

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur

et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Hydraulique

Laboratoire de Recherche des Sciences de l'Eau

Mémoire de master en Hydraulique

Thème :

Transport de pétrole par pipelines et leurs éléments de protection

Réalisé par :

M^{lle} Mokhtari Rania

Dirigé par :

Mr S. Benziada (ENP)

Présenté et soutenu publiquement le 11/10/2017

Composition de jury :

Président :

Mr A. KETTAB

Professeur à l'ENP

Promoteur :

Mr S. BENZIADA

M.A.A à l'ENP

Examineur

Mr R. MESSAHLI

M.A.A à l'ENP

ENP 2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur

et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Hydraulique

Laboratoire de Recherche des Sciences de l'Eau

Mémoire de master en Hydraulique

Thème :

Transport de pétrole par pipelines et leurs éléments de protection

Réalisé par :

M^{lle} Mokhtari Rania

Dirigé par :

Mr S. Benziada (ENP)

Présenté et soutenu publiquement le 11/10/2017

Composition de jury :

Président :

Mr A. KETTAB

Professeur à l'ENP

Promoteur :

Mr S. BENZIADA

M.A.A à l'ENP

Examineur

Mr R. MESSAHLI

M.A.A à l'ENP

ENP 2017

Remerciements

Tout d'abord je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir donné la chance et le courage pour réaliser ce travail.

Je tiens à remercier mon promoteur Mr Benziada pour ses orientations, conseils et son aide tout au long de ce travail .

Je remercie , aussi , les membres de jury pour l'effort qu'ils feront pour examiner ce modeste travail .

Je remercie très chaleureusement toutes les personnes ayant contribué, de près ou de loin , à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

A ma formidable mère qui m'a toujours soutenu, qui m'a toujours encouragé et qui n'a jamais cessé de croire en moi.

A mon père qui a toujours su me donner les meilleurs conseils pour ma réussite.

A la mémoire de ma grand-mère qui je l'aime beaucoup

A mon frère à qui je souhaite beaucoup de réussite dans la vie.

A ma sœur à qui je souhaite beaucoup de réussite.

A tous mes amies qui sont si nombreux, et m'ont envahi de bonheur.

RANIA MOKHTARI

ملخص :

الهدف من هذا المشروع هو تحديد وسائل نقل الهيدروكربونات في الجزائر وخصائص خطوط الأنابيب التي تسمح بنقل البترول من حاسي مسعود إلى شمال الجزائر، مع تحديد منهجية محددة خاصة بالنظافة، والأمن، والبيئة (HSE) وتلك المتعلقة بالمخاطر المهنية في مكان العمل .

كلمات البحث: خطوط الأنابيب، الأنابيب، HSE، المخاطر.

Abstract:

The objective of this project is to identify the means of transport of hydrocarbons in Algeria and the characteristics of the pipelines that allow the transfer of oil from Hassi Messaoud to the north of Algeria ,with the identification of a specific methodology of Specific aspects of hygiene, safety, environment (HSE) and those related to occupational hazards at the place of installation.

Keywords: Pipelines, pipes, HSE, risks

Résumé :

Le but de ce projet est d'identifier les moyens de transport des hydrocarbures en Algérie, ainsi que les caractéristiques des pipelines qui permettent le transfert de pétrole de Hassi Messaoud vers le nord de l'Algérie avec l'identification d'une méthodologie spécifique de pose à ce type particulier de canalisation .En précisant, l'aspect d'hygiène, Sécurité , environnement (HSE) et ceux liés aux risques professionnels sur le lieu de pose .

Mots clé : Pipelines, canalisation, HSE, risques

Nomenclatures

D_{int} : Diamètre interieur de la conduite en [m]

g : Accélération de la pesanteur en [m/s^2]

L : La longueur de pipe ligne en [m]

Q : débit d'écoulement

Re : nombre de reynolds (sans dimension)

S : section d'écoulement en [m^2]

V :vitesse moyenne de l'écoulement en [m]

Z : altitude de point en [m]

ΔH_s : perte de charge singulière en [m]

ΔH_l : perte de charge linéaires en [m]

ε : rugosité absolue des tubes en [mm]

λ : Coefficient de perte de charge (sans dimension)

ρ :Masse volumique en [kg/m^3]

e_{min} : épaisseur minimale (mm)

D_{ext} : diamètre extérieur du pipe

P_d : pression max de calcul (bar)

σ_{ad} : contrainte admissible de l'acier (bar).

σ_e = est la contrainte élastique .

σ_r = est la contrainte de rupture.

P : pression intérieure maximale admissible (bars) ;

D_e : diamètre extérieur augmenté des tolérances dimensionnelles (mm).

K : module de Young (Pa)

t : facteur d'élasticité du matériau (Pa)

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Introduction générale **12**

Chapitre I : Généralités sur les pipelines **14**

I. Définition des pipelines 14

II. Types de canalisation 14

III. Types de transport 14

III.1 Voie terrestre 14

III.1.1. Caractéristiques des pipelines 15

III.1.2. Dispositifs placés le long d'un oléoduc 15

III.1.3. Exploitation des pipelines 16

III.1.4. La surveillance de pipelines 16

III.1.5. Risques 17

III.2. Voie maritime 17

III.2.1. Les principaux risques 17

III.2.2. Autre moyens de transport 18

III.3. Transport par train 18

III.4. Transport par camion-citerne 18

IV. Conclusion 19

Chapitre II : Organisation de travaux de pose de canalisations **20**

I. Introduction 21

II. Les différentes séquences de travaux 21

II. 1 Piquetage-balisage de la piste de travail 21

II .2 Aménagement de la piste de travail 21

II. 3 Transport et bardage des tubes 21

II.4 Cintrage des tubes 22

II.5 Soudage des tubes 23

II.6 Contrôle des soudures d'assemblage 23

II. 7 Revêtement des joints soudés 23

II. 8 Ouverture de la tranchée 23

II. 9 Mise en fouille des tronçons 24

II.10 Le lestage	24
II. 11 Remblaiement	25
II. 12 Franchissement des obstacles particuliers	25
II. 13 Raccordements	25
II. 14 Contrôles et épreuves	25
II. 15 Séchage de la canalisation	25
II. 16 Remise en état des lieux	26
II. 17 Équipement de la ligne	26
III. La conception et la construction des pipelines	26
IV. Conclusion	26
Chapitre III : Les notions hydrauliques et les caractéristiques des pipelines	28
Introduction	28
I. Régime d'écoulement –nombre de Reynolds	28
I.1 Régime laminaire	28
I.2 Régime turbulent	28
II. La détermination de coefficient de perte de charge λ	29
III .La corrosion dans l'industrie pétrolière	32
III.1. Différentes techniques d'inspection	32
III.1.1.Techniques de Protection Cathodique	32
III.1.2 Techniques non destructives du revêtement le long du pipeline	32
IV .Caractéristiques des matériaux utilisés dans les pipes	33
V. Détermination de la vitesse de fluide	34
VI. Détermination de l'épaisseur minimale	34
VII. Choix de la nuance d'acier	35
VIII. Détermination de l'épaisseur nominale	36
IX. Choix de l'épaisseur commerciale	36
X. Calcul de la pression maximale admissible (PMA)	36
XI.Calcul de la pression de surge ou coup de bélier (psg)	37
XII.Calcul de la pression maximale de service	39
Conclusion	
Chapitre IV : Aspect hygiène , sécurité et environnement	40
I.Introduction	41
II. La sécurité : première préoccupation des industriels	41

III.Les mesures de prévention indispensables	43
IV.La prévention individuelle des risques des travaux sur réseaux enterrés et canalisations	45
V.La Sécurité: La priorité des industriels	45
Conclusion générale	46
Bibliographie	47

Liste des figures

Figure I.1 Transport par les oléoducs	17
Figure I.2 Transport de pétrole par voie ferrée	20
Figure I.3 Transport par camion-citerne	21
Figure II-1 : Bardage des tubes	24
Figure II-2 : Cintreuse en action	24
Figure II-3 : Soudure des tubes	25
Figure II-4 : Trancheuse en action	26
Figure II-5 : Mise en fouille des tubes	26
Figure II-6 : Cavalier de lestage en béton bardés	27
Figure III.1 Représentation des régimes laminaire et turbulent	30
Figure IV.1 : Méthode de construction des pipelines	46

Liste des tableaux

Tableau I.1 les avantages et les inconvénients de transport par voie maritime	19
Tableau I.2 les avantages et les inconvénients de transport par camion-citerne	20
Tableau III.1 : Nuances et caractéristiques des aciers de pipelines les plus utilisés	36
Tableau III.2 : Coefficients d'élasticité et de rupture suivant les zones	38
Tableau III.3 donnée de base de l'ouvrage OB1 (partie de 22'')	40
Tableau III.4 Résultats de calculs	41

Introduction

Introduction :

Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux est devenu ces dernières décennies d'une importance particulière. Cependant l'augmentation des quantités de produits mis en œuvre et des consommations fait ressortir l'intérêt de l'usage de moyens de transport massifs et rentables que sont les pipelines.

L'installation des réseaux de pipelines a pris place dans ce domaine, rendant très maniable le transport et l'adaptation aux besoins des produits transportés. Néanmoins, cette technique se trouve le plus souvent confrontée à de nombreux problèmes d'exploitation notamment la corrosion et les surpressions accidentelles qui peuvent avoir différentes origines et conséquences.

La longévité et la sécurité des pipelines dans l'industrie sont des éléments importants sinon vitaux pour le transport et la distribution des hydrocarbures.

La corrosion est due à l'agressivité du sol où les oléoducs sont enterrés et à celle des produits transportés. Elle peut conduire avec le temps une augmentation de la rugosité et par conséquent la diminution de l'épaisseur des oléoducs et de leurs résistances. La lutte contre ce problème se fait généralement par l'enrobage extérieur des conduites, et le procédé de protection cathodique.

Ces interventions qui peuvent avoir lieu pour tout changement de régime, sont accompagnées d'une variation relativement brusque des paramètres de l'écoulement (vitesse et pression). Les surpressions (dépressions) ainsi engendrées ont un effet, qui combiné avec celui de la corrosion, obligent le matériau constituant des tubes à traction-compression et conduisent avec le temps à la fatigue et la fissuration.

Le développement de ce qui va suivre aura pour objet de définir les éléments de protection relatifs aux réseaux d'oléoducs ainsi que leurs caractéristiques.

En premier chapitre nous avons commencé par définir les pipelines et les différents modes de transport de pétrole.

Le deuxième chapitre sera consacré à la méthodologie de mise en œuvre de l'organisation des travaux de pose des oléoducs

Le troisième chapitre présentera un aperçu ayant trait à la détermination des équations mathématiques de la mécanique des fluides ainsi que les caractéristiques des pipelines.

Et enfin dans le dernier chapitre il sera question de l'aspect HSE relatif aux travaux de pose des canalisations.

Chapitre I : généralités sur les pipelines

I. Définition des Pipelines :

Un pipeline est une canalisation enterrée ou aérienne transportant des biens, qu'ils soient sous forme liquide ou gazeuse. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés, en zone de risque sismique ou instable. De par leur investissement initial, leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances.

II. Types de canalisation :

Le type et le nom d'un pipeline dépendent des caractéristiques physiques et des conditions du transport du produit.

- ❖ Pour le gaz naturel, on parle de gazoduc,
- ❖ Pour le pétrole, on parle d'oléoduc,
- ❖ Pour l'eau industrielle, il s'agit de conduite. Le terme d'aqueduc est plutôt réservé aux ouvrages maçonnés, avec écoulement libre d'eau,
- ❖ Pour l'eau salée, on utilise le mot saumoduc,
- ❖ Pour l'oxygène, on utilise le terme d'oxygénoduc ou d'oxyduc,
- ❖ Pour l'hydrogène, on utilise le terme d'hydrogénoduc.

De manière générale, le suffixe d'origine latine « ductus » veut dire « conduite », permet ainsi de définir le nom français d'une canalisation spécialisée pour l'acheminement d'un type de produit particulier.

III. Types de transport :

III.1. Voie terrestre

Pour des raisons économiques géographiques ou politiques, il peut être préférable que le pétrole voyage par voie terrestre. Il emprunte alors des oléoducs, canalisations spécifiques qui relient les ports, les raffineries et les lieux de consommation.

Les oléoducs (pipelines en anglais) (ou gazoducs si c'est un gisement de gaz) sont de gros tuyaux par lesquels peuvent transiter chaque année plusieurs dizaines de millions de tonnes de pétrole.



Figure I.1 Transport par les oléoducs

III.1.1. Caractéristiques des pipelines

Les principales caractéristiques d'un pipeline sont :

- ⊗ Un grand diamètre qui arrive jusqu'à 56" et peut atteindre 64",
- ⊗ La capacité maximale de transport,
- ⊗ La pression de service élevée (jusqu'à 100 bars),
- ⊗ Une grande longueur,
- ⊗ L'épaisseur (variant de 6.35 mm à 23 mm),
- ⊗ Le mode de pose (aérien ou souterrain).

III.1.2. Dispositifs placés le long d'un oléoduc

On entend par dispositifs, tous les éléments placés directement sur la canalisation et assurant à celle-ci, les meilleures conditions d'exploitation et une bonne sécurité. Ces dispositifs sont :

- ☒ Pots de purge
- ☒ Unités de filtration
- ☒ Postes de sectionnement
- ☒ Station de pompage
- ☒ Terminaux départ et arrivée (TD ; TA)
- ☒ Télétransmission et automatismes

III.1.3. Exploitation des pipelines

Les tâches principales d'un service d'exploitation d'un pipeline consistent à :

- 🔗 Organiser le trafic d'un ou plusieurs produits ;
- 🔗 Déterminer le régime économique du pompage ;
- 🔗 Maintenir le régime de fonctionnement des installations ;
- 🔗 Surveillance, entretien et récupération de la ligne, et de l'équipement de la station et de protection contre la corrosion [1]

III.1.4. La surveillance de pipelines

Pour que le pétrole brut circule à l'intérieur de ces canalisations, on augmente sa pression tous les 60 à 100 kilomètres, dans des stations de pompage. Ainsi, dans un oléoduc, le pétrole parcourt 2 mètres par seconde ou 7 kilomètres/heure.

Qu'il s'agisse du transport maritime ou par oléoduc, la sécurité des opérations est un facteur essentiel. Si un tuyau est percé ou rompu à cause d'un accident ou d'un sabotage, une fuite éventuelle peut être détectée rapidement, parce qu'une brutale chute de pression est alors enregistrée dans le tuyau. Lorsque l'origine de la fuite est localisée, on arrête dès que possible le flux de pétrole dans les stations de pompage afin de limiter la pollution.

Pour Prévenir de tels accidents, il faut donc inspecter les installations et remplacer ces tuyaux régulièrement, afin d'éviter qu'ils ne se trouent. Dans certaines régions au climat contraignant, comme la Sibérie, les oléoducs sont très vite abimés par la corrosion. Comme ils sont difficiles d'accès, il arrive qu'on ne les change pas toujours au bon moment, d'où des fuites.

En revanche, les fuites dues à la corrosion des tuyaux peuvent prendre des proportions importantes. En effet, le pétrole contient des gaz acides comme le CO₂ ou l'hydrogène sulfuré qui, à terme, attaquent les parois métalliques des oléoducs.

Il existe également des réservoirs de « contaminants » aux terminaux des oléoducs. Ces contaminants, dans certains cas, sont réinjectés à des doses suffisamment faibles dans le brut (ou dans le produit) afin de ne pas modifier et altérer les caractéristiques propres au brut (ou au produit)

Enfin, l'exploitation d'un oléoduc ne nécessite pas beaucoup de main d'œuvre car tout le réseau est automatisé.

Pour ce qui est du transport des bruts (ou des produits) , le transport par oléoduc est le moins onéreux car :

- ♣ L'oléoduc fonctionne 24h/24h,
- ♣ Il ne consomme que l'énergie pour transporter le brut (ou le produit),
- ♣ La fiabilité est au maximum,
- ♣ Les frais opératoires et d'entretien sont pratiquement négligeables.
- ♣ La sécurité
- ♣ Impact sur l'environnement

III.1.5. Risques

- ✚ Exposition aux conditions climatiques
- ✚ Dégradation (fissures).
- ✚ Exposition aux risques de conflits

III.2. Voie maritime

- ☒ De très importantes quantités de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés circulent par bateau entre lieux de production, lieux de raffinage et centres de consommation. Depuis des années, le fret pétrolier représente environ 30% du volume du commerce maritime mondial et en 2011, il constituait l'essentiel du trafic pour l'exportation mondiale.
- ☒ En 2012, le transport de pétrole brut par voie maritime s'est élevé à 1,78 milliard de tonnes.

Avantages	Inconvénients
Quantité importantes	Livraison discontinue
Longue distance	Coût plus important

Tableau I.1 avantages et inconvénients du transport par voie maritime

III.2.1. Les principaux risques

- Conditions maritimes (chavirage...);

- Collision
- Feu ou explosion
- Fissures de coque (fuites,)
- Pollution lors de chargement /déchargement
- Piraterie

III.2.2. Autre moyens de transport

D'autres moyens de transport sont également utilisés pour transporter les bruts et les produits pétroliers intermédiaire ou finis.

C'est le cas du transport fluvial par barges, par voie ferrée ou simplement par camions sur route. Ces moyens de transport sont utilisés soit pour des produits spécifiques soit sur de courtes distances.



Figure I.2 Transport de pétrole par voie ferrée

III.3. Transport par train

Le transport par train présente un grand intérêt en l'absence de pipeline en termes de :

- ♣ Coût
- ♣ Impact sur l'environnement

Mais néanmoins présente des risques en particulier :

- ♣ Les accidents,
- ♣ Les Déraillements,
- ♣ Et les fuites,

III.4. Transport par camion-citerne

Les camions sont également utilisés pour livrer les produits depuis les raffineries vers les dépôts et les stations-service.

Avantage	Inconvénients
Accès facile aux endroits isolés	<ul style="list-style-type: none"> • Impact sur l'environnement • Risque d'accidents • Dégradation de chaussées • Faible quantité • Livraison discontinue

Tableau I.2 les avantages et les inconvénients de transport par camion-citerne



Figure I.3 transport par camion-citerne

IV. Conclusion :

Les pipelines sont les moyens les mieux adaptés au transport du pétrole brut depuis les champs de production jusqu'aux raffineries .Le chapitre suivant sera consacré à définir les différents étapes d'organisation de travaux de pose de ce type de canalisations(les pipelines ou bien les oléoducs).

Chapitre II : Organisation des travaux de pose des canalisations

I. Introduction

Les travaux de réalisation de canalisations sont décomposés en différentes opérations qui sont réalisées successivement chacune par une équipe spécialisée. Les différentes équipes se succèdent en progressant d'un bout à l'autre du chantier avec une cadence d'avancement de 600 à 1000 m/jour. Les points particuliers tels que croisements de routes, rivières... constituent des « obstacles » à la progression du chantier. Leurs franchissements sont réalisés de manière indépendante par des équipes spécifiques puis raccordés sur les tronçons de canalisation posés de part et d'autre.

II. Les différentes séquences de travaux

Les différentes étapes de la réalisation du chantier sont les suivantes :

II.1 Piquetage-balisage de la piste de travail :

Implantation des piquets afin de visualiser la largeur de la piste de travail.

II.2 Aménagement de la piste de travail :

La réalisation des travaux de pose d'un gazoduc nécessite l'utilisation temporaire d'une bande de terre appelée « piste de travail ». Elle permet :

- La circulation des engins nécessaires à l'approvisionnement et à l'exécution des travaux,
- De disposer d'une place nécessaire pour déposer et assembler les tubes,
- D'effectuer les travaux de terrassement et de stocker les déblais de la tranchée.

II.3 Transport et bardage des tubes :

Il s'agit d'une répartition des tubes par rapport à leurs épaisseurs le long de la piste de travail en bordure de la future tranchée ;



Figure II-1 : Bardage des tubes

II.4 Cintrage des tubes :

Pour assurer les changements de direction et de pente, il est nécessaire de cintrer les tubes afin de leur donner la courbure permanente voulue. Le cintrage des tubes est réalisé sur site, à froid, à l'aide de cintreuses hydrauliques. Un certain nombre de tubes sont cintrés en usine selon les spécificités du chantier. L'ensemble de ces activités fait appel à des compétences et des moyens spécifiques.



Figure II-2 : Cintruse en action

II.5 Soudage des tubes :

Le soudage est une opération délicate confiée à des spécialistes sélectionnés avec rigueur (le mode opératoire de soudage ainsi que les soudeurs font l'objet d'épreuves de qualification avant le démarrage du chantier).



Figure II-3 : Soudure des tubes

II.6 Contrôle des soudures d'assemblage :

Les soudures sont rigoureusement contrôlées pour s'assurer de la bonne qualité de l'assemblage. La qualité des soudures est contrôlée « au plus près » après leur réalisation pour repérer les éventuels défauts et procéder à leur réparation sans gêner l'avancement général du chantier .Il existe différents types de contrôle non destructif (gammagraphie, rayons X, ultrasons, TOFD). Quelques coupons témoins sont prélevés. Les résultats sont interprétés compte tenu des tolérances admises dans des spécifications particulières.

II.7 Revêtement des joints soudés :

Reconstitution de l'enrobage extérieur des tubes au droit des joints soudés.

II.8 Ouverture de la tranchée :

Réalisation des terrassements nécessaires à l'enfouissement de la canalisation.



Figure II-4 : Trancheuse en action

II.9 Mise en fouille des tronçons :

Mise en place des tronçons de canalisation au fond de la tranchée.



Figure II-5 : Mise en fouille des tubes

II.10 Le lestage :

Les effets de la poussée d'Archimède doivent parfois être compensés pour assurer une parfaite stabilité de l'ouvrage. Les tronçons de canalisation concernés par le lestage sont les zones inondables.

Les techniques de stabilisation du pipeline dans ces zones sont :

- Lestage par un enrobage béton continu.

- Le lestage par anneaux ou des cavaliers de surcharge.
- L'installation de ces systèmes nécessite la mise en place préalable d'une protection mécanique du revêtement des tubes.



Figure II-6 : Cavalier de lestage en béton bardés

II. 11 Remblaiement :

Remblaiement de la tranchée avec remise en place de la couche de terre végétale.

II. 12 Franchissement des obstacles particuliers :

Réalisation des aménagements pour les franchissements d'obstacles.

II. 13 Raccordements :

Assemblages par soudage des différents tronçons posés.

II. 14 Contrôles et épreuves :

Après sa finition, l'ensemble de la canalisation doit subir, par tronçon des épreuves hydrauliques réglementaires de résistance mécanique et d'étanchéité.

II. 15 Séchage de la canalisation :

Élimination de l'eau résiduelle dans la canalisation.

II. 16 Remise en état des lieux :

Reconstitution des lieux dans leur état initial.

II. 17 Équipement de la ligne :

Construction et aménagement des installations techniques permettant l'entretien de l'ouvrage et l'interruption de transit du gaz en cas de défaut. [2]

III. La conception et la construction des pipelines

La sécurité est la priorité numéro un à chaque étape du procédé de construction d'une canalisation. La sécurité du pipeline est assurée par l'utilisation de matériaux de construction rigoureusement testés et de revêtements haute performance qui protègent contre la corrosion et les dommages environnementaux. Par ailleurs, le tracé du pipeline est spécifiquement choisi pour minimiser l'impact environnemental et l'interaction humaine.

IV. Conclusion

Les étapes de réalisation des oléoducs sont déterminantes .Elles nécessitent des méthodes techniques et organisationnelles assurant une coordination entre les différentes tâches

**Chapitre III : Notions
hydrauliques et caractéristiques
des pipelines**

Introduction :

Les constructions hydrauliques constituent certainement les ouvrages les plus exigeants du génie civil. En raison de leurs interactions avec l'eau, l'air et le sol, ils nécessitent un large spectre de connaissances dans des domaines variés de l'hydraulique. En conséquence, il est indispensable que l'ingénieur en hydraulique ait des connaissances approfondies dans ces disciplines. La présentation des notions fondamentales de l'hydraulique et leurs applications aux ouvrages tels que les pipelines constitue le corps principal de cet ouvrage de référence. Les solutions présentées sont dans la mesure du possible, éclairées par des approches théoriques et par des résultats d'essais .

I-Régime d'écoulement – nombre de Reynolds

La connaissance du régime d'écoulement d'un fluide est un point clé en hydraulique , car il a une influence sur la plupart des phénomènes, en particulier les pertes de charges .

Les expériences réalisées par Reynolds en 1883 lors de l'écoulement d'un liquide dans une conduite cylindrique rectiligne dans laquelle arrive également un filet de liquide coloré, ont montré l'existence de deux régimes d'écoulement :

- ☞ Régime laminaire ;
- ☞ Régime turbulent ;

I.1 Régime laminaire :

Les filets fluides sont des lignes régulières, sensiblement parallèles entre elles ;

I.2 Régime turbulent :

Les filets fluides s'enchevêtrent, s'enroulent sur eux-mêmes.

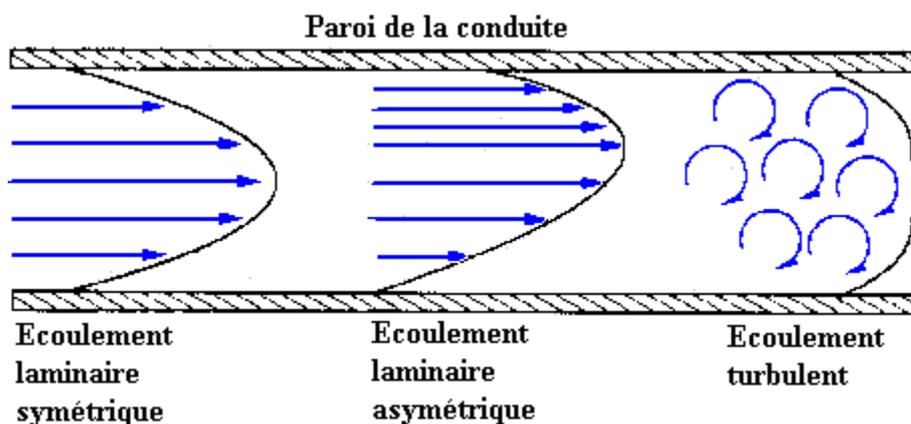


Figure III.1 Représentation des régimes laminaire et turbulent

Des études plus fines ont montré qu'il existe encore une subdivision entre :

- ☞ Les écoulements turbulents lisses ;
- ☞ Les écoulements turbulents rugueux ;

En utilisant divers fluides à viscosités différentes, en faisant varier le débit et le diamètre de la canalisation, Reynolds a montré que le paramètre qui permettait de déterminer si l'écoulement est laminaire ou turbulent est un nombre sans dimension appelé nombre de Reynolds donné par l'expression suivante :

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu}$$

Avec :

V : Vitesse moyenne d'écoulement à travers la section considérée en (m/s)

d : Diamètre de la conduite (m).

ν : Viscosité cinématique du fluide (m² /s).

Résultats empirique à titre indicatif :

- ☞ Si $Re < 2000$ l'écoulement est laminaire.
- ☞ Si $2000 < Re < 4000$ l'écoulement est transitoire.
- ☞ Si $Re > 4000$ l'écoulement est turbulent.

Remarque :

La plupart des oléoducs fonctionnent en régime turbulent, le nombre de Reynolds est supérieur à 4000. L'écoulement turbulent est divisé lui aussi en trois régimes [Menon,2005] :

- ☞ Régime turbulent lisse lorsque l'état de surface de la paroi interne de la conduite est lisse ;
- ☞ Régime turbulent complètement rugueux lorsque la hauteur des aspérités de la paroi interne de la conduite est importante ;
- ☞ Régime turbulent rugueux intermédiaire entre les deux régimes précédents ;

II .La détermination de coefficient de perte de charge λ :

Dans un régime d'écoulement laminaire :

➤ **Formule de POISEUILLE**

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

λ : Coefficient de perte de charge

Re : nombre de Reynolds

Dans un régime d'écoulement turbulent :

➤ **Formule de COLEBROOK**

COLEBROOK propose pour le régime turbulent la relation empirique suivante :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[\frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon}{3,7 \cdot d} \right]$$

Avec :

λ : coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : rugosité absolue du pipe en (mm) ;

d : diamètre intérieur du pipe en (mm).

On constate que cette formule est sous forme implicite ; par conséquent la recherche de λ ne peut se faire que par approche successive (calcul itératif).

➤ **Formule d'ALTCHOUL :**

λ est donnée par la formule suivante :

$$\lambda = 0,11 \left[\frac{68}{Re} + \frac{\varepsilon}{d} \right]^{0,25}$$

Avec :

λ : coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : rugosité absolue du pipe en (mm) ;

d : diamètre intérieur du pipe en (mm)

➤ **Formule de J-NACKAB :**

Pour transformer le calcul par itérations de la formule empirique de COLEBROOK en calcul directe ; J- NACKAB propose de trouver la valeur λ_0 qui est introduite dans le deuxième

membre conduirait à une valeur de λ aussi voisine que possible de la valeur donnée par la formule précédente. Cette valeur est donnée par :

$$\lambda = 0,4Re^{-0,3} + 0,0053 = f(Re)$$

La formule empirique de COLEBROOK devient alors :

$$\lambda = \left[-2 \log \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{0,0053 + 0,4Re^{-0,3}}} + \frac{\varepsilon}{3,7 \cdot d} \right) \right]^{-2}$$

Avec :

λ : coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : rugosité absolue du pipe en (mm) ;

d : diamètre intérieur du pipe en (mm) ;

➤ **Formule de CHEN :**

Cette formule donne des valeurs pleinement satisfaisantes sur les valeurs du nombre de Reynolds et de la rugosité relative.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -4 \log \left[\frac{\varepsilon}{3,7065 \cdot d} + \frac{5,0452}{Re} \log A4 \right]$$

Avec :

$$A4 = -4 \log \left[\frac{\left(\frac{\varepsilon}{d} \right)^{1,096}}{2,8257} + \left(\frac{7,149}{Re} \right)^{0,8981} \right]$$

Avec :

λ : coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : rugosité absolue du pipe en (mm) ;

d : diamètre intérieur du pipe en (mm) ;

Remarque :

Ces formules exposées constituent une partie préliminaire et fondamentale pour le calcul hydraulique de fluide (dans notre cas le pétrole) au niveau des pipelines, car la protection de ces derniers est liée à un calcul de pression afin d'éviter leurs détérioration ou ce que nous appelons la corrosion des oléoducs ;

III.La corrosion dans l'industrie pétrolière :

Les pipelines enterrés sont soumis à une corrosion externe provoquée par les sols environnants, d'où la présence d'un revêtement extérieur et d'une protection cathodique (PC) pour les préserver, qui font partie d'une gestion complète de l'intégrité des pipelines.

Ces deux systèmes, le revêtement des pipelines et la PC, doivent être contrôlés afin d'**éviter des dysfonctionnements**, la formation de corrosion, voire une fuite sur un point faible du pipeline.

III.1 Différentes techniques d'inspection

III.1.1 Techniques de Protection Cathodique:

- les études de potentiel ON
- les enregistrements de potentiel ON/OFF (par ex. mesures toutes les 24h), qui peuvent être adaptés à une situation ou une demande particulière
- étude de potentiel à intervalles rapprochés (CIP)

III.1.2 Techniques non destructives du revêtement le long du pipeline:

a) une analyse de type « Direct Current Voltage Gradient » (DCVG) :

DCVG signifie gradient de tension de courant continu c'est une technique d'enquête utilisée pour évaluer l'efficacité de la protection contre la corrosion sur les structures en acier enterrées. En particulier, les pipelines de pétrole et de gaz naturel sont systématiquement surveillés à l'aide de cette technique pour aider à localiser les défauts de revêtement et mettre en évidence des lacunes dans leurs stratégies de protection cathodique (CP).

b) Test de Pearson :

Le test de Pearson est une méthode largement acceptée pour repérer précisément les points de contact électriques ainsi que les joints de pipeline isolants. Il peut être effectué sur des pipelines avec revêtement dans n'importe quel endroit.

Ce test est capable de fournir aux professionnels, tels que les ingénieurs et d'autres personnels qualifiés, la possibilité d'effectuer les opérations suivantes:

- Localiser la position des structures, des câbles et des pipelines métalliques
 - Déterminer la profondeur des structures
 - Détecter les défauts dans le revêtement de protection contre la corrosion.
 - Déterminer l'emplacement et l'étendue du contact électrique entre pipelines.
- c) Des mesures par courant imposé ou la méthode du Pipeline Current Mapping (tracé des lignes de courant sur les pipelines) : Cette méthode peut :
- Trouver des contacts avec d'autres structures
 - Évaluer le revêtement des tuyaux pour défauts
 - Effectuer des enquêtes périodiques sur les pipelines
 - Trouver des joints d'isolation défectueux,

Un oléoduc est constitué de tubes d'acier de haute résistance, étirés ou roulés, et soudés en long ou en hélice. Ils ont une épaisseur globalement uniforme, selon le profil de la ligne et les impératifs réglementaires. Elle varie de 4 à 12.7 m. Ils sont assemblés sur le chantier par soudage à l'arc, et peuvent supporter des pressions maximales en service comprises entre 50 et 90 bars, exceptionnellement 120 bars (selon les nécessités du profil de la ligne et du débit recherché pour un diamètre donné de canalisation).[4]

IV. Caractéristiques des matériaux utilisés dans les pipes :

La demande d'aciers pour la réalisation de pipelines au transport de gaz et de pétrole contenant de l'hydrogène sulfuré a conduit les constructeurs à développer des aciers résistant à la fissuration induite par l'hydrogène (FIH) ou encore HIC (Hydrogen Induced Cracking) .

Au cours des dix dernières années, les efforts combinés des recherches sur la métallurgie des produits en particulier aciérie ont permis de satisfaire largement les exigences premières du marché, à savoir des aciers micro-alliés de nuance X42 à X60.

Des tôles pour des tubes en aciers de nuances X60/X65/X70 résistants à l'H₂S et à des PH acide ont pu être réalisées, une orientation future vers des nuances supérieures est envisagée.

Les qualités d'acier couramment utilisées dans la construction des pipelines sont définies dans deux spécifications de l'A.P.I(American Petroleum Institute), dénommées 5L pour les qualités normales et 5LX pour les qualités à haute résistance. Ces spécifications sont utilisées

d'une façon extrêmement générale dans le monde entier. Les qualités d'aciers les plus employées ont les caractéristiques suivantes de résistance montrées dans le tableau suivant :

Spécification A.P.I	Grade	Limite d'élasticité (Kg/mm ²)	Résistance à la rupture (kg/mm ²)
5L	A	21	34
5LX	B	25	42
5LX	X42	29	42
5LX	X46	32	45
5LX	X52	37	47
5LX	X56	39	52
5LX	X60	41	55
5LX	X65	46	56

Tableau III.1 : Nuances et caractéristiques des aciers de pipelines les plus utilisés

On estime, à peu près, à 98% la part du minerai de fer employé pour la fabrication de l'acier. Ce pourcentage très élevé s'explique notamment par le caractère extrêmement polyvalent de cet alliage en comparaison avec la fonte.

V. Détermination de la vitesse de fluide:

On choisira des tubes dont le diamètre normalisé correspond à la vitesse d'écoulement du fluide comprise entre 1 et 3 m/s (vitesses admissibles) pour un débit de dimensionnement, en utilisant la formule suivante :

$$Q = V \cdot S$$

Avec :

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

Donc :
$$V = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}$$

VI. Détermination de l'épaisseur minimale :

La formule de Barlow nous permet d'obtenir l'épaisseur e_{min} correspondant à la pression de design.[5]

$$e_{min} = \frac{P_d \cdot D_{ext}}{2 \cdot \sigma_{ad}}$$

Avec :

e_{min} : épaisseur minimale (mm) ;

D_{ext} : diamètre extérieur du pipe ;

P_d : pression max de calcul (bar) ;

σ_{ad} : contrainte admissible de l'acier (bar), celle-ci dépend de la nuance d'acier.

VII. Choix de la nuance d'acier :

On adoptera des tubes « LINE PIPE » fabriqués suivant la norme API 5L dernière édition de grade X 42 de type « sans soudure » préconisé par le règlement Algérien pour le transport d'hydrocarbures liquéfiés sous pression.[6]

La contrainte admissible :

$$\sigma_{ad} = \min [k_e \sigma_e ; k_r \sigma_r]$$

σ_e = est la contrainte élastique = 2890 bars, qui dépend de la nuance d'acier.

σ_r = est la contrainte de rupture = 4130 bars, qui dépend de la nuance d'acier.

K_e , K_r sont des coefficients qui dépendent de la zone de l'emplacement des pipelines.

Les pipelines sont classés conformément aux exigences dictées par le « Règlement Algérien de sécurité pour les canalisations du transport des hydrocarbures liquéfiés sous pression » selon leurs zones de l'emplacement :

Zone I :

Elle comprend :

- La partie de la canalisation située à l'intérieur des usines ;
- Le domaine public ;
- Les terrains du domaine privé qui sont situés :
 - A moins de 75 mètres d'un établissement recevant plus de 200 personnes ou d'un établissement autre que pétrolier présentant tous risques d'incendies ou d'explosion.
 - A moins de 30 mètre de la limite du domaine public national ou d'un immeuble d'habitation ou d'un établissement recevant moins de 200 personnes.

Zone II :

Elle comprend les autres terrains :

Le classement par zones est établi par le transporteur après consultation des services de l'urbanisme des wilayas concernées et les services compétents du ministère des hydrocarbures. [7]

Zone	K_e	K_r
I	0.67	0.47
II	0.75	0.59

Tableau III.2 : Coefficients d'élasticité et de rupture suivant les zones.

VIII. Détermination de l'épaisseur nominale :

Le calcul de l'épaisseur nominale se fait par la formule suivante :

$$e_{nom} = e_{min} + e_c + e_{tol}$$

Avec :

e_{nom} : épaisseur nominale ;

e_{min} : épaisseur minimale ;

e_c : épaisseur de la corrosion = 1,5mm ;

e_{tol} : épaisseur minimale diminuée de la tolérance. La tolérance sur l'épaisseur est de 15%

Le calcul de l'épaisseur nominale peut se faire aussi avec une formule de Brown Root Couder

(BRC) :

$$e_{nom} = \frac{e_{min}}{1 - \frac{e_{tol}}{100}}$$

IX. Choix de l'épaisseur commerciale :

A partir de l'épaisseur nominale, on choisira l'épaisseur commerciale.

Calcul du diamètre intérieur du pipeline :

Le diamètre intérieur est calculé pour déterminer la vitesse et caractérisé l'écoulement :

$$D_{int} = D_{ext} - 2 e_{commercial}$$

X. Calcul de la pression maximale admissible (PMA) :

La pression maximale admissible (PMA) est calculée par la formule du Règlement Algérien de sécurité pour les canalisations du transport des hydrocarbures suivante :

$$P = (2 * e * t) / D_e$$

Avec :

P : pression intérieure maximale admissible (bars) ;

e : épaisseur du tube diminuée des tolérances dimensionnelles (mm) ;

t : tension de fonctionnement admissible dans le tube (bars) ;

De : diamètre extérieur augmenté des tolérances dimensionnelles (mm).

XI. Calcul de la pression de surge ou coup de bélier (psg) :

C'est la surpression locale provoquée par une perturbation du mouvement du liquide au niveau des pipelines ; l'élévation locale et brutale de la pression est accompagnée d'une accumulation du liquide qui se propage le long de la conduite.[4]

La détermination de la valeur du coup de bélier est donnée par l'expression suivante :

$$P_{sg} = \rho \cdot a \cdot \frac{V}{g}$$

Avec :

ρ : masse volumique du fluide (Kg/m³) ;

a : vitesse de l'onde (m/s) ;

V : vitesse de l'écoulement du fluide (m/s) ;

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

La vitesse de propagation de l'onde du front du pipeline dans une canalisation s'exprime comme suit :

$$a = [K_e \cdot g / \rho]^{1/2}$$

$$K_e = K / [1 + (K/t)(D_e/e)(1-m^2)]$$

Avec :

K : module de Young (Pa) ;

t : facteur d'élasticité du matériau (Pa) ;

De : diamètre extérieur (mm) ;

e : épaisseur du tube (mm) ;

m : coefficient de Poisson.

XII. Calcul de la pression maximale de service :

La pression maximale de service (PMS) étant la limite à ne pas dépasser lors du transport du Pétrole par le pipeline, pour éviter l'endommagement de ce dernier. Elle est déterminée par la pression maximale admissible (PMA) diminuée de la pression de surge (Psg).

$$PMS = PMA - P_{sg}$$

Dans les étapes qui suivent on va s'intéresser à déterminer la PMS de l'ouvrage 22'', M'Sila/W.Bejaia (qui assure l'évacuation du pétrole brut de M'Sila vers le terminal Marin de Bejaia)

Données de base

Diamètre 22''

Type de fluide	Pétrole brut
Diamètre extérieur	22''
Masse volumique kg/m ³	816
Viscosité cinématique (cst)	2.98
Accélération de pesanteur (m/s ²)	9.81
Rugosité absolue (mm)	4.6*10 ⁻²
Nuance d'acier	API 5L X42
Cte d'élasticité (bars)	2890
Cte de rupture (bars)	4130
Ke I	0.67
KeII	0.75
Kr I	0.47
Kr II	0.59
Tolérance sur l'épaisseur	0.15
Tolérance sur le diamètre	0.0075
Facteur du terrain	0.1
Coeff de poisson	0.3
Module de Young (bars)	2059000
Pression terminal d'arrivée (bars)	5 bars

Tableau III.3 donnée de base de l'ouvrage OB1 (partie de 22'')

Résultats de l'étude :

Calculons PMS selon les formules précédentes :

Distance (m)	107500
Altitude(m)	1029.5
Nature	ROUTE
Catégorie	I
Cte admissible (bars)	1936.3

e nom (mm)	11.97
e commercial (mm)	12
D int (mm)	533.4
V(m/s)	2.08
Re	$4.02 \cdot 10^5$
λ	0.01
PMA	61.34
Vitesse d'onde (m/s)	3633.15
Psg (bars)	0.91
PMS(bars)	62.25

Tableau III.4 Résultats de calculs

Remarque :

les pressions sur toute la ligne de charge au niveau de pipeline seront comparées à leurs tours aux pressions maximales de service .

Conclusion :

La pression sur la ligne de charge ne peut dépasser en cours d'exploitation, une limite appelée pression maximale de service (PMS), dans ce cas-là les pipelines sont déclarés étanches.

Chapitre IV :

Aspect Hygiène , sécurité et environnement

Introduction :

La HSE est une politique internationale de gestion destinée à mettre en œuvre les conditions et les dispositions d'hygiène, de sécurité et de l'environnement dans le milieu de travail .

L'élaboration de toute politique de sécurité et santé au travail (SST) ainsi que l'établissement de tout programme de prévention des risques professionnels nécessite une connaissance approfondie du système déjà en place et des besoins au niveau de l'entreprise.

I. La sécurité : première préoccupation des industriels

Sous réserve des conclusions des enquêtes, les causes possibles d'un accident sont:

- Des Facteur humain
- Des Défaillance de matériel

Les industriels doivent tirer les leçons en appliquant la démarche de progrès :

- ❖ diagnostiquer
- ❖ planifier
- ❖ faire
- ❖ contrôler
- ❖ corriger

La démarche de progrès s'appuie sur :

- ❖ Des systèmes de management de la sécurité et de l'environnement (engagement de la direction, procédures, formations, analyse des incidents et actions correctives...)
- ❖ Le partage des bonnes pratiques, de nombreux guides professionnels existent (mémoire collective)
- ❖ Habilitation des entreprises extérieures selon référentiel MASE-UIC
- ❖ Des investissements pour assurer la pérennité des installations et améliorer leur fiabilité.
- ❖ Des axes d'amélioration ont été identifiés au travers du plan de modernisation dont nous allons débattre aujourd'hui.

II. Les mesures de prévention indispensables

☞ La prévention collective des risques des travaux sur réseaux enterrés et canalisations

Il est nécessaire de préciser des consignes de sécurité propres au chantier à proximité de réseaux enterrés : localisation de tous les réseaux sensibles avec précision,

délimitation matérielle de la zone de sécurité par une signalisation appropriée ou l'installation de gabarits de protection, consolidation et sécurisation des tranchées.

☞ **Connaissance des réseaux à proximité du chantier**

Une déclaration de projet de travaux ou les déclarations d'intention de commencement des travaux doit être adressé à l'exploitant. Le respect de ces règles assure évidemment la protection des canalisations contre les agressions possibles qui constituent la source principale d'accidents graves et de déterminer les distances de dangers associées aux différents scénarios résultants d'une brèche sur la canalisation.

☞ **L'étude de sécurité du terrain**

L'étude de l'état et de la nature du sol, de la profondeur et du niveau des nappes... permet d'évaluer les risques générés par la pose de la canalisation ou de tout travail de terrassement à proximité immédiate d'une canalisation enterrée, et de déterminer les conséquences résultantes d'une rupture de la canalisation sur l'environnement (imprégnation des sols, émanations de substances toxiques...).

☞ **Le balisage et la signalisation**

Le tracé des canalisations doit faire l'objet d'un balisage au sol et d'une signalisation de limitation des zones d'accès et de rappel des consignes de sécurité

☞ **L'étaillage, le blindage des tranchées**

Les fouilles en tranchée de plus de 1,30 mètre de profondeur et d'une largeur égale ou inférieure aux deux tiers de la profondeur sont, lorsque leurs parois sont verticales ou sensiblement verticales, blindées, étrépillonnées ou étayées .La mise en place des blindages (bien calés), étrépillons ou étais doit être réalisée dès que possible. Il ne peut être procédé à l'enlèvement d'un blindage, d'un étrépillon ou d'un étai que lorsque des mesures de protection efficaces ont été prises contre les risques d'éboulement. Lorsque des parties en surplomb d'un terrain ne peuvent être abattues, des mesures d'étalement et de consolidation doivent être prises pour empêcher leur éboulement. Des mesures, telles que le creusement de cunettes et l'exécution de drainages doivent être prises pour limiter les infiltrations provenant des eaux de ruissellement.

- La prévention des chutes d'objets ou de personnes
- L'évacuation des travailleurs en cas de danger : Les fouilles en tranchée comportent les moyens nécessaires à une évacuation rapide des travailleurs. En cas de découverte d'un engin susceptible d'exploser, le travail est immédiatement interrompu au voisinage jusqu'à l'enlèvement de l'engin.

- Les installations mobiles sanitaires. Des abris ou cantonnements doivent accueillir les vestiaires, les sanitaires et toilettes. Loin d'être optionnelle, la présence de ces abris relève du domaine réglementaire.[8]

III.La prévention individuelle des risques des travaux sur réseaux enterrés et canalisations

La conduite d'engins de terrassement soumet les conducteurs à des vibrations qui, à la longue, peuvent provoquer des problèmes de dos et il convient de limiter l'exposition des travailleurs à ce type de vibrations. Des mesures de prévention peuvent permettre d'éviter des lombalgies qui sont reconnues comme maladies professionnelles. Afin de limiter leur apparition, de nombreuses mesures de prévention peuvent être mise en place:

- Réduction des amplitudes vibratoires.
- Choix du matériel et amélioration des conditions d'utilisation.
- Port d'une ceinture de maintien lombaire.
- Vêtements de protection. Le gilet de signalisation à haute visibilité de classe II fait partie des équipements de protection individuelle et doit être porté en permanence si le personnel travaille à proximité de la circulation routière.
- Gants de manutention.
- Casque de chantier de protection de la tête.
- Protection auditive.
- Chaussures ou bottes de sécurité.
- Lunettes de sécurité.
- Masque anti-poussière.

IV.La Sécurité: La priorité des industriels

- Dans l'industrie pétrolière, le risque industriel est présent tout au long de la chaîne: production, transport, raffinage, logistique et distribution.
- La maîtrise de ce risque est la priorité des priorités pour notre industrie, qui s'inscrit dans une démarche de progrès permanent.
- Mais le risque zéro n'existe pas et les progrès vont moins vite que la diminution de l'acceptation du risque.

Recherche des lieux de franchissement les moins perturbateurs pour l'environnement

Des biologistes, des environnementalistes et d'autres spécialistes étudient avec soin les tracés de pipelines proposés, le plus souvent sur de nombreuses saisons, afin de choisir l'endroit le plus sécuritaire où le pipeline pourrait traverser le cours d'eau. Ils envisagent diverse-

méthodes pour réduire au minimum l'impact du pipeline sur ce milieu en analysant de multiples facteurs tels que la stabilité des berges et la présence de faune, de végétation et d'habitats de poissons.

Si les conditions environnementales le permettent, l'exploitant pourrait avoir recours à une méthode dite « sans tranchée », qui perturbe moins le cours d'eau. Elle consiste à forer un chemin sous le fleuve ou la rivière et à y faire passer le pipeline.



Figure IV.1 : Méthode de construction des pipelines

L'industrie privilégie également d'autres méthodes de franchissement, parmi lesquelles la technique de la tranchée isolée, qui consiste à détourner le cours d'eau autour du site d'excavation ou à attendre qu'il soit sec ou gelé avant de commencer à creuser. On a seulement recours aux méthodes impliquant de creuser une tranchée traditionnelle lorsque les autres méthodes s'avèrent inapplicables.

Des techniques de construction et des procédures minutieuses servent à protéger chaque kilomètre de conduite.

Lorsque des incidents se produisent, les plans de gestion des urgences aident les exploitants à intervenir rapidement et efficacement. Ces plans constituent des guides complets visant à maîtriser les situations d'urgence.

Conclusion générale

Conclusion :

Ce mémoire a pour objectif de présenter les étapes des travaux de pose des oléoducs et éléments de protection relatifs à ce type de canalisation.

Les pipelines sont conçus de telle façon qu'ils soient résistants à la corrosion. Néanmoins, étant donné le changement de la composition de matériau et les conditions du milieu corrosif, il est très difficile d'obtenir des aciers très efficaces contre toutes les formes de corrosion. Un remplacement du matériel corrodé, même partiel constitue pour l'industrie pétrolière une charge financière très élevée, à laquelle il faut ajouter le manque à gagner correspondant à l'arrêt nécessaire des installations pour effectuer les réparations.

Un aspect d'hygiène, sécurité et environnement a été établi pour réduire et contrôler les risques professionnels dont certains peuvent être gravissimes lors de leur pose ou réparation, à la fois pour les travailleurs, la population avoisinante et l'environnement : éboulement d'une tranchée, chutes, explosions, projections d'objets, inflammations, électrocutions, intoxications...

Enfin il est nécessaire de faire une réalisation des aciers résistant à la fissuration induite par l'hydrogène sulfuré l' H_2S et par les PH acide (c'est-à-dire faire une étude technico-économique)

Bibliographie :

[1] :Documents Techniques de SONATRACH-TRC ;

[2] :Mémoire (2015)ABDELLAZIZ Mustapha et CHERROUF Elies : «Etude des ouvrages génie civil de pipeline » ;

[3] :R.Comolet .3^{ème} édition (1982).« Mécanique Expérimentale Des Fluides Tome II :Dynamique Des Fluides Réels », Turbomachines, Paris, Editions Masson ;

[4] :Mémoire(1995) R DJOUAD « Un diagnostic de coup de bélier dans l'oléoduc M'sila – Bejaia établi sur modèle numérique » ;

[5] :Mémoire (2001)MALIK Iggui « Caractérisation de matériaux a base de zink en

perspective de leur utilisation dans la protection cathodique des bacs de stockage pétroliers » ;

[6] :E.SHASHI Menom. Mechanical Engineering: liquid Pipeline Hydraulic. Columbus Division, Battelle Memorial. Institute and department of Mechanical Engineering the Ohio state University Columbus, Ohio,2004,287p. Numéro de référence ISBN:0-8247-5317-8 ;

[7] :www.energy.gov.dz/francais/.../Hydrocarbures/decret_15-76.pdf (1991) ;

[8] :http://www.officiel-prevention.com/environnement-pollution/prevention-des-fuites-et-deversements/detail_dossier_CHSCT.php?rub=40&ssrub=193&dossid=477(2013);