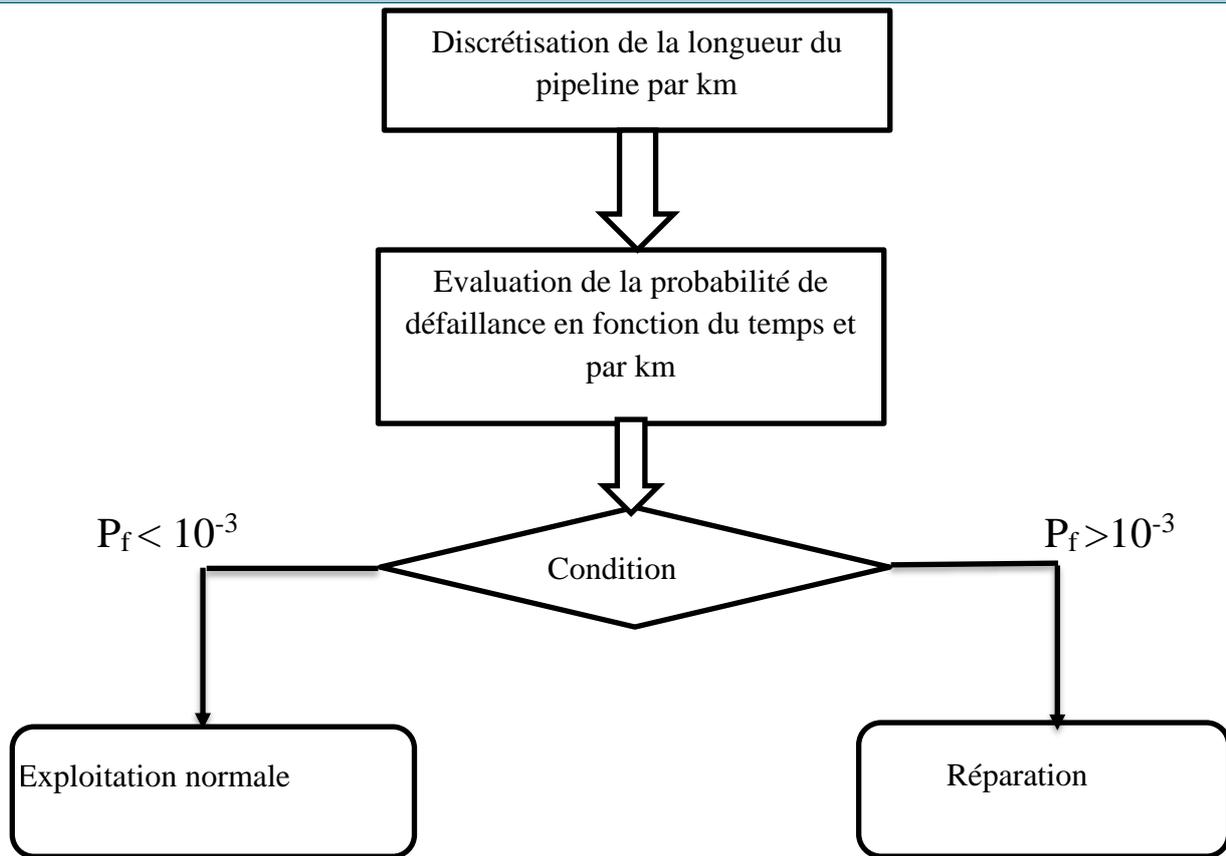
Figure VI.2.4: Probabilité de défaillance des défauts de corrosion enregistrés

VI.2.4. Evaluation probabilité de défaillance par kilomètre

D'après l'équation

$$P_{def/km} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_{df}) \quad (VI. 2. 3)$$

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



Organigramme VI.2.2 : démarche de calcul de la probabilité de défaillance par kilomètre en fonction des années

PK(m)	P_{def}
1	8,57314E-13
91	0,999947285
109	4,10266E-09

Tableau VI.2.7: Probabilité de défaillance de quelques kilomètres du pipeline.

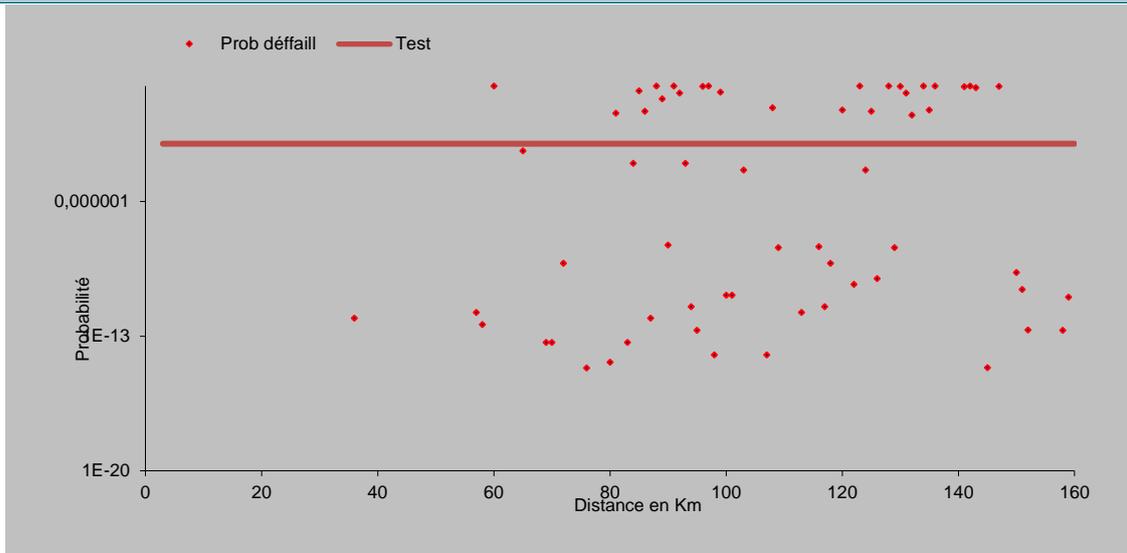


Figure VI.2.5: Probabilité de défaillance par kilomètre entre SP1 bis et SP2.

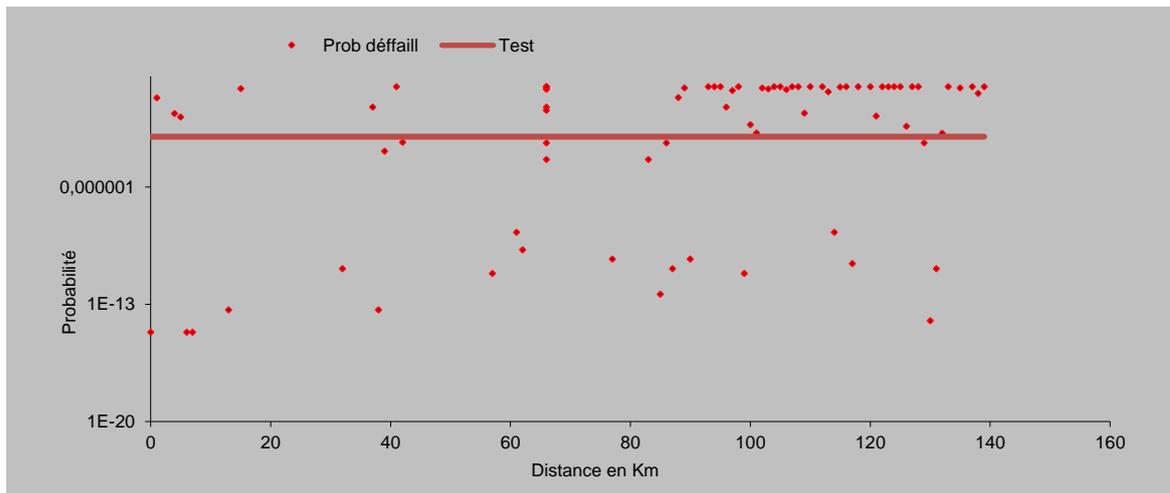


Figure VI.2.6 Probabilité de défaillance par kilomètre entre SP2 et SP3.

VI.2.5. Evaluation du nombre de réparation par km

Pour assurer la sécurité du pipeline, il faut réduire la probabilité de défaillance par kilomètre en dessous du seuil admissible de 10^{-3} par km, et pour faire cela il faudra procéder à la réparation des défauts à forte probabilité de défaillance.

τ	P_{def}	Seuil admissible
0	4,1027E-09	0,001
1	5,7104E-08	0,001
2	7,7144E-07	0,001
3	9,1257E-06	0,001
4	0,000087214	0,001
5	0,00063953	0,001
6	0,00351746	0,001

Tableau VI.2.8 Evolution de probabilité de défaillance (PK109) en fonction le temps

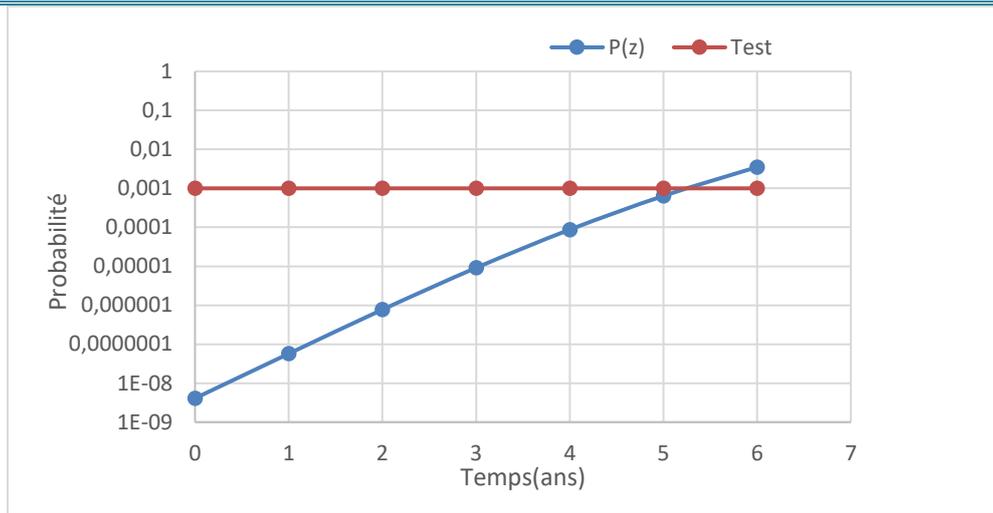


Figure VI.2.7: Représentation graphique de l'évolution de la probabilité de défaillance du PK109 en fonction de temps.

On remarque que la probabilité de défaillance du PK109 augmente en fonction de temps, et reste inférieure au seuil admissible pendant les 5 années après inspection. Ce qui implique un fonctionnement sans risque important sur cette période et que le tronçon en question ne nécessite pas de réparation.

Pour ce qui concerne le PK91 on remarque que la probabilité de défaillance dépasse le seuil toléré dès le moment de l'inspection et cette probabilité aura tendance à augmenter avec le temps d'où la nécessité de procéder à des réparations pour ramener cette probabilité de défaillance en dessous 10^{-3} . Le tableau suivant montre l'évolution du cumule du nombre de défauts à réparer pour maintenir une probabilité inférieure à 10^{-3} en fonction du temps.

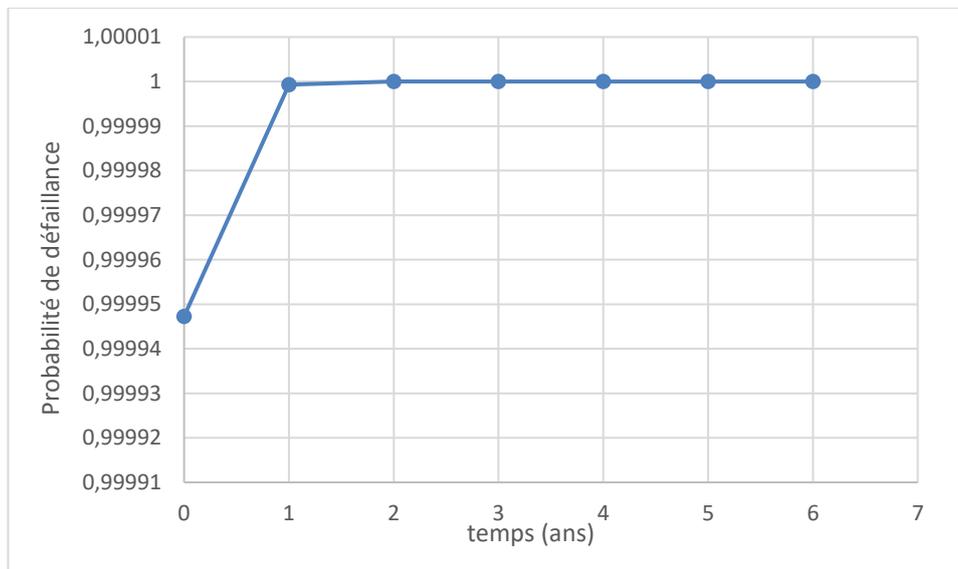


Figure VI.2.8: Probabilité de défaillance dans le PK91 en fonction le temps.

Histogramme de réparation des défauts en fonction le temps (PK91)

τ	Nombre de réparation
0	13
1	14
2	16
3	16
4	16
5	22
6	32

Tableau VI.2.9 Evolution du nombre de réparation en fonction de temps pour un seuil 10^{-3} .

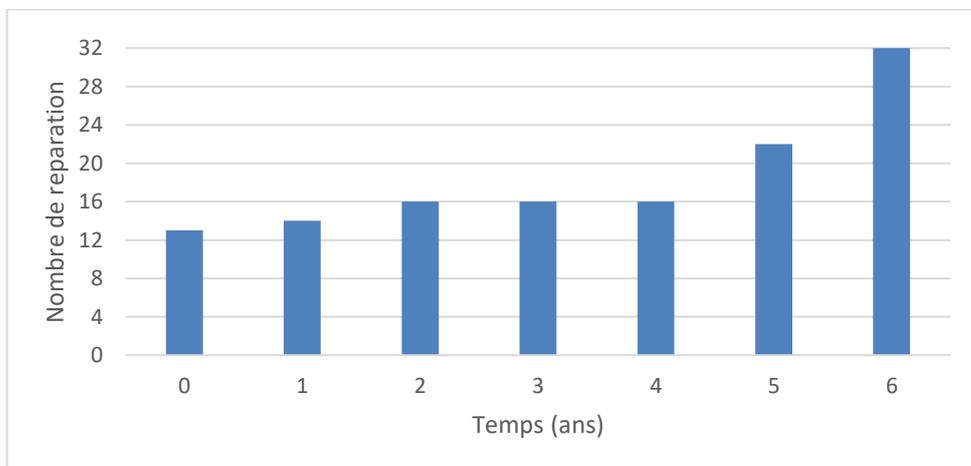


Figure VI.2.9: Histogramme de l'évolution du nombre de défauts à réparer en fonction de temps pour un seuil de 10^{-3} .

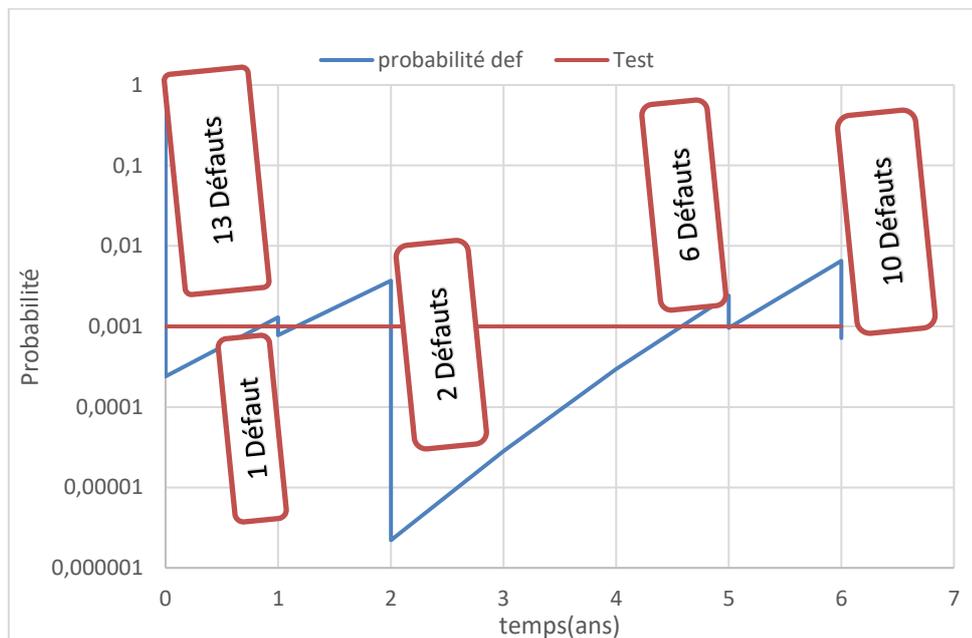


Figure VI.2.10: Effet des réparations sur la probabilité de défaillance en fonction le temps.

VI.2.6. Les Résultats globaux :

PK	t=0			t=1			t=2			t=3			t=4			t=5		
	avant rep	apres	nbr rep	avant rep	apres	nbr rep	avant rep	apres	nbr rep	avant rep	apres	nbr rep	avant rep	apres	nbr rep	avant rep	apres	nbr rep
60	1	0,00074742	52	1	0,00063589	56	1	0,00093	58	1	1,4E-05	59	1	0,00013	59	1	0,0009228	59
65	0,00043112	0,00043112	0	0,00165	0	1	0,00566	0	1	0,01694	9,3E-15	1	0,04333534	4,5E-13	1	0,09446	1,8141E-11	1
81	0,03886599	4,7407E-14	1	0,09227	1,3762E-12	1	0,18765	4,4E-11	1	0,3254	1,3E-09	1	0,48661882	3,2E-08	1	0,6421	6,0623E-07	1
84	9,8045E-05	9,8045E-05	0	0,00052	0,00051968	0	0,00242	1,9E-09	1	0,00939	4E-08	1	0,02964951	7,1E-07	1	0,07564	9,5212E-06	1
85	0,57787698	0,00043112	1	0,73479	3,4626E-08	2	0,85305	4,9E-07	2	0,92753	6,1E-06	2	0,96777157	6,2E-05	2	0,9869	0,00049957	2
86	0,0493709	8,4407E-09	2	0,12387	1,1826E-07	2	0,26062	1,6E-06	2	0,45287	1,9E-05	2	0,65597286	0,00019	2	0,81798	0,00078521	4
88	1	0,83660109	38	1	0,00025581	43	1	4,4E-06	44	1	5,6E-05	44	1	0,0006	44	1	0,0009032	68
89	0,21684807	0,00041867	1	0,36426	2,1828E-08	3	0,53557	3,4E-07	3	0,69951	4,7E-06	3	0,83017755	5,4E-05	3	0,91734	0,00048421	3
90	5,5617E-09	5,5617E-09	0	8E-08	7,9859E-08	0	1,1E-06	1,1E-06	0	1,4E-05	1,4E-05	0	0,0001425	0,00014	0	0,00113	0,00048986	2
91	0,99994728	0,00024036	13	1	0,00077521	14	1	2,2E-06	16	1	2,8E-05	16	1	0,0003	16	1	0,00096759	0
92	0,44111664	0,00019608	7	0,63373	0,0005197	8	0,80979	2,8E-07	9	0,92924	3,8E-06	9	0,98314358	4,1E-05	9	0,99765	0,00033864	9
93	9,8045E-05	9,8045E-05	0	0,00052	0,00051968	0	0,00242	9E-15	1	0,00939	6,6E-13	1	0,02964883	4,2E-11	1	0,07563	2,0044E-09	1
96	0,98247553	0,00020936	4	0,99714	1,2568E-07	5	0,9997	1,7E-06	5	0,99998	2,1E-05	5	0,99999883	0,00021	5	1	0,00070124	8
97	1	0,00068612	36	1	0,00051977	42	1	1,2E-06	43	1	1,6E-05	43	1	0,00017	43	1	0,00070659	46
99	0,48654858	1,0547E-14	3	0,71292	3,3584E-13	3	0,8803	1,2E-11	3	0,96352	4E-10	3	0,99170747	1,1E-08	3	0,99852	2,4194E-07	3
103	4,4274E-05	4,4274E-05	0	0,00026	0,0002555	0,0013	1E-14	1	0,00555	6,6E-13	1	0,01916897	3,6E-11	1	0,05315	1,4863E-09	1	
108	0,07622141	0	2	0,17602	0	2	0,34008	0	2	0,54491	0	2	0,73643975	0	2	0,87191	0	2
109	4,1027E-09	4,1027E-09	0	5,7E-08	5,7104E-08	0	7,7E-07	7,7E-07	0	9,1E-06	9,1E-06	0	8,7214E-05	8,7E-05	0	0,00064	0,00063953	0
120	0,05844057	1,3654E-09	1	0,12889	2,1289E-08	1	0,24401	3,3E-07	1	0,39631	4,6E-06	1	0,56030909	5,2E-05	1	0,70692	0,00045712	1
123	0,99689081	0,00047538	7	0,99975	0,00025551	8	0,99999	5,6E-08	9	1	7,8E-07	9	0,99999999	9,5E-06	9	1	8,931E-05	9
124	4,4274E-05	4,4274E-05	0	0,00026	0,0002555	0,0013	3,5E-12	1	0,00555	1,4E-10	1	0,01916898	4,6E-09	1	0,05315	1,2001E-07	1	
128	0,99552507	0,00043112	10	0,9996	1,8802E-08	11	0,99998	2,8E-07	11	1	3,7E-06	11	0,99999999	4E-05	11	1	0,00033158	11
130	0,97615112	0,00025363	8	0,99752	0,00025557	9	0,99988	8,9E-07	10	1	1,1E-05	10	0,99999997	0,00011	10	1	0,00086017	10
131	0,44289297	0,00043639	10	0,68562	0,00077513	13	0,8801	1,1E-06	15	0,9735	1,3E-05	15	0,99710324	0,00013	15	0,99986	0,00072958	16
132	0,03084212	6,1619E-10	2	0,08405	9,3913E-09	2	0,19275	1,4E-07	2	0,36427	1,9E-06	2	0,56848275	2E-05	2	0,75173	0,00016418	2
134	0,99993191	0,00051667	13	1	0,00051971	15	1	3,8E-07	16	1	5,2E-06	16	1	6E-05	16	1	0,00052504	16
135	0,05844057	4,987E-11	1	0,12889	9,1381E-10	1	0,24401	1,7E-08	1	0,3963	2,8E-07	1	0,56028803	3,8E-06	1	0,70679	4,0151E-05	1
136	0,9999474	0,00095053	13	1	0,00051101	15	1	1,1E-06	17	1	1,4E-05	17	1	0,00014	17	1	0,00098966	18
141	0,91899192	0	3	0,97416	0	3	0,99367	4,6E-14	3	0,99878	2,5E-12	3	0,99980653	1,2E-10	3	0,99997	4,3787E-09	3
142	1	0,00085635	26	1	3,13E-10	27	1	7,2E-09	27	1	1,5E-07	27	1	2,7E-06	27	1	3,5976E-05	27
143	0,84287901	0,00041867	2	0,92777	0	4	0,97215	0	4	0,99099	0	4	0,99754594	2,8E-15	4	0,99943	3,183E-13	4
147	0,96343135	0,00041867	6	0,99317	3,2226E-08	8	0,99921	4,5E-07	8	0,99994	5,7E-06	8	0,99999759	5,9E-05	8	1	0,00048114	8
totales			262			299			317			318			318			338

Figure VI.2.11: Les défauts et leurs probabilités et leurs réparations (SP1 bis _SP2).

Temps (ans)	Nombre de réparation par Km sur les tronçons	
	SP1 bis_SP2	SP2_SP3
0	262	1378
1	299	1508
2	317	1552
3	318	1552
4	318	1569
5	338	1829

Tableau VI.2.10 : Evolution des réparations pour chaque tronçon en fonction du temps.

VI.3. Comparaison entre les approches déterministe et probabiliste

Dans le tableau ci-dessous est représenté le nombre de défauts nécessitant une réparation pour les deux approches.

	Approche déterministe (point par point)	Approche probabiliste
SP1 bis-SP2	107	262
SP2-SP3	586	1378

Tableau VI.3.1: Comparaison des résultats d'évaluation selon les approches probabiliste et déterministe

On peut expliquer la différence de résultats entre l'approche déterministe et probabiliste comme suit :

On remarque que l'approche probabiliste implique un nombre de réparation plus important. Vu 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 réalisées sur un kilomètre donné ne dépendent pas uniquement de la sévérité des défauts de corrosion mais également de leur densité sur le kilomètre étudié vu 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.

VI.4. Techniques de réparation des pipelines

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

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

- Réparation par coupe et remplacement
- Réparation par demi-coquille
- Réparation par Clock spring
- Réparation par rustine

VI.4.1. Réparation par coupe et remplacement :

Cette technique comporte deux méthodes qui sont :

- **La réparation par « Soudures bout à bout »**

Consiste à remettre en état une canalisation endommagée en joignant les extrémités des segments de tuyau coupés par une soudure directe. Cette technique assure une connexion solide et continue, restaurant ainsi l'intégrité structurelle et fonctionnelle de la canalisation.

- **La réparation par « Manchons de raccordement en acier »**

Les manchons de raccordement sont eux des pièces rapportées sur le pipeline. De plus, ils sont solidarités à la conduite par une opération délicate de soudure à clin, en charge, pour laquelle il n'existe pas à notre connaissance de procédure réglementaire agréée. Pour notre part, nous estimons, sur la base d'une longue expérience, qu'une réparation par manchons de raccordement soigneusement effectuée peut être considérée comme définitive.

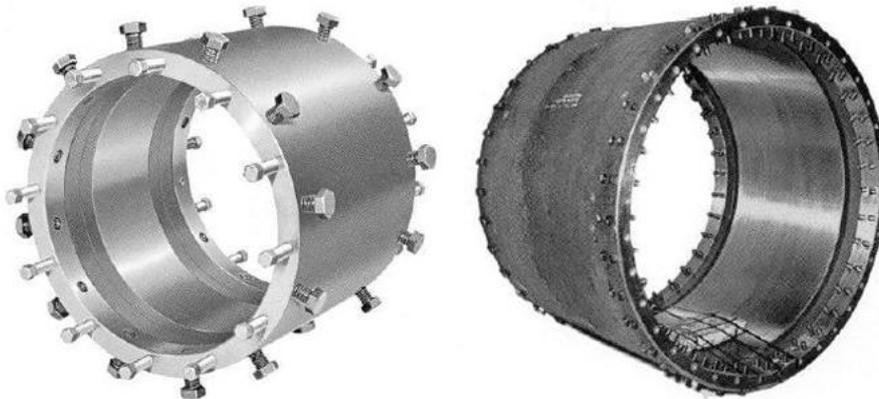


Figure VI.4.1: Manchons de raccordement.

VI.4.2. Réparation par demi-coquille

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

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

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

Lorsque la réparation se fait avec le pipeline en service il faut que les intervenants fassent très attention. Une fausse manœuvre peut entraîner des blessures graves et même la mort.

N'oublions pas que le simple contact brutal du manchon en acier avec la canalisation générera une étincelle qui peut provoquer une explosion.



Figure VI.4.2: manchon 2 pièces (demi-coquilles)

VI.4.3. Réparation par CLOCK SPRING

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

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

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



Figure VI.4.3 : Application de la résine sur les feuilles du CLOCK SPRING.

VI.4.4. Réparation par rustine

Avant de procéder à la mise en place de la rustine et lorsque c'est possible, dans le cas d'une fuite sur corrosion isolée en cratère par exemple, on réalise un colmatage grossier et

provisoire. Pour cela, on introduit dans l'orifice de la fuite un bouchon en bois qu'on appelle « pinoche » et qui permet de stopper l'écoulement du produit. On utilise généralement du hêtre ou de l'olivier pour confectionner ces bouchons. Ces essences de bois sont suffisamment dures, gonflent au contact du brut et ne se cassent pas lors de leur mise en place. Quoiqu'en apparence un peu archaïque cette opération se révèle cependant souvent très efficace, simple et économique par rapport aux appareillages qui existent. Elle est toutefois un peu délicate et nécessite de l'habileté et de l'expérience car au moment de la mise en place du bouchon on est presque toujours gêné par le jet de brut en pulvérisation. Il faut donc être rapide et précis.



Figure VI.4.4: fuite étanchée par la pose d'une rustine maintenue par un collier

VI.4.5. Conclusion

Ces techniques de réparation sont très utilisées, elles présentent beaucoup d'avantages que d'inconvénients. Mais avant de procéder à un choix entre elles, un examen sur le lieu et la nature de l'événement doivent être constatés, (fuite ou éclatement, corrosion par piqure ou uniforme...etc.), afin de réaliser une réparation dans de bonnes conditions, efficace et qui puisse durer. Les opérations de soudage sont délicates, car elles se réalisent en exploitation, dans ce sens les soudeurs doivent avoir une bonne expérience, afin d'éviter les dégâts qui peuvent être mortels.

Conclusion générale

La corrosion est en grande partie, la cause des défaillances des canalisations, elle affecte directement l'exploitation de ces ouvrages. Un suivi de ces ouvrages est inévitable afin de prévoir des actions préventives et minimiser le coût des manques à gagner des arrêts imprévus, et les dégâts causés à l'environnement par ce phénomène

. L'envoi des outils de nettoyage et d'inspection est indispensables dans le but de la maintenance de l'intégrité des canalisations, car grâce à ces derniers l'exploitant dispose d'assez d'informations qui lui permettent des décisions fiables sur les choix à faire pour réhabiliter l'ouvrage et les moyens à mettre en œuvre pour le maintenir en bonnes conditions.

Pour avoir une réponse à cette problématique nous avons adopté dans ce travail deux visions, l'une qualitative en introduisant la norme ANSI/ASME B31G Modifiée cette dernière permet 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 structurale 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 de la norme nous a permis de mettre en évidence les défauts dont la profondeur dépasse les 80% de l'épaisseur du pipeline.

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, mais aussi de détecter les défauts de corrosion à haut risque de défaillance. Elle 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.

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.

L'approche déterministe et l'approche probabiliste offrent des perspectives distinctes mais complémentaires pour l'évaluation et la gestion des défauts de corrosion.

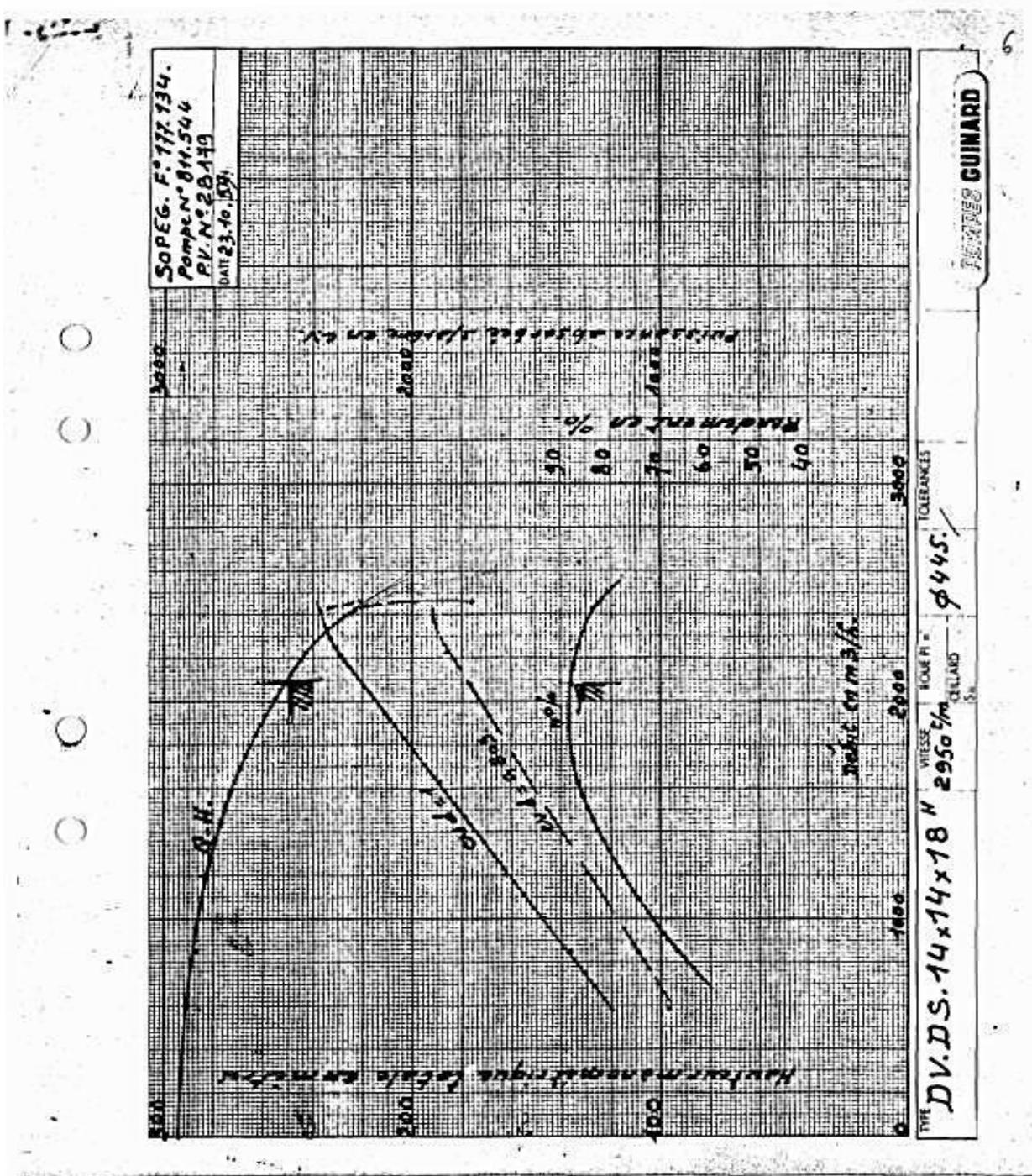
Références bibliographies

- Document de groupe SONATRACH DRG Bejaïa (chapitre I).
- Mémoire de Master option : Transport et distribution des hydrocarbures thème : Optimisation de la périodicité de nettoyage de l'oléoduc OB1.
- Inspection en ligne de l'OB1 par ROSEN 2009.
- Inspection en ligne du tronçon SP1-bis jusqu'à SP3 en 2023.par PIPESURVEY.
- Cours de réhabilitation de pipelines K. YOUNSI.
- ASME B31G-manual for determining the remaining strength of corroded pipelines, the American Society of mechanical Engineers, New York USA; 1991.
- LE CODE RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION Elaboré par SONATRACH – SPA et approuvé par l'ARH, en application des dispositions du décret exécutif n° 21-258 du 2 Dhou El Kaâda 1442 correspondant au 13 juin 2021.
- Document activité de transport par canalisation ; juillet/2003.
- Cours de control et mentoring M. TIKOBAINI.

Annexes

Les figures représentent les courbes caractéristiques des pompes principales des stations de pompes de la ligne d'OB1 :

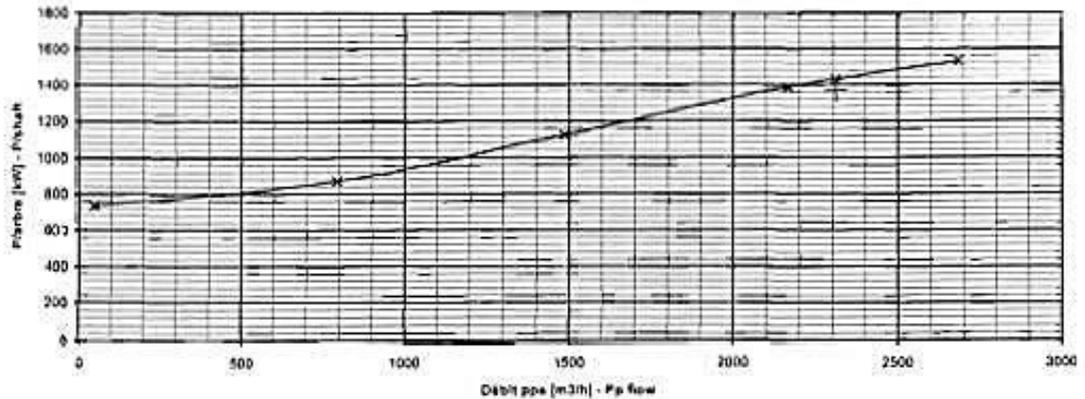
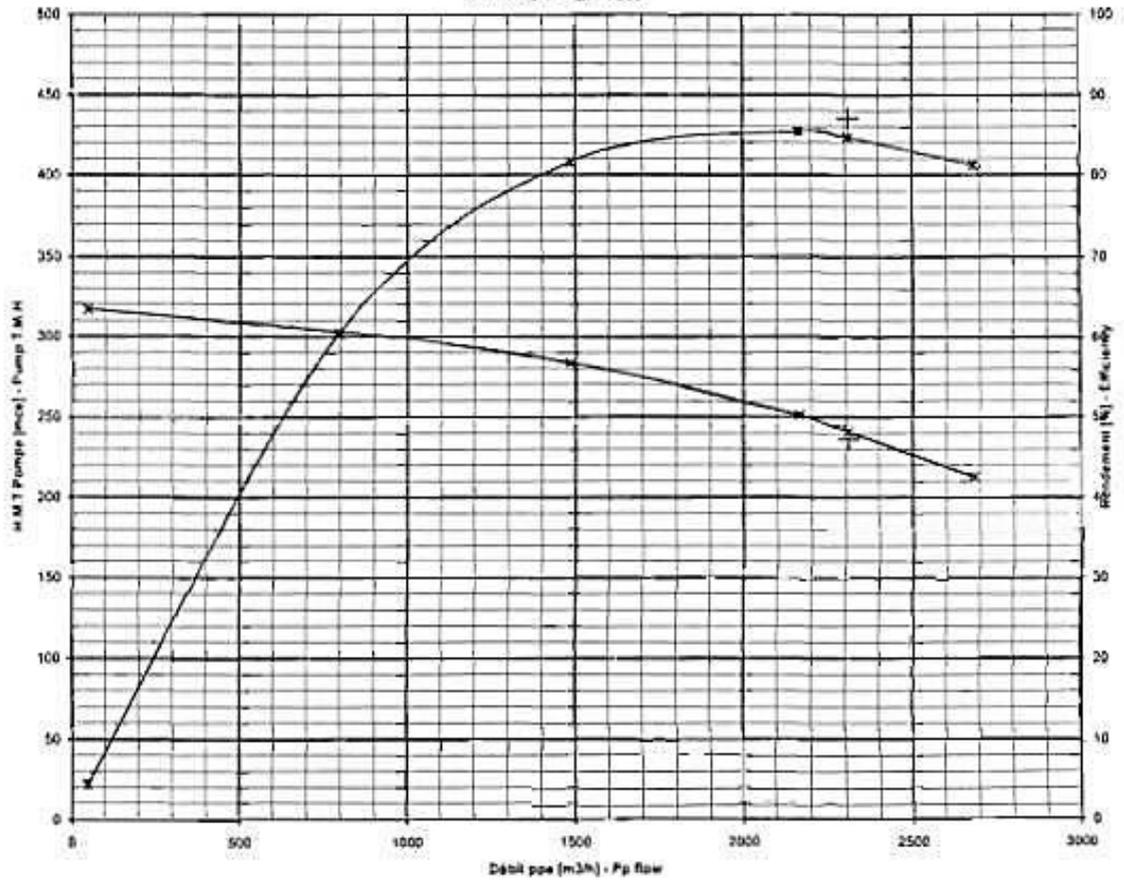
- SP1



- SP2

PROCES VERBAL D'ESSAI		<small>TEST REPORT</small>		GUINARD PUMPS TEXTRON <small>FLUID HANDLING PRODUCTS</small>
Essai : 1701 <small>Test</small>	N° Proj: P-000245 <small>N° Proj</small>	N° Cde : 1600078 <small>Factory N°</small>	Page : 3 13 <small>Page</small>	
Pompe Type : DVDS 14.14.18 / 16t <small>Pump Type</small>	Repère : P.201 B <small>Item</small>	Retouche N° : <small>Modification N°</small>		

Essai QH - QH Test



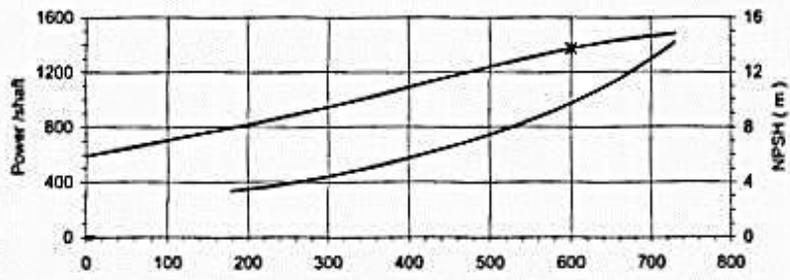
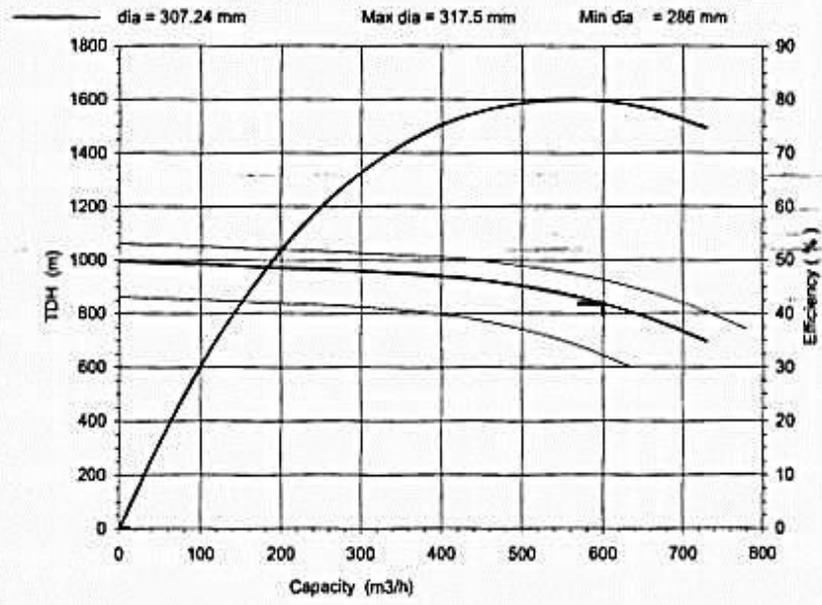
- SP3

Curve n° P301-a ema 11-24-05



DVMX 6x8x11 E - 5 St

Capacity	= 600	m ³ /h	Speed	= 3560	rpm	Visco	= 3	Cst
TDH	= 838	m	NPSH	= 9.72	m	d	= 0.8	
Eff %	= 79.7		Power (*)	= 1375.00	kw			



Impeller DB : M100273-24258/7	Eye 125 x 2 / 142 cm ²	base 466787
Volute F100409/115322	clearance API	618639 / 3

France : Arniey David Brown Guinard Pumps S.A.S 39, Avenue du Pont de Tassel BP 435 - 74020 Arniey cedex.
 Tel : +33 (0) 4 50 05 56 00 Fax : +33 (0) 4 50 05 58 80

00 / INC 95-26

