

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



Université M'HAMED BOUGERRA BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Transport et Equipements
Des Hydrocarbures



Domaine : Sciences et technologies

Filière : Hydrocarbures

Option : Transport et distribution des hydrocarbures

Mémoire de projet de fin d'études en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Présenté par

Belkacem Takieddine

et

Hamzaoui Melissa

Thème

*Etude comparative de la rénovation de l'OH1 entre l'acier et le GRE
avec différentes variantes de diamètre*

Soutenu publiquement le .../.../...

Devant les jury :

Bouhafs Smail

UMBB

Encadreur

Dr.Younsi Karim

UMBB

Examineur

Dr.Tikobaini Mourad

UMBB

Examineur

Dr.Menaa abdennour

UMBB

Examineur

Résumé

La corrosion des pipelines est un problème majeur dans l'industrie du transport des hydrocarbures , pouvant entraîner des fuites et des ruptures. Cela cause une augmentation de la perte de charge, se traduisant principalement par une diminution de la performance de la ligne et une augmentation des frais de réparation. Pour réduire ces problèmes, une solution optimale doit être prise en charge. D'où l'importance cruciale de cette étude qui vise à proposer des solutions et à déterminer la solution optimale offrant le plus d'avantages techniques et surtout économiques.

Abstract

Pipeline corrosion is a major issue in the fluid transportation industry, potentially leading to leaks and ruptures, which cause an increase in pressure loss. This primarily results in a decrease in pipeline performance and an increase in repair costs. To mitigate these problems, an optimal solution must be implemented, for that the critical importance of this study is to propose various solutions and determine the optimal one that offers the most technical and economic benefits

ملخص

يشكل تآكل الأنابيب البترولية مشكلة كبيرة في مجال نقل المحروقات, حيث يؤدي الى حدوث تلف الأنابيب و حدوث تسربات وحتى انفجارات, و هذا ما ينتج في المقام الأول انخفاض في أداء الأنابيب وزيادة تكاليف الإصلاح. و لهذا يجب إيجاد حلول للحد من هذه الظاهرة, و هنا تكمن أهمية هذه الدراسة التي تقوم باقتراح حلول مختلفة و اختيار الحل المثالي الذي يعود بأكبر قدر من الفائدة التقنية و الاقتصادية.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

À ma mère , qui a été une source d'encouragement et de soutien tout au long de mes études . Son amour et sa sagesse m'ont inspiré à poursuivre mes rêves et à travailler dur pour atteindre mes objectifs .Même si elle n'est plus avec moi aujourd'hui , je sais qu'elle serait fière de mes réalisations et devenir la personne que je suis devenue grâce à elle .

À mon père , mon premier et plus grand mentor , pour la confiance et le soutien qu'il m'a donné , ont été ma force motrice tout au long de ce voyage académique.

À mes deux chers frères Ali et Idir, mes héros, mes plus grands supporters .

à mes tantes Noura et Malika et à ma chère grande mère .

À mon binôme Takieddine, partenaire de ce modeste travail .

À ma meilleure amie Manel Allem merci pour tous les moments de complicité et d'amusement que nous avons partagés ensemble.

À mes chères amies,et à mes proches qui m'ont soutenu tout au long de ce parcours.

Melissa

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

À mon ange, ma maman, qui a œuvré pour ma réussite par son affection, son soutien et son amour qu'elle me porte chaque jour.

À mon héros, mon père, qui n'a jamais cessé de m'encourager et de me guider sur le bon chemin. Même s'il n'est plus avec moi aujourd'hui, je sais qu'il serait fier de mes réalisations et de la personne que je suis devenue grâce à lui.

À mon cher frère et à mes chères sœurs, mes plus grands supporters.

À mon binôme Melissa, avec qui j'ai partagé ce modeste travail, et avec qui nous avons surmonté les obstacles.

À mes chers amis qui m'ont soutenu tout au long de ce parcours.

Takieddine

Remerciement

Nous tenons, tout d'abord, à remercier le bon dieu le tout puissant pour nous avoir donné le courage et la volonté pour réaliser ce travail.

Nous tenons à remercier notre promoteur Mr BOUHAFS qui nous a offert son savoir et son soutien.

Nous exprimons aussi notre gratitude à monsieur Athmane Aliane (Directeur commercial de l'entreprise FPI) pour la qualité de ses compétences, ses conseils et ses qualités humaines qui nous ont permis de mener à bien ce mémoire.

Nous tenons à adresser particulièrement nos remerciements à Mr Younsi, Mr TIKOBAINI, Mr MENAA pour leur participation en tant qu'examineurs de ce travail.

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.

Définitions

Trading et Shipping : ce sont des activités majeures prise en charge par chaque E-commerce où le vendeur confie la marchandise à un transporteur afin qu'elle parvienne au client.

Gisement : ou un champ pétrolier, délimite une zone où est enfouie une grande quantité de pétrole et où une tentative pour l'extraire peut être faite en creusant des puits. Il peut s'étendre sur plusieurs kilomètres, permettant d'avoir plusieurs puits sur un même champ.

Trading et Shipping : ce sont des activités majeures prise en charge par chaque E-commerce où le vendeur confie la marchandise à un transporteur afin qu'elle parvienne au client.

Liquéfaction de gaz naturel : La liquéfaction du gaz naturel est un processus par lequel le gaz naturel est refroidi à des températures très basses, généralement autour de -160°C , afin de le convertir en un état liquide. Ce processus permet de réduire considérablement le volume du gaz naturel, ce qui facilite son stockage et son transport.

GPL : abréviation de Gaz de Pétrole Liquéfié, est un mélange d'hydrocarbures légers, principalement du propane et du butane. Il est dérivé du processus de raffinage du pétrole brut 40 % et du traitement du gaz naturel 60 %. Le GPL est utilisé comme combustible dans de nombreux domaines, notamment pour le chauffage résidentiel, la cuisson, l'alimentation des véhicules et les applications industrielles.

Raffinage : désigne l'ensemble des traitements et transformations visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale.

Canalisation : sont constitués des tubes de 12m de longueur soudés bout à bout. Ces canalisations se caractérisent par de gros diamètres et de grandes distances. Sur ce type la pression de service est souvent élevée.

Condensat : fait référence à une phase liquide qui se forme lorsque le gaz naturel est refroidi ou soumis à une pression élevée. Dits aussi « pentane plus (C5+) », ce nom désigne la fraction légère allant de pentane (C_5H_{12}) jusqu'à l'heptane (C_7H_{16}). Ils sont présents en solution gazeuse dans le gisement, et se condensent sous forme liquide à pression atmosphérique.

Capacité design : C'est la capacité maximale prévue d'un système, d'un équipement selon les spécifications et les critères de conception. Elle représente la quantité ou la charge maximale que le système est conçu pour supporter de manière sûre et fiable.

Réhabilitation des pipelines : est un processus visant à restaurer, remettre en état ou moderniser des pipelines existants qui ont subi des dommages, des défauts ou une détérioration au fil du temps. Ce processus peut impliquer des travaux de réparation, de renforcement, de remplacement ou de mise à niveau des pipelines afin de préserver leur intégrité, leur sécurité et leurs performances optimales.

Enrobage : C'est l'application d'une couche protectrice autour du tuyau pour prévenir la corrosion et assurer la durabilité du pipeline. et pour protéger le pipeline contre les agressions extérieures telles que l'humidité, les produits chimiques ou les conditions environnementales défavorables. Cela peut être réalisé en utilisant différents matériaux tels que des revêtements polymériques, des revêtements bitumineux ou des revêtements en polyéthylène.

Écoulement gravitaire : L'écoulement gravitaire dans le transport de pétrole est un écoulement d'un fluide à travers le pipeline sans l'utilisation de pompes pour maintenir la pression et le débit. L'écoulement est principalement induit par la différence de hauteur entre le point de départ et le point d'arrivée, créant une force gravitationnelle qui propulse le fluide vers le bas. L'écoulement gravitaire est pris en compte pour optimiser l'efficacité énergétique et réduire les coûts de pompage.

La protection cathodique : c'est une méthode utilisée pour prévenir la corrosion externe des structures métalliques enterrées ou immergées. Elle consiste à appliquer un courant électrique externe à la structure, ce qui la protège contre les réactions de corrosion. Cette méthode utilise des anodes sacrificielles ou des anodes en courant imposé.

Station de pompage : Une station de pompage est une installation située le long d'un pipeline qui permet d'augmenter la pression du liquide transporté. Elle compense les pertes de pression dues aux frottements et aux autres facteurs sur de longues distances. Les stations de pompage sont équipées de pompes puissantes qui aspirent le liquide à une pression basse et le pompent à une pression plus élevée pour maintenir le débit et assurer le transport efficace du liquide le long du pipeline.

Electropompe : est une pompe qui utilise un moteur électrique pour son fonctionnement. Ce moteur électrique transforme l'énergie électrique en énergie mécanique, qui entraîne le mouvement de la pompe pour le transfert du liquide.

Turbopompe : est un dispositif mécanique utilisé pour augmenter la pression d'un fluide, en utilisant l'énergie cinétique fournie par un rotor en rotation. Elle est composée d'une turbine et d'une pompe, qui sont combinées dans une même unité.

Pompe booster : La pompe booster est conçue pour recevoir le fluide à une pression relativement basse et le propulser à une pression plus élevée équivalente à la pression d'aspiration des pompes principales. Elle est généralement alimentée par une source d'énergie externe, telle qu'un moteur électrique ou un moteur diesel, qui entraîne l'arbre de la pompe et crée la force nécessaire pour augmenter la pression.

Poste de coupure : constitue le futur emplacement d'une station de pompage .Il est constitué d'un by-pass et des gares racleur arrivée et départ .

Gares racleur : permettent l'introduction ou la réception d'un racleur de nettoyage où d'inspection en ligne dans un pipeline sans interrompre le débit où l'écoulement du produit .On les retrouvent au terminal départ , au niveau des stations de pompage intermédiaires, aux postes des coupures et au terminal arrivé.

Poste de sectionnement : Ce sont des vannes d'isolement , elles permettent d'isoler un tronçon de pipeline en cas de fuite ou de rupture pour diminuer les pertes de produits . La distance entre elle est de 10 à 20 km en fonction de la zone traversée .

Profil en long : Un profil en long est une représentation graphique qui montre les variations d'altitude le long d'un pipeline.

Résines thermodurcissables: sont des polymères qui se solidifient de manière permanente lorsqu'ils sont chauffés.

Fibres de verre : sont des fils minces et flexibles fabriqués à partir de verre fondu extrudé.

Abrasion : est un processus d'usure causé par le frottement entre des surfaces solides en mouvement les unes contre les autres.

Sommaire

Introduction générale

CHAPITRE I

I.1. Sonatrach.....	2
I.1.1- Activités de Sonatrach.....	2
I.1.1.1.Activité amont.....	2
I.1.1.2.Activité aval.....	2
I.1.1.3 . Activité de commerce.....	2
I.1.1.4. Activité transport par canalisation.....	2
I.1.1.4.1. Consistance du Réseau de Transport.....	3
I.2. Présentation de la région transport in-amenas (RTI).....	4
I.2.1. Historique.....	4
I.2.2. Missions.....	4
I.2.3. Patrimoine.....	4
I.2.4. Le réseau de transport.....	5
I.3. Description du terminal départ SP1.....	6

CHAPITRE II

II.1. Historique de l'OH1.....	8
II.2. Description de la ligne OH1.....	8
II.2.1. Fiche technique de l'OH1.....	9
II.2.2. Le remplacement de 47 km de l'OH1 par un pipe en fibre de verre.....	9
II.2.3. Fiche technique de la ligne FV24”.....	10
II.2.4. Localisation géographique des Stations et des Postes de Coupure.....	10
II.2.5. Localisation géographique des poste de sectionnement.....	10
II.2.6. Régime de fonctionnement usuel de l'OH1.....	11
II.3. Description de l'état de l'OH1 et sa problématique.....	12
II.3.1. Historique des fuites dans l'OH1.....	12
II.3.2. Nombre de fuites par tronçon “année 2018-2022.....	12
II.3.3. Résultat d’inspection par outil instrumenté.....	13
II.4. Les cause de la corrosion interne dans l’ouvrage OH1.....	13
II.5. Les conséquences de la dégradation de l'OH1.....	14
II.6. l'état de la protection cathodique.....	15
II.7. Réhabilitation de l’ouvrage OH1.....	15
II.8. Programme de réparation de l'OH1.....	15
II.9. Conclusion.....	16

CHAPITRE III

III.1. Encrassement et dépôts.....	18
III.1.1. Cas d'un Oléoduc.....	18
III.1.2. Cas d'un gazoduc.....	18
III.2. Les déformation géométrique.....	18
III.2.1. Les éraflures.....	18
III.2.2. Les Enfoncements.....	19
III.2.3. Défauts de soudage.....	19
III.3. Perte de métal.....	20
III.3.1. Perte de métal due à la corrosion.....	20
III.3.1.1. Définition de la corrosion.....	20
III.3.1.2. Différentes Formes de corrosion.....	20
III.3.1.2.1. Corrosion généralisée (uniforme).....	20
III.3.1.2.2. La corrosion par piqûres.....	21
III.3.1.2.3. Corrosion caverneuse.....	21
III.3.1.2.4. La corrosion galvanique.....	21
III.3.1.2.5. Corrosion intergranulaire.....	21
III.3.1.2.6. La corrosion sous contrainte.....	22
III.3.1.2.7. Corrosion par fatigue.....	22
III.3.1.2.8. Corrosion bactérienne.....	22
III.3.1.2.8.1. Interaction entre la corrosion et les milieux bactériens.....	23
III.3.1.2.8.2. Facteurs de la corrosion bactérienne.....	23
III.3.1.3 Pertes de métal dues à la corrosion interne.....	24
III.3.1.4. Pertes de métal dues à la corrosion externe.....	24
III.3.1.5.moyenne de lutte contre la corrosion.....	25
III.3.1.5.1. Interne.....	25
III.3.1.5.2. Externe.....	25
III.3.2. Perte de métal due à l'érosion.....	25
III.4. Prévention contre la corrosion.....	26
III.4.1. Nettoyage.....	26
III.4.1.1. Nettoyage mécanique.....	26
III.4.1.2. Nettoyage chimique.....	27
III.4.1.3. But de nettoyage.....	27
III.4.1.4. Les outils de nettoyage.....	27
III.4.1.4.1. Les outils rigides.....	27
III.4.1.4.1.1. Les inconvénients des outils rigides.....	28
III.4.1.4.2. Les outils élastiques.....	28
III.4.2. Inspection.....	29
III.4.2.1. Étapes de l'inspection et leurs objectifs.....	30
III. 4.2.1.1. Le nettoyage.....	30
III.4.2.1.1.1. En cas de blocage.....	30

III.4.2.1.1.2. En cas de passage réussi.....	30
III.4.2.1.2. Le calibrage.....	30
III.4.2.1.3. Le caliper (outil géométrique).....	31
III.4.2.1.4. l'outil intelligent.....	31
III.4.2.1.4.1. MFL.....	31
III.4.2.1.4.2. Ultrasons.....	31

CHAPITRE IV

IV.1. La canalisation.....	32
IV.1.1. Diamètre et l'épaisseur du pipeline.....	32
IV.1.2. L'épaisseur moyenne d'une conduite.....	32
IV.1.3. Le diamètre intérieur pondéré d'une conduite.....	32
IV.1.4. Pression maximale admissible de service (PMS).....	32
IV.2. Caractéristiques du produit transporté.....	33
IV.2.1. La densité (d).....	34
IV.2.2. La viscosité (μ).....	34
IV.3. Formules du calcul hydraulique.....	34
IV.3.1. Débit et vitesse d'écoulement (Q, m).....	34
IV.3.2. Nombre de Reynolds (Re).....	35
IV.4. Régime d'écoulement d'un fluide.....	35
IV.4.1. Régime laminaire :.....	36
IV.4.2. Régime turbulent :.....	36
IV.5. Les pertes de charge totales (HT).....	37
IV.5.1. Perte de charge linéaire (HL).....	37
IV.5.2. Perte de charge locale (singulière H_s).....	37
IV.5.3. Perte de charge totale.....	38
IV.6. Charge de refoulement totale.....	38
IV.7. Pression hydrostatique.....	38
IV.8. Pente hydraulique (i).....	39
IV.9. Point de contrôle.....	39
IV.10. Courbe caractéristique du réseau.....	40
IV.11. Les pompes.....	40
IV.11.1 Définition.....	40
IV.11.2. Choix de type de pompe.....	42
IV.11.3. Caractéristiques d'une pompe.....	42
IV.11.4. Courbe caractéristique de la pompe.....	42
IV.11.5. Assemblage des pompes.....	43
IV.11.5.1. Assemblage en série.....	43
IV.11.5.2. Assemblage en parallèle.....	44
IV.11.6. La charge refoulement de station (H_{ref-st}) :.....	45

IV.11.7. Point de fonctionnement.....	45
IV.12. Calcul économique.....	46
IV.12.1. Evaluation des coût d'investissement - CAPEX.....	46
IV.12.1.1 La base de calcul de la partie ligne OH1.....	46
IV.12.1.1.1 Coût du tube.....	46
IV.12.1.1.2 Coût de la pose.....	46
IV.12.1.1.3 Coût de la protection cathodique.....	47
IV.12.1.1.4 Coût de vannes et accessoires.....	47
IV.12.1.2 La base de calcul des station de pompage :.....	47
IV.12.1.3 Coût liés au fonctionnement du projet.....	47
IV.12.1.4. les imprévu.....	47
IV.12.2. Evaluation des charges d'exploitation - OPEX.....	47
IV.12.2.1 La base de calcul des charges.....	47
IV.12.3. Investissement.....	48
IV.12.4. L'amortissement.....	48
IV.12.5. Taux d'actualisation.....	48
IV.12.6. Critère de choix entre deux projets.....	48

CHAPITRE V

V.1. Le régime d'exploitation de la ligne OH1.....	50
V.2. Le redimensionnement de la ligne OH1.....	50
V.2.1. Organigramme de calcul.....	50
V.2.2. Données initiales.....	52
V.2.3. Le calcul des charge à PK66 et à HEH.....	52
V.2.4. Calcul du débit gravitaire maximal pour les différents diamètres.....	52
V.2.5. Interprétation des résultats.....	53
V.3. Dimensionnement de la ligne utilisant un écoulement forcé.....	54
V.3.1. L'organigramme de calcul.....	54
V.3.2. Le calcul du diamètre pour une vitesse de 1.5 m/s.....	54
V.3.2.1 Le tableau des données initiales.....	55
V.3.2.2. Résultats Numériques.....	55
V.3.2.3. Interprétation des résultats.....	55
V.3.2.4. Calcul de la pression à PK66 et les pression de refoulement des stations.....	56
V.3.2.4.1. L'organigramme de calcul.....	56
V.3.2.4.2. Calcul de pression à PK66.....	57
V.3.2.4.2.1. Données de début de calcul.....	57
V.3.2.4.2.2. Résultats numériques.....	57
V.3.2.4.2.3. Interprétation des résultats.....	57
V.3.2.4.3. Le Calcul des pression de refoulement des stations.....	58
V.3.3. Calcul de la pression de refoulement disponible.....	59

V.3.3.1. Données de début de calcul.....	59
V.3.3.2. Calcul de la pression de refoulement disponible.....	59
V.3.3.3. Interprétation des résultats.....	59
V.3.4. Représentation graphique du point de fonctionnement.....	60
V.3.5. Le calcul pour une vitesse de 2 m/s.....	61
V.3.5.1. Résultats de calcul.....	61
V.3.5.2. Interprétation des résultats.....	61
V.3.5.3. Calcul de la pression à PK66.....	62
V.3.5.3.1. Interprétation des résultats.....	62
V.3.5.4. Calcul des pressions de refoulement des stations.....	63
V.3.5.5. Interprétation des résultats.....	64
V.4. Analyse hydraulique en remplaçant le pipeline en acier par un pipeline en GRE.....	64
V.4.1. Donnée de début de calcul.....	64
V.4.2. Résultats de calcul.....	64
V.4.3. Interprétation des résultats.....	65
V.4.4. Optimisation du diamètre sur le tronçon PK00-PK66.....	65
V.4.4.1. Description de la méthode.....	65
V.4.4.2. application.....	66
V.4.4.3. Calcul de pression de refoulement.....	67
V.5. Calcul économique.....	68
V.5.1. Paramètre d'évaluation.....	68
V.5.2. Résultat de calcul économique.....	68
V.5.2.1. Estimation de l'investissement (CAPEX).....	68
V.5.2.1.1. Estimation de l'investissement de la ligne OH1.....	68
V.5.2.1.2. Estimation de l'investissement des stations.....	69
V.5.2.2. Estimation des charges d'exploitation (OPEX).....	69
V.5.3. Résultats finals.....	69
V.5.4. Interprétation de résultats.....	70
V.6. Conclusion.....	70

CHAPITRE VI

VI.1. Le Tuyau en fibre de verre GRE.....	71
VI.2. Domaine d'utilisation des tuyaux en GRE.....	72
VI.3. Avantages et inconvénients du tuyau en GRE.....	73
VI.3.1. Avantages.....	73
VI.3.2. Inconvénients des tuyaux en plastique renforcés de fibre de verre	74
VI.4. Production et fabrication des GRE pipes.....	74
VI.4.1. La résine thermodurcissables Epoxy.....	74
VI.4.2. La fibre de verre.....	74
VI.4.3. Sable siliceux.....	75
VI.5. Le processus de fabrication des Pipes GRE (MPS)	75

VI.6. Accessoires et raccords en GRE.....	76
VI.7. Le stockage.....	76
VI.8. Systèmes de raccordement et méthodes de préparation.....	77
VI.8.1. Joint collé conique-cylindrique:(conical -cylindrique bonded joint).....	77
VI.8.2. Joint collé conique/conique (Taper/Taper bonded joint).....	78
VI.8.3. Joint à bride.....	79
VI.8.4. Mécanique à joint d'étanchéité et joint de blocage.....	80
VI.8.4.1. O-ring.....	80
VI.8.4.2. Joint de fermeture “key-lock ”.....	81
VI.8.5. Coupleur mécanique.....	81
VI.8.6 Joints de lamination (Stratifié).....	81
V.1.9 . L'installation des canalisation en GRE.....	82
V.9.1. La construction de la tranchée.....	82
VI.9.2. Encordage.....	83
VI.9.3. L'assemblage.....	84
VI.9.4.L'inspection.....	84
VI.9.5. Levage et descente.....	84
VI.9.6. Remplissage.....	85
VI.9.7. Test.....	86
VI.9.8. Restauration & Réintégration.....	87
V.10. Comparaison technique entre le pipeline en GRE et le pipeline en acier.....	88

Conclusion générale

LISTE DE FIGURES

CHAPITRE I

Figure I.1 : Carte de réseau de transport par canalisation algérien.....	3
Figure I.2 : Situation géographique de SP1.....	6

CHAPITRE II

Figure II.1 : Tracé de l'ouvrage OH1.....	8
Figure II.2 : Profil en long de la ligne OH1.....	11

CHAPITRE III

Figure III.1 : Anomalies enregistrées sur un pipeline.....	17
Figure III.2 : Exemple de pipeline contenant une entaille.....	19
Figure III.3 : Exemple d'un enfoncement.....	19
Figure III.4 : corrosion uniforme.....	20
Figure III.5 : corrosion galvanique.....	21
Figure III.6 : Corrosion intergranular.....	22
Figure III.7 : Corrosion sous contrainte.....	22
Figure III.8 : Exemple d'une corrosion interne.....	24
Figure III.9 : Exemple d'une corrosion externe.....	25
Figure III.10 : processus de raclage.....	26
Figure III.11 : Outils de nettoyage rigides.....	28
Figure III.12 : Outil élastique en forme de piston.....	29
Figure III.13 : Outil élastique en forme de sphère.....	29

CHAPITRE IV

Figure IV.1 : Types des régimes d'écoulement.....	51
Figure IV.2 : Pente hydraulique.....	54
Figure IV.3 : Représentation d'un point de contrôle.....	40

Figure IV.4 : Courbe caractéristique du réseau.....	40
Figure IV.5 : Schéma d'une pompe centrifuge.....	42
Figure IV.6 : Courbe caractéristique de la pompe.....	43
Figure IV.7 : Assemblage des pompes en séries.....	44
Figure IV.8 : Assemblage des pompes en séries.....	45
Figure IV.9 : Point de fonctionnement optimal de la pompe.....	46

CHAPITRE V

Organigramme V.1 : Les étapes de calcul.....	51
Organigramme V.2 : Les étapes de calcul.....	54
Organigramme V.3 : Les étapes de calcul des pression.....	56
Figure V.4 : Représentation graphique du point de fonctionnement.....	60

CHAPITRE VI

Figure VI.1 : Processus d'enroulement filamentaire (MPS).....	75
Figure VI.2 : Pipeline en fibre de verre en stock.....	77
Figure VI.3 : Joint collé conique-cylindrique.....	78
Figure VI.4 : Taper/Taper bonded joint.....	78
Figure VI.5 : Joints bride.....	79
Figure VI.6 : Joints mécaniques.....	80
Figure VI.7 : Joints de fermeture.....	81
Figure VI.8 : Coupleur mécanique.....	81
Figure VI.9 : Joint de lamination.....	82
Figure VI.10 : Installation dans un sol instable.....	83
Figure VI.11 : Installation dans un sol stable.....	83
Figure VI.12: Enfilage de tuyaux le long du côté de la tranchée.....	83
Figure VI.13 : Chaîne de pipeline prise en charge après l'adhésion.....	84
Figure VI.14: Descente du tuyau jusqu'à la tranchée à l'aide de la flèche latérale.....	85
Figure VI.15: La mise en place du matériau de remblai tamisé.....	85
Figure VI.16: Préparation du test hydrostatique pour un tronçon de l'OH1.....	86
Figure VI.16: Test hydrostatique.....	87

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE I

Tableau I.1 : Réseau de transport RTI.....	5
Tableau I.2 : Caractéristique SP1 OH1/OT1.....	7

CHAPITRE II

Tableau II.1 : Fiche technique de la ligne OH1.....	9
Tableau II.2 : Fiche technique de la ligne FV24”.....	10
Tableau II.3 : localisation géographique des stations et des postes de coupure.....	10
Tableau II.4 : Localisation géographique des poste de sectionnement.....	10
Tableau II.5 : Régime de fonctionnement usuel de l’OH1.....	11
Tableau II.6 : Historique des fuites dans l’OH1.....	12
Tableau II.7 : Nombre de fuites par tronçon.....	12
Tableau II.8 : Nombre de défaut par tronçon.....	13
Tableau II.9 : Quantité d’eau réceptionnées.....	13
Tableau II.10 : Évaluations des bactéries au niveau du dépôt d’un tronçon.....	14
Tableau II.11 : Réhabilitations réalisées sur la ligne OH1.....	15
Tableau II.12 : Programme de réparation de l’OH1.....	15

CHAPITRE IV

Tableau IV.1 : Régime d’écoulement.....	35
---	----

CHAPITRE V

Tableau V.1 : Données de début de calcul.....	52
Tableau V.2 : Calcul des charges.....	52
Tableau V.3 : Calcul de débit maximal.....	53

Tableau V.4 : Données de début de calcul pour déterminer le diamètre et l'épaisseur du pipe	55
Tableau V.5 : Résultats de calcul pour une vitesse de 1.5 m/s	55
Tableau V.6 : Donner de début de calcul	57
Tableau V.7 : Calcul de la pression à PK66 pour un diamètre de 18"	57
Tableau V.8 : Calcul des pressions de refoulement des stations	58
Tableau V.9 : Données de début de calcul de la pression de refoulement disponible	59
Tableau V.10 : Résultats de Calcul de la pression de refoulement disponible	59
Tableau V.11: Tableau des résultat numérique des charges en fonction du débit	60
Tableau V.12: Résultats de calcul pour une vitesse de 2 m/s	61
Tableau V.13 : Calcul de la pression à PK66 pour un diamètre de 16"	62
Tableau V.14 : calcul des pression de refoulement des stations	63
Tableau V.15 : Données de début de calcul	64
Tableau V.16 : calcul de débit maximal du pipeline en GRE	65
Tableau V.17 : Calcul de la pression de refoulement de la station SP1	67
Tableau V.18 : Les paramètre d'évaluation	68
Tableau V.19 : Estimation de coût de la ligne	68
Tableau V.20 : Estimation de l'investissement des stations	69
Tableau V.21 : Estimation des frais d'exploitation	69
Tableau V.22 : Calcul de la VAN	69

CHAPITRE VI

Tableau VI.1 : Comparaison technique entre le pipeline en GRE et le pipeline en acier	88
--	----

LISTE DES ABREVIATIONS

CHAPITRE I

GPL : Gaz de pétrol liquéfié
MTEP: Millions de Tonnes Équivalent Pétrole
RTO : Région de transport ouest
RTH : Région de transport haoud el hamra
RTE : Région de transport est
RTC : Région de transport centre
HRM : Hassi messaoud
GEM : Gazoduc enrico mattei
GPDF : Gazoduc Pedro Duran Farell
HEH : Haoud El Hamra
SP : Station de Pompage
CNDG : Centre National de Dispatching Gaz
CDHL : Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides
CSTF : Centre de Stockage et Transfert des Fluides
RTI : région de Transport In-amenas

CHAPITRE II

MTA : Million Tonne par an
FV : Fibre de Verre
TA : Terminal Départ
TD : Terminal Arrivé
BSR : Bactérie Sulfato Réductrice

CHAPITRE III

MFL : Magnetic Flux Leakage

CHAPITRE V

GRE : Glass reinforced epoxy
VAN : Valeur Actuelle Nette
CAPEX : Capital expenditure
OPEX : Operating expenses

CHAPITRE VI

ASMT : American Society for Testing and Materials
ISO : International Organization for Standardization

API : American Petroleum Institute.

GRP : glass reinforced plastic

GRV : glass reinforced vinylester

MPS : Manufacturing Process specifications

Introduction générale

La durée de vie d'un ouvrage de transport des hydrocarbures est estimée généralement à une trentaine d'années. Au delà de cette période, l'exploitation de l'ouvrage pose des problèmes de fiabilité qui empêchent son bon fonctionnement. Parmi ces problèmes, on constate la vétusté des installations et de la ligne, ce qui entraîne le déclassement de ces ouvrages.

selon l'état de dégradation de ces ouvrages on procède soit :

- A la réhabilitation de l'ouvrage si le degré de vétusté est faible.
- A la rénovation complète si la dégradation est très avancée.

Dans ce présent mémoire, on a étudié le cas d'un oléoduc OH1 qui représente les caractéristiques et les symptômes des ouvrages cités précédemment.

La ligne OH1 est âgée de plus de 40 ans, ayant largement dépassé sa durée de vie initiale de 20 ans. De plus, le manque d'entretien périodique, la nature du pétrole transporté et le régime d'exploitation ont contribué à sa dégradation. Ce qui rend primordiale la rénovation totale de cette ligne.

Pour réaliser cette rénovation, deux solutions sont proposées :

- Soit le redimensionnement de toute la ligne en réduisant le diamètre pour assurer un bon régime d'exploitation.
- Soit le remplacement du tube d'acier par des tubes en GRE qui sont résistants à la corrosion.

Ce travail a été élaboré en six chapitres à savoir :

- **Chapitre I** : Réserve pour la présentation du lieu de stage SONATRACH et RTI.
- **Chapitre II** : pour la description de l'état actuel de l'OH1 et la présentation de sa problématique.
- **Chapitre III** : consacré aux endommagements des pipelines en décrivant les méthodes de leur maintenance à savoir le nettoyage et l'inspection de la ligne, avec une explication détaillée sur la corrosion.
- **Chapitre IV** : réservé à la partie théorique qui englobe des notions de base du calcul hydraulique et régime de fonctionnement de la ligne et des stations de pompes, ainsi que les bases de calcul économique pour choisir la solution la plus rentable.
- **Chapitre V** : réservé aux calculs et interprétation des variantes de diamètres que nous avons proposé en se basant sur les critères technico économiques. À la fin du chapitre nous présentons les résultats du calcul économique pour les deux solutions à savoir :
 - Redimensionnement de la ligne en GRE tout en gardant le régime d'écoulement gravitaire.
 - redimensionnement de la ligne en acier avec régime d'écoulement forcé et fonctionnement de toutes les stations de pompes.
- **Chapitre VI** : C'est le dernier chapitre , décrit la construction des pipes en GRE, l'installation, les avantages et les inconvénients par rapport aux matériaux conventionnel

CHAPITRE I

Présentation du lieu de stage

chapitre I : Présentation du lieu de stage

I.1. Sonatrach

la compagnie nationale algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisations, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivées. créer le 31 décembre 1963 Elle a pour missions de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays.

Compagnie pétrolière intégrée, Sonatrach est un acteur majeur dans le domaine du pétrole et du gaz. Ce qui la place, aujourd'hui, première compagnie d'hydrocarbures en Afrique et en Méditerranée. Elle exerce ses activités dans quatre principaux domaines l'Amont, l'Aval, le Transport par Canalisations et la Commercialisation.

I.1.1- Activités de Sonatrach**I.1.1.1. Activité amont**

Elle a pour but d'exploiter les gisements ainsi que le forage et la production des hydrocarbures.

I.1.1.2. Activité aval

Elle prend en charge le développement et l'exploitation des complexes de liquéfaction de gaz naturel, de séparation de GPL, de raffinage et de gaz industriel.

I.1.1.3 . Activité de commerce

Elle a pour missions l'élaboration et l'application de la stratégie de Sonatrach en matière de commercialisation des hydrocarbures sur le marché intérieur et à l'international par les opérations de trading et de shipping.

I.1.1.4. Activité transport par canalisation

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

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

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

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

I.1.1.4.1. Consistance du Réseau de Transport

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



Figure I.1 : Carte de réseau de transport par canalisation algérien

I.2. Présentation de la région transport in-amenas (RTI)

I.2.1. Historique

La Région Transport In-Aménas RTI dont le siège est situé à In-Aménas à 260 kilomètres au nord du chef lieu de la wilaya d'Illizi constitue l'un des maillons forts de l'Activité Transport par Canalisation, avec plus de 4000 Km de canalisations entre oléoducs et gazoducs.

RTI a été créée le 18 juin 1988. Elle est issue de la réorganisation de la division Transport de SONATRACH, l'ensemble des ouvrages RTI dépendait auparavant de la Région Transport Haoud El Hamra (RTH).

I.2.2. Missions

La Région Transport In-Aménas a pour missions :

- La réception et le stockage des hydrocarbures liquides (pétrole brut et condensat),
- Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux des champs producteurs de DP SONATRACH et des compagnies étrangères à travers ses canalisations vers les points de livraison,
- L'exportation directe du pétrole brut sur le port de La Skhira en Tunisie à travers l'oléoduc OT1/24",
- Le comptage et le contrôle de la qualité des produits,
- L'exploitation, la maintenance et la protection des ouvrages ainsi que la sécurité des installations,
- Le suivi de la réalisation des projets d'extension, de renouvellement et de valorisation du potentiel existant.

I.2.3. Patrimoine

La Région Transport In-Aménas dispose d'un patrimoine très important composé :

- de 4 136 km de canalisations dont 2 588 km d'Oléoducs et 1538 km de Gazoducs,
- d'un terminal départ SP1 situé à In-Aménas englobant une station de pompage et un (01) parc de stockage constitué de dix (10) bacs de capacité de 18 000 M³ chacun,
- d'un terminal intermédiaire à Ohanet englobant une station de pompage et un (01) parc de stockage constitué de quatre (04) bacs de capacité de 35 000 M³ chacun ,
- de quatre (04) stations de pompage,
- de trois (03) stations de compression.

Ce patrimoine représente également les cinq (05) Systèmes de Transport par Canalisation (STC) dont dispose la Région et qui sont :

- GR1/GR2,
- OT1,
- OH1,
- NH2
- LR1/DLR1.

Les produits transportés sont :

- le pétrole brut,
- le condensat,
- le gaz de pétrole liquéfié (GPL)
- le gaz naturel.

I.2.4. Le réseau de transport

Ouvrages	Départ / arrivé	Diamètre (pouces)	Longueur (Km)	Produit transporté	Année de mise en service
OT1	In-Aménas / Frontière Tunisienne	24	265	pétrole brut	1960
OH1	In-Aménas / Haoud El Hamra	30	630	pétrole brut	1983
NH2	PK66 / Haoud El Hamra	24-30	565	condensat	1960
LR1	Alrar / Haoud El Hamra	10-20	688	GPL	1996
DLR1	Ohanet / Gassi-Touil (Dédoublément du LR1)	16	404		2004
GR1-GR2	Alrar / Hassi-Messaoud	42-48	654	gaz	1986
GM1	Gassi-Touil / Hassi-Messaoud	40	150	gaz	1976
GL1	Champ DP Assekaifef / Ville Illizi	8	80	gaz	fin 2004

Tableau I.1 : Réseau de transport RTI

I.3. Description du terminal départ SP1

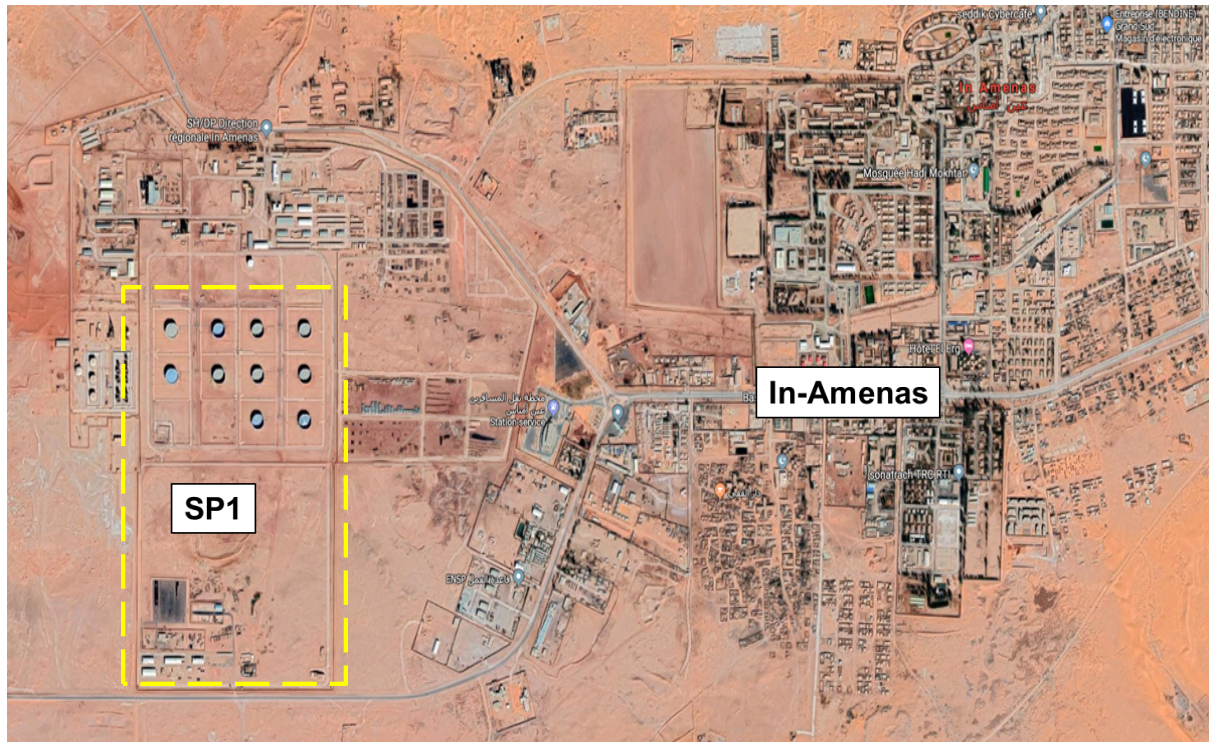


Figure I.2 : Situation géographique de SP1

Le terminal de départ SP1 est situé à In-Aménas à une altitude de 545 m et à une distance de 5 km par rapport au siège de la Région Transport In-Aménas. Le terminal départ SP1, construit en 1960, comporte une station de pompage constituée de cinq (05) électropompes et un parc de stockage de pétrole brut composé de dix (10) bacs à toit flottant d'une capacité unitaire de 18 000 m³.

Le terminal SP1 reçoit le pétrole brut provenant des champs de production tels que Zarzaïtine, Edjeleh, Tiguentourine, Tifernine, Acheb, Tin-Fouyé etc ..., fournit le stockage provisoire puis pompe ce pétrole brut pour l'envoyer au centre de stockage de Haoud El hamra à travers le pipeline OH1 30'' via le terminal intermédiaire de Ohanet ou vers le terminal marin de La Skhirra en Tunisie à travers le pipeline OT1 24'' pour chargement sur les bateaux pétroliers.

➤ SP1 OH1/OT1

Régime de fonctionnement (actuel)	Pression de refoulement (bar)	15
	Débit (m ³ /h)	582.64
	pompes en marche	2
Equipement principaux de pompage	Nombre	5
	Type	Electro pompes
	Puissance	1500 CV
	Constructeur	worthington
Parc de stockage	Nombre et capacité	10 X 18 000 m ³
	Type de produit	Brut
Caractéristiques de l'ouvrage géré	Longueur (km)	OH1 X 630/ OT1 X 775
	Diamètre	OH1 X 30" / OT1 X 24"

Tableau I.2 : Caractéristique SP1 OH1/OT1

CHAPITRE II

PRÉSENTATION DE LA PROBLÉMATIQUE DE L'OH1

Chapitre II : présentation de la problématique de l'OH1.

Introduction

Dans notre étude on est intéressés au cas de l'OH1 qui pose énormément de problèmes . Pour cela, nous allons mettre en évidence les causes et proposer des solutions pour surmonter ces problèmes, afin de mettre fin aux dilemmes d'exploitation actuels.

II.1. Historique de l'OH1

L'Oléoduc OH1 30", construit et mis en service en 1983, est une canalisation utilisée pour transporter le pétrole brut produit par les différents champs de production de SONATRACH et de ses partenaires dans le sud-est. Il s'étend de IN AMENAS jusqu'à HEH, sur une distance de 630 km, avec une capacité design de 18 MTA. Cependant, la capacité réelle actuelle est de moins 6 MTA.

La canalisation a subi une corrosion interne avancée d'origine bactérienne, entraînant un grand nombre de fuites et d'éclatements.

Étant donné le nombre de fuites enregistrées depuis sa mise en service, les quantités de produits perdues et déversées dans le sol sont très importantes, ce qui représente un risque majeur en termes d'impacts économiques, environnementaux et sécuritaires. Plusieurs actions de réhabilitation ont été entreprises afin de maintenir l'exploitation de l'ouvrage en respectant les normes et standards de sécurité et d'environnement.

II.2. Description de la ligne OH1

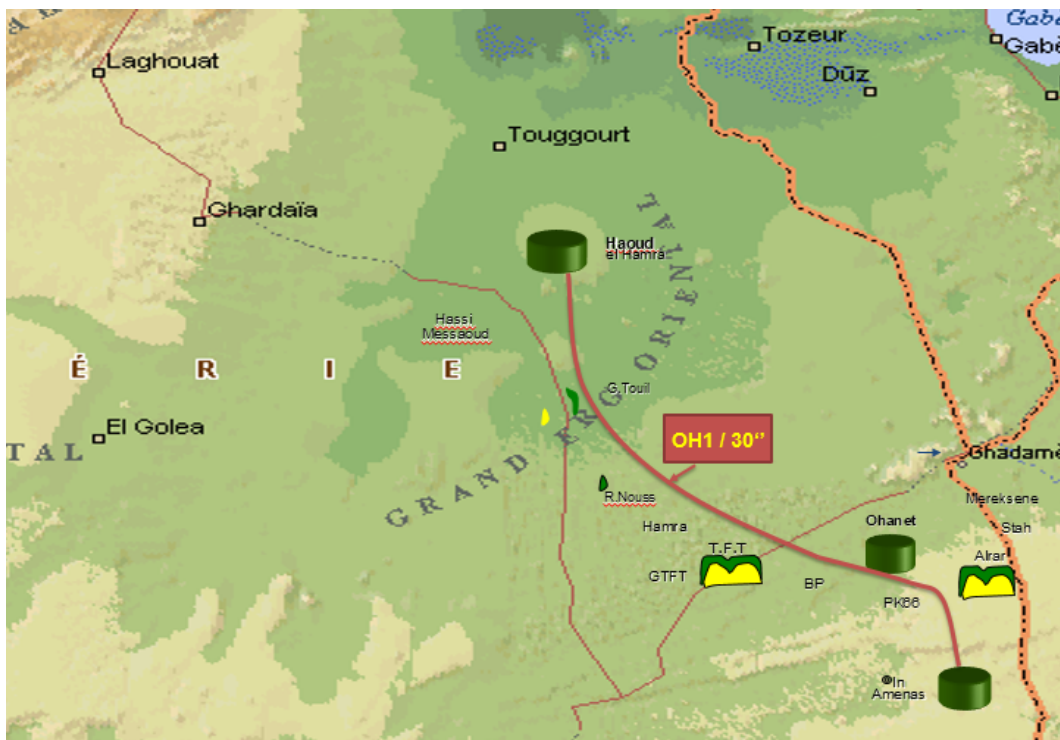


Figure II.1 : Tracé de l'ouvrage OH

II.2.1. Fiche technique de l'OH1

Départ	In-amenas
Arrivé	HEH
Date de mise en service	1982
Constructeur	Saipem / Mannesman
Longueur (KM)	630
Diamètre (")	30
Epaisseur (mm)	7.14 / 7.92
Type de pose	enterré
Nuance d'acier	API 5LX52
Capacité design (MTA)	18
Capacité réel (MTA)	6
Type d'enrobage	Brai de houille
Protection cathodique	oui
PMS design (bar)	49
PMS actuelle	15
Nombre de station de pompage	04
Nombre de point d'injections	07

Tableau II.1 : Fiche technique de la ligne OH1**II.2.2. Le remplacement de 47 km de l'OH1 par un pipe en fibre de verre**

En 1996, en raison de la dégradation massive de l'oléoduc OH1 traduite par un très grand nombre de fuites et d'éclatements, Sonatrach a décidé de rénover un tronçon de 46 km de l'OH1 (PK314-PK360) en utilisant un pipeline en fibre de verre de 24" et c'était le premier essai de la fibre de verre dans le domaine pétrolier en Algérie.

II.2.3. Fiche technique de la ligne FV24''

Longue (km)	46
Diamètre (pouce)	24
Epaisseur (mm)	13,8
Nombre de PC	01
PMS (bar)	40
Date de mise en service	1996

Tableau II.2 : Fiche technique de la ligne FV24''**II.2.4. Localisation géographique des Stations et des Postes de Coupure**

ligne	Station / poste de coupure	PK/altitude (m)	Localisation commune / wilaya
OH1	TD - SP1	0/545	in aminas / illizi
	Poste de coupure 01 (ops1)	112/567	ohanet / illizi
	Poste de coupure 02 (ops2)	270/302	mederba / illizi
	Poste de coupure 03 (ops 3)	359/258	R-nouss / illizi
	Poste de coupure 04 (ops4)	452/208	gassi touille / ouargla
	Poste de coupure 05 (ops5)	545/159	nezla / ouargla
	TA-HEH	630/1599	hassi messaoud / ouargla

Tableau II.3 : localisation géographique des stations et des postes de coupure**II.2.5. Localisation géographique des poste de sectionnement**

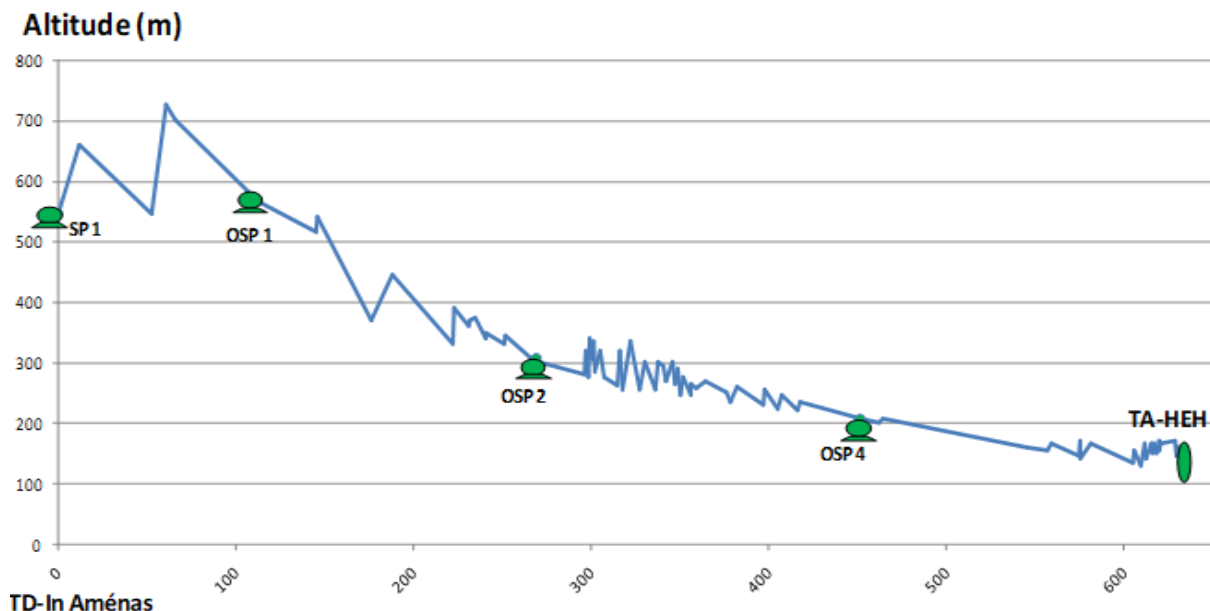
Ligne	Poste de sectionnement	pk/altitude(m)	Localisation commune / wilaya
	Poste de sectionnement 01	54/544	in amenas / illizi
	Poste de sectionnement 02	152/515	ohanet / illizi
	Poste de sectionnement 03	190/438	Bordj omar driss - illizi
	Poste de sectionnement 04	230/373	
	Poste de sectionnement 05	314/263	

	Poste de sectionnement 06	406/226	hassi messaoud / ouargla
	Poste de sectionnement 07	498/183	
	Poste de sectionnement 08	587/145	

Tableau II.4 : Localisation géographique des poste de sectionnement**II.2.6. Régime de fonctionnement usuel de l'OH1**

L'écoulement est **gravitaire** du PK66 à HEH ainsi que les stations OPS1, OPS2 et OPS4 n'ont jamais fonctionné depuis leur réalisation en 1975.

Ouvrage OH1		SP1 PK00	OSP 1 Ohanet PK 112	OSP 2 mederba PK270	OSP 4 Gassi-touille 452
Phase	Débit (m3/h)	Nombre de pompe nécessaire par station			
1	600	2	0	0	0
2	750	Présence des points d'injection sur tronçon PK66-EHH			

Tableau II.5 : Régime de fonctionnement usuel de l'OH1**Figure II.2 :** Profil en long de la ligne OH1

II.3. Description de l'état de l'OH1 et sa problématique

Dès ses premières années de mise en service, l'ouvrage OH1 a commencé à présenter de nombreuses fuites et éclatements, ce qui a conduit à son déclassement, et a causé une perte d'une quantité de produit importante .

II.3.1. Historique des fuites dans l'OH1

année	nombre de fuites	année	nombre de fuites
2009	25	2016	26
2010	36	2017	38
2011	19	2018	48
2012	11	2019	53
2013	28	2020	61
2014	43	2021	73
2015	17	2022	94
Total	572		

Tableau II.6 : Historique des fuites dans l'OH1

II.3.2. Nombre de fuites par tronçon “année 2018-2022

Tronçon	Nombre de fuites
INAS-PK66	90
PK66-OHT	140
OHT-MED	19
MED-G.TOUILLE	66
G.TOUILLE-HEH	14

Tableau II.7 : Nombre de fuites par tronçon

II.3.3. Résultat d'inspection par outil instrumenté

Tronçon	Corrosion			Total
	Classe 1	Classe 2	Classe 3	
In amenas - Ohanet	618117	255	7829	626201
Ohanet - mederba	266944	73	710	267727
Mederba - R.Nous	1149	0	0	1149
R.nouss - G.touil	76802	3	41	76827
G.Touil - Nezla	90805	0	41	90846
Nezla - HEH	48364	1	1	48366
Total	1102181	332	9603	1112116

Tableau II.8 : Nombre de défaut par tronçon**II.4. Les cause de la corrosion interne dans l'ouvrage OH1**

la corrosion interne de l'OH 1 est due à plusieurs cause :

- Une forte teneur en eau est présente dans le pétrole brut transporté en raison de l'injection d'eau dans les puits. Cela provoque l'accumulation d'eau sous forme de dépôts dans les points bas de l'ouvrage.

Période	taux de purge d'eau %
année 2017	
1er semestre	2,410
2ème semestre	2,896
3ème semestre	3,250
4ème semestre	2,737

Tableau II.9 : Quantité d'eau réceptionnées

- Le régime d'exploitation de l'ouvrage est bas, caractérisé par une vitesse d'écoulement faible, un débit de 600 m³/h et parfois même inférieur, ainsi que par des arrêts fréquents des expéditions. Par conséquent, l'eau stagne au niveau des points bas, ce qui réduit la section de passage du produit. Cela entraîne une augmentation des pertes de charge et provoque des perturbations du régime d'écoulement.

- Profil altimétrique de l'ouvrage, favorise la stagnation de l'eau, tout au long de la canalisation, notamment sur les sections PK0-PK66 et PK270-PK452.
- La ligne n'a pas subi régulièrement les opérations de nettoyage périodique.
- L'eau présente dans le pétrole brut transporté est très riche en bactéries, surtout des bactéries de type BSR.

les évaluations bactériennes consignées dans le tableau ont été réalisées sur un échantillon de dépôt prélevé au niveau de la génératrice inférieure d'un tronçon d'acier de l'OH 1, cet échantillon a révélé une concentration importante de l'ordre de 10^6 germes/ml, des bactéries de la corrosion "BSR", seraient probablement à l'origine de la formation d'un biofilm corrosif agressif, entraînant ainsi une corrosion bactérienne localisée sous dépôt.

Concentration bactérienne (germes/ml)
BSR
10^6

Tableau II.10 : Évaluations des bactéries au niveau du dépôt d'un tronçon

II.5. Les conséquences de la dégradation de l'OH1

- Perte de production : la corrosion de l'OH1 peut entraîner des arrêts de production et des interruptions dans la livraison de produits pétroliers. Cela peut avoir des conséquences économiques importantes sur sonatrach, qui peuvent perdre des revenus importants en raison de ces interruptions.
- Impacts sur l'environnement : Les fuites de l'OH1 causées par la corrosion peuvent entraîner des déversements de pétrole qui peuvent avoir un impact important sur l'environnement, notamment la pollution des sols, et même peuvent provoquer des explosions.
- Coûts de maintenance élevés : La corrosion nécessite des réparations et des remplacements fréquents des tronçons corrodés, ce qui peut entraîner des coûts de maintenance élevés pour les entreprises pétrolières.
- Coûts de nettoyage : les dépôts de corrosion causés peuvent nécessiter des coûts élevés de nettoyage.

II.6. l'état de la protection cathodique

La protection cathodique de l'ouvrage est assurée le long du pipeline par un système constitué de 12 postes de soutirage débitant un courant total de 24,5 Ampères avec un taux de protection de 99%.

II.7. Réhabilitation de l'ouvrage OH1

La Région RTI a engagé des actions et a pris plusieurs mesures à l'effet d'éliminer les fuites et réduire tout déversement accidentel d'hydrocarbures.

Tronçon	Actions de réhabilitation réalisés
PK00 - PK66	•Réhabilitation de 15 Km de en acier 30'' (PK0 - PK15) 2010
PK66 - OHT	•Réparation définitive par coupe et remplacement des points de corrosion situés au PK86 , PK92 en 2014. •Insertion d'une vanne au PK66 en 2014.
MED - G,touile	•Réhabilitation de 46 Km de pipe en fibre de verre 24'' (PK314 - PK360 : mise en service 1996) •Réhabilitation de 44 Km de pipe en acier 30''(PK270 - PK314 : mise en service en 2005

Tableau II.11 : Réhabilitations réalisées sur la ligne OH1

II.8. Programme de réparation de l'OH1

Vu le nombre très important des fuites et éclatements, un plan de réparation en 2019-2020, a été élaboré et approuvé ,prévoyant le remplacement de 128 tronçons de 32,1 km.

Section	Tronçon
PK 00- PK 66	60 tronçon
PK 66 - PK 112	42 tronçon
PK 112 - PK 270	12 tronçon
PK 360 - PK 630	14 tronçon

Tableau II.12 : Programme de réparation de l'OH1

Pour l'exécution de ce plan de réparation , il a été convenu de réparer en priorité durant l'année 2019, 27 tronçons réparties sur les deux sections : PK66 – PK112 et PK112 – PK270 ,

qui se trouvent à proximité des infrastructures et des routes et ayant une grande concentration de pertes de métal.

II.9. Conclusion

Malgré les actions de réhabilitation et les opérations de réparation, le nombre de fuites et d'éclatements ne cesse d'augmenter, cela a conduit Sonatrach à prendre une solution appropriée pour éliminer les problèmes que l'OH1 a posés depuis sa mise en service.

Cette solution consiste à remplacer les tronçons qui ont une grande concentration de perte de métal par des tubes en fibre de verre de 24”.

CHAPITRE III

Les causes et les préventions des anomalies courantes sur un pipeline

**Chapitre III : Les causes et les préventions des anomalies
courantes sur un pipeline**

Introduction

Après quelques années d'exploitation, les pipelines sont susceptibles de subir divers risques majeurs qui peuvent causer des dommages plus ou moins importants.

Ils peuvent s'encrasser et perdre leur métal initial en raison d'agressions intentionnelles ou accidentelles, ces anomalies ont un impact sur l'état technique des pipelines, entraînant une augmentation de la rugosité de la canalisation. Cela peut causer divers problèmes, notamment:

- L'augmentation des pertes de charge d'où l'augmentation de la consommation de l'énergie .
- la diminution du débit de la ligne .
- L'aggravation du risque de corrosion .
- Les pertes financières et des frais supplémentaires liés aux réparations .
- La défaillance des pipelines lors des éclatements provoque l'arrêt de la station de pompage .
- La pollution de l'environnement.

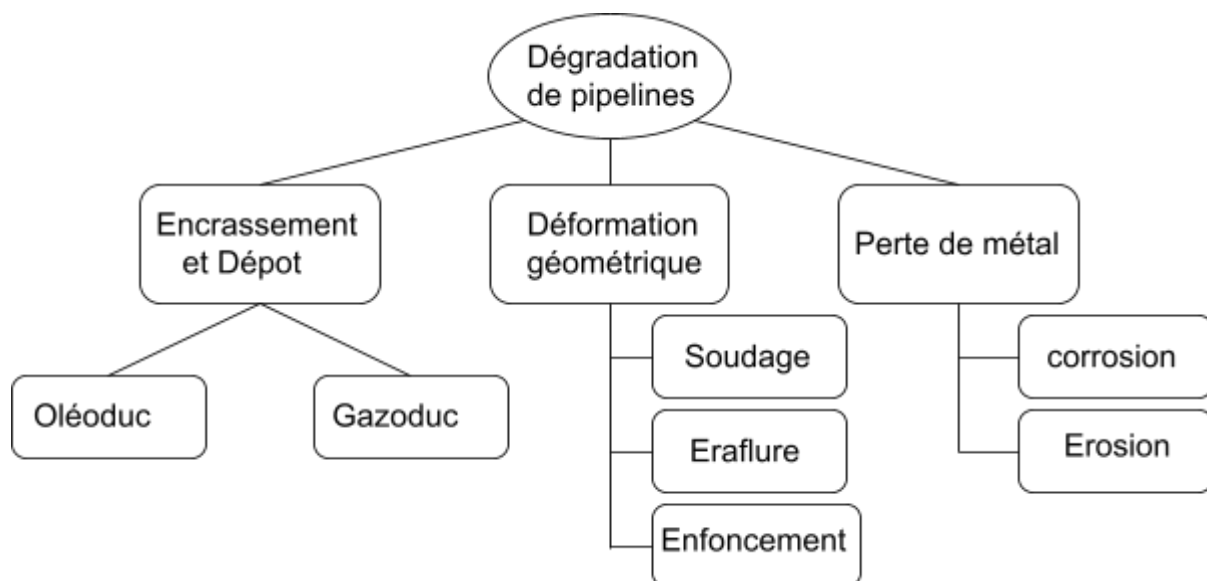


Figure III.1 : Anomalies enregistrées sur un pipeline

III.1. Encrassement et dépôts

III.1.1. Cas d'un Oléoduc

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

L'importance de ce phénomène dépend des caractéristiques du brut transporté (teneur en eau, en paraffine et en asphalte), du mode d'exploitation et du profil des températures le long de la conduite.

Le pétrole brut contient toujours une quantité d'eau souvent en très faible concentration. Cette quantité d'eau se présente sous forme de gouttelettes de très petits diamètres. Ces gouttelettes peuvent s'assembler et former des gouttelettes de diamètre plus grand (phénomène coalescence). Ces dernières, en raison de leur poids plus important, peuvent se déposer dans les points bas de la conduite et former, en association avec d'autres particules, des dépôts de boue. en plus du fait que ces dépôts réduisent la section de passage.

III.1.2. Cas d'un gazoduc

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

III.2. Les déformation géométrique

III.2.1. Les éraflures

Une éraflure est un endommagement superficiel de la surface dû à un contact avec un objet étranger qui provoque un enlèvement de matière. Cette éraflure peut être considérée comme une entaille. Les dimensions d'une éraflure sont définies de façon que la longueur soit plus grande que la largeur. L'outil de l'intervenant provoque un choc (coup de pic par exemple) ou un engin de chantier (choc d'une dent de godet par exemple); la plupart du temps, l'incident passe inaperçu ou n'est pas signalé tout simplement.



Figure III.2 : Exemple de pipeline contenant une entaille

III.2.2. Les Enfoncements

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

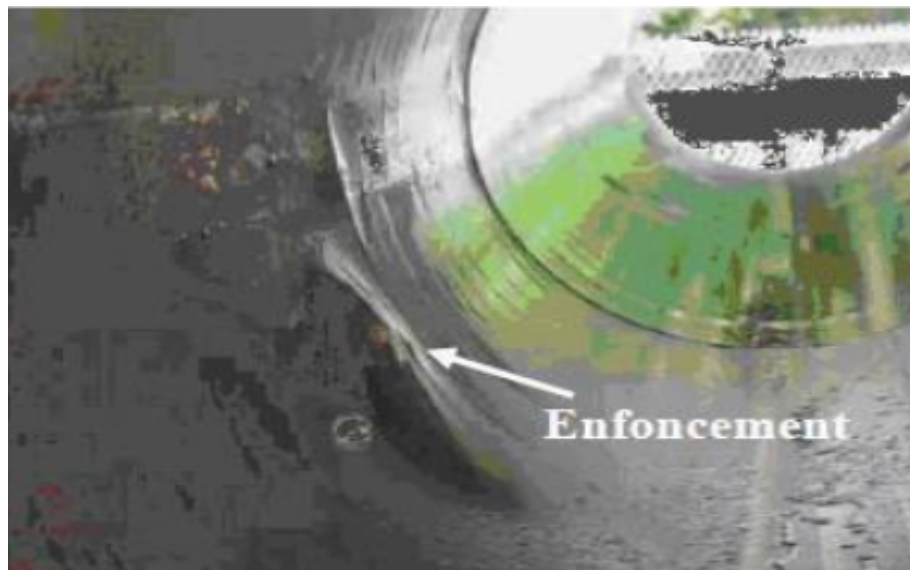


Figure III.3 : Exemple d'un enfoncement

III.2.3. Défauts de soudage

Les défauts de soudage sont l'une des principales causes de défaillance des pipelines. Les soudures qui ne sont pas correctement exécutées peuvent présenter des défauts tels que des porosités, des inclusions, des fissures, des soudures incomplètes ou mal alignées, etc. Ces défauts peuvent réduire la résistance de la soudure et augmenter les risques de fuites, de ruptures et de défaillances du pipeline. Les causes de ces défauts peuvent inclure des erreurs

humaines, des conditions de travail inadéquates, des outils et des équipements de soudage défectueux, des procédures de soudage inappropriées, entre autres. Pour minimiser les risques de défauts de soudage, il est essentiel de suivre des procédures de soudage appropriées, d'utiliser des techniques de contrôle de qualité telles que la radiographie, la magnétoscopie ou l'ultrason, et de former et de qualifier les soudeurs conformément aux normes et réglementations en vigueur.

III.3. Perte de métal

III.3.1. Perte de métal due à la corrosion

III.3.1.1. Définition de la corrosion

On définit la corrosion, d'une manière générale, comme étant la destruction des métaux qui se produit sous l'effet de réaction chimique ou électronique lorsqu'ils sont en contact avec un milieu gazeux ou aqueux.

La corrosion est un phénomène naturel, les métaux élaborés industriellement à partir d'un minerai à la suite d'opérations souvent complexes, ont tendance lorsqu'ils sont livrés à eux-mêmes à se transformer en composés chimiques de plus en plus stables. L'immense majorité des problèmes de corrosion rencontrés est liés à la présence d'eau liquide au contact des métaux.

III.3.1.2. Différentes Formes de corrosion

III.3.1.2.1. Corrosion généralisée (uniforme)

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



Figure III.4 : Corrosion uniforme

III.3.1.2.2. La corrosion par piqûres

Elle est produite par certains anions, notamment le chlorure, sur les métaux protégés par un film d'oxyde mince. Elle induit typiquement des cavités de quelques dizaines de micromètres de diamètre.

III.3.1.2.3. Corrosion caverneuse

Le processus de la corrosion caverneuse est proche de celui par piqûre. Il est généralement associé à la présence de petits volumes de solution stagnante dans des trous, sous des dépôts et dans des joints ou des crevasses. Cette solution s'appauvrit en oxygène et s'acidifie.

III.3.1.2.4. La corrosion galvanique

Appelée aussi corrosion bimétallique, est due à la formation d'une pile électrochimique entre deux métaux. La dégradation du métal le moins résistant s'intensifie.

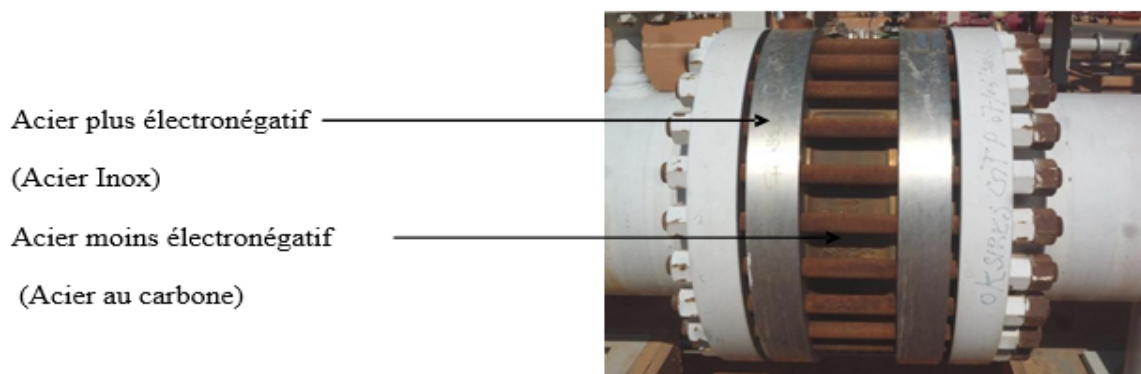


figure III.5 : corrosion galvanique

III.3.1.2.5. Corrosion intergranulaire

Cette forme de corrosion se manifeste par une attaque localisée aux joints de grains du matériau. Ces derniers en effet constituent des zones désordonnées par rapport au réseau cristallographique plus régulier des grains.



Figure III.6 : Corrosion intergranular

III.3.1.2.6. La corrosion sous contrainte

Ce type de corrosion se définit comme un processus de développement de fissures, pouvant aller jusqu'à rupture complète de la pièce sous l'action combinée d'une tension mécanique et d'un milieu corrosif. En général, la contrainte mécanique est incapable à elle seule de rompre le matériau et le milieu est souvent peu ou pas agressif. Les actions simultanées de contraintes et d'un milieu corrosif produisent des fissurations dans un métal. Les fissures sont intergranulaires ou transgranulaires et se présentent souvent sous forme ramifiée.

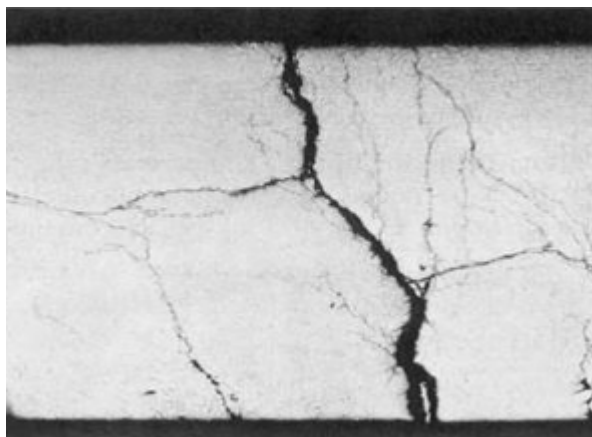


Figure III.7 : Corrosion sous contrainte

III.3.1.2.7. Corrosion par fatigue

Très comparable à la corrosion sous contrainte, le phénomène de fatigue-corrosion apparaît sous l'action conjuguée de l'environnement et d'une sollicitation cyclique. Il se manifeste par un abaissement de la résistance du matériau (acier) à la fatigue.

III.3.1.2.8. Corrosion bactérienne

La biocorrosion, appelée encore corrosion bactérienne, est un type de corrosion qui est causé ou influencé par l'activité de micro-organismes tels que les bactéries sulfato-réductrices

(BSR) et la corrosion induite par les bactéries acidogènes. rassemble tous les phénomènes de corrosion dans lesquels les bactéries agissent directement ou par l'intermédiaire de leur métabolisme en jouant un rôle primordial, soit en accélérant un processus déjà établi, soit en créant les conditions favorables à son établissement.

Les BSR, ou bactéries sulfato-réductrices, sont des micro-organismes qui ont la capacité de réduire les sulfates présents dans leur environnement en utilisant l'hydrogène comme source d'énergie en produisant des sulfures. Ces sulfures peuvent former des dépôts sur les surfaces métalliques, entraînant ainsi une corrosion accélérée. Ces bactéries sont généralement anaérobies, ce qui signifie qu'elles peuvent survivre en l'absence d'oxygène.

III.3.1.2.8.1. Interaction entre la corrosion et les milieux bactériens

- Les bactéries peuvent influencer la corrosion des matériaux métalliques de différentes manières :
- Certaines bactéries sont capables de produire des substances corrosives, telles que des acides ou des enzymes, qui attaquent directement les métaux.
- Les bactéries ont la capacité de former des biofilms sur les surfaces métalliques. Les biofilms sont des communautés microbiennes structurées entourées d'une matrice extracellulaire. Ils créent un environnement favorable à la corrosion en retenant l'humidité, les sels et les produits chimiques corrosifs près de la surface métallique.
- Les bactéries peuvent modifier les conditions locales autour des surfaces métalliques, créant ainsi des micro-environnements corrosifs. Elles peuvent consommer de l'oxygène, créer des zones de faible pH ou produire des substances chimiques qui favorisent la corrosion.
- Les bactéries peuvent modifier les réactions électrochimiques impliquées dans la corrosion en agissant comme des catalyseurs ou en modifiant les potentiels électrochimiques locaux. Cela peut accélérer les processus de corrosion.
- La présence de bactéries dans un environnement corrosif peut augmenter considérablement la vitesse de corrosion des métaux.

III.3.1.2.8.2. Facteurs de la corrosion bactérienne

Il existe plusieurs facteurs chimiques et physico-chimiques qui influent Directement sur le phénomène de corrosion bactérienne telle que :

- Etat mécanique du matériau : D'une manière générale, l'état du matériau est lié intimement à son état de surface, sa résistance cristalline, son altération et son hétérogénéité, toutes ses particularités sont des «points initiateurs» pour déclencher le processus de la corrosion.
- Composition chimique de l'eau : La présence des éléments chimiques dans l'eau tel que : L'azote ; le phosphore, le calcium sous forme de nitrates, sulfates et sulfure apportera l'oligo-élément (élément à l'état de trace) nécessaire à la croissance des bactéries.
- Facteurs physico-chimiques tels que :

- a. Température : chaque type de bactérie a une température de développement propre , si la température est favorable au bon fonctionnement des enzymes à l'intérieur de la cellule.
- b. Pression: Elle conditionne la concentration de certains gaz tels que la concentration en oxygène qui pourra avantager le métabolisme qu'elles soient aérobies ou anaérobies.
- Activité bactérienne : Pour se développer, les micro-organismes ont besoin d'éléments essentiels pour leur processus vital, en plus des facteurs physiques ou physico-chimiques, les facteurs chimiques jouent un rôle important dans l'activité bactérienne, on peut citer : le carbone, l'azote, le phosphore , les acides acétique , citrique et lactique, les sels minéraux, les vitamines et l'énergie provenant d'oxydo-réductrice des bactéries.

III.3.1.3 Pertes de métal dues à la corrosion interne

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



Figure III.8 : Exemple d'une corrosion interne

III.3.1.4. Pertes de métal dues à la corrosion externe

Ces pertes de métal sont provoquées le plus souvent par des phénomènes de type électrochimique et chimique de la surface externe de la conduite.

Les principaux facteurs favorisant ce type de corrosion sont :

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



Figure III.9 : Exemple d'une corrosion externe

III.3.1.5. moyenne de lutte contre la corrosion

III.3.1.5.1. Interne

- Maintenance et inspection régulières : Une surveillance régulière des équipements et des structures exposés à la corrosion bactérienne est essentielle. Cela permet de détecter rapidement les signes de corrosion et de prendre des mesures préventives avant que des dommages importants ne se produisent.
- Contrôle de l'environnement : Il est important de contrôler les paramètres environnementaux tels que la température, le pH, la teneur en oxygène et la concentration des nutriments. La modification de ces paramètres peut réduire les conditions favorables à la croissance bactérienne et à la corrosion.
- L'utilisation d'inhibiteurs des biocides pour tuer les bactéries.
- Utilisation de matériaux résistants à la corrosion : Le choix de matériaux résistants à la corrosion peut réduire la vulnérabilité aux attaques bactériennes. Certains matériaux, tels que l'acier inoxydable ou la fibre de verre sont moins sensibles à la corrosion bactérienne que d'autres.

III.3.1.5.2. Externe

- La protection cathodique : Elle peut être réalisée en utilisant des anodes sacrificielles ou en appliquant un courant électrique contrôlé sur la structure métallique pour la protéger de la corrosion.
- L'enrobage et le revêtement tels que la peinture, les revêtements époxy ou les revêtements en polymère peuvent aider à prévenir la corrosion en créant une barrière physique entre le matériau et l'environnement corrosif.

III.3.2. Perte de métal due à l'érosion

L'érosion des pipelines correspond à l'usure de la surface interne des conduites, résultant du frottement des fluides en mouvement. Cette usure peut être causée par la présence de particules en suspension dans le fluide, telles que du sable, des débris ou des produits corrosifs, qui grattent la paroi interne de la conduite. L'érosion peut également être induite par

des turbulences dans le flux, des changements brusques de direction ou des zones de rétrécissement de la section transversale du pipeline.

L'érosion peut affaiblir la paroi de la conduite, ce qui peut entraîner des fissures, des perforations, des fuites et des ruptures.

Les pipelines les plus exposés à l'érosion sont ceux qui transportent des gaz (gazoduc).

III.4. Prévention contre la corrosion

III.4.1. Nettoyage

Dans le cas d'un pipeline en activité, le nettoyage est un processus essentiel et un facteur critique. Il vient garantir la sécurité de l'exploitation et l'intégrité de la conduite. Une canalisation propre assure un bon rendement de l'écoulement et l'efficacité des programmes d'inhibition chimique.

Cette opération sert à limiter le développement de la corrosion interne, elle est considérée comme une étape préparatoire pour l'inspection

On peut procéder à deux types de nettoyage :

III.4.1.1. Nettoyage mécanique

Le raclage consiste à retirer les débris de l'intérieur d'un pipeline traversé par un racleur en circulation forcée. Un racleur est surdimensionné par rapport au diamètre intérieur de la conduite, ce qui garantit un contact étroit avec la paroi et empêche le fluide de passer entre cette dernière et le racleur (évitement). Normalement, un dispositif de raclage comprend un lanceur, un récepteur et le racleur même

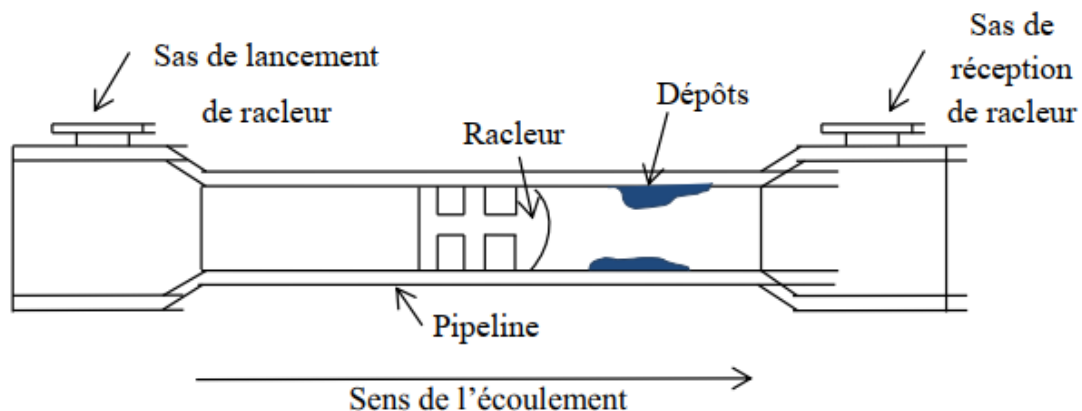


Figure III.10 : processus de raclage

Un racleur peut être poussé avec l'écoulement le long de la conduite (le débit n'est pas interrompu dans ce cas) ou tiré mécaniquement (en cas d'essais préalables à la mise en service). Il existe toutes sortes de racleurs selon les fonctions à exercer : application de films, nettoyage, inspection interne, séparation en lots, calibrage, chasse, etc.

Les accessoires de base d'un racleur nettoyeur sont les coupelles, les disques et les brosses. Il

reste que ces racleurs sont d'une conception variable et que leur forme influe sur l'efficacité du nettoyage. Les racleurs se présentent en divers matériaux; ainsi, les racleurs mousse sont en polyuréthane et le racleur à mandrin (colonne d'acier) a un corps métallique (d'acier ou d'aluminium) portant des coupelles et/ou des disques en polyuréthane. La Figure 2 présente une partie des racleurs nettoyeurs les plus répandus. Cette présentation vise uniquement à dépeindre la diversité des racleurs sur le marché.

III.4.1.2. Nettoyage chimique

Le nettoyage chimique consiste à propulser le long d'un pipeline une solution de nettoyage formée de nettoyeurs liquides mêlés à un diluant. Un nettoyage chimique devient nécessaire lorsque des débris et des dépôts adhèrent aux parois au point que le raclage ne puisse à lui seul briser l'accumulation. Il aura pour effet essentiel de rompre et d'amollir le tartre à l'intérieur de la conduite et d'éliminer les dépôts hydrocarbonés.

III.4.1.3. But de nettoyage

L'opération de nettoyage a pour but :

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

III.4.1.4. Les outils de nettoyage

Il existe une grande diversité d'outils de nettoyage sur le marché, avec certains ouvrages répertoriant plus de 300 types différents, qui sont appelés "outils conventionnels" ou "non-intelligents". Ces outils peuvent être classés selon plusieurs critères tels que leur forme, leur conception, leurs matériaux, leur fonction, etc. Toutefois, pour une classification simple, on peut les diviser en deux catégories principales :

- les outils de nettoyage rigides
- les outils de nettoyage élastiques.

III.4.1.4.1. Les outils rigides

Les outils de nettoyage rigides sont constitués d'un axe cylindrique, généralement en acier (parfois en plastique), sur lequel sont fixés des disques ou des coupelles en caoutchouc synthétique comme le néoprène, le nitrile ou le polyuréthane, qui sont connus pour leur grande rigidité.

Le diamètre des disques et des coupelles est légèrement supérieur au diamètre intérieur de la conduite, et leur matériau leur permet de changer de forme pour s'adapter aux irrégularités de la surface intérieure de la conduite. Ces caractéristiques permettent un bon contact et une meilleure étanchéité, ce qui est particulièrement utile pour le nettoyage des dépôts liquides

tels que le condensat ou l'eau stagnante dans les points bas. Pour une efficacité de nettoyage accrue, ces outils peuvent parfois être équipés de brosses métalliques. Par exemple, il existe des racleurs à coupelles en acier de différentes tailles (6" à 16" et 18" à 56" pour les modèles à brides), qui peuvent être équipés de divers accessoires tels que des plaques de calibrage, des brosses de nettoyage, des tampons d'arrêt, des émetteurs de positionnement ou des aimants de ramassage de dépôts de limaille.



Figure III.11 : Outils de nettoyage rigides

III.4.1.4.1. Les inconvénients des outils rigides

- Difficultés à surmonter les obstacles (coude à faible rayon de courbure, tés non barrés....)
- Risque de blocage élevé
- assurer une différence de pression importante de 1 à 2 bar.
- l'usure critique est atteinte en moins de 120 km donc nécessité de remplacement des coupelles.

III.4.1.4.2. Les outils élastiques

Ce type d'outil est pris comme une solution des inconvénients rencontrés chez les outils rigides, Ils peuvent à leur tour être classés en deux catégories principales :

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

Les outils élastiques en forme de piston (foam pig) ont une forme cylindrique allongée, ils peuvent être en caoutchouc synthétique, en polyuréthane solide ou bien en mousse de Polyuréthane. Ils sont disponibles sous différentes formes, mais l'arrière de l'outil possède toujours une forme concave alors que l'avant est profilé.

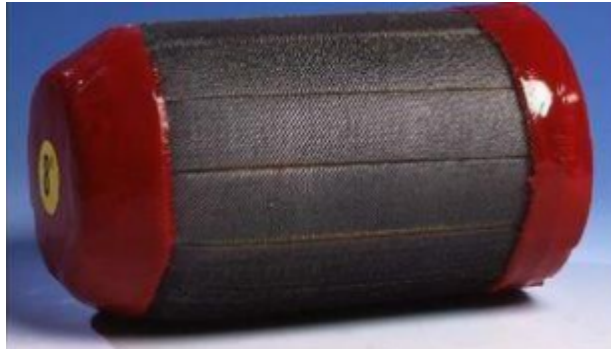


Figure III.12 : Outil élastique en forme de piston

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

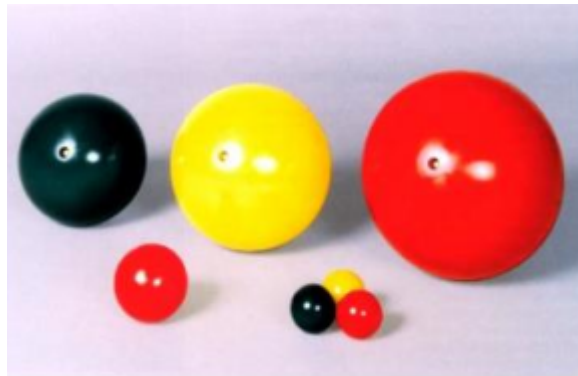


Figure III.13 : Outil élastique en forme de sphère

III.4.2. Inspection

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

Un grand nombre de pipelines 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.

III.4.2.1. Étapes de l'inspection et leurs objectifs

III. 4.2.1.1. Le nettoyage

c'est le premier passage qui se réalise dans les conduite à inspecter, ce passage suscite beaucoup d'appréhensions, de part et d'autre (de la part du propriétaire de la conduite et de la part du propriétaire des outils), parce que on lance un outil et on se sait jamais quant à la réussite du passage, c'est pour cela qu'il fallait le tracker au fil de son passage, afin d'éviter des surprises surtout son blocage. Il est recommandé que toutes les parties (exploitation, travaux, protection cathodique, HSE) soient mobilisés pour suivre ce passage au niveau des points fragiles de la ligne (réparation d'anciennes fuites, demi-coquille,.....etc), les ouvrages de la ligne (vannes, Té, clapets,.....etc.), cela jusqu'à sa réception à la gare racleur arrivée.

III.4.2.1.1.1. En cas de blocage

- localiser l'endroit du blocage
- procéder à l'arrêt du pompage (arrêter l'exploitation)
- procéder à la vérification de la ligne en amont de l'endroit du blocage, si celui-ci n'a pas causé des dommages à la ligne (éclatement, fuite,.....etc.)
- procéder à son extraction, soit par une propulsion inverse si l'exploitation le permet (c'est pour cela que l'outil est bidirectionnel), sinon l'extraire avec une autre technique ou bien intervention de coupe.

III.4.2.1.1.2. En cas de passage réussi

Procéder à l'extraction de l'outil de la gare racleur évaluer la qualité et la quantité des déchets décider sur la poursuite ou la fin du nettoyage.

III.4.2.1.2. Le calibrage

Après avoir terminé le nettoyage de la canalisation, vient l'étape du calibrage, qui est la première étape de la mesure. Elle est réalisée par le passage de l'outil de calibrage.

Après la réception du racleur de calibrage, on passe aux étapes suivantes.

- On extrait la plaque de l'outil
- On mesure le diamètre minimum que la forme de la plaque décrit
- On décide sur le passage des outils suivant :
 - a) En cas le diamètre minimum permet le passage des autres outils, on procède au passage de l'outil géométrique puis l'outil intelligent
 - b) En cas le diamètre minimum ne permet pas le passage d'aucun outil instrumenté, on fait appel à d'autres techniques de mesure, avec des outils appropriés, à l'exemple de l'outil à mousse, polyuréthane, qui peuvent passer sans risque de blocage et qui peuvent être dotés d'instruments de mesure pour localiser l'obstacle, et on agira en conséquence

III.4.2.1.3. Le caliper (outil géométrique)

Après avoir confirmé le diamètre minimum de la canalisation, c'est le premier outil instrumenté à faire passer pour avoir la mesure de la géométrie de la canalisation; on commence par ce racleur, parce qu'il est moins encombrant que l'outil intelligent et avoir la certitude du passage de l'outil intelligent .

III.4.2.1.4. l'outil intelligent

III.4.2.1.4.1. MFL

Pour détecter les fissures longitudinales on utilise des champs magnétiques orientés perpendiculairement à l'axe des tubes de façon à ce que le flux magnétique « voit » le flanc des fissures. Celles-ci provoquent alors des réductions suffisantes de la section de la paroi métallique pour générer une augmentation détectable de la fuite du flux magnétique. Ces outils permettent actuellement la détection des grandes fissures ou des fissures très ouvertes (espacement important entre les deux flancs de fissure).

III.4.2.1.4.2. Ultrasons

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 sur lesquelles l'onde se réfléchit partiellement. La différence de ces deux distances permet d'avoir une lecture directe de l'épaisseur du tube mais elle est très sensible à la propreté interne des tubes.

CHAPITRE IV

Calcul technico-économique d'un oléoduc (Partie théorique)

**chapitre IV : calcul technico-économique d'un oléoduc
(partie théorique).**

Introduction

On détermine le régime de fonctionnement d'OH1 , également la détermination des pertes de charge (linéaires et locales) au cours de transport, ainsi que des pompes et leurs puissances, pour un bon régime de fonctionnement .

IV.1. La canalisation

IV.1.1. Diamètre et l'épaisseur du pipeline

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

IV.1.2 .L'épaisseur moyenne d'une conduite

Il est déterminé par la formule suivante :

$$\delta_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n (Li * \delta i)}{L_T} \quad (4.1)$$

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

δi Épaisseur ponctuelle en (mm).

Li : Longueur ponctuelle en (mm).

L_T : Longueur totale en (mm).

IV.1.3. Le diamètre intérieur pondéré d'une conduite

Il est déterminé par la formule suivante :

$$D_{int} = D_{ext} - 2 * \delta_{moy} \quad (4.2)$$

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

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

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

IV.1.4. Pression maximale admissible de service (PMS)

La pression maximale admissible de service (PMS) d'une canalisation peut être définie comme une pression maximale dans les conditions d'exploitation normale que le pipeline peut supporter sans provoquer aucune déformation de métal de la canalisation. Selon la norme algérienne, la pression maximale admissible de service est définie avec la formule suivante :

$$PMS = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \delta_{moy}}{D_{ext}} \quad (4.3)$$

tel que :

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

σ : Contrainte transversale maximale supportée par le métal.

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

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

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

- **Zone I** : Comprend les emplacements qui se trouvent dans les agglomérations urbaines, ou bien près des locaux isolés à usage des habitations occupant du personnel à poste fixe ou fréquent par le public.
- **Zone II** : Comprend les emplacements situés dans les zones rurales, les pâturages, les terrains d'agriculture, les forêts et les approches d'agglomérations.
- **Zone III** : Comprend les terrains inhabités, 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%.

$$PMS = 1.1 * PS \quad (4.5)$$

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 physicochimiques 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 lesquels 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.

$$d = \frac{\rho}{\rho_{eau}} \quad (4.6)$$

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 (u)

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 :

$$\nu = \frac{u}{\rho} \quad (4.7)$$

ν Viscosité cinématique en (m²/s).

u : Viscosité dynamique en (kg/m.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,m)

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) est consacré à la maintenance et la réparation.

$$Q = s * w \quad (4.8)$$

$$S = \frac{\Pi * D_{int}^2}{4} \quad (4.9)$$

$$w = \frac{4*Q}{\Pi*D_{int}^2} \quad (4.10)$$

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

S : section interne de conduite en (m²).

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

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 :

$$R_e = \frac{w*D_{int}}{v} = \frac{4*Q}{\Pi*v*D_{int}} \quad (4.11)$$

IV.4. 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	Re_{cr1}	Re_{cr2}
Régime	laminaire	turbulent		
		Tube lisse	Frottement mixte	Quadratique (tube rugueux)
Formule	Formule de stocks	Formule de blasius	Formule d'Altchouille	Formule d'Altchouille
Lamda	$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = 0.3164 * Re^{-0.25}$	$\lambda = 0.11(\frac{\varepsilon}{2} + \frac{68}{Re})^{0.25}$	$\lambda = 0.11(\frac{\varepsilon}{2})^{0.25}$

Tableau IV.1 : Régime d'écoulement

Avec :

$$\varepsilon = \frac{2*e}{D_{int}} \quad (4.12)$$

$$Re_{cr1} = \frac{59.5}{\varepsilon} \quad (4.13)$$

$$Re_{cr2} = \frac{665 - (765 * \log(\varepsilon))}{\varepsilon} \quad (4.14)$$

λ : Coefficient de perte de charge.

ε : Rugosité relative en (mm).

e : Rugosité absolue en (mm)

2320, Recr1 et Recr2 : sont nombre de Reynolds critiques qui séparent les zones de régimes d'écoulement.

IV.4.1. 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.

IV.4.2. Régime turbulent :

Apparaît lorsqu'il y a une formation de tourbillons dans le liquide pour des vitesses d'écoulement élevées. Cet écoulement chaotique apparaît 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.

Le graphe ci-dessous représente les différents régimes d'écoulement en fonction de débit du fluide véhiculé :

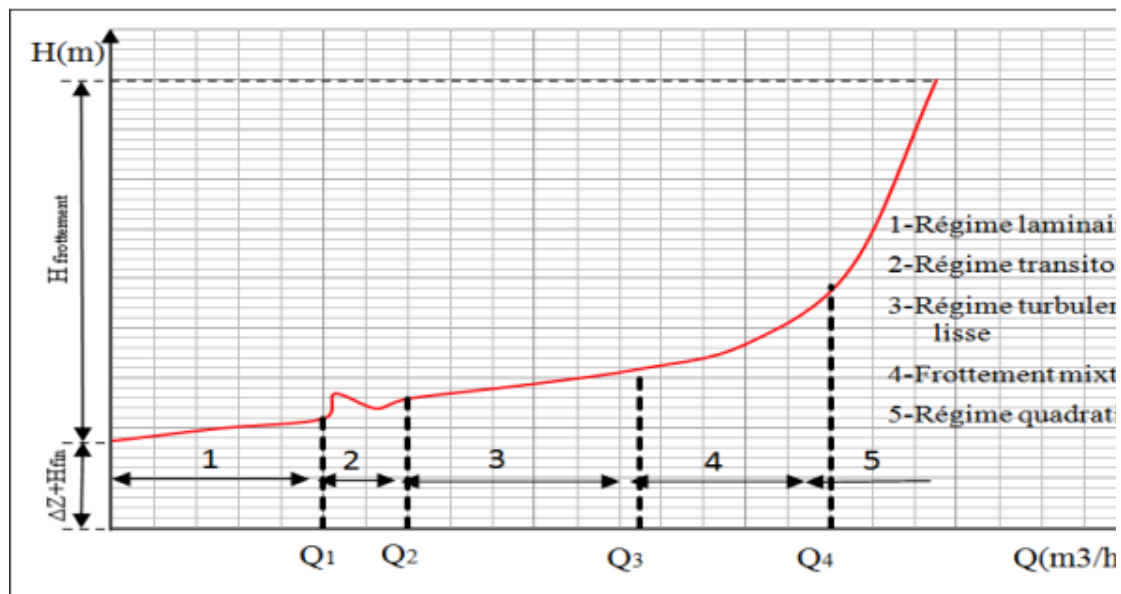


Figure IV.1 : Types des régimes d'écoulement

IV.5. Les pertes de charge totales (H_T)

IV.5.1. 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 :

$$H_L = \frac{\lambda L_T * w^2}{2gD_{int}} \quad (4.15)$$

Donc :

$$H_L = \frac{8\lambda L_T * Q^2}{g\pi^2 D_{int}^5} \quad (4.16)$$

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

L_T : Longueur du tronçon en (m).

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

IV.5.2. 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 :

$$\Sigma \zeta * \frac{w^2}{2g} \quad (4.17)$$

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

ζ : Le Coefficient de perte de charge.

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

$$H_s = (0.01 \text{ à } 0.02) * H_L \quad (4.18)$$

IV.5.3. Perte de charge totale

Donc les pertes de charge totales (HT) sont :

$$H_T = 1.02 * H_L \quad (4.19)$$

$$H_T = \frac{0.084 * \lambda * L_T * Q^2}{D_{int}^5} \quad (4.20)$$

IV.6. Charge de refoulement totale

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 :

$$H_{ref} = H_T + \Delta Z + H_{asp} \quad (4.21)$$

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

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

ΔZ : Différence des hauteurs en (m).

IV.7. Pression hydrostatique

Elle design la force exercée par un liquide, on l'a représenté par la formule suivante :

$$\Delta P = \rho * g * h \quad (4.22)$$

h : Hauteur manométrique (m).

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

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

IV.8. 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 :

$$i = \frac{H_T}{L_T} = \frac{8.16 \cdot \lambda \cdot Q^2}{g \cdot \Pi^2 \cdot D_{int}^5} = tg(\alpha) \quad (4.23)$$

i : Pente hydraulique.

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

D'où :

$$H_{ref} = iL + \Delta Z + H_{asp} \quad (4.24)$$

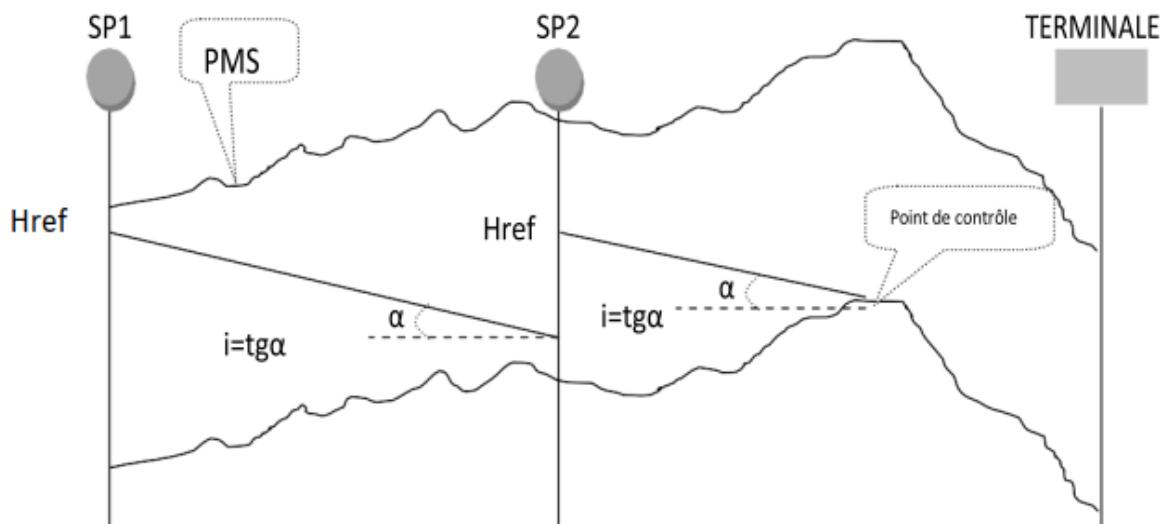


Figure IV.2 : Pente hydraulique

IV.9. Point de contrôle

Le point de contrôle est un point sur le tracé de la conduite où de là le produit s'écoule par gravitation, sur le même profil il peut y avoir plusieurs points de contrôle, pendant l'étude hydraulique il faut faire des calculs en tenant compte uniquement le point de contrôle.

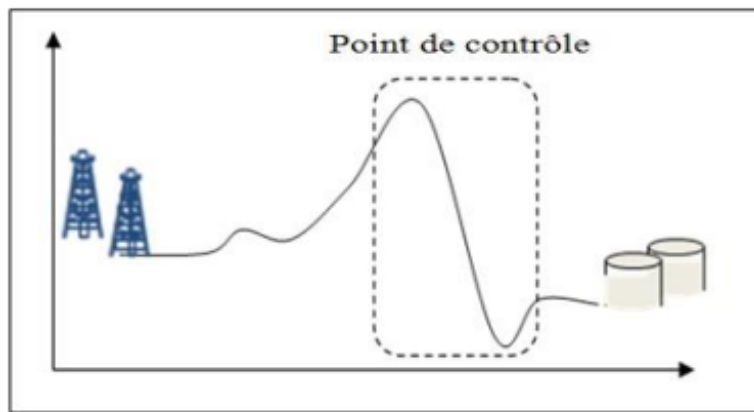


Figure IV.3 : Représentation d'un point de contrôle

IV.10. Courbe caractéristique du réseau

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

$$H = F(Q)$$

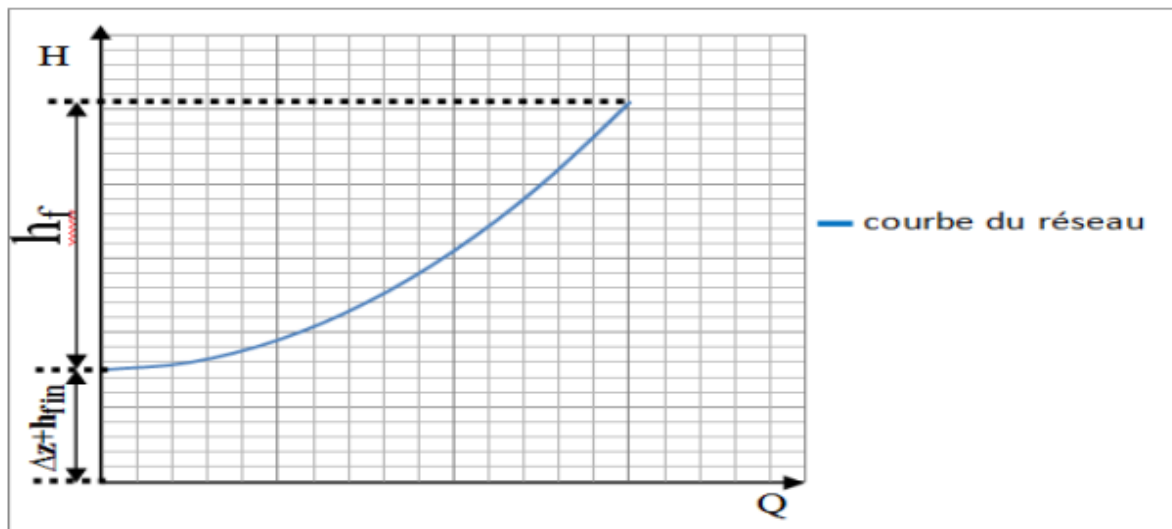


Figure IV.4 : Courbe caractéristique du réseau

IV.11. Les pompes

IV.11.1 Définition

La principale caractéristique de la pompe consiste à convertir l'énergie d'une source de mouvement (le moteur) d'abord en vitesse (ou énergie cinétique) puis en énergie de pression (énergie statique). Le rôle d'une pompe consiste en effet à donner de l'énergie au liquide pompé (énergie transformée ensuite en débit et en hauteur d'élévation) selon les

caractéristiques de fabrication de la pompe elle-même et en fonction de besoins spécifiques à l'installation.

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

Suivant le type de la roue et son mode d'action, on distingue :

- Les pompes centrifuges
- Les pompes hélices
- Les pompes hélico-centrifuges
- Pompe à piston
- Elévatoires à hélices ou vis d'Archimède
- Les pompes rotatives

Cette classification est basée sur la forme de la trajectoire à l'intérieur du rotor de la pompe (roues radiales, semi radiales, axial).

Dans notre étude, on s'intéressera aux pompes centrifuges qui sont largement utilisées dans l'industrie des pipelines.

Ossature et principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge

Elle est constituée par :

- Un distributeur : Son rôle est de guider le fluide depuis la section d'entrée de la pompe jusqu'à l'entrée de la roue, tout en lui assurant une vitesse et une direction convenable.
- Une roue : Elle constitue l'organe essentiel de la pompe, en comportant les aubages dont la concavité de la courbure est dirigée vers le sens opposés de la rotation
- Un diffuseur et volute : Sa fonction est la collecte du fluide à la sortie de la roue pour l'acheminer vers la section de sortie (section croissante) de la machine.

Le liquide arrive dans l'axe de l'appareil par le distributeur et la force centrifuge le projette vers l'extérieur de la turbine. Il achève une grande énergie cinétique qui se transforme en énergie de pression dans le collecteur où la section est croissante.

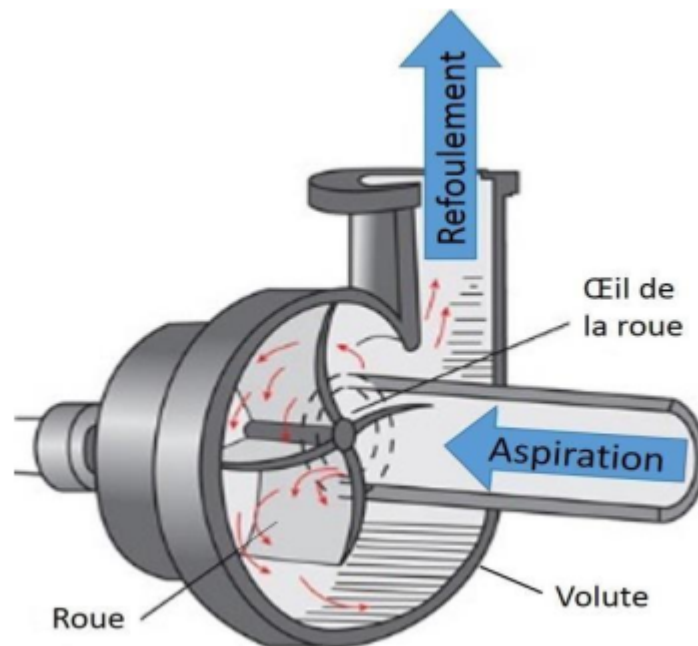


Figure IV.5 : Schéma d'une pompe centrifuge

IV.11.2. 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.11.3. Caractéristiques d'une pompe

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

IV.11.4. 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 :

$$H_p = a - b * Q^2 \quad (4.25)$$

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 :

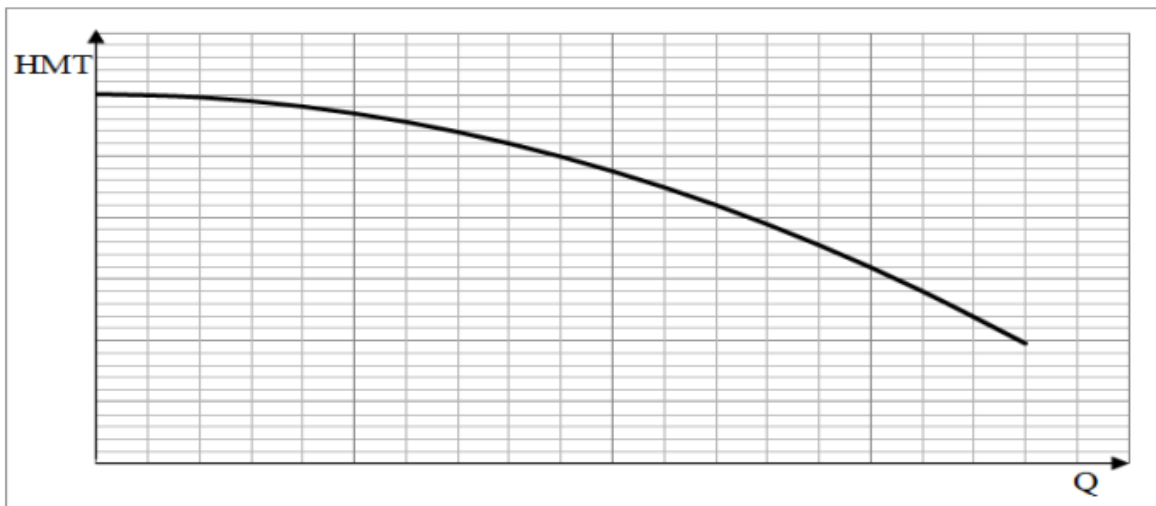


Figure IV.6 : Courbe caractéristique de la pompe

IV.11.5. Assemblage des pompes

IV.11.5.1. 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 :

$$H_p = \sum_{i=1}^n (a - (b * Q^2)) \quad (4.26)$$

avec :

n : le nombre des pompes en série.

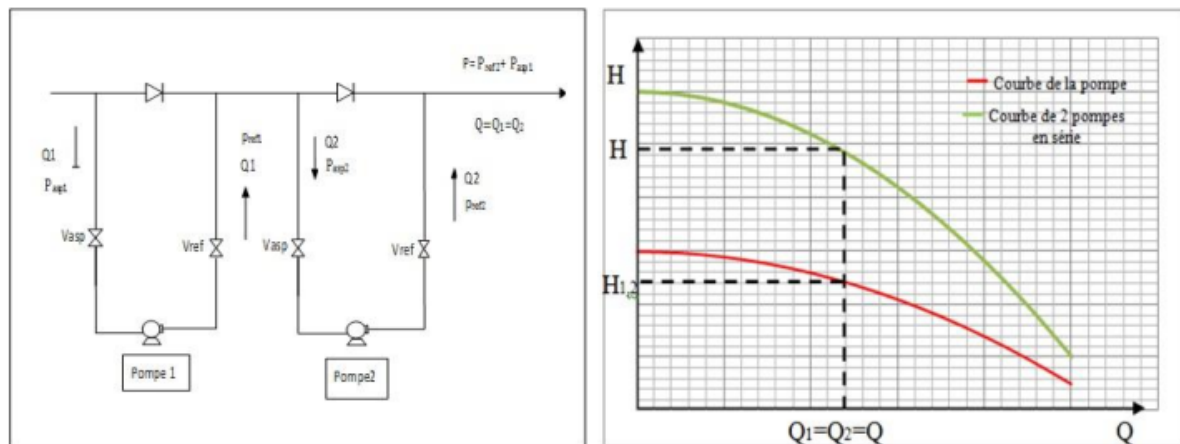


Figure IV.7 : Assemblage des pompes en série

IV.11.5.2. 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 :

$$H_p = \left(a - \left(\frac{b}{n^2} \right) * Q^2 \right)$$

Avec :

n : le nombre de pompes en parallèle.

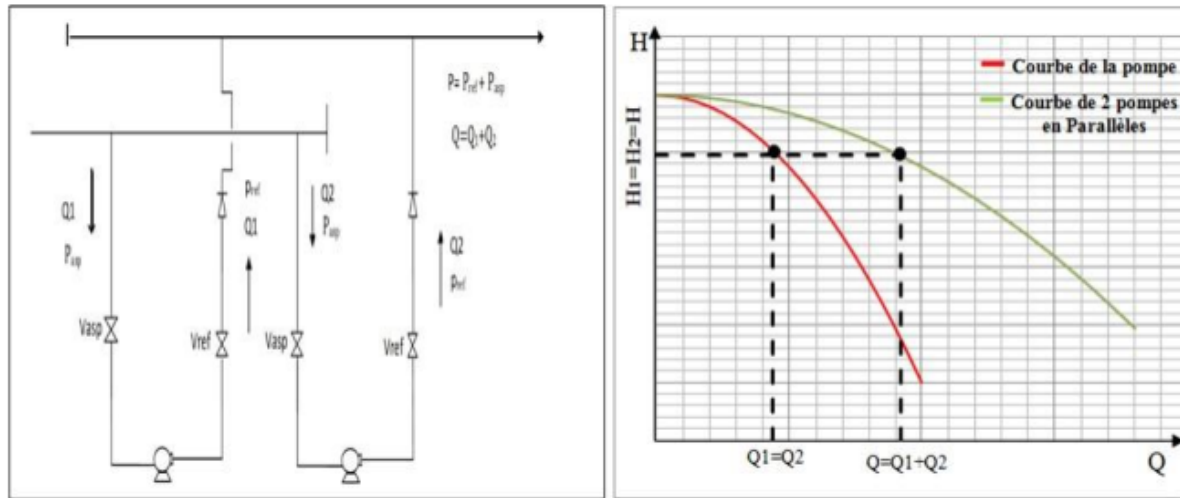


Figure IV.8 : Assemblage de pompes en parallèle

IV.11.6. La charge refoulement de station (H_{ref-st}) :

Représente la charge totale fournie par la station de pompage :

$$H_{ref-st} = H_{al} + \sum_1^k H_{pp} + H_{pb} \quad (4.27)$$

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).

IV.11.7. Point de fonctionnement

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

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

$$H_T + H_{asp} + \Delta z = H_{al} + \sum_1^k H_{pp} + H_{pb} \quad (4.28)$$

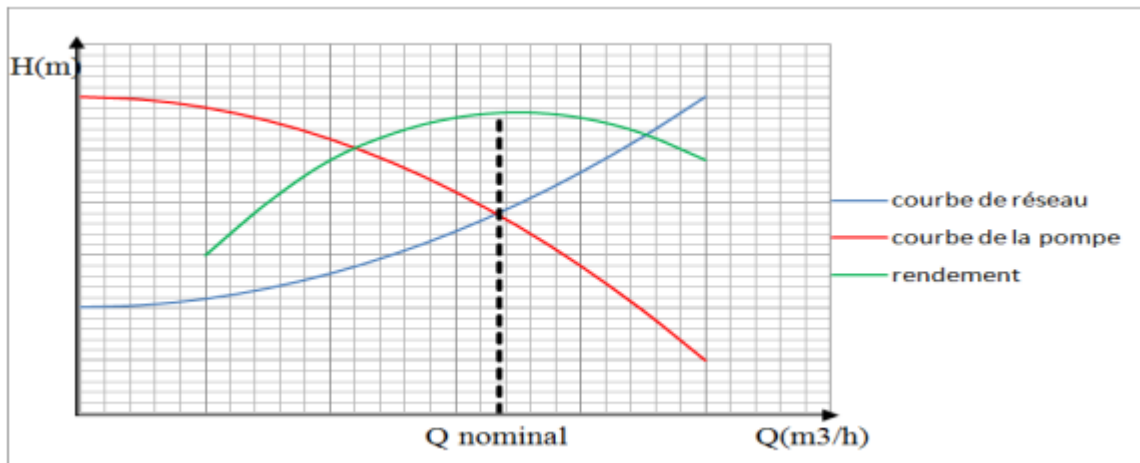


Figure IV.9 : Point de fonctionnement optimal de la pompe

IV.12. Calcul économique

IV.12.1. Evaluation des coût d'investissement - CAPEX

Pour bien définir les étapes de l'étude économique, les différents éléments constitutifs des coûts d'investissements et des coûts d'exploitations ainsi que les formulations, nous permettant de les estimer sont précisées dans ce qui suit :

IV.12.1.1 La base de calcul de la partie ligne OH1

IV.12.1.1.1 Coût du tube

$$C_{tube} = C_u \cdot T_{tot} \quad (4.29)$$

Avec :

C_{tube} : Coût total tubes

C_u : Coût unitaire à la tonne.

T_{tot} : Tonnage total des tubes

IV.12.1.1.2 Coût de la pose

Ce coût englobe tous les travaux de pose tels que les travaux préparatifs, soudage, mise en fouille et travaux de finition.

$$C_{pose} = C_{up} \cdot L \cdot D \quad (4.30)$$

C_{pose} : Coût de la pose

C_{up} : Coût unitaire de la pose

IV.12.1.1.3 Coût de la protection cathodique

Il est calculé en fonction de la longueur de la ligne : 1.5% du coût de tube.

IV.12.1.1.4 Coût de vannes et accessoires

Il est évalué à 8.5% du coût de tube.

IV.12.1.2 La base de calcul des station de pompage :

Le coût des station de pompage a été scindé en deux parties :

➤ Partie fixe

Comprenant l'infrastructure générale de la station à savoir le bâtiment de contrôle, les matériels, ainsi que les auxiliaires, équipements mécaniques et électriques à l'exception des turboalternateurs et leurs accessoires. Cette partie est estimée à environ 50 Millions de \$.

➤ Partie variable

Coût d'électricité : 2 DA/KW

IV.12.1.3 Coût liés au fonctionnement du projet

Les coûts indirects dont il est tenu compte dans la présente étude comprennent plusieurs éléments, à savoir : charge du maître de l'ouvrage, surveillance des travaux et autres. Les coûts de l'ensemble de ces éléments sont estimés à 7% des coûts directs hors tubes.

IV.12.1.4. les imprévu

Pris sur les travaux de pose, ils ont pour objet de prendre en considération les frais exceptionnels relevant par exemple d'inter prairies, de modifications dans la construction des événements importants qui ne sont ni le fait de l'entrepreneur ni le fait de l'administration. Les imprévus constituent une marge d'erreur nous permettant de ne pas sous-estimer le coût du projet, ils sont évalués à 10% des coûts directs hors tubes.

IV.12.2. Evaluation des charges d'exploitation - OPEX**IV.12.2.1 La base de calcul des charges**

- **Frais personnel** : 18000\$/personne/an, d'ou 50 personnes par station
- **Charge d'entretien de la partie fixe** : 1% des coût de la partie fixe
- **Charge entretien de la ligne** : 1% du coût de tube
- **Frais divers** : 25% des frais du personnel.

dans le but de déterminer les consommations de l'électricité, il à été envisagé une exploitation annuelle de 330 jours, à raison de 24 heures par jour.

IV.12.3. Investissement

Le montant des investissements correspond à la somme totale qu'une société doit dépenser pour réaliser un projet industriel, commercial ou financier, et ainsi effectuer les diverses d'opérations qui s'y rapportent depuis les études technico-économique préliminaires jusqu'à la mise en route des installations.

$$I = CAPEX + OPEX * D_v \quad (4.31)$$

D_v : Durée de vie

I : Investissement

IV.12.4. L'amortissement

il représente la perte de valeur de l'équipement enregistrée au cours d'une année d'exploitation, il existe deux type d'amortissement selon que la période d'exploitation est définie par l'administration fiscale << amortissement comptable >> ou qu'il sera calculé sur toute la durée d'exploitation << amortissement économique >>. ce dernier est calculé par :

$$A_m = \frac{CAPEX}{D_v} \quad (4.32)$$

A_m : Amortissement

IV.12.5. Taux d'actualisation

Le calcul économique réalisé sur la durée de vie du projet, est basé sur la méthode d'actualisation, celle-ci permet de ramener les dépenses (d'investissement et d'exploitation) calculés sur cette période à la même année de base (année de référence), ce qui nous amène à déterminer un coût de revient économique unitaire actualisé sur la période d'exploitation.

L'actualisation permet de trouver la valeur présente (actuelle par rapport à l'année de référence) d'un montant futur en le multipliant par un coefficient d'actualisation, autrement dit. c'est un instrument permettant la comparaison et l'addition de valeurs monétaires dans le temps (connaître la valeur future et la valeur actuelle d'une unité monétaire placée à un instant donné)

IV.12.6. Critère de choix entre deux projets

La valeur actuelle nette (VAN) est un indicateur financier utilisé pour évaluer et comparer la rentabilité de deux projets d'investissement. Elle permet de déterminer la différence entre la somme des flux de trésorerie actualisés générés par chaque projet et le montant initial investi dans chaque projet. En comparant les VAN des deux projets, on peut déterminer lequel est le plus rentable et le plus intéressant à réaliser.

$$VAN = -I + \sum CF_t \cdot (1 + t)^{-n} \quad (4.33)$$

t : Taux d'actualisation.

n : année de référence

CF : Cash-flow

- Un critère de sélection entre deux projets sera retenu celui dont la VAN plus grande.
- **Cash-flow** : ou bien le flux de trésorerie, il recouvre la différence entre toutes les entrées et toutes les sorties de trésorerie de l'entreprise pendant la période donnée.

CHAPITRE V

Calcul technico économique de l'OH1

chapitre V : calcul technico économique de l'OH 1

Introduction

Dans ce chapitre, nous traiterons de l'analyse hydraulique de l'oléoduc OH1 de SP1 jusqu'au Haoud el Hamra (HEH) pour les pipelines en acier et en GRE, avec la considération d'un point de contrôle sur le tracé au PK66.

Nous aborderons également la détermination de la solution optimale pour résoudre la problématique de la ligne, en se basant à la fois sur le côté technique et économique.

V.1. Le régime d'exploitation de la ligne OH1

Le régime d'exploitation de la ligne OH1 est caractérisé par un écoulement intermittent, avec un faible débit transporté de 600 à 750 par rapport au diamètre de 30 pouces, ce qui entraîne une vitesse d'écoulement très basse. Dans ce régime d'écoulement, les produits corrosifs ont tendance à s'accumuler et à rester en contact prolongé avec le métal, ce qui crée des zones de stagnation où l'eau et les produits corrosifs tels que les BSR peuvent s'accumuler.

Donc, il est nécessaire de trouver une solution optimale pour prévenir la corrosion. Une approche envisageable consiste à évaluer la possibilité de redimensionner la ligne afin d'augmenter la vitesse d'écoulement et de réduire les zones de stagnation. Cependant, cette solution peut nécessiter des modifications importantes et coûteuses.

Une autre solution pourrait être envisagée, c'est celle de remplacer la conduite existante par une autre en fibre de verre qu'on nomme communément GRE, qui est un matériau composite résistant à la corrosion. Ce dernier offre une excellente résistance aux produits chimiques corrosifs et peut être utilisé pour éviter complètement la corrosion.

V.2. Le redimensionnement de la ligne OH1

L'objectif est de sélectionner un diamètre de manière à maintenir le point de contrôle au PK66. Pour ce faire, nous calculons le débit gravitaire maximal pour différents diamètres et choisissons celui qui garantit un débit gravitaire maximal supérieur au débit actuel sur la section PK66-HEH, qui est de 750 m³/h.

V.2.1. Organigramme de calcul

Cet organigramme est un récapitulatif du déroulement des étapes de calcul à suivre. l'objectif de ce calcul est de déterminer le diamètre qui assure l'écoulement gravitaire sur le tronçon PK66-HEH.

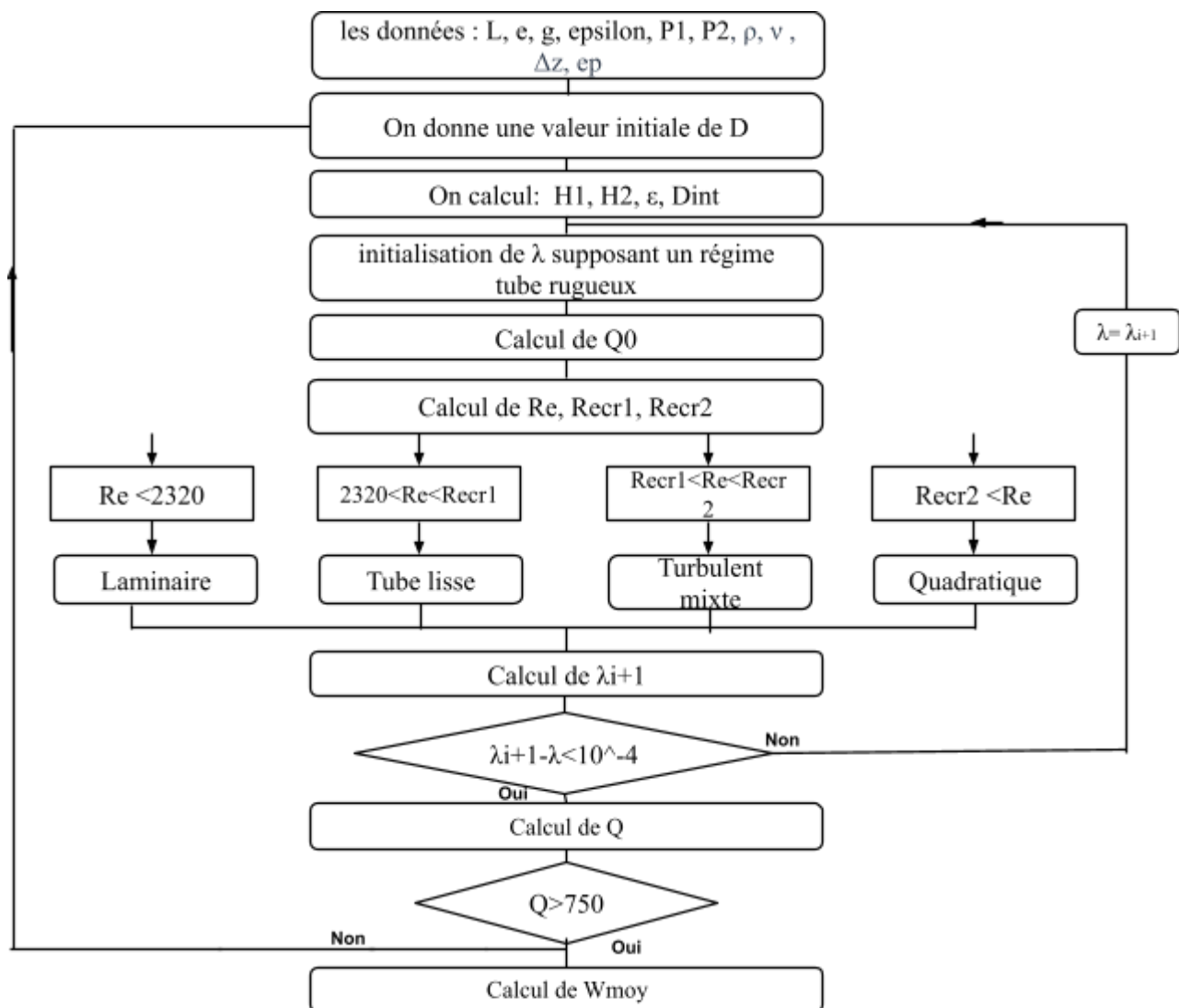


Figure V.1 : Les étapes de détermination de diamètre pour maintenir le point de contrôle à PK66

V.2.2. Données initiales

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

Paramètre	Symbole	Unité	Valeur
			PK66-HEH
Longueur	L	m	564000
Pression au départ	P_1	Bar	0.2
Pression à l'arrivée	P_{final}	Bar	1.5
Différence d'altitude	ΔZ	m	-564
Rugosité absolue	e	mm	0.15
Epaisseur moyenne	δ_{moy}	mm	7.23
Viscosité	ν	Cst	3
Masse volumique	ρ	kg/m^3	701
Accélération gravitaire	g	m/s^2	9.81

Tableau V.1 : Données de début de calcul

V.2.3. Le calcul des charge à PK66 et à HEH

Symbol et unité	Formule	Valeur
H_1 (m)	(4.22)	2.9083
H_2 (m)	(4.22)	21.8124

Tableau V.2 : Calcul des charges

V.2.4. Calcul du débit gravitaire maximal pour les différents diamètres

D'après le résultat de 5 itérations notre régime d'écoulement est un régime turbulent lisse .
Le tableau suivant présente les résultats finaux de calcul par itération pour les différents diamètres :

Paramètre	Symboles et unité	Formule	Diamètre		
			20"	22"	24"
Diamètre intérieur	$D_{int} (m)$	(4.2)	0.49354	0.54434	0.59514
Rugosité	ε	(4.12)	0.0006079	0.0005511	0.00050408
Reynolds	Re	(4.11)	121233,21	143401.41	167098.8
Reynolds critique 1	Re_{cr1}	(4.13)	281952,12	315356.31	349209.44
Reynolds critique 2	Re_{cr2}	(4.14)	5141689,6	5729982.3	6323532.87
Coefficient de perte de charge	λ	Formule de balsius	0.01695	0.01626	0.0156
Débit gravitaire maximal	$Q (m^3/h)$	$\sqrt{\frac{(H_1 - H_2 - \Delta Z) \cdot D_{int}^5}{0.084 \cdot \lambda \cdot L}}$	507,46	662.04	843.45

Tableau V.3 : Calcul itératif finale de débit maximal

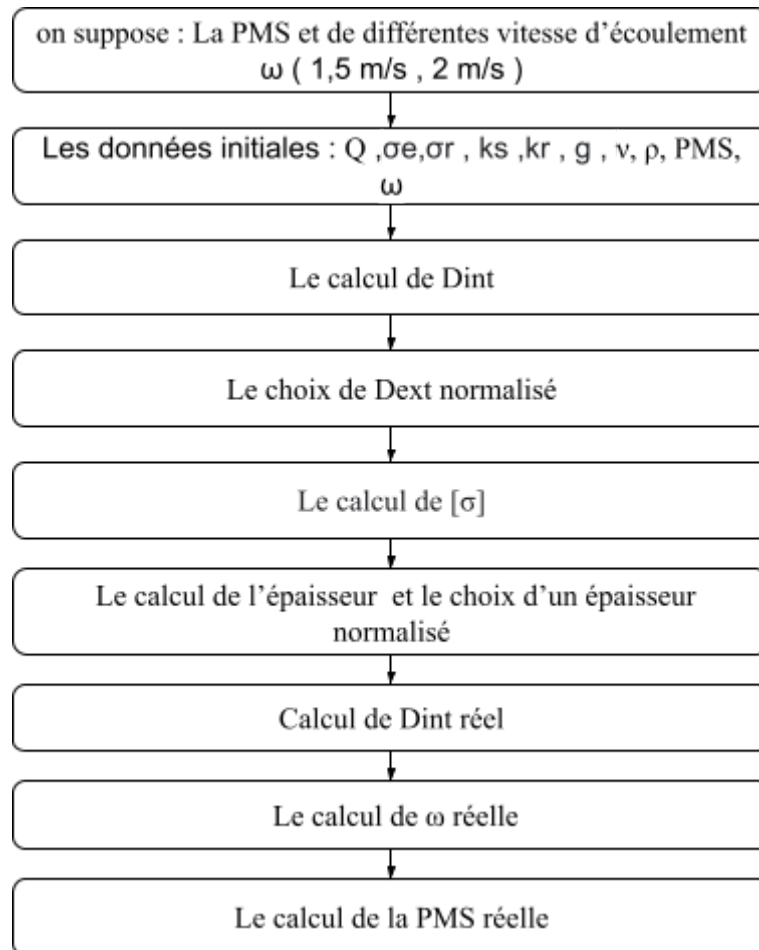
V.2.5. Interprétation des résultats

D'après les résultats, le diamètre qui nous assure un écoulement gravitaire maximal sur le tronçon PK66-HEH supérieur au débit actuel de 750 m³/h est celui de 24". Ce diamètre correspond à une vitesse d'écoulement égale à 0.84 m/s. Cela implique que la corrosion subsistera même si ce tronçon est remplacé par un pipeline en acier.

Pour garantir un bon régime d'écoulement, il est recommandé de redimensionner l'ensemble de la ligne de manière à obtenir une vitesse d'écoulement comprise entre 1 et 3 m/s. Cela nécessitera l'utilisation d'un écoulement forcé sur toute la ligne, avec le démarrage des stations de pompage OSP1, OSP2 et OSP3.

V.3. Dimensionnement de la ligne utilisant un écoulement forcé

V.3.1. L'organigramme de calcul



Organigramme V.2 : Les étapes de calcul du diamètre à partir de la vitesse d'écoulement .

V.3.2. Le calcul du diamètre pour une vitesse de 1.5 m/s

Le calcul du diamètre normalisé et de l'épaisseur normalisé en supposons la vitesse d'écoulement moyenne $\omega = 1.5$ m/s et la PMS = 50 bar .

V.3.2.1 Le tableau des données initiales

Paramètre	Unité	La valeur
Débit	m^3/h	750
Densité	kg/m^3	701
La rugosité absolu	mm	0.15
Viscosité cinématique	Cst	3
Limite d'élasticité	kgf/cm^2	3700
Limite de rupture	kgf/cm^2	4700
Ks	/	0.82
Kr	/	0.65

Tableau V.4 : Données de début de calcul pour déterminer le diamètre et l'épaisseur du pipe**V.3.2.2. Résultats Numériques**

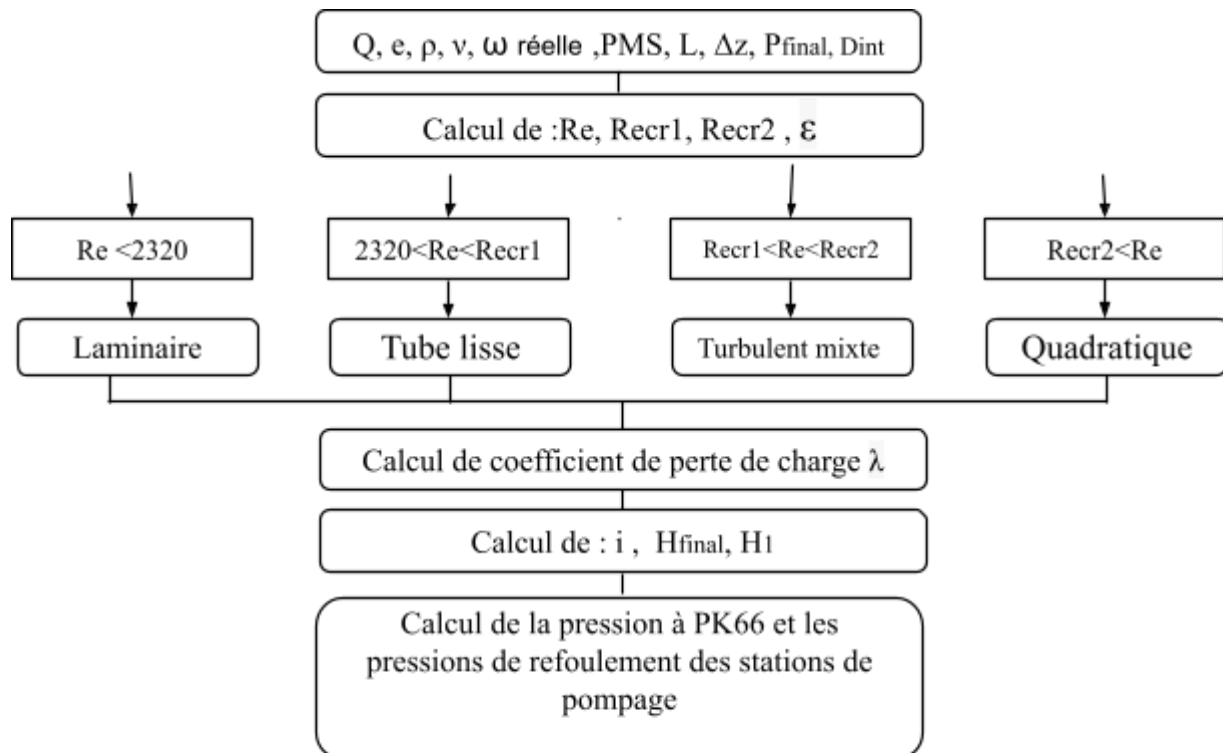
Paramètre	unité et symbole	La valeur
Dext normalisé	Dext (pouce)	18
La contrainte admissible $[\sigma]$	$[\sigma] (kgf/cm^2)$	3034
Epaisseur normalisé	mm	4.775
Dint normalisé	mm	447.6
Vitesse ω réelle	m/s	1,32
PMS réelle	Bar	63,37

Tableau V.5 : Résultats de calcul pour une vitesse de 1.5 m/s**V.3.2.3. Interprétation des résultats**

Selon les résultats obtenus, le premier dimensionnement du pipeline suggère un diamètre de 18 pouces et une épaisseur normalisée de 4.475 mm. Ces paramètres donnent une vitesse d'écoulement réelle de 1,32 m/s et une pression maximale de service (PMS) de 63,38 bar.

V.3.2.4. Calcul de la pression à PK66 et les pression de refoulement des stations

V.3.2.4.1. L'organigramme de calcul



Organigramme V.3 : Les étapes de calcul des pression

V.3.2.4.2. Calcul de pression à PK66**V.3.2.4.2.1. Données de début de calcul**

Le paramètre	symbole et unité	La valeur
pression finale à OSP1	P_{final} (bar)	2
Débit	Q (m^3/h)	750
La longueur	L (m)	46000
la différence d'altitude	Δz (m)	-158
La vitesse d'écoulement	ω (m/s)	1,32

Tableau V.6 : Donner de début de calcul**V.3.2.4.2.2. Résultats numériques**

paramètre	symbole et unité	La valeur	La formule
Rugosité relative	ε	0,00067016	(IV.12)
Reynolds	Re	197519,25	(IV.11)
Reynolds Critique 1	$Recr1$	252194,92	(IV.13)
Reynolds Critique 2	$Recr2$	4615222,56	(IV.14)
régime d'écoulement	/	Tube lisse	/
coefficient des pertes de charge	λ	0,015008	Formule de blasius
la perte de charge totale	m	140,02	(IV.20)
La charge final	m	29,08	(IV.22)
La charge à PK66	m	11,11	(IV.22)
La pression à PK66	bar	0,76	(IV.22)

Tableau V.7 : Calcul de la pression à PK66 pour un diamètre de 18"**V.3.2.4.2.3. Interprétation des résultats**

D'après les résultats la pression à PK66 est égal à 0.76 bar

V.3.2.4.3. Le Calcul des pression de refoulement des stations

Paramètre	symboles et unité	Tronçon entre les stations de pompage			
		SP1-PK66	OPS1-OPS2	OPS2-OPS3	OPS3-HEH
La longueur	m	66000	158000	181500	178000
Différence d'altitude	ΔZ (m)	180	-265	-94	-47
Le débit	$Q(m^3/h)$	600	750	750	750
La vitesse	m/s	1,06	1,32	1,32	1,32
La pression finale	P_{final}	0.76	2	2	1.5
Recr1	/	252194,92	252194,92	252194,92	252194,92
Recr2	/	4615222,56	4615222,56	4615222,56	4615222,56
Re	/	158015,4	197519,25	197519,25	197519,25
régime d'écoulement	/	tube lisse	tube lisse	tube lisse	tube lisse
coefficient des pertes de charge	λ	0,01587	0,01501	0,01587	0,01587
La pente hydraulique	/	0,00206	0,00304	0,00304	0,00304
Les pertes de charges totale	m	135,95	480,94	552,48	541,82
La charge finale	m	11,05	29,08	29,08	21,81
La charge de refoulement	m	327	245,03	487,56	516,63
pression de refoulement	bar	22,5	16,85	33,53	35,53
Nombre de pompe	/	02	01	02	03

Tableau V.8 : Calcul des pressions de refoulement des stations

V.3.3. Calcul de la pression de refoulement disponible

Les 4 stations de pompage sont des stations identiques.

V.3.3.1. Données de début de calcul

Paramètre	symbole et unité	Valeur
a		205,357
b		4.5768×10^{-6}
Débit développé par la pompe	$Q_p \text{ (m}^3/\text{h)}$	1007
Nombre de pompes	n	5
Charge de pompe principale	$H_{pp} \text{ (m)}$	210
La charge d'alimentation	$H_{al} \text{ (m)}$	36,354
la charge de booster	$H_{pb} \text{ (m)}$	44,8

Tableau V.9 : Données de début de calcul de la pression de refoulement disponible

V.3.3.2. Calcul de la pression de refoulement disponible

Paramètre	symbole et unité	la formule	la valeur
La charge de la station	Href-st (m)	(IV.27)	1131,14
La pression de refoulement disponible	Pref-st bar	(IV.22)	77,78

Tableau V.10 : Résultats de Calcul de la pression de refoulement disponible

V.3.3.3. Interprétation des résultats

Les résultats indiquent que pour un diamètre de 18 pouces la pression de refoulement disponible des stations de pompage est supérieure à la pression de refoulement exigée par la conduite. De plus, il est constaté que ces pressions requises ne dépassent pas la pression maximale de service. Cela confirme que les stations de pompage peuvent fournir les pressions nécessaires sans compromettre l'intégrité de la conduite.

V.3.4. Représentation graphique du point de fonctionnement

Débit (m ³ /h)	Les Stations de pompage							
	SP1		OSP1		OSP2		OSP3	
	Href-st (m)	Href (m)	Href-st (m)	Href (m)	Href-st (m)	Href (m)	Href-st (m)	Href (m)
300	286.1	101.94	286.1	-139.15	286.1	46.2	286.1	83..82
600	284.86	264.8	284.86	89.54	284.86	308.95	284.86	341.47
900	282.8	504.2	282.8	425.78	282.8	695.2	282.8	720.27
1200	279.92	812.52	279.92	858.81	279.92	1192.63	279.92	1208.11
1500	276.21	1185	276.21	1381.78	276.21	1793.39	276.21	1797.29
1800	271.68	1617.8	271.68	1989.78	271.68	2491.82	271.68	2482

Tableau V.11 : Tableau des résultats numérique des charge en fonction du débit

D'après le résultat obtenu dans les calculs de la charge de refoulement exigée et celle de la charge disponible et la formule (IV.28) on obtient les courbes suivantes :

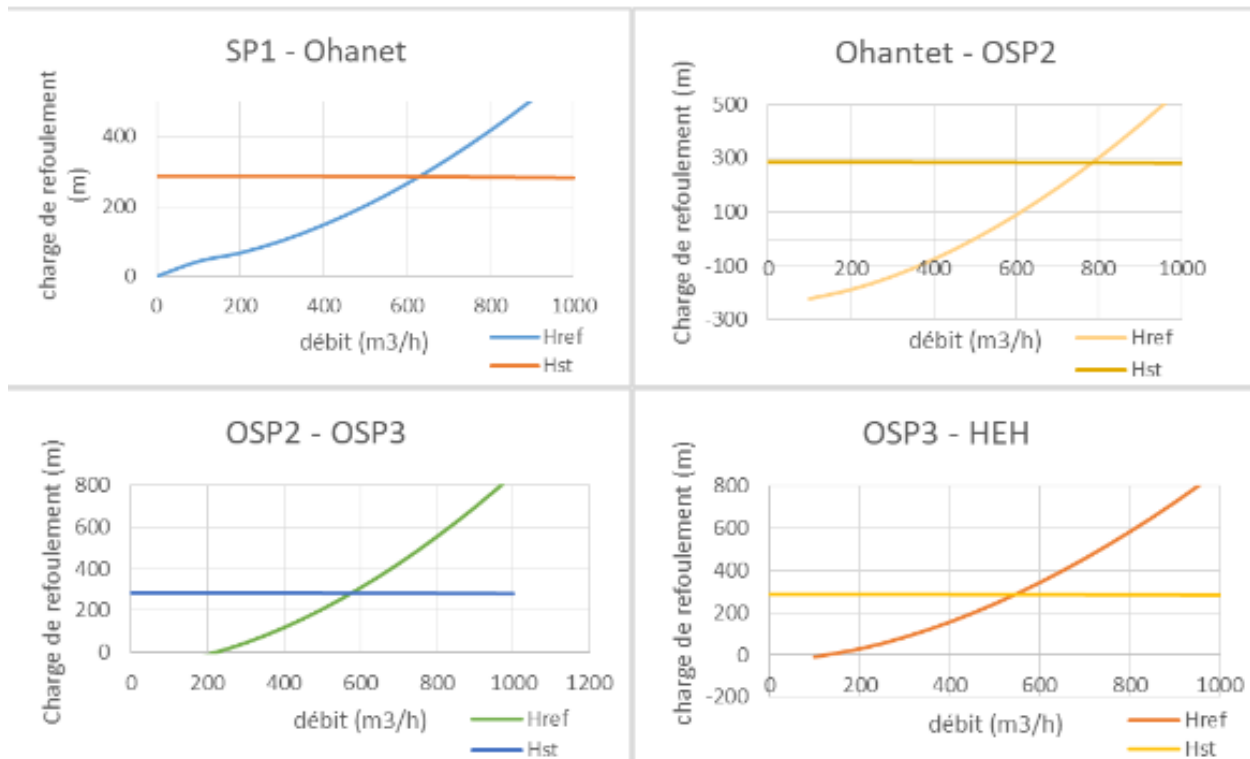


Figure V.4 : Représentation graphique du point de fonctionnement

V.3.5. Le calcul pour une vitesse de 2 m/s

Le calcul du diamètre normalisé et de l'épaisseur normalisée en supposons la vitesse d'écoulement moyenne $\omega = 2$ m/s et la pms = 50 bar

V.3.5.1. Résultats de calcul

Paramètre	Unité et symbole	Valeur
Diamètre intérieur	Dint (m)	0,364182
Dext normalisé	mm / pouces	0,4064 / 16
la contrainte admissible [σ]	[σ] (kgf/cm^2 (bar))	3034
épaisseur	m	0,003348
épaisseur normalisé	m	0,004775
Dint normalisé	m	0,3968
la vitesse ω réelle	m/s	1,6842
la PMS réelle	bar	71,3

Tableau V.12: Résultats de calcul pour une vitesse de 2 m/s

V.3.5.2. Interprétation des résultats

D'après les résultats, une vitesse de 2 m/s correspond à un diamètre normalisé de 16" et une épaisseur normalisée de 4.7752 mm.

V.3.5.3. Calcul de la pression à PK66

Paramètre	Symbole et unité	La valeur	La formule
Rugosité relative	ε	0,0007559	(IV.12)
Reynolds	Re	222803,33	(IV.11)
Reynolds Critique 1	Recr1	219761,14	(IV.13)
Reynolds Critique 2	Recr2	4038541,4	(IV.14)
Régime d'écoulement	/	frottement mixte	
coefficient des pertes de charge	λ	0,017784	Formule d'Altchoulle
La pente hydraulique	/	0,006587	(IV.23)
La perte de charge totale	m	303	(IV.20)
La charge final	m	29,08	(IV.22)
La charge à PK66	m	174,09	(IV.22)
La pression à PK66	bar	11,96	(IV.22)

Tableau V.13 : Calcul de la pression à PK66 pour un diamètre de 16"**V.3.5.3.1. Interprétation des résultat**

D'après les résultats, la pression à PK66 pour un diamètre de 16 " est égale à 11.97 bar.

V.3.5.4. Calcul des pressions de refoulement des stations

Paramètre	symboles et unité	Tronçon entre les stations de pompage			
		SP1-PK66	OPS1-OPS2	OPS2-OPS3	OPS3-HEH
La longueur	m	66000	158000	181500	178000
Différence d'altitude	ΔZ (m)	180	-265	-94	-47
Le débit	$Q(m^3/h)$	600	750	750	750
La vitesse	m/s	1,34	1,68	1,68	1,68
La pression finale	P_{final}	11,97	2	2	1.5
Recr1	/	219761,14	219761,14	219761,14	219761,14
Recr2	/	4038541,396	4038541,396	4038541,396	4038541,396
Re	/	178242,6649	222803,3311	222803,3311	222803,3311
régime d'écoulement	/	tube lisse	frottement mixte	frottement mixte	frottement mixte
coefficient des pertes de charge	λ	0,0153986	0,0177838	0,0177838	0,0177838
La pente hydraulique	/	0,0036503	0,00658708	0,00658708	0,00658708
Les pertes de charges totale	m	240,92	1040,76	1195,55	1172,5
La charge finale	m	174,06	29,08	29,08	21,81
La charge de refoulement	m	594,98	804,84	1130,64	1147,31
pression de refoulement	bar	40,90	55,35	77,80	78,90

Tableau V.14 : calcul des pression de refoulement des stations

V.3.5.5. Interprétation des résultats

En analysant les résultats du calcul, on peut conclure que le choix de diamètre de 16 pouces pour la conduite a des implications significatives. D'une part, on constate que la pression de refoulement exigée dépasse la pression disponible dans les deux dernières stations, ce qui n'est pas le cas pour la conduite de 18" ou cette condition est respectée voir même la condition pour la PMS qui est aussi respectée. Par conséquent, le choix optimal est porté sur la variante du diamètre de 18".

V.4. Analyse hydraulique en remplaçant le pipeline en acier par un pipeline en GRE

➤ Tronçon PK66-HEH

Pour garder le point de contrôle, il a été mentionné précédemment qu'un diamètre de 24 pouces est nécessaire. Nous allons maintenant confirmer que ce diamètre est approprié lors de l'utilisation de pipelines en GRE.

V.4.1. Donnée de début de calcul

Le paramètre	Symbole	Unité	La valeur
Le diamètre	D	Pouce / mm	24 / 609.6
La rugosité absolu	e	/	0,0000054
l'épaisseur	δ	mm	13,8
La longueur	L	m	564000
différence d'altitude	ΔZ	m	-564

Tableau V.15 : Données de début de calcul

V.4.2. Résultats de calcul

Paramètre	Symboles et unité	Formule	La valeur
Diamètre intérieur	$D_{int} (m)$	(4.2)	0,582
Rugosité	ε	(4.12)	0,000018556
Reynolds	Re	(4.11)	160955,38
Reynolds critique 1	Re_{cr1}	(4.13)	15203537,73
Reynolds critique 2	Re_{cr2}	(4.14)	230892166,8
Coefficient de perte de charge	λ	Formule de blasius	0,015796

Débit gravitaire maximal	$Q \text{ (m}^3/\text{h)}$	$\sqrt{\frac{(H_1 - H_2 - \Delta Z) \cdot D_{int}^5}{0.084 \cdot \lambda \cdot L}}$	793,94
--------------------------	----------------------------	---	--------

Tableau V.16: calcul de débit maximal du pipeline en GRE

V.4.3. Interprétation des résultats

D'après les résultats, nous avons confirmé que le débit gravitaire maximal est de 793,94 m³/h, ce qui dépasse le débit actuel. Par conséquent, le choix d'un diamètre de 24" d'un pipeline en GRE est approprié pour maintenir le point de contrôle à PK66 sans recourir à un écoulement forcé.

V.4.4. Optimisation du diamètre sur le tronçon PK00-PK66

L'optimisation du diamètre d'un pipeline peut avoir un impact significatif sur la consommation d'énergie nécessaire pour faire circuler un fluide à travers le pipeline. En effet, un diamètre trop petit peut entraîner une perte de charge élevée, ce qui nécessite une pression de refoulement plus élevée pour maintenir un débit constant. Cela peut entraîner une augmentation de la consommation d'énergie nécessaire pour faire circuler le fluide.

D'un autre côté, un diamètre trop grand peut entraîner une perte de charge plus faible, mais cela peut également entraîner une augmentation des coûts de construction et d'installation du pipeline. Il est donc important de trouver un diamètre optimal qui minimise à la fois les coûts de construction et les coûts d'exploitation.

Dans notre cas, en raison du faible débit sur le tronçon PK00-PK66 nous cherchons à minimiser le diamètre de ce tronçon, pour cela nous avons utilisé la méthode du gradient réduit généralisé ou bien la méthode GRG utilisant excel solver.

V.4.4.1. Description de la méthode

La méthode d'optimisation du gradient réduit généralisé, aussi connue sous le nom de Generalized Reduced Gradient (GRG), est une technique utilisée pour résoudre des problèmes d'optimisation non linéaires. Elle est particulièrement utile pour les problèmes non linéaires. Voici comment fonctionne la méthode GRG en termes généraux :

1. Initialisation : On commence par choisir une solution initiale qui respecte toutes les contraintes du problème.
2. Calcul du gradient réduit : Le gradient réduit est une modification du gradient de la fonction objectif qui tient compte des contraintes du problème. Il est calculé en projetant le gradient de la fonction objectif sur l'espace des solutions réalisables.
3. Mise à jour de la solution : On modifie la solution actuelle en se déplaçant dans la direction du gradient réduit. Le pas de cette mise à jour est généralement déterminé par une recherche linéaire ou une autre méthode pour garantir que la nouvelle solution est meilleure que l'ancienne.
4. Vérification de la convergence : On vérifie si la solution a convergé, c'est-à-dire si le gradient réduit est suffisamment proche de zéro. Si c'est le cas, on arrête l'algorithme. Sinon, on retourne à l'étape 2.

La méthode GRG est une méthode d'optimisation puissante qui peut résoudre des problèmes complexes. Cependant, comme toutes les méthodes d'optimisation, elle a ses limites et ne garantit pas toujours de trouver la solution optimale globale, surtout pour les problèmes non convexes.

V.4.4.2. application

A partir de :

$$H_T + H_{asp} + \Delta Z = H_{al} + \sum_1^k H_{pp} + H_{pb}$$

- On a obtenu la fonction objectif à minimiser sachant qu'on utilise 2 pompes :

$$\min J(D) = \min (H_{al} + 2 * a - 2 * b * Q^2 + H_{pb} - \frac{0.084 * 0.11 * (\frac{e}{D_{int}} + \frac{68 * \pi * v * D_{int}}{4 * Q})^{0.25} * L_T * Q^2}{D_{int}^5} - \Delta Z - H_{final})$$

sous le contraintes :

$$24 > D_{int} > 0 \text{ et } J(D) \geq 0$$

$$J \Rightarrow \Re^+ \text{ et } D_{int} \Rightarrow \Re^+$$

La résolution de ce problème avec excel solver donne un diamètre optimal correspond à un diamètre normalisé de 16", Cela signifie que nous avons utilisé un pipeline en GRE de 16" sur le tronçon PK00-PK66.

V.4.4.3. Calcul de pression de refoulement

paramètre	unité	La valeur
ε		0,000028511
D_{int}	m	0,3788
ω	m^2/s	1,48
Re	/	186735,82
Re_{CR1}	/	9306511,65
Re_{CR2}	/	145273814,4
λ	/	0,0152205
H_T	m	300,54
H_{final}	m	2,9
H_{ref}	m	483,44
p_{ref}	bar	33,24

Tableau V.17 : Calcul de pression de refoulement de la station SP1

D'après les résultats de calcul , la pression de refoulement exigée par la conduite de 16 “ est de 33 bar

V.5. Calcul économique

Dans la partie suivante, nous procéderons à une analyse économique comparative entre les deux solutions, en utilisant la valeur actuelle nette "VAN" comme critère de sélection afin de déterminer la solution la plus rentable.

V.5.1. Paramètre d'évaluation

Taux d'imposition	25%	
Taux d'actualisation	8%	
Amortissement	Acier	GRE
	20 ans	50 ans
Conversion 1\$	140 da	
Facteur de marche	330 jours	

Tableau V.18: Les paramètre d'évaluation

V.5.2. Résultat de calcul économique

V.5.2.1. Estimation de l'investissement (CAPEX)

V.5.2.1.1. Estimation de l'investissement de la ligne OH1

Paramètres	Variante 1	Variante 2
	fibres de verre	acier
Diamètre (pouces)	24" / 16"	18"
Epaisseur (mm)	13.8	4.77
Longueur (km)	564 X 24" / 66 X 16"	630
Coût total du tube \$	130032000	59309083
coût de pose \$	67680000	181440000
Coût indirects \$	4737600	12700800
Imprévus	6768000	18144000
Protection cathodique	-	889636.25
vannes et accessoires	11052720	5041272.06
Coût global d'investissement(\$)	220270320	277524791

Tableau V.19: Estimation de coût de la ligne

V.5.2.1.2. Estimation de l'investissement des stations

Données de la station	Variante 1	Variante 2
	fibres de verre	acier
Nombre de stations	01	04
Puissance totale PP + PB (KW)	2649.6	10598.4
Partie fixe (\$)	50000000	200000000
Coût d'électricité (\$)	299783.31	1199133.26
Coût global d'investissement (\$)	50299783.31	201199133

Tableau V.20 : Estimation de l'investissement des stations**V.5.2.2. Estimation des charges d'exploitation (OPEX)**

Paramètres	Variante 1	Variante 2
	Fibres de verre	Acier
Salaire (\$/an)	900000	3600000
Entretien partie fixe (\$)	5000000	2000000
Entretien Ligne (\$)	1300320	593090.8309
Divers (\$)	225000	900000
Coût global (\$)	2925320	7093090.831

Tableau V.21 : Estimation des frais d'exploitation**V.5.3. Résultats finals**

Les résultats d'après l'échéancier du calcul économique sont les suivants :

Paramètres	Variante 1	Variante 2
	Fibres de verre	Acier
Capex	270570103	478723925
Opex	2925320	7093091
Investissement totale	416836103.3	620585741.3
Recette par an	7177527162	7177527162
amortissement totale	5411402.066	23936196.23
VAN	65414197629	52238450552

Tableau V.22 : Calcul de la VAN

V.5.4. Interprétation de résultats

D'après les résultats, nous constatons que la “VAN” de la solution de remplacement de l'OH1 en fibre de verre est supérieure à celle de la solution de redimensionnement de l'OH1 et l'utilisation d'un régime d'écoulement forcé. Cela indique que la mise en œuvre du projet en fibre de verre est plus rentable selon le critère de choix utilisé.

V.6. Conclusion

Suite à l'évaluation des résultats obtenus selon la méthode de calcul adoptée, il s'est avéré que l'option préférable est celle de la ligne en GRE. Ce choix présente des coûts d'investissement et d'exploitation inférieurs à ceux du choix d'utilisation de l'acier. Cela est confirmé par la valeur de la “VAN” qui est supérieure pour la variante choisie .

CHAPITRE VI

Les pipelines en GRE

Chapitre VI : Les pipelines en GRE.

Introduction

Les matériaux composites comme les résines thermodurcissables et des renforts en fibre de verre sont devenus un matériau révolutionnaire, qui ont profondément transformé les installations dans de nombreux secteurs pétrochimiques et industriels depuis leur découverte.

Composée de fils de verre extrêmement fins et résistants, avec un mélange de résine comme l'Epoxy et de sable blanc fin, ce nouveau matériaux offre une combinaison unique de propriétés mécaniques, thermiques et chimiques, qui a été testé pour des applications divers et a donné l'entière satisfaction aux grandes compagnies pétrolières et industrielles dans le monde qui voit en ce matériau la variante et la solution idéale pour la substitution des autres matériaux qui s'avèrent inadéquats dans le temps et engendre des coûts de maintenance égale ou supérieur a ceux de l'installation.

Cette problématique a fait naître aux compagnies, l'intérêt de trouver la solution de rechange la plus durable et la moins coûteuse durant la phase de l'exploitation.

Ce matériau composite présente une excellente résistance à la corrosion et aux produits chimiques, ce qui en fait un matériau idéal pour les environnements et milieux agressifs. Il est également connu pour ses propriétés d'isolation thermique et électrique, ce qui l'a rendu innovant pour éliminer les revêtements dans les applications nécessitant une protection contre les attaques chimiques, les hautes chaleurs ou l'électricité.

Les matériaux composites sont maintenus largement utilisés dans l'aéronautique pour la fabrication de structures légères et résistantes, dans l'automobile pour la production de carrosseries et de pièces internes, dans la construction pour renforcer les matériaux de construction, et dans notre cas d'étude les pipelines et les réseaux multiphasiques ou ceux pour la protection anti incendie mais encore les injections d'eau et enfin les puits.

VI.1. Le Tuyau en fibre de verre GRE

Le matériau composite incluant la résine thermodurcissables Epoxy, a permis aux fabricants d'innover pour la fabrication des tuyaux en fibre de verre nommés " Tuyaux en GRE" (Glass Reinforced Epoxy) qui font l'objet de notre étude.

Le tuyau GRE est une alliance de la fibre de verre qui est renforcée avec de l'époxy, une résine thermodurcissable qui adhère très bien à la fibre de verre, ce qui renforce la résistance et la durabilité de la fibre de verre.

Nous avons élaboré notre étude en se basant sur un cas réalisé en Algérie et plus précisément à In Amenas, le pipeline OH1 en GRE, mis en exploitation en 1998 et qui est toujours en exploitation. Sa durée de vie selon l'étude réalisée était de 25 ans et à ce jour, le pipeline n'a pas subi de maintenance majeure et a même vu son intégrité prolongée de 10 ans. Ceci constitue pour l'exploitant un gain considérable dans les coûts d'exploitation contrairement à certains pipelines limitrophes selon les informations, des interventions mensuelles (pour certains hebdomadaires) mobilisant des moyens humains et matériel importants pour intervenir dans des conditions extrême jour et nuit.

Les matériaux composites en fibre de verre GRE sont largement utilisés dans les applications industrielles pour leur résistance à la corrosion, leur durabilité et leur résistance à la chaleur.

Ils sont souvent utilisés pour les tuyaux, les réservoirs, les conduits, les panneaux et autres équipements qui doivent résister à des environnements difficiles et à des produits chimiques corrosifs.

Elle est également facile à installer vu sa légèreté comparée aux aciers qui nécessite des moyens matériels plus importants et des soudeurs qualifiés avec un ratio horaire quintuplé. À titre d'exemple, les moyens de levage diffèrent puisque sur certains diamètres des tuyaux en GRE peuvent être soulevés à la main et l'emboîtement facile par collage, filetés ou par joint de blocage, contrairement à l'acier nécessitant l'usage des postes de soudure.

VI.2. Domaine d'utilisation des tuyaux en GRE

Les tuyaux en GRE sont utilisés dans de nombreux domaines, en raison de ses propriétés avérées adaptatives après les nombreux tests selon les normes ASTM, ISO 14692 ou l'API. Voici quelques-uns des domaines d'utilisation les plus courants :

1. Industries pétrolières et gazières : Les pipelines de transport de produits pétroliers et gaziers, collecte d'écoulement, injection d'eau, tubage de fond et chemisage des puits. Leur résistance à la corrosion est le 1^{er} choix pour les environnements agressifs. Ils sont aussi utilisés dans les ouvrages Offshore, les raffineries, les usines de gaz liquéfié et enfin dans les dépôts de carburant en général et les dépôts marins dans les quais de chargement. (Réseau de distribution et anti incendie)
2. Industries pétrochimiques et chimiques : Les tuyaux en GRE sont souvent utilisés dans les lignes de process pour le transport des différents acides ou d'autres produits à forte teneur favorable à la corrosion dans le court terme. Les usines ont adapté ces matériaux afin d'éviter les maintenances répétitives voir même les shutdown qui engendre des pertes financières considérables.
3. Infrastructure d'eau : Les tuyaux en composites (GRE/GRV/GRP) sont utilisés dans les transferts d'eau brut, la distribution de l'eau potable, l'irrigation, l'assainissement et le drainage des eaux pluviales. Ils sont la solution incontestable pour la construction des stations de dessalement dans les parties Onshore et Offshore.
4. Construction navale : Les tuyaux en GRE sont devenus l'option première dans la construction des navires en raison de leur légèreté et de la résistance à la corrosion. Les compagnies de la construction navale ont adopté des normes, codes et procédures normalisant ainsi l'usage du GRE.
5. L'énergies renouvelables : La fibre de verre GRE est utilisée pour la fabrication de pales d'éoliennes en raison de sa légèreté et de sa résistance à la corrosion, pour le transport de l'hydrogène et de CO₂

VI.3. Avantages et inconvénients du tuyau en GRE

VI.3.1. Avantages

1. Haute résistance à la corrosion : Comme les principales matières premières du GRE sont la résine thermodurcissable et la fibre de verre, qui peuvent résister efficacement à la corrosion des effet du H₂S, les bactéries, acides, des alcalis, du sel et d'autres médias et à l'érosion des eaux usées non traitées, des sols corrosifs, et de nombreux liquides chimiques.
2. Bonne résistance au vieillissement et résistance à la chaleur : Les tubes en GRE peuvent être utilisés dans la plage de température de -60 °C, et peuvent même atteindre 121 °C pendant une longue période. La haute résistance aux rayonnements ultraviolet par l'ajout d'une couche extérieure du pipeline retardant ainsi le vieillissement du pipeline en GRE. L'excellente résistance à la corrosion du GRE signifie que ce matériau a la propriété d'être vivant et non polluant, ce qui en fait un matériau naturel pour des produits très propres tels que le stockage d'eau de haute pureté, de médicaments, etc.
3. Bonne performance antigel : La fissure de congélation ne se produira pas après la congélation dans le tube en dessous jusqu'à -60 °C.
4. Transport léger et pratique : Les tubes en GRE sont non seulement légers, haute résistance, non métallique, facile à transporter, mais également facile à installer une variété de tuyaux de dérivation.
5. Bonne capacité de conception : Les tubes en GRE peuvent être conçus et fabriqués dans différentes classes de pression et de rigidité selon les exigences spécifiques de l'utilisateur telles que le débit, la pression, la profondeur d'enfouissement et les conditions de charge.
6. Faible coût de maintenance : En raison de leur excellente résistance à la corrosion, à l'abrasion, au gel et à la pollution, les tubes en GRE n'ont pas besoin de procédés de nettoyage et d'autres mesures et entretien. Le tuyau enterré n'a pas besoin de peinture, enrobage ou de protection cathodique, ce qui permet d'économiser plus de 70% des coûts de maintenance.
7. Bonne résistance à l'abrasion et l'usure
8. Bonne isolation thermique. Les tuyaux en GRE sont non conducteurs, résistance d'isolement Ω . 1012 ~ 1015 cm, le coefficient de transfert de chaleur est 0. 23, est cinq sur mille de l'acier, excellente tuyauterie performances d'isolation, les plus adaptées à une utilisation dans le transport d'énergie, les zones de concentration de lignes de télécommunications et plus de champs de mines.
9. Le coefficient de rugosité est très faible , de sorte que le tuyau en verre peut réduire considérablement la perte de pression du fluide à travers,

VI.3.2. Inconvénients des tuyaux en plastique renforcés de fibre de verre

Les tuyaux en GRE présentent quelques inconvénients à considérer. Par exemple, elle peut être plus coûteuse que d'autres matériaux, comme l'acier, en raison des coûts de fabrication . Elle peut également être plus fragile que l'acier dans des conditions de choc ou de vibration, ce qui peut réduire sa durée de vie dans certaines applications. Module d'élasticité faible et une faible pms par rapport à l'acier .

VI.4. Production et fabrication des GRE pipes

Dans l'industrie des pipelines, il y a plusieurs fournisseurs et unités de fabrication des systèmes de canalisation en GRE. Les fabricants utilisent des procédés (MPS) qui font appel aux dernières technologies en appliquant les normes et les standards les plus stricts tels que l'ISO 14692.

Les matières premières principales utilisées sont la résine thermodurcissable, la fibre de verre et le sable siliceux.

VI.4.1. La résine thermodurcissables Epoxy

La résine Epoxy, est un polymère liquide thermodurcissable qui durcit lorsqu'il est mélangé à un durcisseur. Elle présente plusieurs caractéristiques intéressantes telles que :

- Auto - durcissement à température ambiante.
- Résistance à long terme en contact avec des liquides à 121°C.
- Propriétés mécaniques élevées testées selon les différents codes ASTM.
- Excellente résistance chimique avec une large liste des produits couverts.
- Compatibilité forte avec les fibres de verre qui ne s'altèrent pas au fil de temps.

VI.4.2. La fibre de verre

La fibre de verre se présente sous forme de tissages monté sur des bobines de différents types de verre. Elle est constituée de plusieurs batteries de bobines qui se rejoignent pour être enroulé directement sur la machine en rotation après le passage dans le bain d'époxy pour renforcer le tuyau dans toutes les directions. Les renforcements de verre sont faits à partir de deux types différents de composition de verre :

- Le verre << C >> qui assure d'excellentes propriétés d'inerties chimiques contre la corrosion chimique .
- Le verre << E >> a une résistance mécanique très élevée .

VI.4.3. Sable siliceux

Le sable siliceux (blanc) est un sable à haute teneur en silice, il est introduit dans le process de fabrication mélangé à la paille de verre et ajouté lors de la phase de rotation et avant durcissement par chauffage au four qui forme ainsi le cœur du tuyau afin d'augmenter l'épaisseur et donc la rigidité des tuyaux.

VI.5. Le processus de fabrication des Pipes GRE (MPS)

Les tuyaux GRE sont fabriqués à l'aide d'une technique d'enroulement de précision, généralement appelée "enroulement filamentaire". Par cette méthode, un grand nombre de fils de verre imprégnés de résine sont enroulés sur un mandrin en acier rotatif, selon un angle d'hélice précisément ajusté et sous une tension uniforme, garantissant ainsi que toutes les fibres contribuent de manière égale à la résistance du tuyau.

La production de tuyaux GRE commence par la préparation d'un mandrin en acier, qui peut être équipé d'un moule à douille. Les dimensions de ces outils déterminent les dimensions intérieures du tuyau et du système d'assemblage.

Pendant le processus d'enroulement filamentaire, un chariot (qui transporte des fibres de verre imprégnées) se déplace le long d'un mandrin en acier rotatif. Les fibres de verre sont guidées à travers un bain de résine venant de la pompe spéciale, rempli de résine époxy avant d'être enroulées selon un motif (un angle) spécifique autour du mandrin poli. Un matériau de remplissage (du sable) est ensuite ajouté. Ce processus se poursuit jusqu'à ce que l'épaisseur de la paroi requise soit atteinte. Le processus d'enroulement se termine par le durcissement de la résine époxy dans un four, l'extraction du mandrin << moule >>, la finition du produit par découpe à la longueur et l'usinage des extrémités. Les produits sont soumis à des contrôles visuels et dimensionnels selon le ITP (Inspection test plan) incluant aussi le test hydraulique.

Les tuyaux en GRE répondent aux exigences des normes ASTM, ISO, ainsi que le design avec la norme AWWA

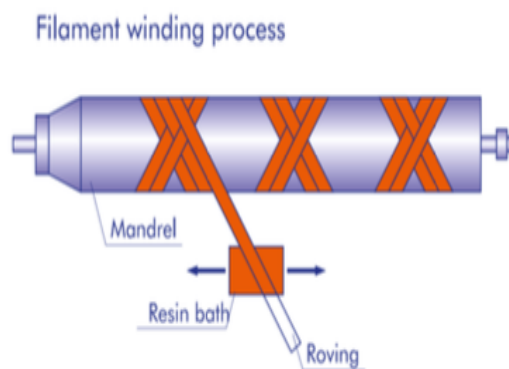


Figure VI.1 : Processus d'enroulement filamentaire (MPS)

VI.6. Accessoires et raccords en GRE

Les accessoires et raccords en GRE (Glass Reinforced Epoxy) sont spécialement conçus pour compléter les systèmes de canalisations en GRE.

Ils sont fabriqués avec les mêmes matériaux que les tuyaux en GRE mais avec des techniques de fabrication appropriées pour garantir une intégrité structurelle et une longévité accrue dans diverses conditions d'utilisation. Les systèmes de canalisation en GRE sont

souvent accompagnés d'une gamme d'accessoires et de raccords adaptés, comprenant notamment :

1. Coudes : Les coudes en GRE permettent de diriger le flux de liquide dans une direction spécifique, tout en maintenant l'intégrité structurelle de la canalisation. Ils sont disponibles dans une variété d'angles et de rayons de courbure pour s'adapter aux besoins spécifiques de l'application. L'analyse de stress est généralement effectuée par des logiciels comme César II, détermine les courbures de forte stress et indique les points de renforcement en usine ou sur site par des laminations en tissu fibre de verre associé à la résine Epoxy. Les ingénieurs favorisant les coude faible degré comme celui du rayon de courbure naturel sans l'usage d'un coude (Élasticité) et commençant par des coudes exemple de 11°, 15° jusqu'au 90° en fonction du tracé (profil en long).
2. Tés : Les tés en GRE sont utilisés pour créer des branchements dans les systèmes de canalisation. Ils permettent de dévier le flux de liquide vers une autre direction tout en maintenant la continuité du réseau de tuyauterie mais aussi l'installation des soupapes ou vanneries, ou tout autre équipement nécessaire à l'exploitant. (débitmètre, sondes...)
3. Réducteurs : Les réducteurs en GRE sont utilisés pour ajuster le diamètre de la canalisation et faciliter le passage d'un débit plus important à un débit plus faible, ou vice versa. Ils permettent de connecter des tuyaux de différents diamètres de manière efficace et sans compromettre les performances.
4. Manchons d'extrémité : Les manchons d'extrémité en GRE sont utilisés pour renforcer et protéger les extrémités des tuyaux. Ils offrent une connexion solide et fiable entre les tuyaux et peuvent être utilisés pour sceller les joints et prévenir les fuites.
5. Brides : Les brides en GRE sont utilisées pour connecter les tuyaux en GRE ou même à un système en acier à d'autres équipements ou à des sections de canalisation. Elles offrent une interface sécurisée et étanche, permettant le raccordement ou le désaccouplement facile des composants de la canalisation. Les brides en GRE peuvent s'adapter au class de pression comme pour l'acier (série 150, 300, 600..)

VI.7. Le stockage

Afin d'éviter d'endommager les produits en GRE, les recommandations des fabricants suivantes doivent être respectées :

- Fournir une surface de support plane et horizontale.
- Ne pas stocker les pipelines directement sur le sol, sur des rails ou des sols en béton.
- Assurer des supports appropriés tels que des poutres en bois propres et exemptes de clous.
- Les tuyaux doivent être empilés avec précaution.
- Les extrémités usinées doivent être protégées (par exemple, avec un film en PE ou des capuchons).
- Les extrémités mâle et/ou femelle ne doivent pas se toucher. L'extrémité mal surtout qui est mince.

- Evitez la flexion des pipelines en plaçant des supports entre les couches de pipelines stockés, alignés verticalement les uns au-dessus des autres, et ne pas surcharger au milieu.
- La hauteur de stockage autorisée est de maximum 4 couches, selon la valeur la plus élevée.
- Un stockage à long terme des matériaux en GRE est recommandé sous la protection de bâches ou de feuilles en PE.
- L'exploitant informe le fabricant s'il a l'intention de stocker le produit pendant plus de 6 mois ou si son installation est hors-sol (above ground), afin que des précautions puissent être prises pour ajouter une couche de protection contre les rayonnements ultraviolets. Cette couche est facultative et peut être demandée, car si l'installation est enterrée immédiatement, le fabricant peut recommander de ne pas rajouter cette couche afin de réduire les coûts.



Figure VI.2 : Pipeline en fibre de verre en stock

VI.8. Systèmes de raccordement et méthodes de préparation

Pour le raccordement des composants de tuyaux en GRE, différents types de joints peuvent être utilisés :

VI.8.1. Joint collé conique-cylindrique:(conical -cylindrique bonded joint)

Ce type de joint de collage par adhésif est l'assemblage d'une tulipe légèrement conique et d'un côté mâle également conique qui sera inséré parfaitement dans la partie femelle ne laissant ainsi aucune fenêtre de pénétration du liquide assurant l'étanchéité parfaite à l'aide de la colle Epoxy mélangé au durcisseur. Ce joint permet un assemblage précis avec une tolérance étroite et peut être utilisé pour les systèmes de tuyauterie en surface et souterrains.

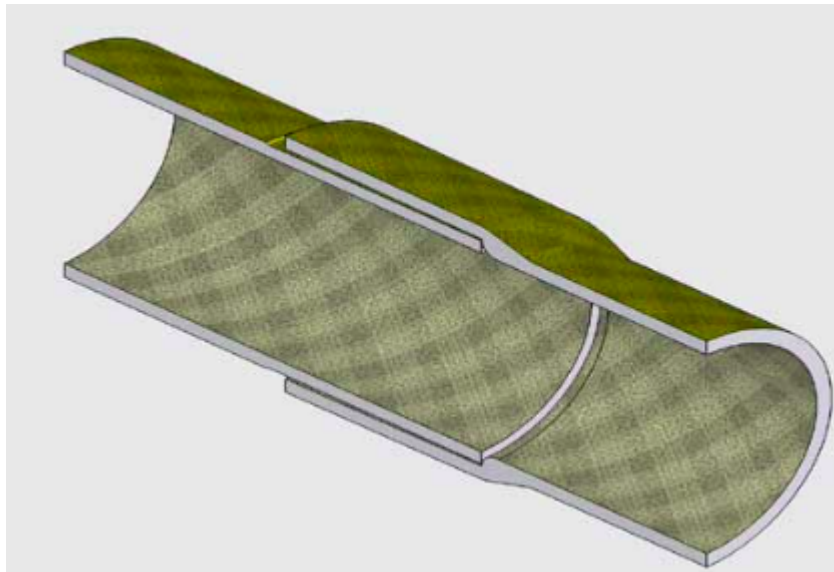


Figure VI.3 : Joint collé conique-cylindrique

VI.8.2. Joint collé conique/conique (Taper/Taper bonded joint)

Ce joint collé adhésif est composé d'un socket conique et d'un spigot conique. En comparaison avec le joint collé adhésif conique-cylindrique, ce type de joint est également disponible dans des classes de pression plus élevées. Pour des dimensions spécifiques, des instructions spécifiques sont requises. Les outils, les matériaux, la procédure d'assemblage et le temps d'installation pour le joint collé conique/conique sont similaires à ceux du joint collé adhésif conique-cylindrique.

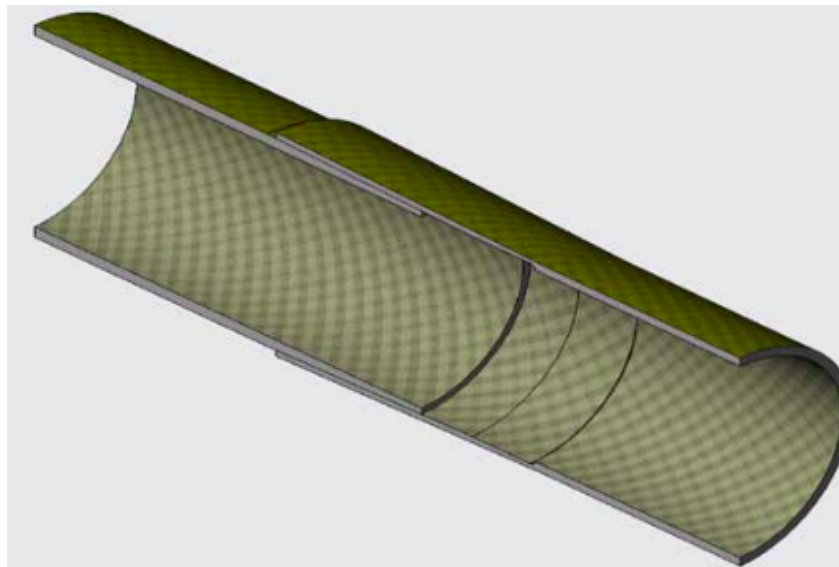


Figure VI.4 : Taper/Taper bonded joint

VI.8.3. Joint à bride

Le joint à bride permet de raccorder des appendices, des équipements ainsi que d'autres lignes de matériaux différents.

1. Types de joints à bride : Plusieurs types sont disponibles en fonction de l'application et de la pression. Certains types courants incluent les brides à souder, les brides à collerette, les brides à emboîtement, les brides à visser, etc. Chaque type de joint à bride a ses propres caractéristiques et avantages, et il est important de choisir le type approprié en fonction des besoins spécifiques du projet.
2. Outils et matériaux nécessaires : Pour assembler un joint à bride, vous aurez besoin d'outils tels qu'une clé à bague pour serrer les écrous, une clé dynamométrique pour appliquer le couple de serrage correct, ainsi que des boulons, des écrous et des rondelles pour fixer les brides ensemble. Un joint d'étanchéité approprié est également nécessaire pour assurer une étanchéité adéquate entre les surfaces de la bride.
3. Alignement des brides : Il est essentiel que les brides en GRE (fibres de verre renforcées) soient correctement alignées avec les contre-brides. Un mauvais alignement peut entraîner une distribution inégale des charges et des contraintes, ce qui peut causer des défaillances prématurées ou des fuites. Il est recommandé de suivre les spécifications et les recommandations du fabricant pour l'alignement précis des brides.
4. Avantages des joints à bride : Les joints à bride offrent plusieurs avantages dans les systèmes de canalisation. Ils permettent une connexion facile entre les tuyaux en acier et les équipements, facilitant ainsi l'assemblage et le démontage. De plus, les joints à bride permettent des modifications ultérieures plus simples et plus rapides du système de canalisation, ce qui peut être avantageux lors de modifications ou d'extensions du réseau.



Figure VI.5 : Joint bride

VI.8.4. Mécanique à joint d'étanchéité et joint de blocage

Les joints mécaniques sont utilisés pour relier les sections de tuyaux en GRE de manière résistante à la traction.

1. Utilisation du joint : Le joint mécanique est généralement utilisé dans des environnements non restreints, tels que les installations en surface. Il offre une résistance élevée à la traction, ce qui en fait un choix approprié pour les applications où une résistance mécanique élevée est requise.
2. Outils et matériaux nécessaires : Pour assembler ce type de joint, vous aurez besoin de serre-joints et d'équipements de traction pour maintenir les sections de tuyaux en place. Un lubrifiant est utilisé pour faciliter l'insertion de la bague O dans la gorge du joint. De plus, des clés de verrouillage sont nécessaires pour fixer la bague O en position. Un maillet en plastique ou en bois peut être utilisé pour enfoncer la clé de verrouillage.
3. Procédure d'assemblage : La procédure d'assemblage commence par le nettoyage des surfaces des tuyaux pour assurer une adhérence optimale. Ensuite, les serre-joints sont fixés autour des tuyaux pour maintenir les sections en place pendant l'assemblage. Les tuyaux sont alignés correctement, puis le tenon (spigot) est inséré dans la douille (socket). Enfin, la bague O est placée dans la gorge prévue à cet effet et fixée en position à l'aide des clés de verrouillage.
4. Possibilité de démontage : Bien que le joint mécanique à bague O puisse être démonté si nécessaire, il n'est pas conçu pour des démontages fréquents. Il est préférable de le considérer comme un joint permanent une fois assemblé.

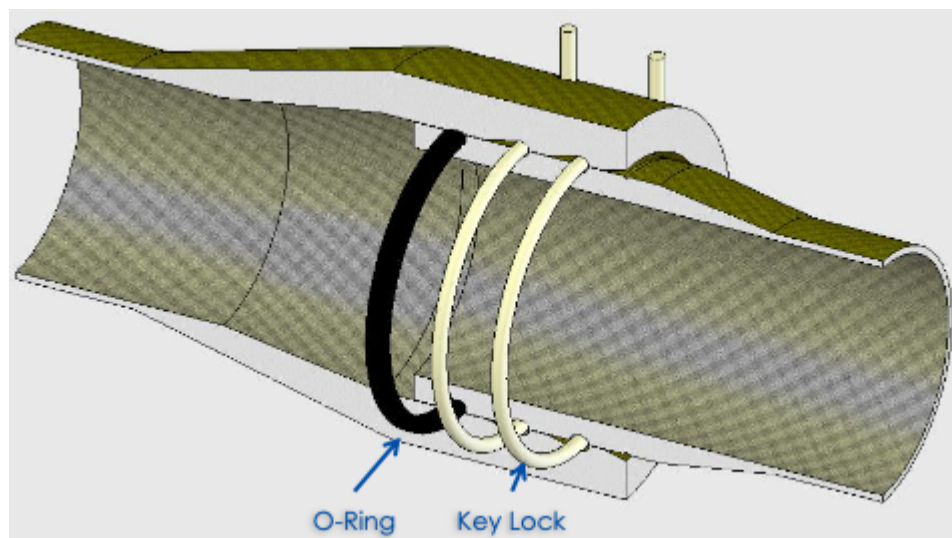


Figure VI.6 : Joints mécaniques

VI.8.4.1. O-ring

O-ring en caoutchouc assure l'étanchéité du joint mécanique à bague "O" (verrouillage). Les bagues "O" standard sont fabriquées en caoutchouc de nitrile-butadiène (NBR). Selon le fluide et/ou la température. Les bagues O doivent être stockées correctement, dans un

environnement sec, frais et sombre, à l'abri de la poussière et des produits chimiques pouvant attaquer le matériau et il faut éviter l'exposition directe au soleil.

VI.8.4.2. Joint de fermeture “key-lock ”

Ce joint rigide qui permet le blocage ou le verrouillage de l'assemblage et le déplacement longitudinal. Il est aussi appelé « clés de verrouillage » qui sera fixé à la fin de l'installation du pipeline et avant le test sous pression.



Figure VI.7 : Joints de fermeture

VI.8.5. Coupleur mécanique

En général, les coupleurs mécaniques sont utilisés pour joindre des tuyaux en GRE à extrémités lisses à des tuyaux fabriqués à partir d'autres matériaux. Un coupleur à étapes peut joindre des tuyaux avec des diamètres extérieurs différents. Ce type de joint n'est pas contraint. Ces coupleurs peuvent également être utilisés pour des réparations éventuelles par lamination après un échec de test sur un des joints. .

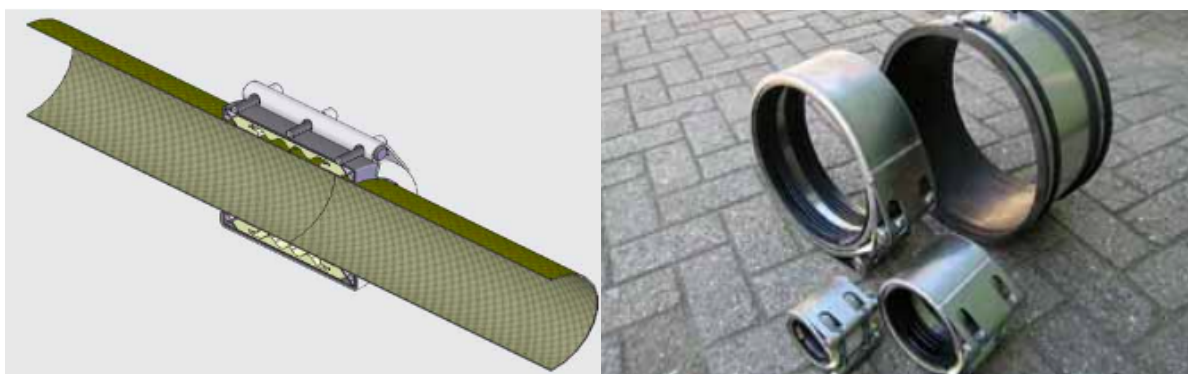


Figure VI.8 : Coupleur mécanique

VI.8.6 Joints de lamination (Stratifié)

- Le joint stratifié est utilisé pour assembler des sections de tuyaux à extrémités lisses. Après la préparation des surfaces des tuyaux, une épaisseur spécifique de renfort en

verre imprégnée de résine est enroulée sur une certaine longueur autour des tuyaux à joindre ; l'épaisseur et la longueur du stratifié sont liées au diamètre et à la pression.

- Étapes du processus : Le processus de joint stratifié comprend plusieurs étapes successives. Cela inclut la découpe du matériau de renfort en verre selon les dimensions requises, le ponçage des surfaces des tuyaux pour assurer une bonne adhérence, le nettoyage des surfaces pour éliminer les contaminants, le mélange de la résine et du durcisseur selon les instructions du fabricant, l'ajustement du stratifié autour des tuyaux en utilisant les outils appropriés, la stratification en enroulant le stratifié sur une certaine longueur, et enfin, le durcissement du stratifié pour assurer une liaison solide et durable.



Figure VI.9 : Joint de lamination

V.1.9 . L'installation des canalisation en GRE

Les systèmes de pipelines souterrains nécessitent une structuration précise des tranchées, l'assemblage des produits et l'installation.

V.9.1. La construction de la tranchée

La construction de la tranchée dépend de paramètres du sol tels que le type, la densité et la teneur en humidité. La construction de la tranchée doit respecter les exigences et recommandations suivantes :

- La forme de la tranchée est déterminée par la classification du sol, qui peut être instable ou stable.
- Les côtés supérieurs de la tranchée doivent être débarrassés de roches ou de tout autre matériau pointu/lourd.
- La fondation de la tranchée doit être constituée d'une couche de sable compacté sans pierres ni objets pointus.
- Assouplir une fondation de tranchée dure et inégale afin d'éviter les charges ponctuelles.
- Maintenir la tranchée au sec pendant l'installation ; si nécessaire, utiliser un système de pompage et de drainage.

- La largeur minimale (W) au fond de la tranchée pour un tuyau unique doit être : $W = 1,25 * OD + 300 \text{ mm}$.
- L'espace entre le tuyau et la paroi de la tranchée doit être de 150 mm de plus que l'équipement de compactage utilisé.
- En respectant la rigidité du tuyau, les conditions de fonctionnement, les caractéristiques du sol et la charge de roue, la profondeur d'enterrement minimale est de 0,8 m.
- La partie supérieure du tuyau doit être installée en dessous du niveau de gel.



Figure VI.10 : installation dans un sol instable



Figure VI.11: installation dans un sol stable

VI.9.2. Encordage

Une fois la tranchée terminée, il faut transporter et poser des segments de tuyau, généralement d'une longueur de 12 mètres, à côté de la tranchée. Les tuyaux ne doivent pas être directement posés sur le sol, mais plutôt sur des patins en bois avec un rembourrage de protection adéquat, ou des sacs de sable considérés.



Figure VI.12: Enfilage de tuyaux le long du côté de la tranchée

VI.9.3. L'assemblage

1. L'assemblage du joint doit être fait à l'extérieur de la tranchée selon la procédure de jointoiement.
2. L'activité de jointoiement doit être terminée à 100 % avant le début de l'activité d'abaissement.
3. Une longueur suffisante doit être jointe avant de commencer l'activité de descente.
4. La distance entre le bord de la tranchée et le train de tiges doit être planifiée de telle sorte qu'un espace de travail sûr soit disponible.



Figure VI.13 : Chaîne de pipeline prise en charge après l'adhésion

VI.9.4.L'inspection

L'inspection de la colonne de canalisation doit être effectuée avant de commencer l'activité d'abaissement. L'entrepreneur doit suivre le plan d'inspection et d'essai sur le terrain et les formulaires de rapport d'inspection pertinents pour terminer le jointoiement, le creusement de tranchées, la pose, etc. signés avant d'effectuer l'abaissement. Tous les joints doivent être terminés et durcis avant de commencer le processus de levage.

VI.9.5. Levage et descente

Les tuyaux assemblés à l'extérieur de la tranchée sont descendus dans un processus contrôlé dans la tranchée. Il est nécessaire de maintenir le rayon de courbure minimum du tuyau renforcé de verre pendant le processus d'abaissement pour éviter d'endommager le produit et les joints. Vous trouverez ci-dessous les étapes cruciales à suivre et les précautions à prendre lors de l'utilisation de rampes latérales pour cet exercice.

1. La colonne de pipeline GRE doit être abaissée à l'aide de flèches latérales à bases roulantes avec revêtement en caoutchouc. Aucun contact direct de la surface du tuyau avec les composants en acier n'est autorisé.
2. Pendant l'opération d'abaissement, le tuyau ne doit pas être soumis à une flexion supérieure au rayon de courbure minimum autorisé.
3. Les profils d'installation incurvés, en particulier les coudes horizontaux, doivent être traités séparément et un soin extrême doit être suivi pour respecter le rayon de courbure minimum. Dans le pire des cas où les paramètres d'abaissement dépassent les limites, un assemblage in situ doit être effectué pour obtenir la courbure requise.

4. Le mouvement des flèches latérales doit se faire de l'extrémité mâle conique vers l'extrémité en cloche conique du tuyau GRE pour permettre une transition en douceur des supports de rouleaux d'un tuyau à l'autre.



Figure VI.14: Descente du tuyau jusqu'à la tranchée à l'aide de la flèche latérale

VI.9.6. Remplissage

L'ingénieur de conception est chargé de déterminer le type d'installation et de sélectionner le matériau approprié pour la zone où le tuyau sera encastré. Cette décision est basée sur la classe de rigidité du tuyau proposée, les profondeurs maximales d'enfouissement, la profondeur de la nappe phréatique, la charge des roues, les conditions du sol natif, et d'autres facteurs pertinents. Il est important de noter que chaque projet doit se référer au calcul spécifique AWWA-M45. De plus, le matériau de rembourrage utilisé doit être dépourvu de roches tranchantes, de pierres, de pièces métalliques, de racines, de mottes, et il ne doit pas présenter de bords coupants susceptibles d'endommager le pipeline.



Figure VI.15: La mise en place du matériau de remblai tamisé

VI.9.7. Test

Une fois la fabrication et l'installation terminées, il est nécessaire de vérifier l'intégrité du pipeline à l'aide d'essais hydrostatiques. Avant de procéder au test, plusieurs étapes de préparation doivent être suivies, telles que le nettoyage, le remplissage d'eau, l'élimination de l'air piégé et la vidange du milieu de test après le test.

La première étape du test consiste à tester les premiers 500 mètres de tuyau raccordé, qui représentent la longueur minimale requise. Cela permet de s'assurer que les procédures de fabrication et d'installation sont adaptées à l'usage prévu. Si le test hydrostatique de cette section de 500 mètres est satisfaisant, la longueur des sections de test suivantes est déterminée par l'entrepreneur.

Cependant, si le test de la première section de 500 mètres échoue, la section suivante de 500 mètres (longueur minimale) doit être testée séparément. Ce processus se répète jusqu'à ce que le niveau de confiance requis concernant la fabrication du pipeline soit atteint.



Figure VI.16: Préparation du test hydrostatique pour un tronçon de l'OH1



Figure VI.16: Test hydrostatique

VI.9.8. Restauration & Réintégration

Une fois les essais du pipeline terminés, le matériau natif excavé de la tranchée peut être utilisé pour terminer le remblayage jusqu'à la teneur finale et la berme, le cas échéant. Après cela, la surface de l'emprise est recouverte de terre végétale etensemencée d'espèces indigènes. Des marqueurs au-dessus du sol sont placés le long du chemin du pipeline.

V.10. Comparaison technique entre le pipeline en GRE et le pipeline en acier

Paramètre	Acier	GRE
La durée de vie	20 ans	50 ans
La disponibilité	Disponible sur stock	Disponible sur commande
Les joints	• Exige une bonne assurance de qualité pour la soudure. • Une main-d'œuvre hautement qualifiée est requise. • Période d'installation prolongée.	• Les joints filetés s'assemblent facilement par vissage. • Période d'installation courte.
La corrosion	• Protection interne et externe contre la corrosion requise. • Enrobage et peinture. • Protection cathodique requise.	Résistant à la corrosion
Le poid	Lourd	léger
Manipulation	• Lourd, nécessitant souvent des engins de levage de grande capacité. • Petite quantité pour un semi-remorque qui ne doit pas dépasser les 18 t.	• Moyen de levage de petite capacité. • Chargement de grande quantité dans les semi-remorques.
Résistance mécanique	Haute résistance mécanique et ténacité	La résistance aux chocs est inférieure à celle du l'acier .
Maintenance	Périodique	Minimale
Enrobage	Nécessaire	Pas nécessaire

Tableau VI.1 : Comparaison technique entre le pipeline en GRE et le pipeline en acier

Conclusion globale

Après l'élaboration de ce travail, notre attention a été portée sur les deux solutions qu'on a proposées à savoir :

- Redimensionnement de la ligne en acier avec un régime forcé utilisant toutes les stations de pompes.
- Redimensionnement de la ligne en GRE avec un écoulement gravitaire sur le tronçon PK66-HEH.

Pour le premier cas, on a étudié les variantes des diamètres 16" et 18". Notre choix a été porté sur le 18", vu que la pression de refoulement des stations OSP2 et OSP3 est inférieure à celle exigée par la conduite de 16".

Pour le 2ème cas, on a étudié des variantes de diamètres de 20", 22", 24". Notre choix a été porté sur la variante de 24" vu qu'elle nous garantit un écoulement gravitaire de PK66 jusqu'à HEH, par contre du SP1 jusqu'à PK66 le redimensionnement sera avec une conduite de 16".

Pour le choix de la variante économique et suite à l'évaluation des résultats obtenus selon la méthode de calcul adoptée, il s'est avéré que l'option préférable est celle de la ligne en GRE. Ce choix présente des coûts d'investissement et d'exploitation inférieurs à ceux du choix d'utilisation de l'acier. Cela est confirmé par la valeur de la 'VAN' qui est supérieure pour la variante choisie.

Références bibliographiques

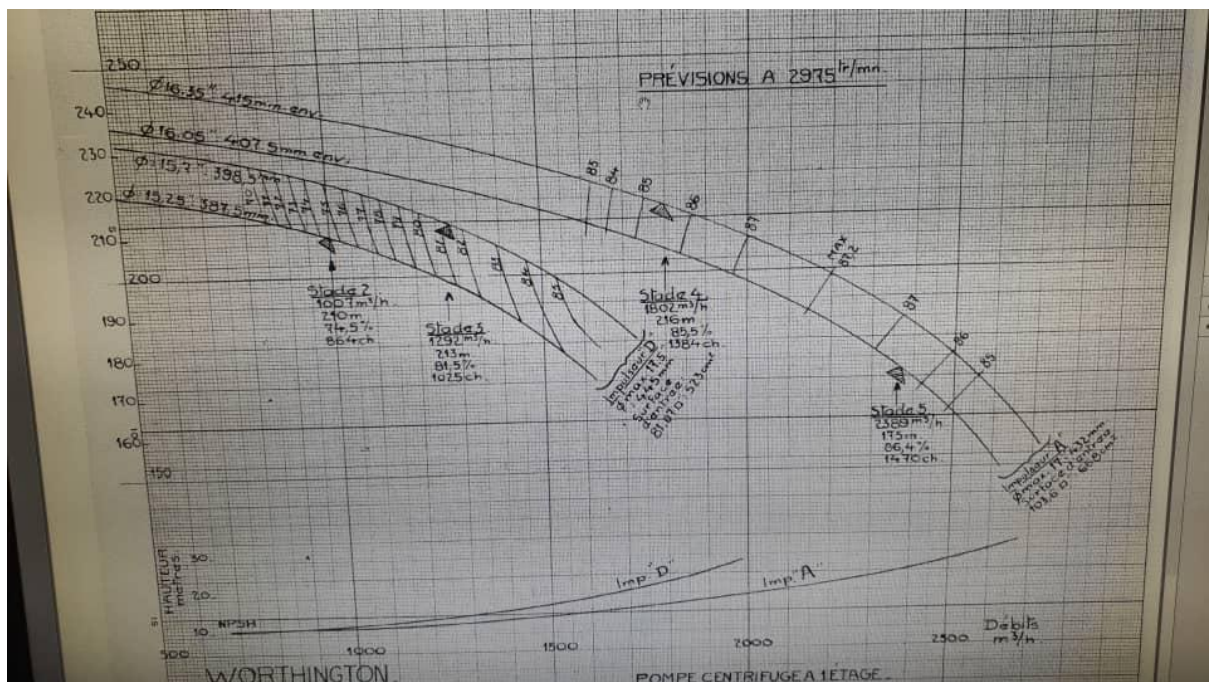
- Document de groupe sonatrach (**Chapitre I**)
- document de RTI “présentation de région de transport in amenas” 19.04.2022 (**Chapitre I**)
- Document de RTI “ présentation de l'oléoduc OH1” CRD 01.11.2017 (**Chapitre II**)
- M.Allouti. Étude de la nocivité de défauts dans les canalisations de transport de gaz tels les éraflures, les enfoncements ou leurs combinaisons, Thèse de Doctorat, Université Paul Verlaine de Metz, 2010. (**Chapitre III**)
- Azzouz Achewek, Etude de la réparation des pipes endommagés par patch en composites, magister en génie mécanique, université de Sidi bel Abbes. 2012 (**Chapitre III**)
- H. Mounir & K.Younes , Inspection, suivi et évaluation de la corrosion interne d'un pipeline ». Mémoire d'ingénieur, université Houari Boumediene, Algérie 2010. (**Chapitre III**)
- Azzouz Mchewek , Etude de la réparation des pipes endommagés par patch en composites, magister en génie mécanique, université de Sidi bel Abbes. 2012 (**Chapitre III**)
- Rapport final Nettoyage des pipelines en vue de la cessation de leur exploitation Tamer Crosby, Desiree Joe, Amanda Prefontaine, Haralampos Tsiaprailis, Alberta Innovates (**Chapitre III**)
- maintenance industriel : pipes de transport des hydrocarbures - chettouhi rachid et amir abdenmour (**Chapitre III**)
- Yessad abdelhanie SONATRACH//TRC/RTC décembre 2022 (chapitre III)
- Mémoire de fin d'étude, optimisation de la périodicité de nettoyage de l'oléoduc OH1 - Saadani Ibtissem et Kerchouche Rima (**chapitre IV**)
- Technical workshop FPI (**Chapitre VI**)
- Installation guide for GRE pipe systeme - NOV (**Chapitre VI**)
- Énoncé de méthode pour l'installation de pipeline renforcé de fibre de verre époxy GRE 01.05.2011 (**Chapitre VI**)

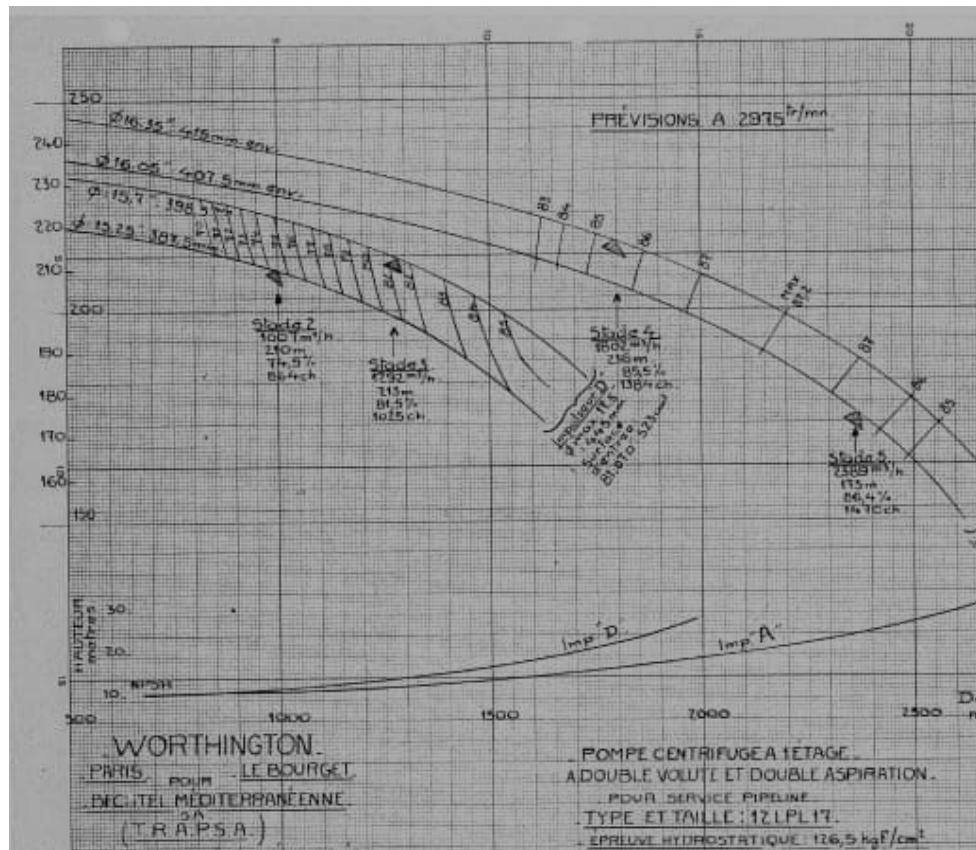
Annexes

- La fiche technique du pipeline en GRE de 24" :



- Les figures représentent les courbes caractéristiques des pompes principales des stations de pompages de la ligne d'OH1 :





- Caractéristiques des électropompes

		GEP Principaux	Boosters
Nombre		05	03
Moteur	Constructeur	S.W	BREGUET
	Type	CS.23632	B 400A
	Puissance	1104 kW	147,2 kW
Pompe	Constructeur	WORTHINGTON	GUINARD
	Type	12LPL17	VB 840*25
	Débit	1007 m ³ /h	1007 m ³ /h
	HMT	210 m	44,8 m
Type de montage		En série	En parallèle