

République Algérienne Démocratique et Populaire

**Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la
Recherche Scientifique**



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie mécanique

Spécialité : Energétique

Thème

**Etude de fonctionnement d'un oléoduc avec
différents régimes**

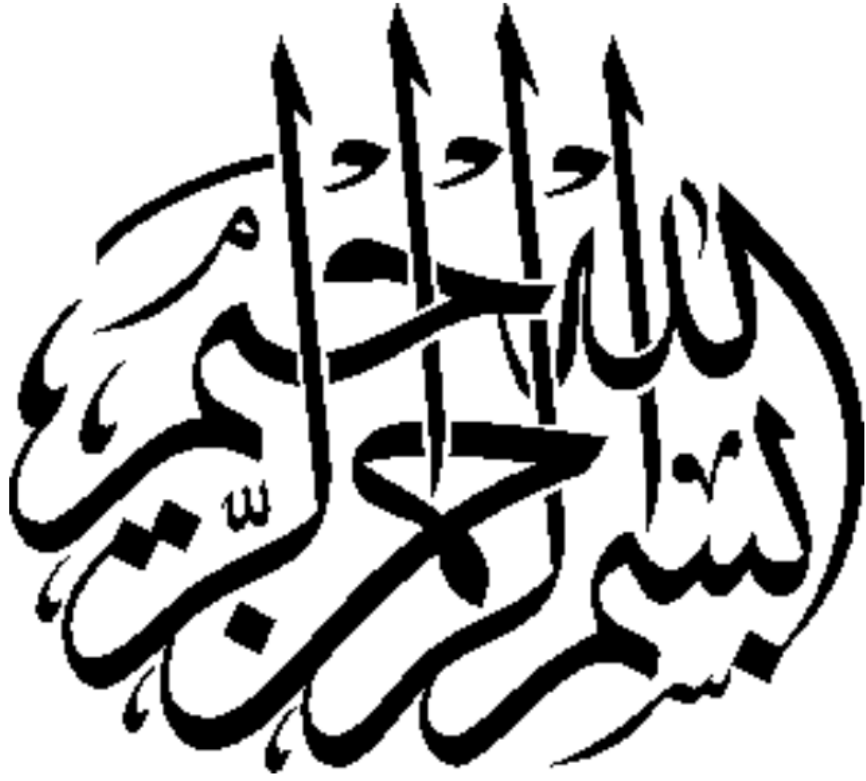
Devant le jury composé de:

Dr. KHECHANA Mohammed	Président
Dr. MENACEUR Nour Eddine	Examinateur
Dr. BOUSBIA Seif Eddine	Examinateur
Dr. BOULIFA Ilias	Encadré

Réalisé par :

- BEN AMOR Houssam Eddine
- DEGHOUM Chikch
- DEGHOUM Nacer Addine
- MESSAI Ahmed Amjed

Année Universitaire 2021/2022



﴿ رَبَّنَا لَا تُؤَاخِذْنَا إِنْ نَسِينَا أَوْ أَخْطَأْنَا رَبَّنَا وَلَا تَحْمِلْ عَلَيْنَا إصْرًا كَمَا حَمَلْتَهُ
عَلَى الَّذِينَ مِنْ قَبْلِنَا رَبَّنَا وَلَا تُحَمِّلْنَا مَا لِأَطَاقَةَ لَنَا بِهِ وَاعْفُ عَنَّا وَارْحَمْنَا أَنْتَ
وَارْحَمْنَا أَنْتَ مَوْلَانَا فَانصُرْنَا عَلَى الْقَوْمِ الْكَافِرِينَ ﴾ سورة البقرة : الآية 286 .

" صدق الله العظيم "



Remerciements

Tout d'abord, je remercie dieu -ALLAH- de tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience durant toutes ces années d'études.

je remercie Dieu Tout-Puissant pour sa bonté envers moi de m'avoir donné du courage et de la patience pendant toutes ces années scolaires.

*Je tiens à exprimer ma profonde gratitude et mes vifs remerciements à Dr : **BOULIFA Elias**, médecin à l'Université du Martyr Hama Al-Akhdar dans la Vallée, pour diriger et suivre ce travail.*

*et donc Ingénieur : **BOULIFA Mohamed**, ingénieur chez Compagnie Nationale Sonatrach*

Et mes sincères remerciements aux membres du jury pour l'effort qu'ils m'ont fourni en participant à juger cette œuvre.

Nous tenons à adresser nos sincères remerciements à tous ceux qui nous ont aidés à réaliser cette thèse, ainsi qu'à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.





Dédicaces

Après les difficultés, la misère et les nuits d'étude, le jour du bonheur est venu, et c'est à travers lui que je dédie ce travail.

A ma chère mère et mon cher père, qui n'ont pas hésité à me soutenir tout au long de mes études, à mes frères et sœurs, et à toutes les personnes âgées et jeunes que nous avons connues en Dieu..



الملخص

Résumé

Abstract

Résumé

Le pétrole et ses produits sont de nos jours très indispensables dans la vie quotidienne de l'homme. Son exploitation a apporté une très grande évolution dans l'économie mondiale.

Le but de mon étude est de décrire les modes de transports des hydrocarbures, le fonctionnement du stockage des hydrocarbures, d'apporter des propositions et améliorations préventives ou concrètes..

Mots clés : transport, stockage, hydrocarbures, produits pétroliers, les Oléoducs

Abstract

Petroleum and its products are nowadays very essential in the daily life of man. Its exploitation has brought a very great evolution in the world economy.

The purpose of my study is to describe the modes of transport of hydrocarbons, the operation of the storage of hydrocarbons, to make proposals and preventive or concrete improvements.

Keywords: transport, storage, hydrocarbons, petroleum products, pipelines.

المخلص

يعتبر البترول ومنتجاته في الوقت الحاضر ضروريين للغاية في الحياة اليومية للإنسان. لقد أحدث استغلالها تطورا كبيرا جدا في الاقتصاد العالمي.

الغرض من دراستي هو وصف طرق نقل الهيدروكربونات ، وتشغيل تخزين الهيدروكربونات ، لتقديم مقترحات وتحسينات وقائية أو ملموسة.

الكلمات المفتاحية: النقل ، التخزين ، المحروقات ، المنتجات البترولية ، خطوط الأنابيب



Sommaire

Remerciement

Dédicace

Résumé

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale

a

Chapitre I : Généralités sur les différents modes de transport des hydrocarbures	
I.1.Introduction	3
I.2. Transport par pipeline	3
I.2.1. Historique du transport par pipeline	3
I.2.2. Caractéristiques du transport par pipeline	3
I.2.2.1. Le diamètre	3
I.2.2.2.Le type d'acier utilisé	3
I.2.2.3. Le mode de pose	3
I.2.2.4. Les installations de surface	4
I.2.2.5.La capacité maximale de transport	6
I.2.2.6. La pression de service	6
I.3.TRANSPORT PAR NAVIRES PETROLIERS	6
I.3.1. Historique des navires pétroliers	6
I.3.2. Rôles et caractéristiques des navires pétroliers	6
I.4. TRANSPORT PAR VOIE ROUTIERE	7
I.4.1. Caractéristique des chargements et déchargements d'hydrocarbures	7
I.4.2. Les codes de danger de la signalisation de transport par camion-citerne des hydrocarbures	8
I.4.3. La plaque de danger	8

I.4.4. Code matière	9
I.4.5. Ou poser la signalisation du camion	10
I.4.6. signalisation des camions	11
I.4.7. La plaque code danger	11
I.5. TRANSPORT PAR VOIE FERROVIAIRE	12
I.6 Conclusion	13
Chapitre II: Transport par oléoduc	
II.1 Introduction	15
II.2. Réseaux de transport par canalisation	15
II.2.1. Gisements	17
II.2.2. L'oléoduc	18
II.2.2.1. Profil en long d'un Oléoduc	19
II.2.2.2. Les épaisseurs d'un Oléoduc	19
II.2.3. Réseau de collecte	20
II.2.4. Séparateurs de pétrole	20
II.2.5. Choix de l'équipement de pompage	20
II.2.5.1. La station de pompage	21
II.2.5.2. les Equipements typiques d'une station de pompage	21
II.2.5.3. Les Poste de coupure	22
II.2.5.4. Pompes de pétrole brut et de condensats	23
II.2.6. Station de traitement	23
II.2.7. Bacs de stockage	23
II.2.8. Caractéristiques des turbines	24
II.2.9. Le Terminal de départ	25

II.2.10 Le Poste de sectionnement	25
II.2.11. Le Terminal d'arrivée	27
II.3. Conclusion	28
Chapitre III : Fabrication des oléoducs	
III.1 Introduction	30
III.2 Définition	30
III.3 Composantes de pipelines	30
III.4 Les aciers à hauts gradés pour les pipelines	31
III.5 Exigences matérielles	31
III.5.1 Propriétés Chimique	31
III.5.2 Propriétés mécaniques	32
III.5.2.1 Propriétés de traction	32
III.6 Laminage	33
III.7 La soudabilité	34
III.8 Evolution des dimensions des pipes et des conduits	35
III.9 Fabrication des tubes	35
III.9.1 Familles de tubes	35
III.9.2 Tubes soudés en spirale	36
III.9.3 Les tubes soudés sous forme longitudinale	37
III.9.4 Les tube réalisé sans soudure	39
III.10 Revêtement des tubes	39
III.10.1 Revêtements extérieurs	39
III.10.1.1 Revêtement Fusion Bonded Epoxy	39
III.10.1.2 Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches	40

III.10.1.3 Revêtements par l'émail de goudron (Coal tar enamel coatings)	40
III.10.1.4 revêtements par un plastic Rétractable a la chaleur (Heat-shrinkable plastic coatings)	40
III.10.2 Revêtements intérieurs	41
III.11 Défauts rencontrés dans les canalisations	41
III.12. Effets de fabrication	42
III.13 Méthodes de réparation des tubes	43
III.13.1 Réparation par demi-coquilles soudées	43
III.13.2 Réparation par Clock spring	44
III.14 contraintes exerçant sur les conduites	44
III.14.1 Sollicitation d'un réseau	44
III.14.2 sources de contrainte circonférentielle	45
III.14.3 sources des contraintes longitudinales	45
III.15 Conclusion	45
Chapitre IV : Travail expérimental	
IV.1. Introduction	47
IV.2.Partie descriptive	47
IV.2.1.Description et importance de la ligne OB1/24"HEH-DRGB	47
IV.2.2.Profil en long de l'OB1	49
IV.2.3.Les épaisseurs de l'OB1	49
IV.2.4.Quelques exemples des régimes d'exploitation de l'OB1	50
IV.3. Stockage du produit (Pétrole Brute ou Condensât)	50
IV.4.Caractéristiques des stations	51
IV.4.1.SP1/HEH (Station de départ)	51
IV.4.2.Nouvelle station SP1 bis	51

IV.5.Calcul hydraulique des conduites	52
IV.5.1.Détermination des propriétés physiques des produits (brut).	52
IV.5.2.Théorie de calcul des pertes de pression dans un tronçon d'un oléoduc et du régime de fonctionnement des installations dans une station de pompage	55
IV.5.2.1.Regime d'écoulement du produit	55
IV.5.2.2.Regulation du regime d'exploitation pour le debit donne	59
IV.5.3.Determination du debit limiteur en fonction de la pms des troncons	61
IV.5.3.1.PMS des tronçons suivant les statistiques d'exploitation	61
IV.5.3.2.Débit des tronçons pour les PMS des tronçons	61
IV.6.Conclusion	67
Conclusion générale	69
Bibliographique	



LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

Page

Chapitre I : Généralités sur les différents modes de transport des hydrocarbures		
Figure I.1	<i>Les Oléoducs .</i>	3
Figure I.2	<i>Les différents types de tankers</i>	7
Figure I.3	<i>Schéma des plaques avec « code de danger »</i>	8
Figure I.4	<i>Les camions mono cuves</i>	10
Figure I.5	<i>Les camions multicuves</i>	11
Figure I.6	<i>Les wagons citernes</i>	12
Chapitre II : Transport par oléoduc détaillé		
Figure II.1	<i>Les composants du réseau</i>	16
Figure II.2	<i>Réseau Du Grand Alger</i>	17
Figure II.3	<i>Gisement du Pétrole en exploitation</i>	18
Figure II.4	<i>Les pipelines (oléoducs).</i>	18
Figure II.5	<i>Exemple pour profil en long d'un Oléoduc</i>	19
Figure II.6	<i>Exemple pour profil en long d'un Oléoduc</i>	19
Figure II.7	<i>Réseau de collecte.</i>	20
Figure II.8	<i>Séparateur de pétrole</i>	20
Figure II.9	<i>Station de pompage d'un Oléoduc</i>	21
Figure II.10	<i>Exemple d'un poste de coupure</i>	22
Figure II.11	<i>schémas d'une pompe centrifug</i>	23
Figure II.12	<i>Bacs de stockage</i>	24
Figure II.13	<i>schémas d'une turbine</i>	25
Figure II.14	<i>schémas du terminal départ</i>	26
Figure II.15	<i>schémas du poste de sectionnement</i>	26
Figure II.16	<i>schémas du terminal arrivée</i>	27
Chapitre III : Fabrication des oléoducs		
Figure III.1	<i>Canalisation aérienne</i>	30
Figure III.2	<i>Canalisation enterré</i>	30
Figure III.3	<i>Etapes caractéristiques du schéma de laminage</i>	34
Figure III.4	<i>Evolution des compositions des aciers pour tubes en fonction de la soudabilité</i>	35

<i>Figure III.5</i>	Technique de fabrication des pipes soudés en spirale	36
<i>Figure III.6</i>	Tube en soudure spirale	37
<i>Figure III.7</i>	Le positionnement de la bobine	37
<i>Figure III.8</i>	La forme de la soudure	37
<i>Figure III.9</i>	<i>Tube soudé longitudinalement</i>	37
<i>Figure III.10</i>	<i>Les étapes de fabrication de pipes soudés le long du matériau (CTOA)</i>	38
<i>Figure III.11</i>	<i>Fabrication des pipes soudés (a) Formage en U, (b) formage en O et (c) soudage</i>	38
<i>Figure III.12</i>	<i>Machine D'expansion</i>	38
<i>Figure III.13</i>	<i>Fabrication des tubes sans soudures</i>	39
<i>Figure III.14</i>	<i>Revêtement extérieur FBE</i>	39
<i>Figure III.15</i>	<i>Revêtement Extérieur</i>	40
<i>Figure III.16</i>	<i>Le Revêtement extérieur des pipelines</i>	40
<i>Figure III.17</i>	<i>Revêtement en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau</i>	41
<i>Figure III.18</i>	<i>La courbe de fiabilité des pipelines</i>	42
<i>Figure III.19</i>	<i>Effet de la pré-déformation. (a) déformation uniforme vraie (b) limite d'élasticité</i>	43
<i>Figure III.20</i>	<i>Géométrie de demi-coquilles</i>	43
<i>Figure III.21</i>	<i>Opération de soudages de demi coquilles (STT)</i>	44
<i>Figure III.22</i>	<i>Réparation par clock spring</i>	44
<i>Figure III.23</i>	<i>différente contraintes s'exerçant sur un conduit</i>	45
Chapitre IV : Travail expérimental		
<i>Figure IV.1</i>	<i>Carte du Réseau de Transport RTC Béjaia</i>	48
<i>Figure IV.2</i>	<i>Profil en long de l'OBI</i>	49
<i>Figure IV.3</i>	<i>Les épaisseurs de l'OBI</i>	49

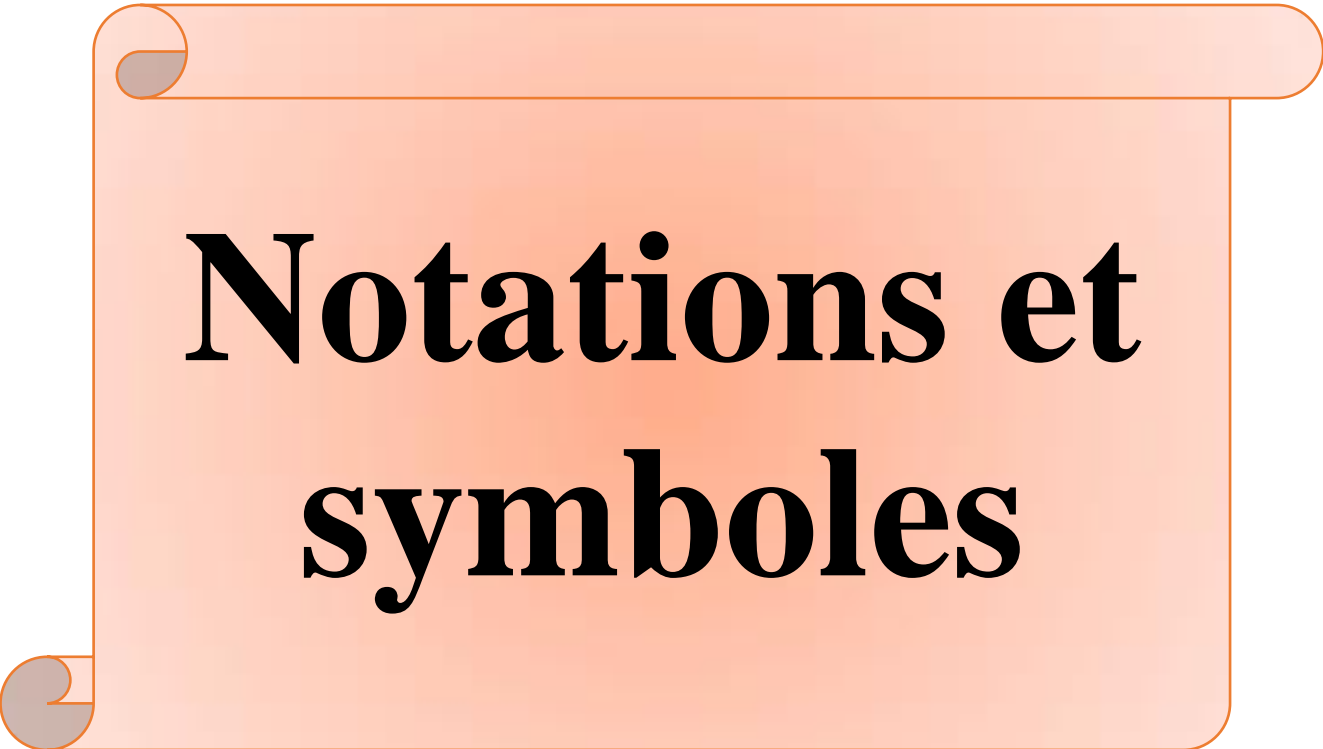


Liste Des Tableaux

LISTE DES TABLEAUX

Page

Chapitre I : Généralités sur les différents modes de transport des hydrocarbures		
Tableau 1	<i>Description des codes de danger</i>	8
Tableau 2	<i>Liste des Codes Dangers et leur Signification Page annexe: matières dangereuses</i>	12
Tableau 3	<i>avantages de chaque mode de transport</i>	13
Tableau 4	<i>inconvenients de chaque mode de transport</i>	13
Chapitre III : Fabrication des oléoducs		
Tableau 1	<i>Résumé sur la différence entre PSL1 et PSL2</i>	31
Tableau 2	<i>composition chimique des pipelines</i>	32
Tableau 3	<i>traction pour PSL1</i>	33
Tableau 4	<i>Traction pour PSL2</i>	33
Chapitre IV : Travail expérimental		
Tableau 1	<i>station SP1Bis à l'arrêt</i>	50
Tableau 2	<i>station SP1Bis en service avec une (01) seule turbopompe</i>	50
Tableau 3	<i>stockage des hydrocarbures</i>	50
Tableau 4	<i>Caractéristiques des stations SP1/HEH (Station de départ)</i>	51
Tableau 5	<i>Caractéristiques des nouvelle station SP1 bis</i>	51
Tableau 6	<i>valeur moyenne des coefficients ξ et β</i>	54
Tableau 7	<i>Coefficients de sécurité</i>	56
Tableau 8	<i>Valeur des coefficients du régime m et β</i>	58
Tableau 9	<i>PMS des tronçons après mise en service</i>	61
Tableau 10	<i>Résultats débit des tronçons pour les PMS des tronçons débit =1800 m3/h</i>	61
Tableau 11	<i>Résultats débit des tronçons pour les PMS des tronçons débit =2200 m3/h</i>	61
Tableau 12	<i>Les résultats pour les quatre stations de pompages</i>	62
Tableau 13	<i>Résultats de calcul hydraulique débit =1800 m3/h</i>	63
Tableau 14	<i>Résultats de calcul hydraulique débit =2200 m3/h</i>	63
Tableau 15	<i>Calcul épaisseur moyen tronçon SP1 HEH –SP1BIS Djamaa</i>	65
Tableau 16	<i>Les résultats Puissance exigée station (KW)</i>	67
Tableau 17	<i>Les résultats Puissance exigée station (KW)</i>	67



Notations et symboles

Liste des symboles

Δt : la vitesse de refroidissement.

E_d : L'énergie dissipée.

T_p : La température de préchauffage.

e : Epaisseur moyenne des tôles.

P: Phosphore

S: Soufre

Cr: Chrome

Ni: Nickel

Nb : Niobium

V: Vanadium

Mo: Molybdène

Cu: Cuivre

Al: Aluminium

Ti : Titane

B: Bor

C: Carbone

Mn: Magnésiums

Fe : Fer

Si : Silicium

CO : Cobalt

E : L'énergie de soudage

U : La tension électrique.

I : l'intensité du courant électrique.

θ : Température

$\Delta t_{\theta 2 \theta 1}$: Temps de passage entre deux températures

\emptyset : Diamètre



Introduction générale

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le pétrole est la principale source d'énergie la plus consommée dans le monde.

Il satisfait plus de 30% de la demande énergétique mondiale. Des réserves dans le monde sont inégalement réparties et impliquent des flux pétroliers très importants entre les zones de production et de consommation. Sa commercialisation et la production de produits raffinés entre les différents pays atteignent près de 56,5 millions de barils par jour en 2013, soit presque deux tiers de la production mondiale (86,8 millions de barils par jour). Le transport constitue ainsi un enjeu primordial dans l'approvisionnement pétrolier, y compris au niveau national. Il nécessite de trouver des voies sûres d'acheminement en optimisant les coûts il existe des dépôts où l'on stocke les hydrocarbures. qui permettent de répondre rapidement à une demande locale : ils évitent aux compagnies de multiplier les trajets entre les raffineries et les lieux de livraison des produits.

Les produits pétroliers sont acheminés des raffineries aux dépôts par des moyens de transports dits <massifs> : oléoducs, trains de wagons-citernes, barges fluviales, bateaux... Chaque dépôt pétrolier comprend généralement entre 10 à 30 réservoirs en acier pouvant accueillir 10 000 à 300 000 mètres cubes de produits pétroliers divers (fioul, essence, gazole, kérosène). Des postes de chargement, jusqu'à une douzaine dans les gros dépôts, accueillent des camions citernes d'une capacité de 10 à 30 tonnes,

L'objectif de ce mémoire qui s'intitule < **Etude de fonctionnement d'un oléoduc avec différents régimes**>, est l'étude des acheminements des produits pétroliers depuis la raffinerie Ce mémoire se divise en quatre chapitres:

Le premier chapitre comprend les généralités et différents modes de transport des hydrocarbures.

Le deuxième chapitre, nous avons fait une présentation sur la façon de transporter le pétrole dans les pipelines, qui seront utilisées par la suite dans ce travail.

Le troisième chapitre est une fabrication des oléoducs et les différentes contraintes exercées sur les pipelines.

Le quatrième chapitre nous avons étudiés Description et importance de la ligne OB1/24"HEH-DRGB.

Finalement une conclusion générale qui résume tout les résultats obtenus.

CH I

**Généralités sur les différents
modes de transport des
hydrocarbures**

I.1.Introduction:

Le pétrole et ses produits sont de nos jours très indispensables dans la vie quotidienne de l'homme. Son exploitation a apporté une très grande évolution dans l'économie mondiale.

Dans ce chapitre nous présentant les différents moyens de transport des hydrocarbures [2].

I.2. Transport par pipeline

Un pipeline ou oléoduc est un mode de transport des matières fluides réalisé au moyen de conduites constituant généralement un réseau.

les produits généralement visés par le terme « transport par canalisation » sont : le pétrole et autres hydrocarbures liquides, le gaz naturel et autres gaz combustibles, ainsi que certains produits chimiques.

Selon le produit transporté, les pipelines portent des noms spécifiques : gazoduc, oléoduc, etc. [2].

Les principaux systèmes de transport par canalisation concernent:

- Le gaz naturel, transporté par **gazoduc**;
- Les hydrocarbures liquides, dont surtout le pétrole, transportés par **oléoduc**.

I.2.1. Historique du transport par pipeline

Le premier concept industriel de transport par canalisation aurait été formulé par le Russe Dimitri Mendeleïev en 1863. Il suggéra une solution technique utilisant des tubes pour transporter du pétrole.

Un autre Russe, Vladimir Choukhov, avec la société Branobel (acronyme de Brothers Nobel) passent pour avoir construit l'un des premiers oléoducs à la fin du XIXe siècle, en 1878-1880 près de Bakou.



Figure I.1: les Oléoducs[4].

I.2.2. Caractéristiques du transport par pipeline

Les pipelines ont des caractéristiques différentes selon les produits qui se déplacent en leur sein : un pipeline transportant du pétrole est appelé « oléoduc ». [5].

Le transport par voie terrestre s'effectue principalement via des oléoducs.

Ceux-ci sont constitués de différents tronçons qui ont été soudés et contrôlés par rayon gamma afin d'éviter des fuites. Ces canalisations sont recouvertes d'un matériau goudronneux pour éviter la corrosion et enveloppées d'une couche de laine minérale ou de plastique.

Lorsqu'ils sont enterrés, les oléoducs reposent sur un lit de sable ou de gravier.

Certains tubes peuvent être lestés avec du béton pour éviter que l'oléoduc ne se soulève avec la pression des fluides. La pression à l'intérieur des oléoducs est élevée jusqu'à un niveau de près de 70bars afin de permettre la circulation du pétrole. Des stations de pompage en surface, situées tous les 60 à 100 km, maintiennent cette pression. Précisons que le pétrole transite dans les oléoducs à faible vitesse, à une moyenne de 7 km/h.

Les caractéristiques principales d'un pipeline sont[1] :

I.2.2.1. Le diamètre

Le diamètre de la canalisation est déterminé en fonction du débit des produits acheminés. $\varnothing = f(\text{volume de produit à transporter, viscosité})$ [3].

I.2.2.2. Le type d'acier utilisé

Les qualités d'acier les plus couramment utilisées dans la construction des pipelines sont définies dans la spécification API (American Petroleum Institute) [3].

I.2.2.3. Le mode de pose

Dans le mode de pose, on distingue deux types de pipelines:

-Les pipelines aériens (en surfaces)

Nous avons comme avantages ici: Les fuites sont facilement détectables et Les travaux de réparation des fuites sont moins coûteux et plus faciles. L'inconvénient est que l'installation n'est pas à l'abri des actes de sabotage.

-Les pipelines souterrains

Les inconvénients sont : Les fuites ne sont pas détectables facilement. Les travaux de réparation sont fastidieux et nécessitent une mise à nu du réseau.

La pose des pipelines se fait selon des techniques qui font intervenir un matériel important:

- Des tracteurs à grue qui transportent et posent des tubes sur les tracés.
- Trancheuses, pelles ou explosifs : le creusement de la tranchée
- Bulldozers : ouverture de la voie.

I.2.2.4. Les installations de surface

Ce sont les témoins de l'ouvrage en surface lorsqu'il est enterré, ce sont des relais qui augmentent le débit du produit pétrolier ou du gaz transporté chaque fois que cela est nécessaire (lutte contre les pertes de charges). Elles sont classées en deux groupes : [4].

a. Installation de pompage ou de compression Ces équipements sont motorisés:

Autour de ceux-ci il y a un ensemble d'accessoires (appareillage de contrôle, les dispositifs de comptage). Les pompes sont utilisées pour les oléoducs. Généralement, les stations de pompage sont constituées de deux à trois groupes de pompes qui sont montées en série. Les compresseurs sont utilisés pour les gazoducs.

b. Installations terminales:

Ce sont des terminales de distribution (stations de détente de gaz) et de comptage.

- **Exploitation des pipelines**
- **Moyens de télécommunication**

Ces moyens relient en permanence les différentes stations, les installations terminales à un poste de commande. Vers le poste de commande sont acheminées toutes les informations concernant la marche des installations et le déroulement du transit.

- **Organisation du transit**

L'organisation du transit est constituée par la réception, le transport et l'expédition. L'exploitation d'un pipeline peut générer de recettes d'exploitation par l'instauration d'un droit de passage fixé par l'exploitant.

- **Entretien et Sécurité d'exploitation Pour le tube lui-même:**

Grâce aux revêtements, à la protection cathodique, à l'injection régulière d'inhibiteurs et au lancement périodique de racleurs de nettoyage, la corrosion interne et externe est rare, induisant un entretien minimal du tuyau. Pour la sécurité d'exploitation, les mesures prises sont les suivantes:

- L'installation du coefficient de sécurité ou les dispositions prises par le constructeur,

- Les essais en pression des canalisations sont effectués annuellement pour mettre en évidence les faiblesses éventuelles des installations et déceler les défauts d'étanchéité (zones de fuite).
- La surveillance du réseau : Cette surveillance peut se faire par des visites régulières à la marche ou par survol en avion volant à basse altitude.

I.2.2.5. La capacité maximale de transport

C'est la quantité de produit que l'on peut transporter à travers le pipeline sur une période donnée. Le coefficient de sécurité C est le rapport autorisé de la pression maximale de service sur la résistance à la rupture de l'acier.

$CS =$ coefficient de sécurité ou $P_{max} =$ pression de service en N/m^2 ,

$R_p =$ la résistance à la rupture en N/m^2 .

On distingue trois catégories dans le tracé des pipelines:

- **Catégorie 1**, le coefficient de sécurité est de 0.675 ; on a deux cas : Les Zones situées à moins de quarante (40m) mètres d'un établissement public et les Zones situées à moins de quinze (15m) mètres d'un immeuble.
- **Catégorie 2**, $C_s = 0.82$ pour les zones désertiques
- **Catégorie 3**, $C_s = 0.75$ autres types de terrain.

I.2.2.6. La pression de service

La pression de service de la canalisation est la pression développée par le produit qui circule dans la canalisation dans les conditions normales d'exploitation [5].

I.3. Transport par navires pétroliers

I.3.1. Historique des navires pétroliers

Le premier navire pétrolier à vapeur apparaît en 1878 à Bakou (Azerbaïdjan): le Zoraster. D'anciens voiliers sont reconvertis en y ajoutant des citernes et des « cofferdams » (longues cloisons étanches permettant de contenir les fuites). Les coques métalliques apparaissent en 1896 et l'acier supplante le fer quelques années plus tard [4].

I.3.2. Rôles et caractéristiques des navires pétroliers

Le pétrole peut être transporté par des navires pétroliers, aussi appelés « tankers » ou « supertankers » pour les plus grands d'entre eux. Les navires pétroliers ont des appellations

différentes selon le type de produits qu'ils transportent (pétrole brut ou produits raffinés) et selon leur capacité embarquée.

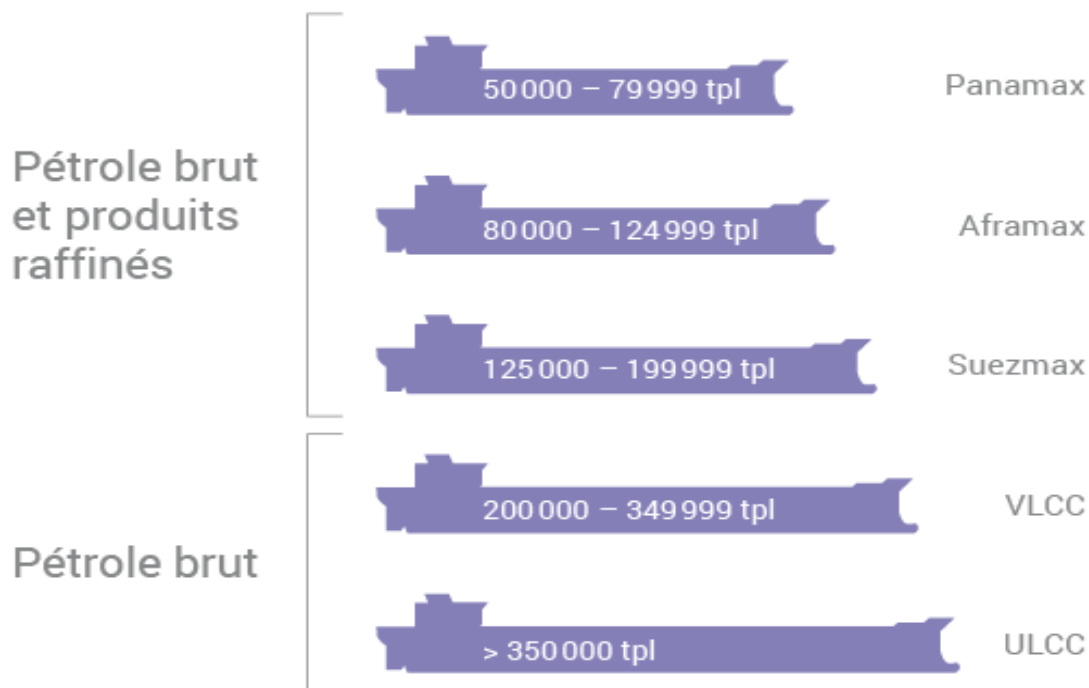


Figure I.2 : les différents types de tankers [1].

Le pétrole a une place centrale dans le transport maritime : il constitue près de 30% du tonnage de la marine marchande mondiale en 2013.

Le transport du pétrole par voie maritime est très souple, les tracés des trajets pouvant être ajustés. Le transport par voie terrestre reste toutefois incontournable, en particulier pour accéder à des pays n'ayant pas d'accès direct à la mer [1].

I.4. TRANSPORT PAR VOIE ROUTIERE

C'est le mode de transport qui répond le mieux aux besoins d'efficacité pour atteindre les attentes des consommateurs moyens et finaux (usagers, populations).

C'est le mode employé exclusivement en distribution pour la mise en place finale des produits au niveau des stations-services. Il se fait par camion-citerne de capacité atteignant 45000L.

I.4.1. Caractéristique des chargements et déchargements d'hydrocarbures

Le bras de chargement par le dôme est très souvent utilisé pour le chargement de citernes, routières comme ferroviaires. Le chargement s'effectue par le trou d'homme situé au-dessus de la citerne.

I.4.2. Les codes de danger de la signalisation de transport par camion-citerne des hydrocarbures

Les camions citernes sont généralement caractérisés par une longue cuve (ou citerne) d'acier inoxydable placée à l'arrière de la cabine, parfois sur une remorque articulée, avec une apparence similaire aux wagons-citernes des trains, constituée d'un cylindre et de deux extrémités hémisphériques.

La forme des citernes transportant les pulvérulents est influencée par les contraintes liées à la vidange. Il y a deux principaux concepts:

- La citerne « plate » ou les pis, la vidange se fait par dessous, par des orifices coniques

La citerne « basculante », la citerne entière est soulevée vers l'arrière, à la manière des camions-benne. [6].

I.4.3. La plaque de danger

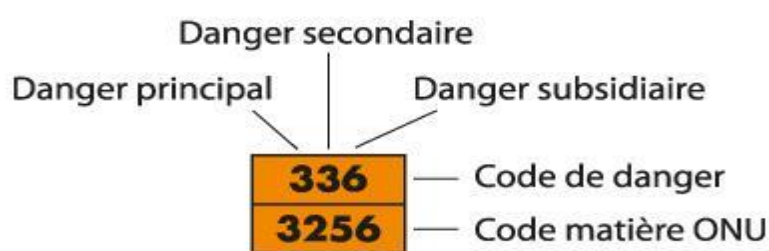


Figure I.3: Schéma des plaques avec « code de danger »

Tableau I.1 : description des codes de danger [6].

Numéro	1 er chiffre Danger principal	2 ^{ème} ou 3 ^{ème} chiffre Danger	subsidiaries
0	-	Absence de danger	secondaire
1	Matières et objets explosibles	Risque	d'explosion
2	Gaz comprimé	Risque d'Emanation	de gaz
3	Liquide inflammable	Inflammable	
4	Solide inflammable	Inflammable	
5	Comburant ou peroxyde	Comburant	
6	Matière toxique	Toxique	
7	Matière radioactive	-	
8	Matière corrosive	Corrosif	

9	Danger divers	Danger de réaction	on violente spontanée
---	---------------	--------------------	--------------------------

Cas particulier:

Dédoublage du même chiffre : amplification du danger, à l'exception de:

- 22 : gaz réfrigéré.
- 44 : solide inflammable, qui a une température élevée, se trouve à l'état fondu.
- 99 : matières dangereuses diverses transportées à chaud (ex : goudron).
- Chiffres ayant une signification spéciale : 232, 333, 362, 382, 423, 446, 462, 482, 539, 606, 623, 642, 823, 842, 90.

I.4.4. Code matière

Dans la seconde partie de la plaque (2^{ème} ligne), on trouve le code matière qui est le numéro ONU sous lequel est référencé le type de produit transporté (près de 3000 numéros existants).

C'est un numéro d'ordre chronologique des matières évaluées par l'ONU.

C'est toujours un numéro composé de 4 chiffres, un seul numéro est attribué à chaque matière.

Il permet d'identifier la matière concernée.

En voici quelques exemples:

- 1017 = chlore
- 1114 = benzène
- 1202 = gasoil
- 1203 = essence
- 1428 = sodium
- 1789 = Acide chlorhydrique en solution
- 1830 = Acide sulfurique
- 2809 = mercure
- 2820 = acide butyrique
- 3374 = acétylène sans solvant

I.4.5. Ou poser la signalisation du camion

Un seul produit dans une citerne mono cuve :

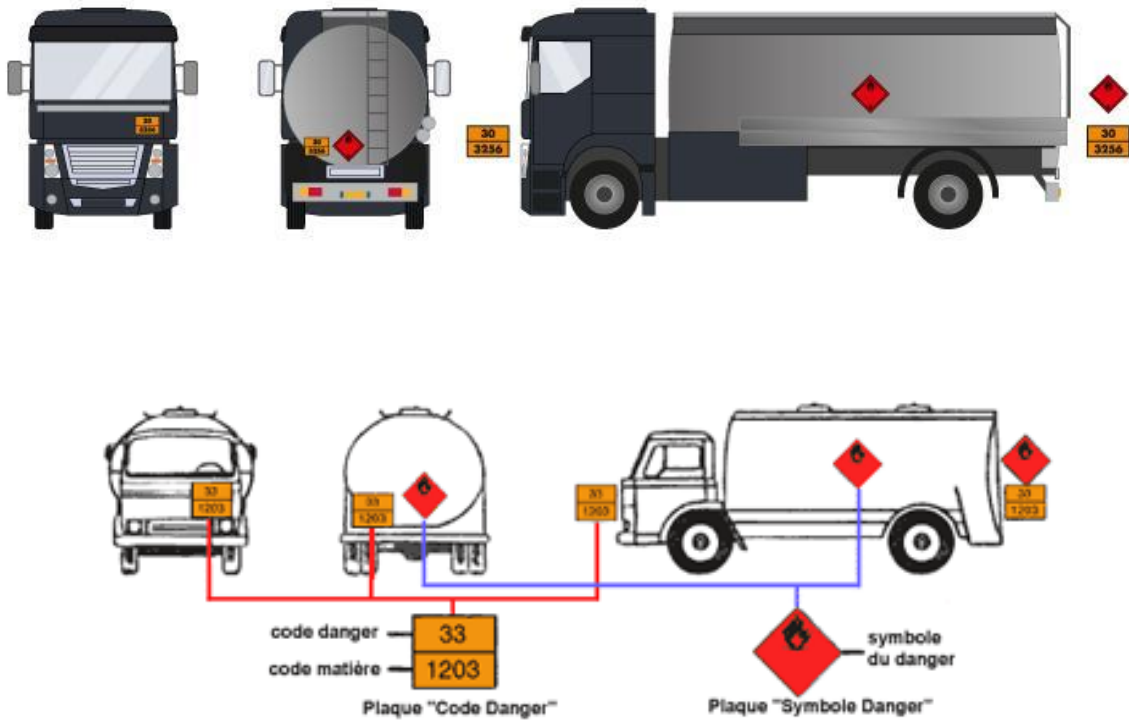


Figure I.4 : Les camions mono cuves [6]

- Plaque avec « code de danger » à l'avant et à l'arrière du camion.
- Plaque « symbole de danger » sur les côtés et à l'arrière de la cuve.

Plusieurs matières différentes et présentant des dangers différents (plusieurs cuves) :



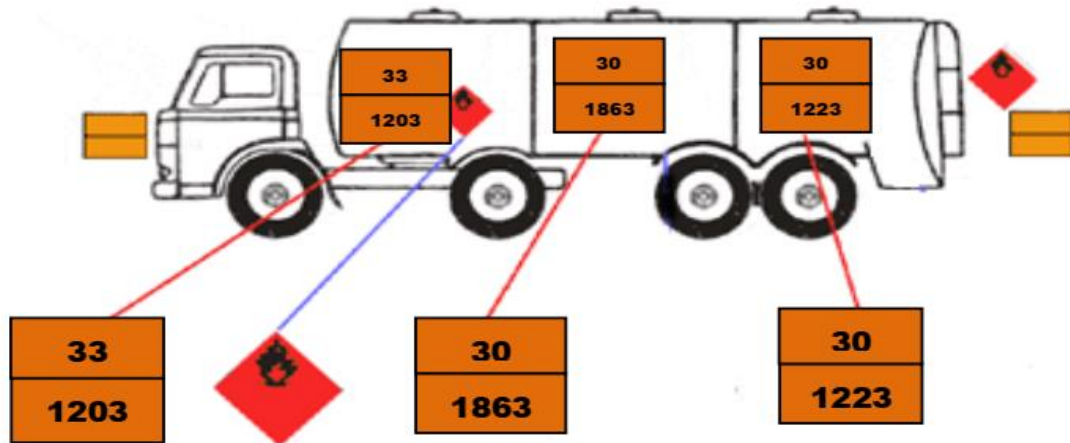


Figure I.5: Les camions multicuves [6]

- plaque "code danger" vierge à l'avant et à l'arrière,
- plaque "code danger" sur la cuve contenant le produit,
- plaques "symbole danger" à l'arrière et une sur la cuve contenant le produit

NB : Les citernes vides et non dégazées gardent la signalisation.

Les citernes vides et dégazées, panneau orange barré

I.4.6. Signalisation des camions

Tous les TMD (transport des marchandises dangereuses) sont accompagnés, sur les véhicules (camions ou wagons), par des plaques signalétiques.

Plaque "Code Danger"	Plaque "Symbole Danger"

I.4.7. La plaque code danger

Cette plaque est de couleur orange, elle mesure 30x40cm.x

Elle est divisée en 2 :

<p>-le numéro du haut est le code danger, il indique la nature du ou des dangers présentés par la matière.</p> <p>-le numéro du bas est le code matière ou no ONU, il permet d'identifier la matière.</p>	
---	--

Tableau I.2 : Liste des Codes Dangers et leur Signification Page annexe: matières dangereuses

1965 = butane, propane	1789 = acide chlorhydrique en solution
1072 = oxygène comprimé	1050 = acide chlorhydrique en gaz
1073 = oxygène liquéfié	1830 = acide sulfurique
1017 = chlore	1824 = soude caustique en solution
1005 = ammoniac	1040 = oxyde d'éthyle
1202 = gasoil	1613 = acide cyanhydrique
1203 = essence	1428 = sodium
1114 = benzène	

I.5. TRANSPORT PAR VOIE FERROVIAIRE

Le transport des produits pétroliers peut se faire par wagons-citernes isolés ou par train complet. On distingue trois types de wagon-citerne:

- Les wagons-citernes ordinaires qui sont destinés au transport des produits pétroliers ne nécessitant pas de grandes mesures à prendre.
- Les wagons-citernes munis de réchauffeurs et de calorifuge qui sont destinés pour le transport des bitumes et des lubrifiants
- Les wagons-citernes munis de réchauffeurs qui sont destinés au transport des fiouls lourds.

Bien que les compagnies de chemin de fer aient adapté leur tarification, cela reste un mode de transport coûteux. Le prix dépend fortement des volumes à transporter ; mais les tonnages -importants justifient le plus souvent la construction d'un pipeline de liaison.

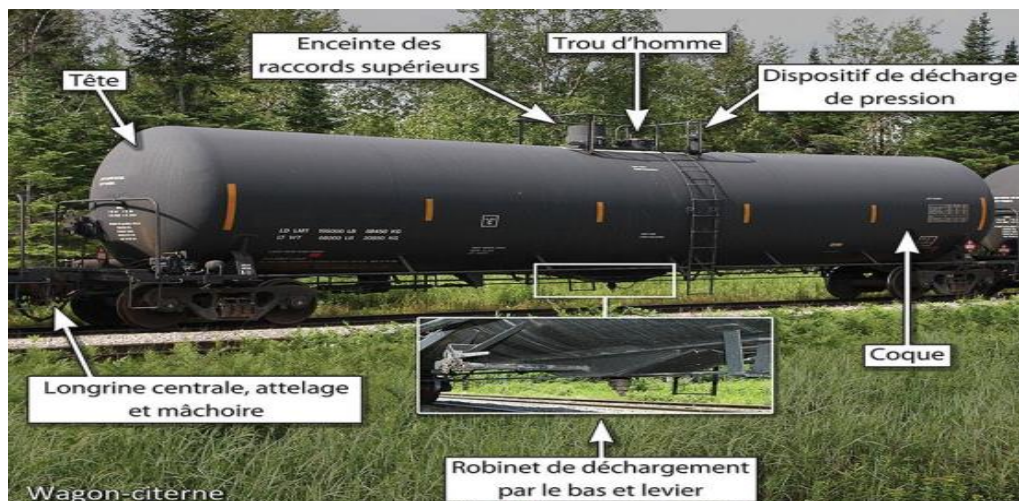


Figure I.6: Les wagons citernes [8]

Tableau I.3: avantages de chaque mode de transport [9]

Transport Routier	Transport Ferroviaire	Transport Maritime
<ul style="list-style-type: none"> -Moyen de transport direct -Moins de manutention - Flexibilité - très flexible - Délais de transit plus courts 	<ul style="list-style-type: none"> -Gros volumes - Prix compétitifs - Peu polluant - Alternative à la route bénéficiant de mesures politiques et légales incitatives - Convient aux longues distances 	<ul style="list-style-type: none"> - Gros volumes - Prix compétitifs - Peu polluant - Alternative à la route bénéficiant de mesures politiques et légales incitatives - Convient aux longues distances

Tableau I.4 : inconvénients de chaque mode de transport [9]

Transport Routier	Transport Ferroviaire	Transport Maritime
<ul style="list-style-type: none"> -Restriction sur les temps de conduite - Saturation des infrastructures - Moyen de transport polluant - Pas recommandé pour les longues distances - Augmentation des restrictions légales - Prix moins compétitifs 	<ul style="list-style-type: none"> - Besoins de manutention et ruptures de charge- Dépendance vis-à-vis de la route pour la partie finale du transport - Pas très flexible - Infrastructures limitées et hétérogènes en Europe - Temps de transit plus longs - Taux d'avaries plus élevés 	<ul style="list-style-type: none"> - Besoins de manutention et ruptures de charge - Dépendance vis-à-vis de la route pour la partie finale du transport -Pas très flexible - Infrastructures limitées et hétérogènes en Europe - Temps de transit plus longs

I.6 Conclusion

Le caractère liquide du pétrole rend le transport et le stockage aisé : stockage et transport ne présentent pas de problèmes techniques insurmontables. En revanche, les problèmes surviennent lors de la défaillance des infrastructures de transport et de stockage.

Dans ce chapitre, on a présenté une étude liée au les différents modes de transport des hydrocarbures.



Ch II:

Transport par oléoduc

II.1 Introduction

L'Activité Transport par Canalisation représente une dimension stratégique en termes d'acheminement des hydrocarbures vers les autres segments du marché et assure la cohérence des flux de toute la chaîne des hydrocarbures. 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 transformation, de stockage, d'expédition et d'exportation. Le Transport des hydrocarbures par canalisations nécessite l'installation des stations de pompage le long de la ligne.

II.2. Réseaux de transport par canalisation

Les réseaux de transport par canalisation sont composés de tronçons de conduites et d'ouvrages connexes remplissant des fonctions précises:

- ✓ Les stations d'injection ou de départ constituent les points d'entrée du réseau de transport. Suivant leur configuration et leur position géographique se peuvent être des stations d'atterrage, des terminaux, des stations d'entrée
- ✓ Les stations de compression S.C (pour les gaz) ou stations de pompage (pour les liquides) sont réparties régulièrement le long des réseaux de transport pour maintenir la pression et la vitesse du fluide dans les canalisations.
- ✓ Les postes de livraison permettent P.L de mettre la matière transportée à disposition des destinataires intermédiaires ou finaux.
- ✓ Les postes de sectionnement P.S permettent d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuite. Ces postes sont parfois équipés de coupure pour introduire et recevoir des pistons (pig en anglais), destinés à contrôler les différents paramètres d'intégrité de la canalisation: géométrie, propreté, perte de métal, fissuration,
- ✓ Les postes de détente ou poste de régulation permettent de diminuer la pression de fluide à l'aval. Ces postes sont souvent associés à des postes de livraison. Ils peuvent aussi séparer des portions de réseau exploités à des pressions différentes.
- ✓ Les stations d'arrivée marquent l'extrémité d'un réseau de transport. Ce peut être un réservoir de stockage ou le début d'un réseau aval de transport ou de distribution.

Les oléoducs transportent souvent plusieurs natures de liquides, en séquences appelés trains.

A l'interface entre deux trains, un mélange partiel de produits se crée. Le bouchon de mélange est éliminé à l'arrivée dans la station de réception.

Les composants du réseau (Figure II.1) :

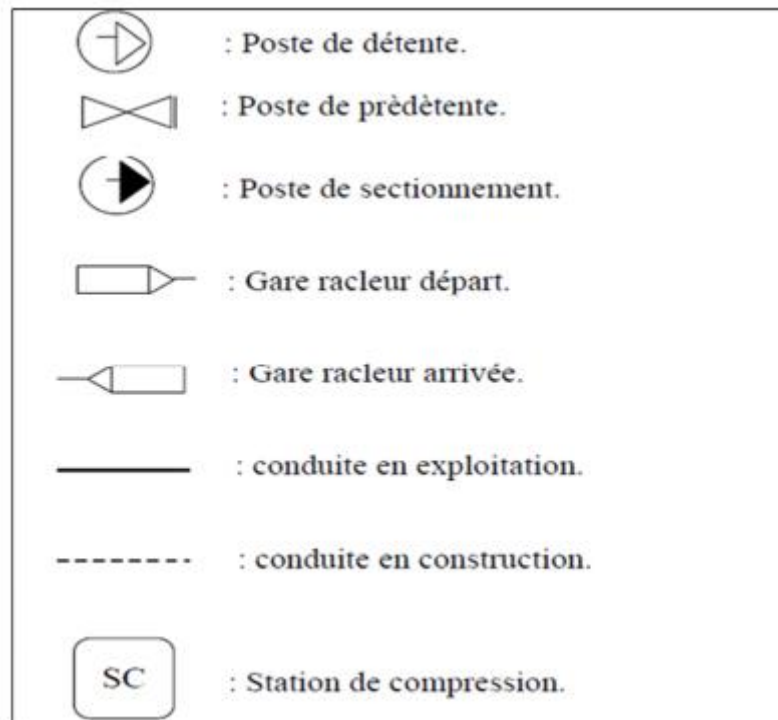


Figure II.1: Les composants du réseau

Et à titre d'exemple on illustre le RESEAU DU GRAND ALGER (Figure II.2) : Le réseau du grand Alger, est exploité à moyenne pression, et alimenté à partir de trois sources d'injection (postes de précédente), Gué de Constantine, Birtouta et Hamma.

Il est constitué principalement des gazoducs suivants:

- Le gazoduc 16'' Gué de Constantine – Port.
- Le gazoduc 20'' Birtouta – Chéraga.
- Le gazoduc 10'' Ain Nâadja – Rais Hamidou.
- Le gazoduc 6'' Stade Olympique – Zeralda

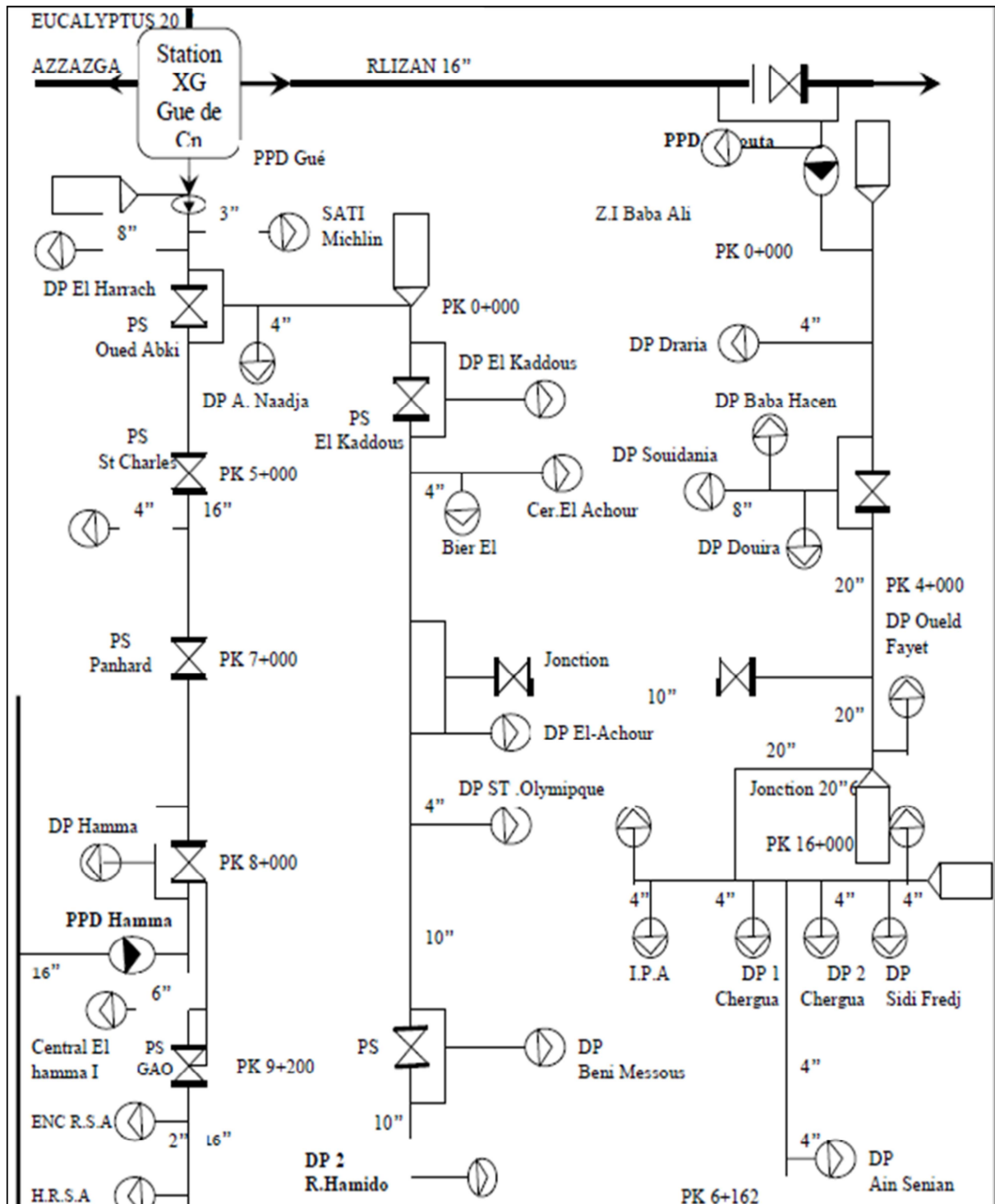


Figure II.2. Réseau du grand Alger

II.2.1. Gisements

Les gisements sont les accumulations de pétrole et de gaz dans le sous-sol un peu partout dans le monde (Figure II.3). Mais il faut tout de même que certaines conditions soient réunies pour que ces accumulations puissent se former.



Figure II.3: Gisement du Pétrole en exploitation.

II.2.2.L'Oléoduc

L'Oléoduc est l'élément principal de la chaîne de transport des hydrocarbures liquides. Il relie un parc de stockage principal (ex. le CNDL en Algérie) aux différents terminaux existant et les pipe-lines installés sur un territoire quelconque. Il a pour fonction aussi d'acheminer le pétrole brut aux raffineries et aux terminaux marins.



Figure II.4: Les pipelines (oléoducs).

II.2.2.1. Profil en long d'un Oléoduc

Il représente en quelque sorte la topographie d'un oléoduc. En d'autres termes c'est une représentation graphique des variations d'altitude de l'oléoduc en fonction des points kilométriques se trouvant sur son trajet.

La figure suivante montre un exemple réel du profil en long d'un oléoduc :

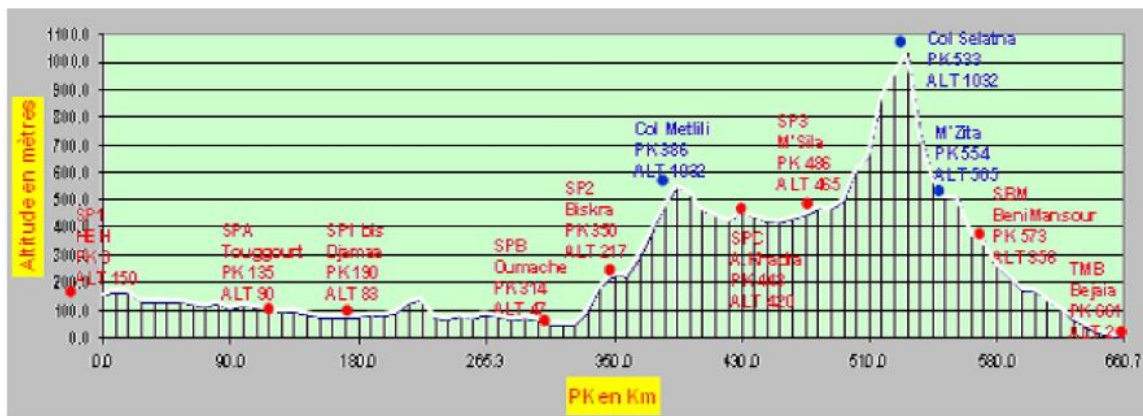


Figure II.5: Exemple pour profil en long d'un Oléoduc [15]

Ce profil réel est celui de l'oléoduc OB-1 reliant le centre de stockage de Haoudh-ElHamra au terminal arrivée de Bejaia. [15]

II.2.2.2. Les épaisseurs d'un Oléoduc

On entend par ca l'ensemble des épaisseurs constituant le corps de l'oléoduc. Ces épaisseurs sont souvent variables et varient donc en fonction des points kilométrique passés par l'oléoduc.

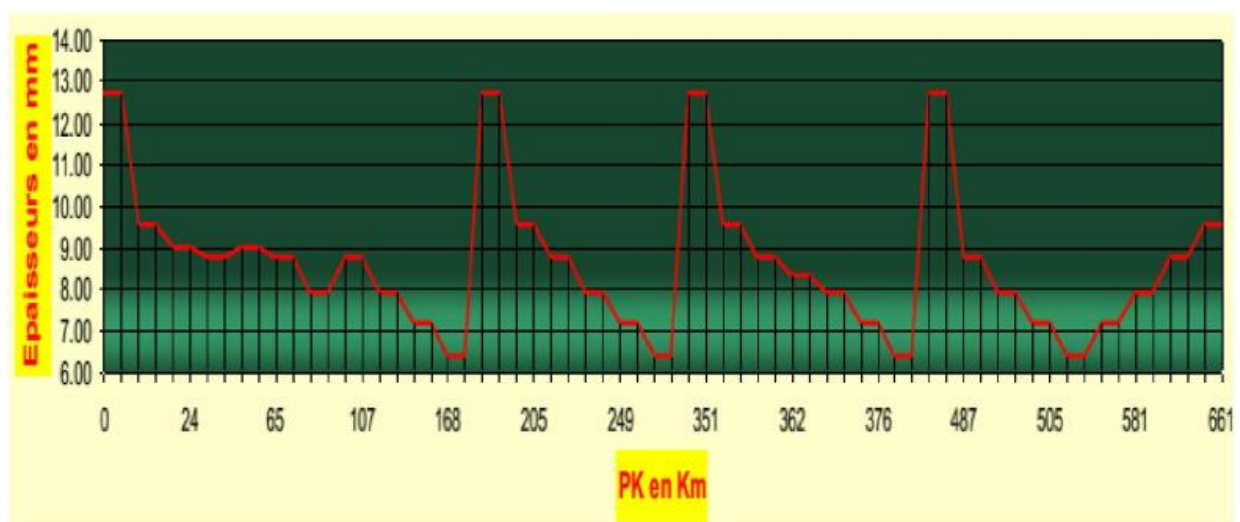


Figure II.6: Exemple pour profil en long d'un Oléoduc [15]

II.2.3. Réseau de collecte

Ce terme désigne l'ensemble des conduites et des accessoires affectés au transport du brut entre les puits producteurs et un centre de traitement (Figure II.7). On utilise le terme ligne de collecte si on désire parler d'une de ces conduites prises individuellement.



Figure II.7: Réseau de collecte.

II.2.4. Séparateurs de pétrole

Appareil sous forme de cylindre destiné à la séparation du brut en 3 phases : huile, eau et gaz. Sous l'effet de différence de densité, l'eau retenue dans son compartiment inférieur et le gaz accumulé dans sa partie haute en sont extraits (Figure II.8).



Figure II.8: Séparateur de pétrole.

II.2.5. Choix de l'équipement de pompage

Le choix de l'équipement de pompage va résulter d'une analyse fine des éléments constituant le du circuit du liquide à transporter par exemple : la différence d'altitude, les

pressions des réservoirs, la nature et la température du liquide, la présence d'accidents, le matériau et les caractéristiques géométriques de la canalisation,.

II.2.5.1. La station de pompage

Station permettant l'élévation de la pression du brut à des valeurs permettant son écoulement dans la conduite (Figure II.9). Cette élévation permet de compenser la perte de charge qui se produit le long de la conduite provoquée par les frottements.



Figure II.9. Station de pompage d'un Oléoduc

II.2.5.2. les Equipements typiques d'une station de pompage

Dans ce qui suit sont présentés les éléments principaux typiques constituant une station de pompage:

- L'oléoduc de transport du pétrole brut/condensat, départ et arrivée, en amont et aval des gares racleur.
- Les gares racleur entrée /sortie station
- Les turbopompes en service
- Des centrifugeuses pour la production du carburant des turbines à partir de pétrole brut.
- Des bacs à toit fixe d'une capacité déterminée, certains pour le stockage du condensat et les autres pour le pétrole brut après centrifugation.
- Le circuit de carburant entre l'oléoduc, les bacs de stockages, les centrifugeuses, et la turbine TPC.
- Les circuits d'huile (graissage et contrôle), circuit d'huile de la pompe principale.
- Le stockage des fûts d'huile de lubrification.

- Les circuits d'air comprimé de lancement de la turbine avec le stockage d'air comprimé (ex : à 30 bar, circuit d'air (pressurisation/ventilation), circuit air automatisé).
- Les équipements de refroidissement d'huile : aéro- réfrigérants.
- Un certains nombre de bourniers.
- Des bacs de stockage d'eau incendie de différentes capacité.

II.2.5.3. Les Poste de coupure

En fonctionnement normal le liquide arrive directement dans la station sans passer par la gare (GRA). Le liquide passe ensuite à travers des filtres pour hydrocarbures conçus pour différentes capacités de filtrage et permettant de retenir les particules de taille supérieure ou égale à 500 microns. En fonctionnement normal, deux filtres sont en service, et le troisième en secours.

Le liquide arrive ensuite à l'aspiration de la première pompe centrifuge s'il y a deux pompes qui sont montées en parallèle. Chacune de ces pompes est entraînée par une turbine à gaz. En fonctionnement normal, une pompe est en service et l'autre est en stand-by.

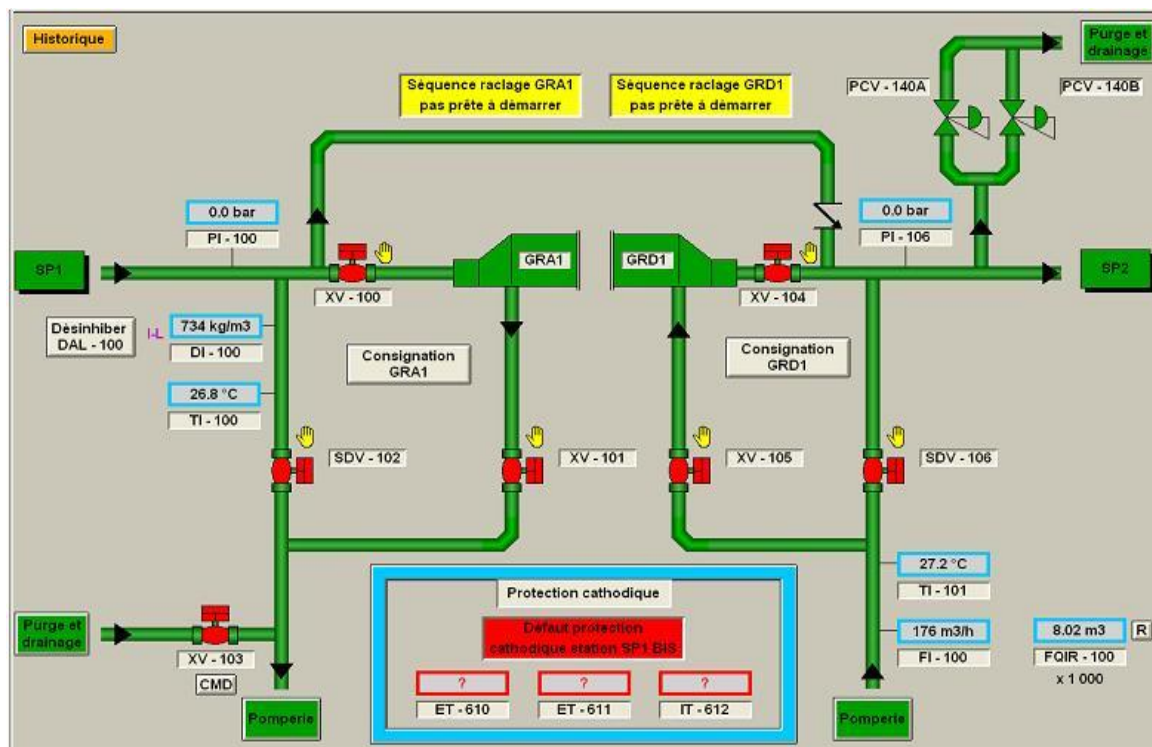


Figure II.10 : Exemple d'un poste de coupure

II.2.5.4. Pompes de pétrole brut et de condensats

La Station de pompage est équipée d'une ligne by-pass autour des gares de racleurs départ et arrivée qui permet à l'oléoduc reliant les stations de pompage de départ et la station qui suit la première de rester opérationnel lors d'un arrêt d'une unité de pompage (les pompes de la première station). Dans ce cas, la pression au niveau de la station SP1 pourrait atteindre 47 bars eff (48 kg/cm²) avec pour conséquence une réduction de débit entre les stations SP1-HEH et SP2.



Figure II.11 : schémas d'une pompe centrifuge

II.2.6. Station de traitement

L'huile, isolée par le séparateur, devra être traitée afin de fournir un brut commercialement négociable. Tout d'abord les émulsions d'eau doivent être détruites, ensuite l'huile subit un dessalage par lavage à l'eau douce. Elle sera ensuite expédiée par oléoduc.

II.2.7. Bacs de stockage

On peut distinguer deux types de réservoirs:

les bacs à «toit fixe», et les bacs à «toit flottant» (Figure II.12).

Les réservoirs de stockage peuvent être classés selon différents critères:

- Matériau utilisé.
- Situation par rapport au sol.
- Forme.
- Position.
- La nature du produit stocké.

On distingue:

- Les cuves ouvertes, qui ne comportent pas de toit. Leur emploi est limité aux liquides que l'on peut, sans danger pour leur qualité et pour l'environnement, exposer à l'air libre.
- Les réservoirs à toit fixe sont pourvus d'un toit et permettent donc une meilleure conservation des produits volatils, dangereux ou polluants.
- Les réservoirs à toit flottant comprennent une structure flottante directement posée sur le liquide que l'on installe soit dans une cuve ouverte soit dans un réservoir à toit fixe.



Figure II.12: Bacs de stockage.

II.2.8. Caractéristiques des turbines

La turbine à gaz est une machine thermique, qui fournit la puissance utilisée pour entraîner la machine réceptrice (compresseur, alternateur, pompe,)

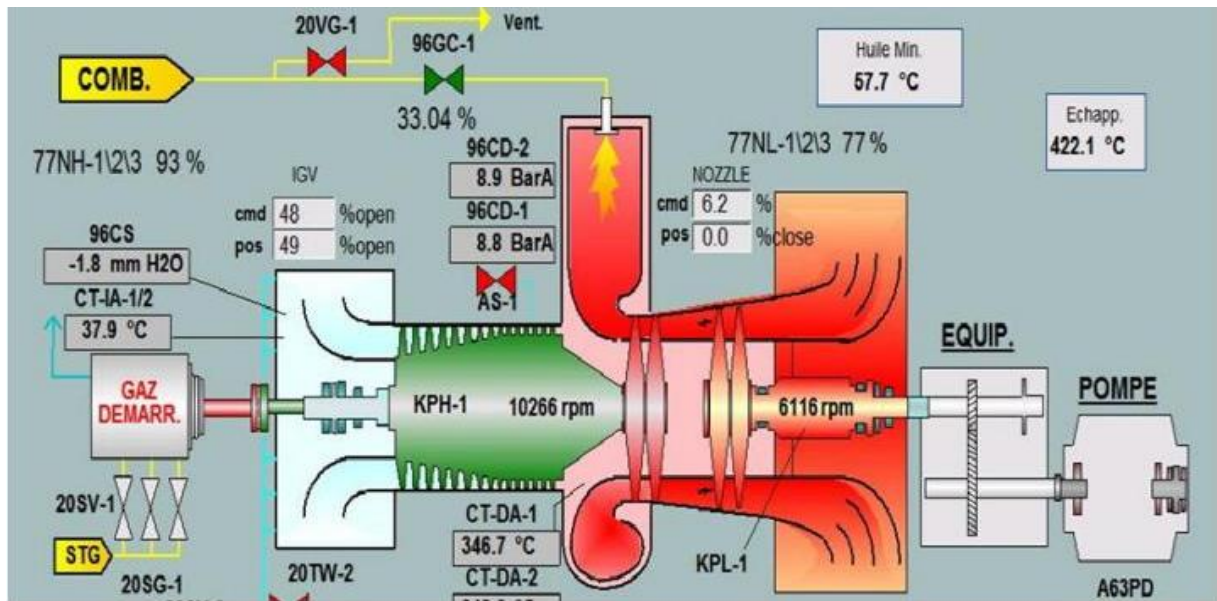


Figure II.13: schémas d'une turbine

II.2.9. Le Terminal de départ

La ligne d'alimentation, partant du terminal de départ et rejoignant la première station de pompage, est équipée de d'un nombre déterminé de postes de sectionnement (PS 1 à PS N), installés le long de la ligne au différents PK. Sur la figure ci-dessous, la vanne SDV-300 est équipée d'un opérateur pneumatique, d'un système de régulation et d'alimentation en gaz instrument, d'une électrovanne et d'un système de télécommunication pour la commander à distance.

II.2.10. Le Poste de sectionnement

Chaque poste de sectionnement est équipé d'une vanne de sécurité (ESDV-501 à 505 sur la figure), un système de régulation et alimentation en gaz instrument de l'ESDV, un système de télécommunications et une prise de gaz pour une éventuelle distribution de gaz par SONEGAS.

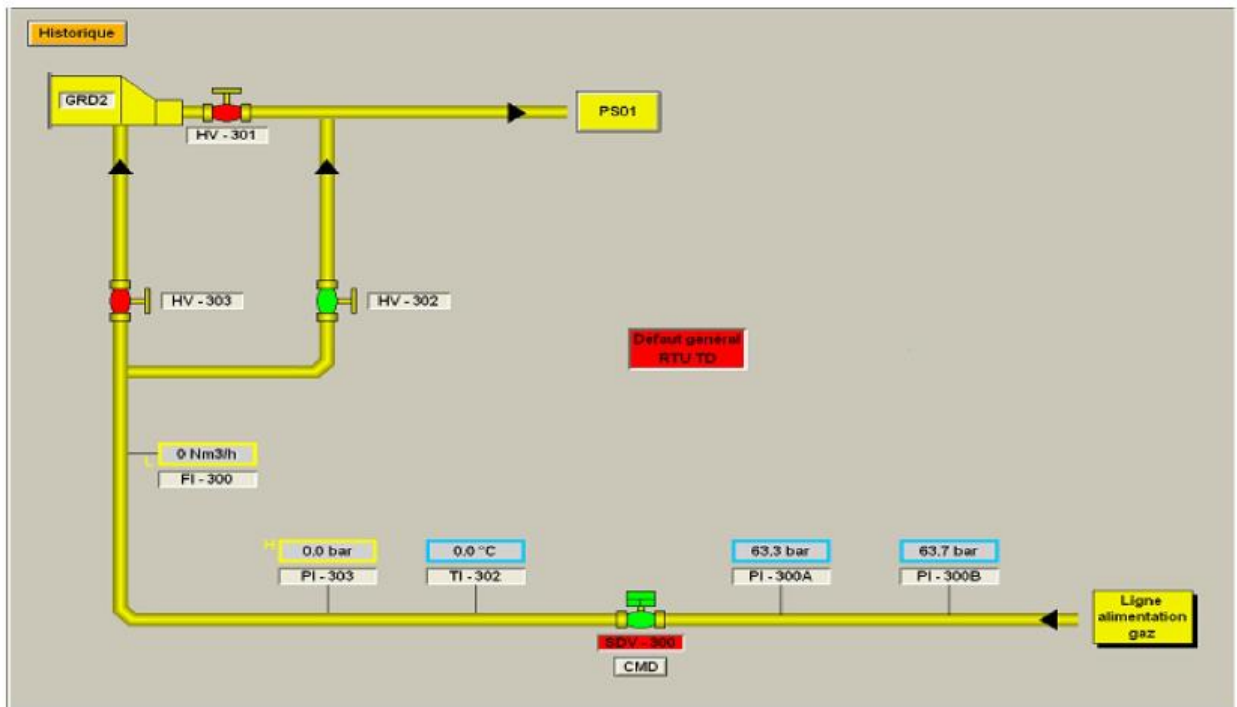


Figure II.14: schémas du terminal départ

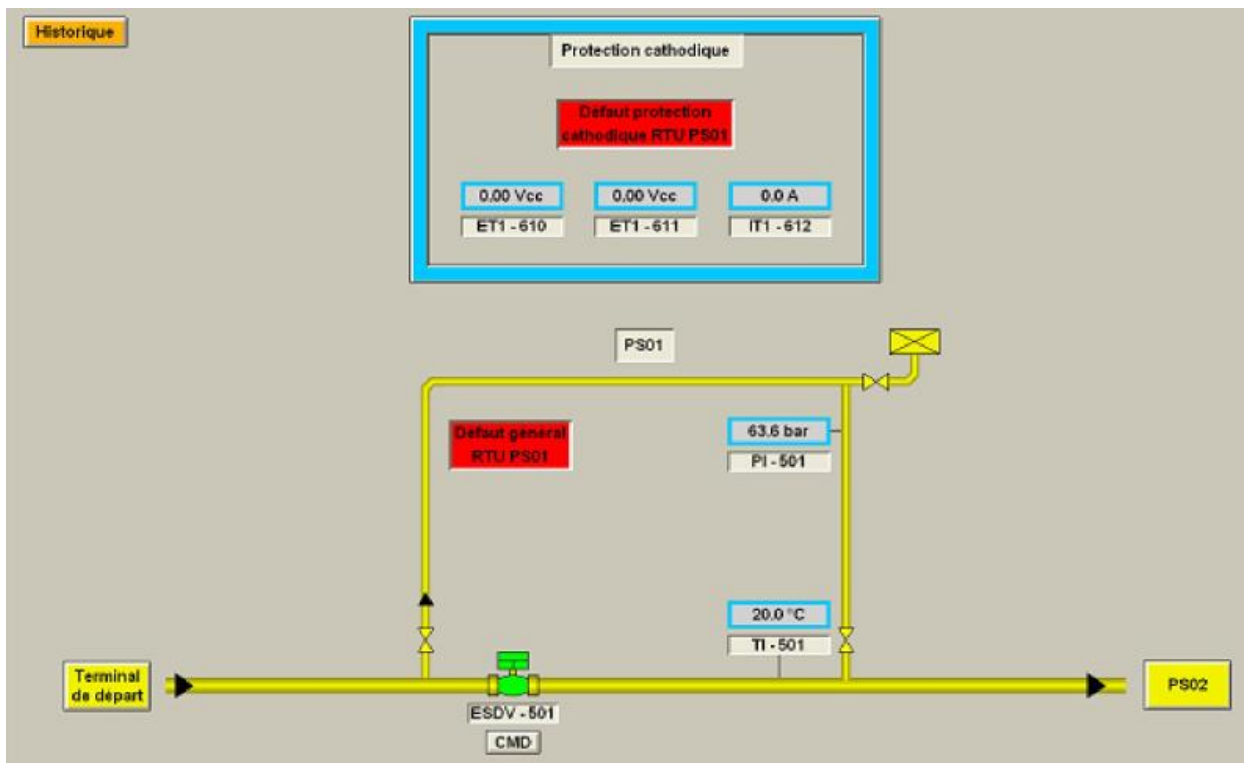


Figure II.15: schémas du poste de sectionnement

II.2.11. Le Terminal d'arrivée

A partir du terminal d'arrivée un collecteur de distribution amène le gaz combustible dans la station SP1. En fonctionnement normal le gaz arrive directement dans la station sans passer par GRA2. Le gaz passe via le collecteur est distribué vers les consommateurs comme suit:

- Une ligne vers le skid- gaz (S01) prévu pour satisfaire aux besoins en gaz carburant et en gaz domestique pour la nouvelle station et le gaz de démarrage. Cette ligne est équipée d'une vanne de sécurité (SDV-203)
- Une prise de gaz en amont du skid-gaz (S01) pour alimenter les turbopompes en gaz de démarrage

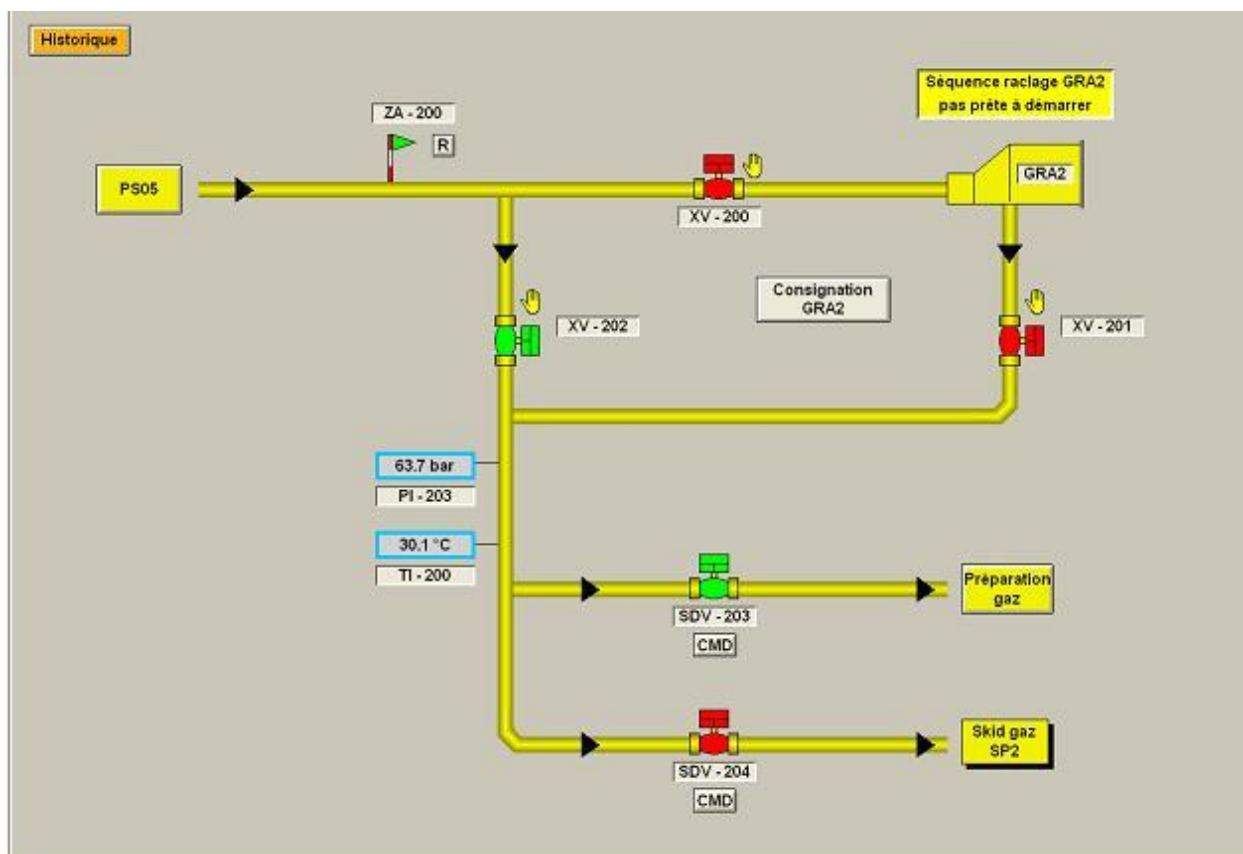


Figure II.15: schémas du terminal arrivée

Les conditions prévues de gaz combustible au niveau du terminal d'arrivée à la station de pompage : Minimum 34 bar, Maximum 54 bar, Minimum + 10 °C, Maximum + 40 °C.

II.3. Conclusion

Ce chapitre, a été consacré à la présentation de transport par oléoduc du pétrole brut. Les principales notions étant définies, Nous pouvons aborder notre étude.

CH III

Fabrication des oléoducs

III.1.Introduction

Le transport des hydrocarbures par pipeline reste le moyen le plus sécurisant pour, acheminer de grandes quantités de pétroles et de gaz, sur de longues distances. Ces conduites de transport constituent des constructions coûteuses, dues à la quantité et à la qualité de l'acier des tubes.

III.2.Définition

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 [21-22].



Figure III.1: Canalisation aérienne [29]



Figure III.2 : Canalisation enterré [20]

III.3.Caractéristiques des tubes

La plupart des pipelines sont faits d'acier, bien que le plastique et l'aluminium soient parfois utilisés pour les réseaux de distribution de gaz naturel. Les pipelines d'acier est fabriqué en soudant de courtes sections de tuyaux (20 m) les uns aux autres. Après la radioscopie de l'assemblage, le tuyau est ensuite enveloppé d'une couche protectrice avant d'être enterré. Tous les pipelines, sans exception, font l'objet d'une inspection en plus d'être soumis à une épreuve de pression avant leur utilisation. Ces caractéristiques principales (diamètres, épaisseur, type d'acier, spécifications de construction, température et pression

d'exploitation...) sont régies par tout un ensemble de règles et font l'objet de multiples calculs et de compromis économiques.

III.4. Les aciers à hauts gradés pour les pipelines

Les grades couverts par la présente spécification sont les grades standard A25, A, B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70 et X80; et les notes intermédiaires (notes sont supérieures à X42, intermédiaires à deux standards séquentiels agréés par l'acheteur et le fabricant). Le tube PSL 1 peut être fourni dans les classes A25 à X70. Le tube PSL 2 peut être fourni dans les catégories B à X80. L'acier de classe II (CI II) est rephosphorisé et a probablement Meilleures propriétés d'enfilage que la classe I (CI I). Parce que la classe II (CI II) a une teneur en phosphore supérieure à celle de la classe I (CI I), il peut être un peu plus difficile à plier [33].

Tableau III.1 : Résumé sur la différence entre PSL1 et PSL2 [33].

Parameter	PSL 1	PSL 2
Grade range	A25 through X70	B through X80
Type of Pipe Ends	Plain-end, threaded-end; belled-end, special coupling pipe	Plain-end
Seam welding	All methods, continuous welding limited to Grade A25	All methods except continuous and laser welding
Electric welds: welder frequency	No minimum	100 kHz minimum
Heat treatment of electric welds	Required for grades > X42	Required for all grades (B through X80)
Chemistry: max C for seamless pipe	0.28% for grades \geq B	0.24%
Chemistry: max C for welded pipe	0.26% for grades \geq B	0.22%
Chemistry: max P	0.030% for grades > A	0.025%
Chemistry: max S	0.030%	0.015%
Yield Strength, Maximum	None	Maximum for each grade
UTS, Maximum	None	Maximum for each grade

III.5. Exigences matérielles

III.5.1. Propriétés Chimique

Pour éviter d'atteindre des épaisseurs difficiles à souder et faire des économies d'acier, des nouvelles nuances à caractéristiques mécaniques sont améliorées. C'est ainsi qu'on a vu apparaître les grades X60, X65, X70, X80 et même X100 [33]. Les aciers des tubes peuvent

être divisés en deux groupes : aciers au carbone faiblement alliés et aciers à faible teneur en carbone. Dans le premier groupe on trouve les aciers X42 à X52 (selon API) renfermant jusqu'à 0,3 % C, 1,6% Mn, 0,7 % Si. Dans le deuxième groupe on trouve les aciers faiblement alliés à basse teneur en carbone X56, X50, X65, X70 renfermant 0,12 % C, 0,45 % Si, 0,25 % S, 1,9 % Mn, 0,1% V, 0,1% Nb, 0,015 % Al. Pour les conduites de diamètre supérieur à 1020 mm, destinée à fonctionner sous des pressions élevées, on utilise généralement des tubes en acier de laminage contrôlé [23].

Tableau III.2: composition chimique des pipelines [35].

API Grade	Steel Alloying Approach
X120	AF/Bainite/Martensite, C <0.10, Mn 2.0, Si<0.40, Nb<0.06, Cu, Ni, Cr, Mo, V, B, Pcm≤0.25
X100	AF/Bainite, C<0.06, Mn 2.0, Si<0.40, Nb<0.06, Cu, Ni, Cr, Mo, V, Pcm≤0.23
X80	F/AF, C<0.06, Mn<1.70, Si<0.40, Nb<0.10, Cu, Ni, Cr, Mo, V, B, Pcm≤0.18
	F/AF, C<0.06, Mn<1.70, Si<0.40, Nb<0.10, Cu, Ni, Cr, Mo, V, B, Pcm≤0.21
X70	D/t<50: F/AF, C 0.06, Mn<1.65, Si<0.40, Nb<0.10 only, or Nb+Mo, Pcm≤0.18 or 0.21
	D/t>50: F/P, C<0.10, Mn<1.65, Si<0.40, Nb<0.065 only, or Nb+V, Pcm≤0.20
X65	F/P, C<0.10, Mn<1.65, Si<0.40, Nb<0.065 only, or Nb+V<0.15 Pcm≤0.23
X60	F/P, C<0.10, Mn<1.50, Si<0.40, Nb<0.065 only, or Nb+V<0.12, Pcm≤0.23
X52	F/P, C<0.10, Mn<1.20, Si<0.40, Nb<0.050 only, Pcm≤0.17
X42	F/P, C<0.10, Mn<1.00, Si<0.40, Nb<0.050 only, Pcm≤0.16
API 5LB	F/P, C<0.20, Mn<1.00, Si<0.40, Pcm≤0.16

III.6.5. Propriétés mécaniques

III.6.5.1. Propriétés de traction

PSL I Grades A25, A, B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, et X70 doivent être conformes aux exigences de traction spécifiées dans tableau.III.3.

PSL 2 Grades B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70, Et X80 doivent être conformes aux exigences de traction spécifiées dans tableau.III.4.

Pour les tuyaux de catégorie A25, le fabricant Peut certifier que les matériaux fournis ont été testés et satisfait aux exigences mécaniques du grade A25 [33].

Tableau III.3: traction pour PSL1

1 Grade	2 Yield Strength· Minimum		3 Ultimate Tensile Strength, Minimum		4 Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent
	psi	MPa	psi	MPa	
A25	25,000	(172)	45,000	(310)	a
A	30,000	(207)	48,000	(331)	a
B	35,000	(241)	60,000	(414)	a
X42	42,000	(290)	60,000	(414)	a
X46	46,000	(317)	63,000	(434)	a
X52	52,000	(359)	66,000	(455)	a
X56	56,000	(386)	71,000	(490)	a
X60	60,000	(414)	75,000	(517)	a
X65	65,000	(448)	77,000	(531)	a
X70	70,000	(483)	82,000	(565)	a

Tableau III.4 :Traction pour PSL2

1 Grade	2 Yield Strength· Minimum		3 Yield Strength· Maximum ^b		4 Ultimate Tensile Strength, Minimum		5 Ultimate Tensile Strength, Maximum ^c		6 Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent
	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	
B	35,000	(241)	65,000	(448)	60,000	(414)	110,000	(758)	a
X42	42,000	(290)	72,000	(496)	60,000	(414)	110,000	(758)	a
X46	46,000	(317)	76,000	(524)	63,000	(434)	110,000	(758)	a
X52	52,000	(359)	77,000	(531)	66,000	(455)	110,000	(758)	a
X56	56,000	(386)	79,000	(544)	71,000	(490)	110,000	(758)	a
X60	60,000	(414)	82,000	(565)	75,000	(517)	110,000	(758)	a
X65	65,000	(448)	87,000	(600)	77,000	(531)	110,000	(758)	a
X70	70,000	(483)	90,000	(621)	82,000	(565)	110,000	(758)	a
X80	80,000	(552)	100,000	(690)	90,000	(621)	120,000	(827)	a

III.6.Laminage

Le laminage est conduit en deux temps .la première étape est effectuée à haute température.

L'austénite recristallise vite et de manière homogène. Une part très importante de la réduction d'épaisseur de la brame est appliquée dans ce domaine.au fur et à mesure que la température baisse, la recristallisation devient de plus en plus difficile.

Au cours de l'étape suivant, on amène progressivement la tôle à l'épaisseur désirée, et on confère à l'austénite de bonnes caractéristiques en vue du changement de phase $\gamma \rightarrow \alpha$. [8].

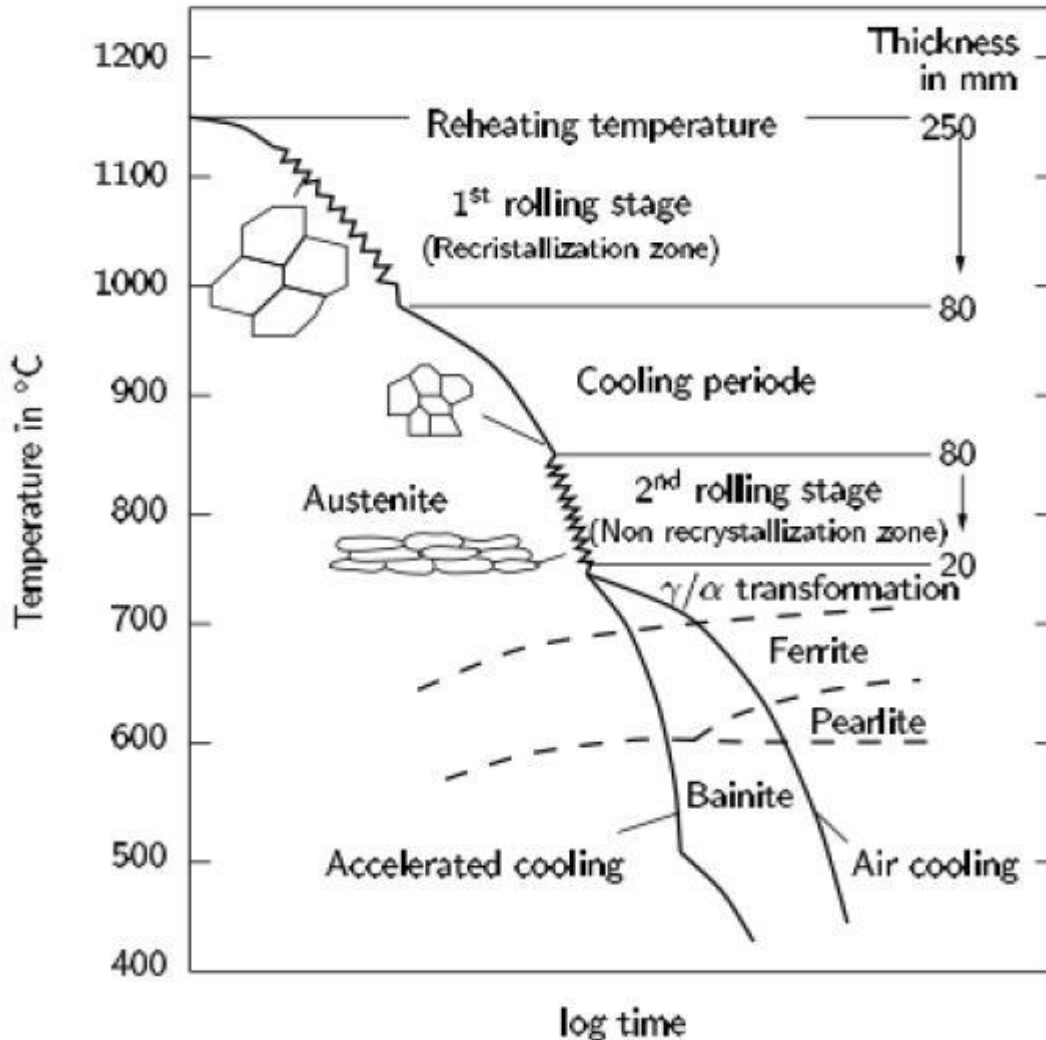


Figure III.3: Etapes caractéristiques du schéma de laminage [38].

III.7. La soudabilité

La soudabilité décrit la facilité avec laquelle un métal peut être soudé à un niveau satisfaisant.

Soudabilité pauvres implique que les processus qui peuvent être utilisés sont limités et que d'importantes compétences de soudure est nécessaire.

Bonne soudabilité signifie qu'un grand nombre de processus peuvent être utilisés et que seul un niveau modéré de contrôle et de compétence est requise. Les aciers au carbone ont généralement une bonne aptitude au soudage et de l'acier inoxydable ont juste la soudabilité

[37]. Les propriétés de soudabilité de l'acier sont très importantes. Elles seront meilleures si la teneur de carbone est faible, le rôle des autres éléments d'alliages n'est cependant pas négligeable. Comme le stipule la relation suivante [34] :

$$C_{\text{éq}} = C + \frac{M_n + S_i}{6} + \frac{N_i + C_u}{15} + \frac{M_o + C_r + V}{5} \quad (\text{III.1})$$

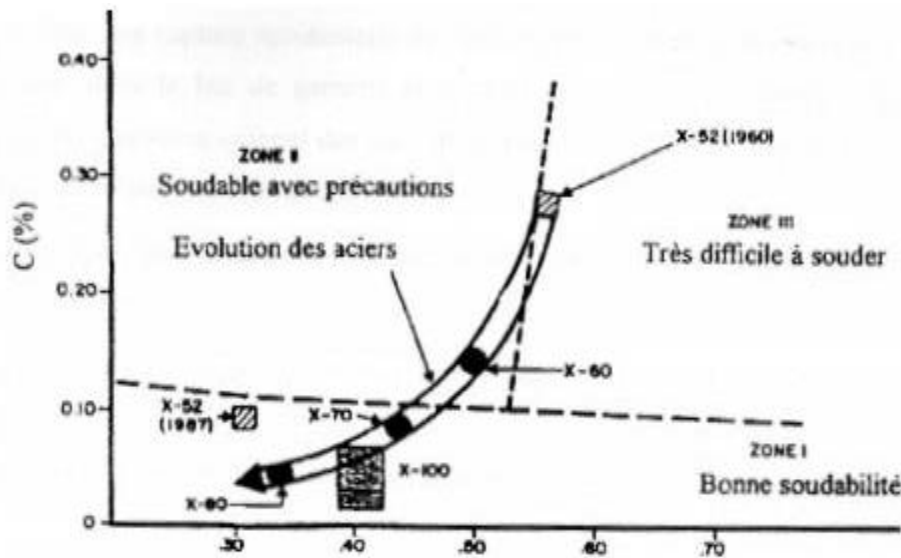


Figure III.4 : Evolution des compositions des aciers pour tubes en fonction de la soudabilité [34].

III.8. Evolution des dimensions des pipes et des conduits

L'amélioration de l'efficacité du transport par canalisation est possible par l'accroissement de la capacité de transport en augmentant les diamètres des conduites, la pression de service, par le refroidissement du gaz transporté, la diminution de la rugosité de la surface interne des tubes et enfin par l'amélioration de la fiabilité de fonctionnement. Ainsi, tous les facteurs améliorant l'efficacité du transport du gaz naturel par canalisation d'une manière ou d'une autre sont liés à l'évolution de la technique et la technologie de soudage employées lors de la construction des pipelines.

III.9. Fabrication des tubes

La fabrication des tubes pour pipelines est la transformation des plaques d'acier en tubes en vue de son utilisation qui peut changer d'un produit à un autre et d'une région à une autre [34].

III.9.1. Familles de tubes

Il existe trois grandes familles de tubes:

- Les petits tubes soudés dont le diamètre ne dépasse pas $219\text{mm} \leq (8'')$.
- Les moyens tubes soudés dont le diamètre est compris entre 219mm et 406mm ($9''$ à $16''$).
- Les grands tubes soudés dont le diamètre est supérieur à $406,4\text{ mm}$ ($16''$) [14].

III.9.2. Tubes soudés en spirale

Dans la production de tuyaux en spirale (également connu sous le tuyau de couture hélicoïdale), bande à chaud ou la feuille est en continu conformé en tube par un dispositif de formation de spirale de l'application d'un rayon de courbure constant, la bande attenante les bords étant également soudés en continu en ligne. Contrairement à la production de tubes soudés longitudinalement, dans lequel chaque diamètre de tuyau nécessite une certaine largeur de la plaque, la production de tubes en spirale est caractérisée par le fait que les différents diamètres de tubes peuvent être fabriqués à partir d'une seule bande (feuillards) ou la largeur de la plaque.

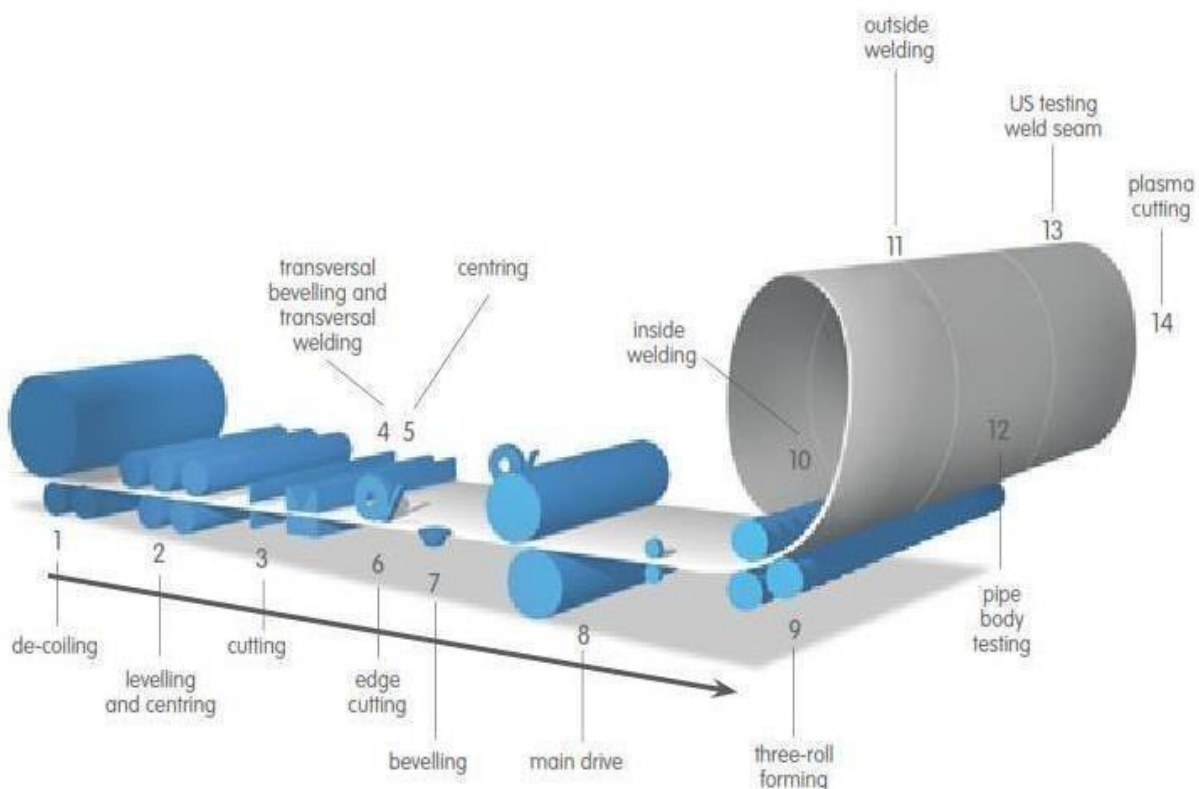


Figure III.5 : Technique de fabrication des pipes soudés en spirale

Le pipe soudé en spirale Figure III-6 est obtenu à partir d'un formatage à froid d'une bobine d'acier Figure III-7, conformément aux normes API 5L et NFA 49150.

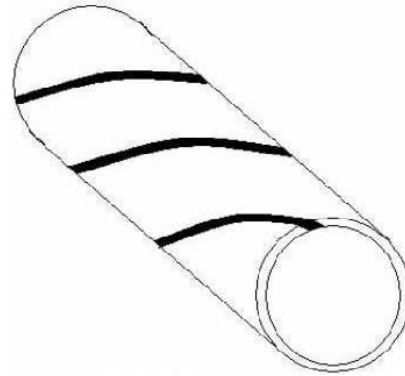


Figure III.6 : Tube en soudure spirale



Figure III.7: Le positionnement de la bobine



Figure III.8 : La forme de la soudure

III.9.3. Les tubes soudés sous forme longitudinale

Les tubes de grand diamètre soudés longitudinalement sont fabriqués selon le procédé "UOE," désignation qui reprend la variation de forme au cours de la fabrication ; le croquage, la forme «U», la forme « O », soudage et enfin l'expansion [6]:

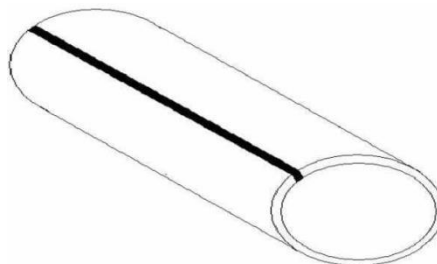


Figure III.9. Tube soudé longitudinalement

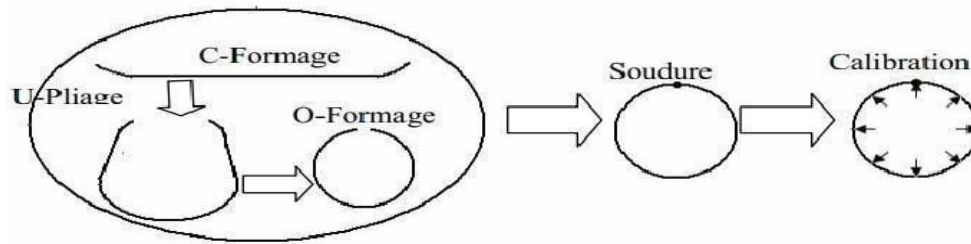


Figure III.10. Les étapes de fabrication de pipes soudés le long du matériau (CTOA) [27].

- a) **Croquage et formage:** Cette étape où la plaque va être pliée aux niveaux de l'extrémité, l'objectif de cette opération est de faciliter le processus de pliage par les étapes suivante, à partir de ça la tôle ou la plaque unitaire est pliée en deux types de presse la première confère la plaque sous forme "U" et la seconde lui donne une forme "O" voir la figure (Figure III-11):

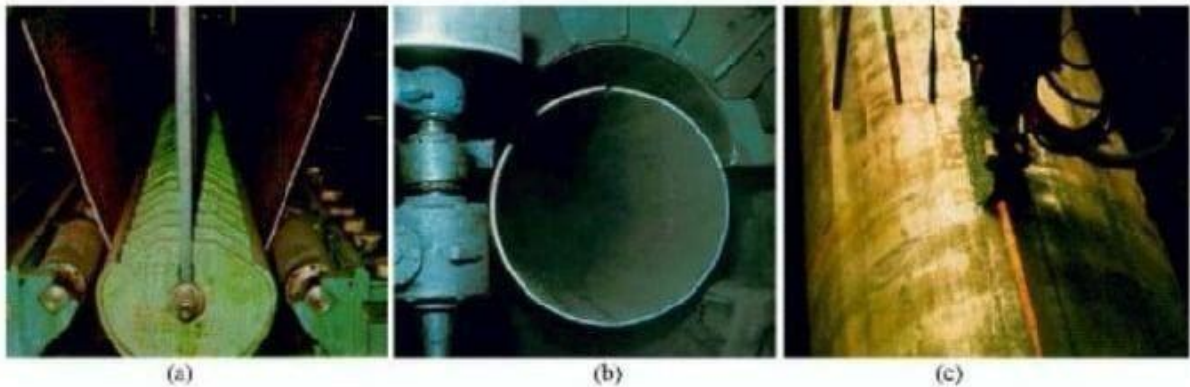


Figure III.11: Fabrication des pipes soudés.

(a) Formage en U, (b) formage en O et (c) soudage [28].

- b) **L'Expansion et calibrage :** Dans le but d'obtenir des tubes de section parfaitement circulaire, les tubes après être soudés sont soumis à une expansion mécanique ou hydraulique qui leur fait subir une augmentation de diamètre de 1 à 1.5 %. (Figure I-8)

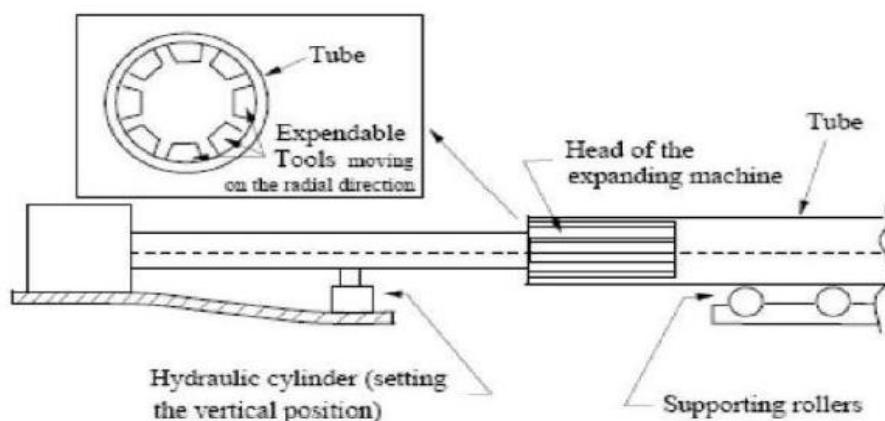


Figure III.12 : Machine D'expansion [26].

c) **Le soudage:** le soudage du tube est effectué intérieurement et extérieurement à l'aide de têtes soudeuses automatiques en utilisant la technique de soudage à l'arc sous flux.

III.9.4. Les tubes réalisés sans soudure

Ainsi que son nom l'indique, le tube sans soudure présente une homogénéité métallurgique parfaite dans sa section, puisqu'il est issu "en masse d'un lopin d'acier". [34] Les tubes formés sans soudure, sont généralement de petits diamètres et de longueur de moins de 450 mm, [25].

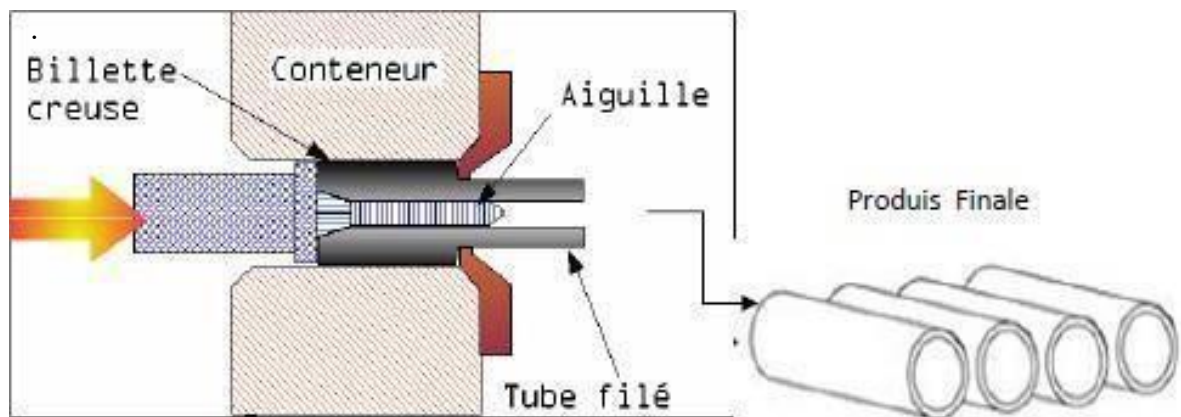


Figure III.13: Fabrication des tubes sans soudures [32].

III.10. Revêtement des tubes

L'objectif principal est de protéger le tube par le processus de Revêtement de la corrosion interne et externe [21].

III.10.1. Revêtements extérieurs

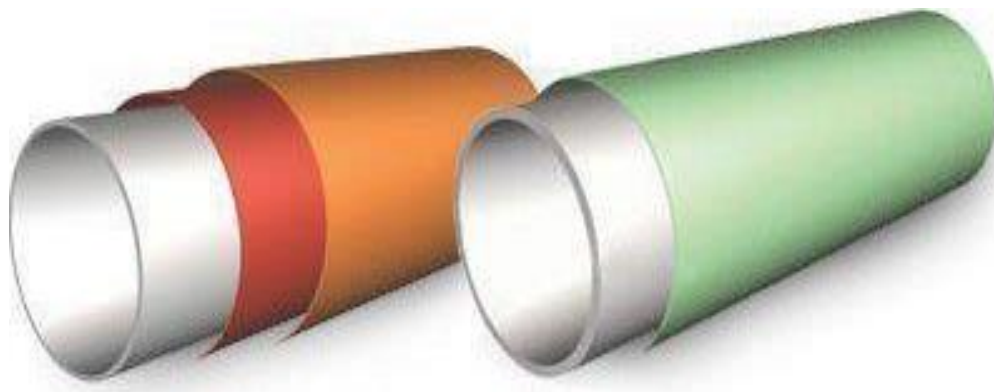


Figure III.14 : Revêtement extérieur FBE [21].

III.10.1.2. Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches



Figure III.15: Revêtement Extérieur [21].

III.10.1.3. Revêtements par l'émail de goudron (Coal tar enamel coatings)

L'émail de goudron de houille et les couches de bitume étaient souvent utilisés sur beaucoup de pipelines plus vieux dans le monde entier[36]

III.10.1.4. revêtements par un plastic Rétractable a la chaleur (Heat-shrinkable plastic coatings)

Ce sont des manches essentiellement de plastique ou des draps qui sont sensibles chauffer [36].

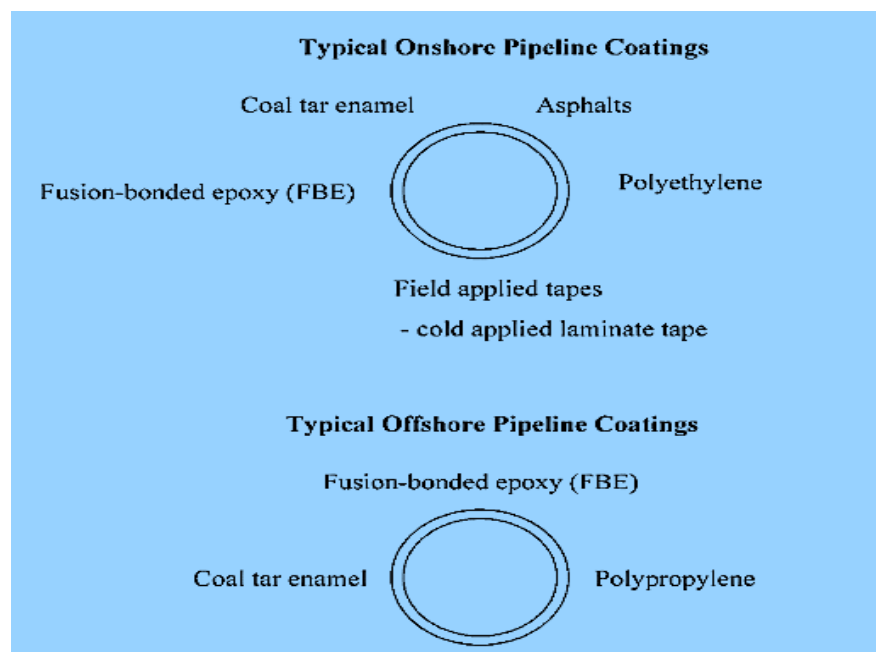


Figure III.16 : Le Revêtement extérieur des pipelines [26].

III.10.2.Revêtements intérieurs

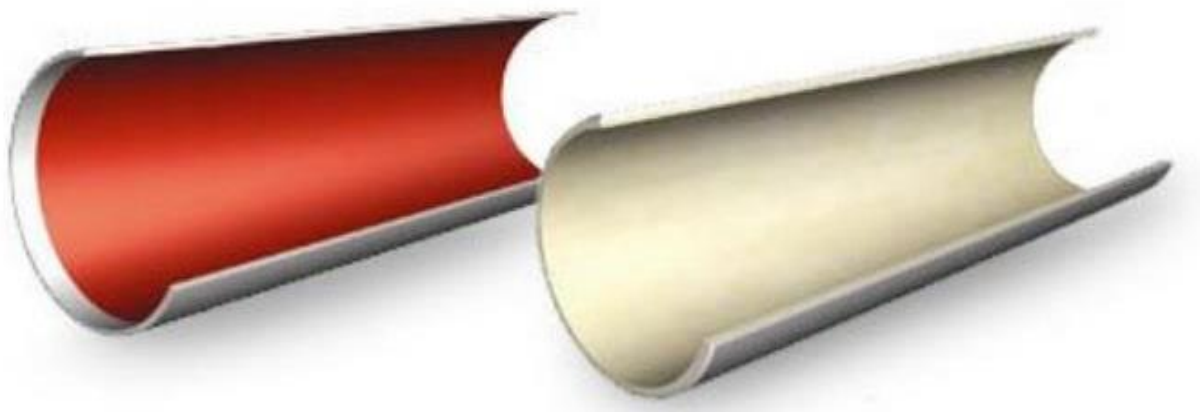


Figure III.17: Revêtement en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau [21].

III.11.Défauts rencontrés dans les canalisations

La multiplication des accidents plus ou moins graves, notamment dus à la corrosion, ainsi que leur incidence sur l'économie mondiale et leur impact sur l'environnement rendent le transport des hydrocarbures de plus en plus préoccupant. Les cas les plus fréquents sont relatifs à des incidents amorcés à partir de défauts issus soit de l'élaboration du matériau, soit de la fabrication, de l'assemblage, de la réparation ou des conditions d'exploitations des tubes et qui ont conduit à la naissance et à la propagation des fissures superficielles où traversâtes suivies de fuites. On trouve six catégories principales de causes des accidents[30]:

- Agression externe ou activité tierce (les plus répandus)؛
- Corrosion interne ou externe؛
- Défaut de construction ou défaillance de matériels ou défaut mécanique؛
- Mouvement de terrain ou risques naturels en général؛
- Erreurs opérationnelles؛
- Autres et causes inconnues.

L'examen des incidents sur les tuyauteries montre que dans un certain nombre de situations, les méthodes traditionnelles de calcul de résistance ne permettent pas un dimensionnement fiable.

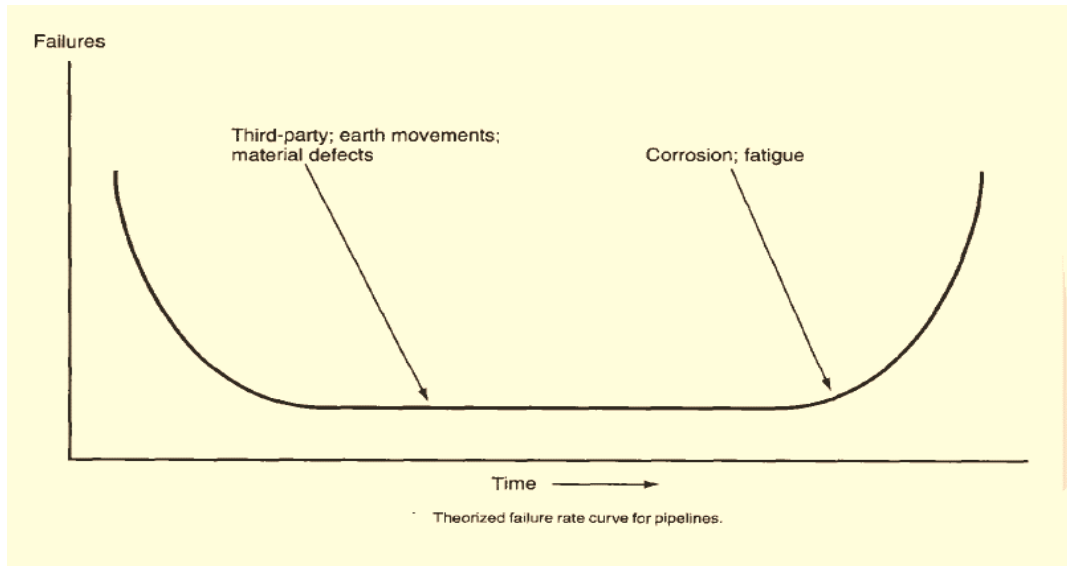


Figure III.18 : La courbe de fiabilité des pipelines [28]

III.12.Effets de fabrication

a) Interaction : " Soudage -Tubes"

Sur chaque kilomètre de conduite de diamètre 1420 mm, la longueur des soudures exécutées en usine est de 2 Km et celle de leur assemblage est de 0,4 Km. C'est pourquoi, il n'est pas toujours possible d'assurer la stabilité et la bonne qualité des joints de soudure, il y a toujours la possibilité qu'une partie des défauts des joints, non détectés par les contrôles, constitue un danger potentiel pour l'intégrité de la conduite.[22]

b) Effet de la pré-déformation

Une pré-déformation a des effets sur les propriétés de traction et sur la ténacité du matériau. L'effet immédiat d'une pré-déformation est d'augmenter la limite d'élasticité par écrouissage. L'effet sur les autres propriétés de traction est moins évident. En présence d'un palier de Ludres sur la courbe de traction, une pré-déformation n'a pas d'effet immédiat sur la limite d'élasticité, (Fig. III-19)[22].

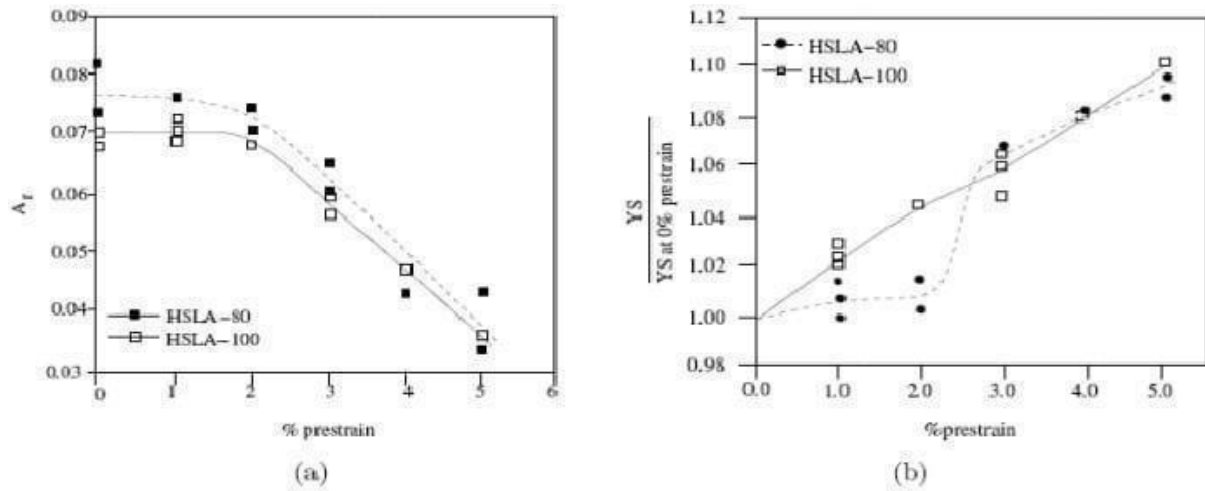


Figure III.19. Effet de la pré-déformation. (a) déformation uniforme vraie (b) limite d'élasticité [22].

III.13.Méthodes de réparation des tubes

III.13.1.Réparation par demi-coquilles soudées

La procédure de réparation en charge des canalisations de transport d'hydrocarbures par l'installation de demi-coquilles soudées à encerclement total.

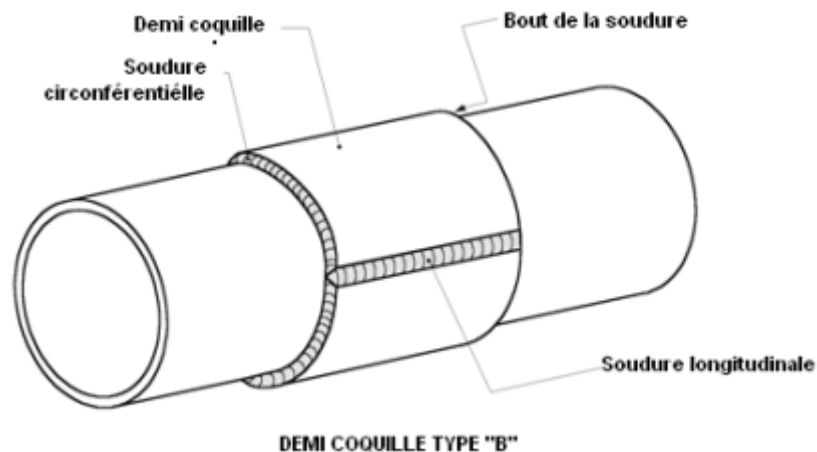


Figure III.20 : Géométrie de demi-coquilles.

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

- Corrosions internes et externes;
- Enfoncements simples ou combinés à d'autres défauts;
- Entaille et rayures;
- Fissures au niveau du corps du tube ou du cordon de soudure circconférentiel. La figure suivante présente l'opération de soudages de demi-coquilles (STT) [31].



Figure III.21: Opération de soudages de demi coquilles (STT) [31].

III.13.2.Réparation par Clock spring

Les compagnies d'exploitation de pipelines peuvent périodiquement trouver des défauts dans leurs canalisations pendant les inspections et l'opération normale et l'entretien : la corrosion, des erreurs de construction ou le processus de fabrication. [20].

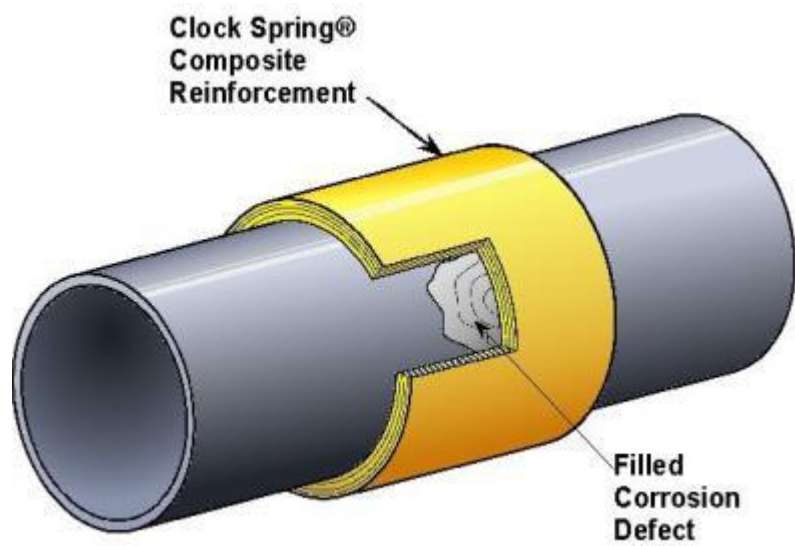


Figure III.22: Réparation par clock spring [30].

III.14.contraintes exerçant sur les conduites

III.14.1.Sollicitation d'un réseau

Dans une conduite, les contraintes s'exercent dans deux directions (Figure III.23) circonférentielle ment (contrainte dite circonférentielle) et longitudinalement (contrainte dite longitudinalement ou axiale) [34].

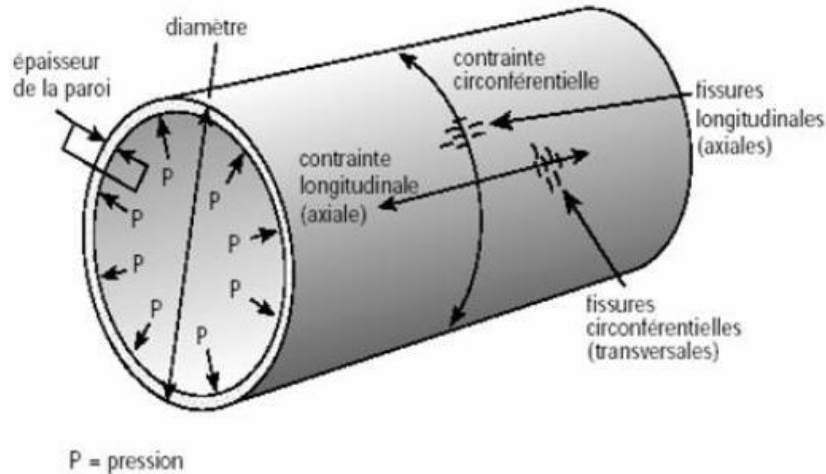


Figure III.23 : différentes contraintes s'exerçant sur un conduit [14].

III.14.2. sources de contrainte circonférentielle

Les différents sources de contrainte circonférentielle sont [27] :

- Les tassements et glissements de terrain induisent des contraintes secondaires.
- La fabrication de la conduite induit des contraintes résiduelles
- Les changements de températures le long de l'axe du gazoduc.
- La pression interne de service est le composante de contrainte le plus importante

III.14.3. sources des contraintes longitudinales

- Les glissements de terrain et tassement de sol.
- Les sources des contraintes longitudinales sont:
- La variation de température le long de l'axe du gazoduc
- de la contrainte circonférentielle [7].

III.15. Conclusion

Dans cette partie, nous avons parlé des techniques de fabrication des pipelines pour le transport du pétrole et du gaz naturel, telles qu'elles se sont développées à travers les âges, ainsi que le matériau à partir duquel ils sont fabriqués et l'utilisation de types de revêtements internes et externes.

CH IV

Travail expérimental

IV.1. Introduction

La société nationale Sonatrach qui est au service de l'économie nationale depuis sa création en 1963 a subi des changements et des réformes en passant par une extension sur l'ensemble des activités pétrolières puis la nationalisation des hydrocarbures en date du 24 février 1971 et la restructuration en 1982 qui a vu la naissance de dix sept entreprises autonomes. Par sa modernisation et sa valorisation des ressources en 1992, la Sonatrach est devenue un groupe international intégré.

Ce dernier vivant dans une économie en pleine mutation structurelle évolue dans un marché international où la concurrence est aigue.

Actuellement, Sonatrach comporte plusieurs branches dont la branche activité transport TRC qui elle-même se compose de sept directions régionales, parmi elles la direction régionale de Béjaia DRGB (RTC).

Sonatrach espère améliorer son développement économique en se basant sur la gestion optimale de l'énergie qui permet à l'entreprise, en premier lieu d'augmenter sa valeur et sa productivité et par la suite, suivre la veille technologique.

En effet, le choix de la source d'énergie est dicté par des considérations économiques, elle peut être soit l'énergie électrique fournie par un réseau de distribution, soit un gaz en général, celui transporté par un gazoduc.

Une étude sur le déclassement de la ligne OB1 24" HEH-Béjaia a été établie suite à la dégradation de cette ligne en question (PMS des tronçons limitées), cette dernière provoque une réduction de la capacité du transport due aux limitations des pressions de refoulement de la station de départ et les stations intermédiaires. .

Ce présent travail a pour objet de dicter les moyens nécessaires à envisager pour répondre à la demande en produit pétrolier, en augmentant la capacité de transport de l'OB1 afin de vaincre le déficit sur la capacité de stockage au terminal marin Béjaia (TMB) et d'assurer l'alimentation de la raffinerie d'Alger.

Ceci complété soit par la réhabilitation de la ligne où bien par la nécessité d'une configuration optimale du régime de fonctionnement de cette dernière en tenant compte ce déclassement en question.

IV.2.Partie descriptive

IV.2.1.Description et importance de la ligne OB1/24"HEH-DRGB :

L'Oléoduc OB1/24" liant le parc de stockage HEH par le Terminal Marin Béjaia est le premier pipe line installé en Algérie par l'entreprise SOPEG, fondée en 1957, par la

compagne Française de pétrole (CFP) et la Société Nationale de Recherches et d'Exploitation de Pétrole en Algérie (SNREPAL), fut mis en service en 1959 pour acheminer le pétrole brut au terminal marin de Béjaïa d'où sa dénomination d'OB1 dont sa longueur est de 668 Km, et son diamètre est de 24 pouces.

Au début, l'OB1 était mis en service avec seulement trois stations de pompages SP1/HEH, SP2/Biskra et SP3/M'sila pour une capacité de 12.5 MTA (1800m³/h) puis, juste après sa mise en service en 1959 et pour porter sa capacité à 15 MTA (2200m³/h), on a décidé de construire au point kilométrique 190 en aval de SP1 la quatrième station au niveau de Djamaa qui fut réceptionnée en 1961 et qui porta finalement le nom SP1Bis Djamaa puisqu'elle était en amont de SP2.

Toutes ces stations ainsi que le terminal TMB sont gérées par la Direction Régionale de Béjaïa DRGB à l'exception de la station de départ SP1 gérée par la Direction Régionale de HEH DRGH.

En 1974, débuta le transport du condensat (C+5) de l'OB1.

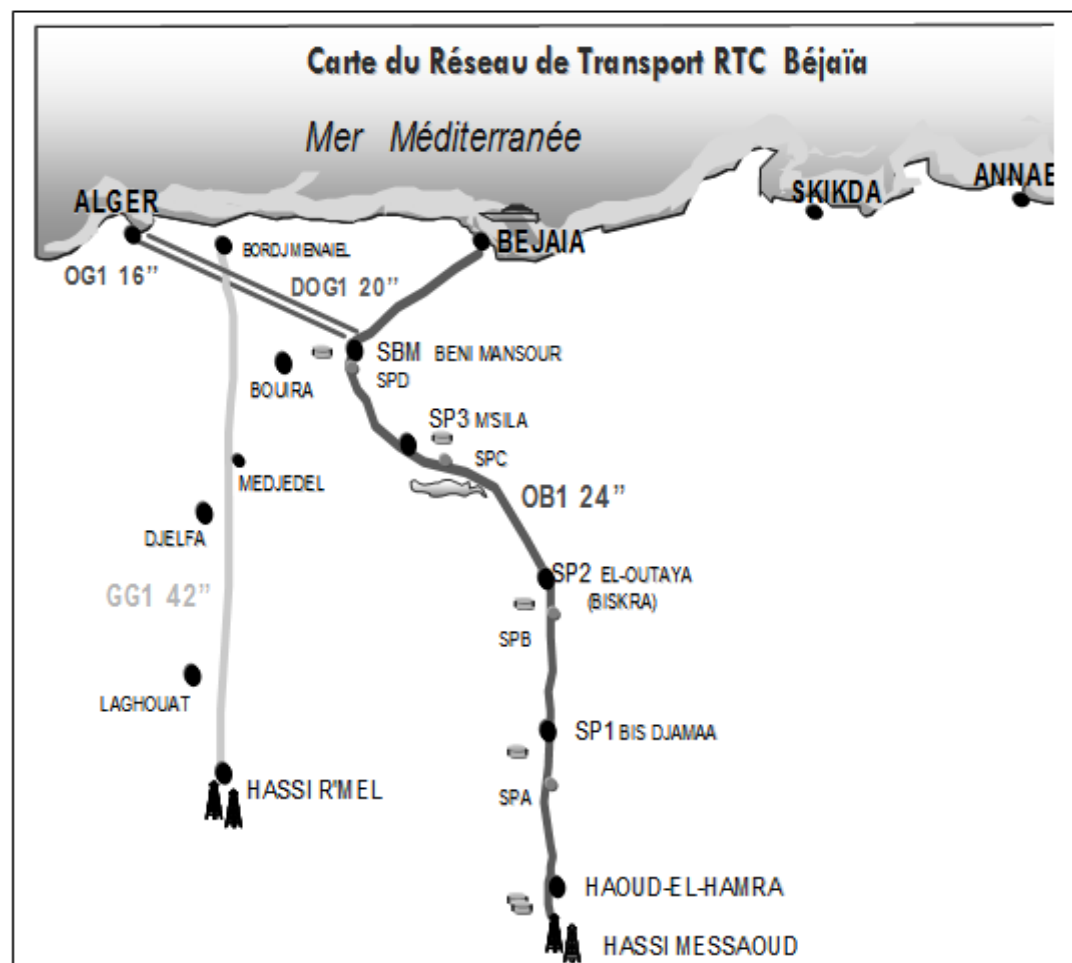


Figure IV.1 : Carte du Réseau de Transport RTC Béjaïa

IV.2.2. Profil en long de l'OB1:

Partant du centre de stockage de Haoudh-El-Hamra au point kilométrique zéro dont l'altitude est de 150 mètres, et traversant les deux principaux pics l'un à Metlili au PK 386 dont l'altitude est de 542 mètres et l'autre à Selatna au PK 533 dont l'altitude est de 1032 mètres. Enfin, il atteint le terminal marin de Béjaia TMB après d'un parcours de 668 Km environ. Entre HEH et Selatna l'OB1 est de 24" et il est seulement de 22" pour le reste de son parcours vers le terminale marin de Béjaia.

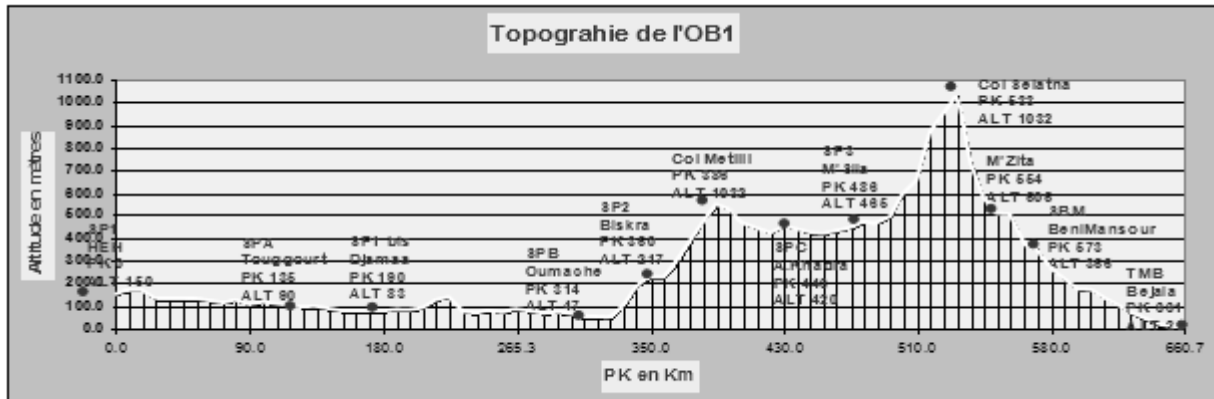


Figure IV.2 : Profil en long de l'OB1

IV.2.3. Les épaisseurs de l'OB1:

L'OB1 étant de type télescopique, son épaisseur varie de 6.35 mm à 9.52 mm mais aux sorties stations est de 12.7 mm, son acier est de nuance X52 et X42.

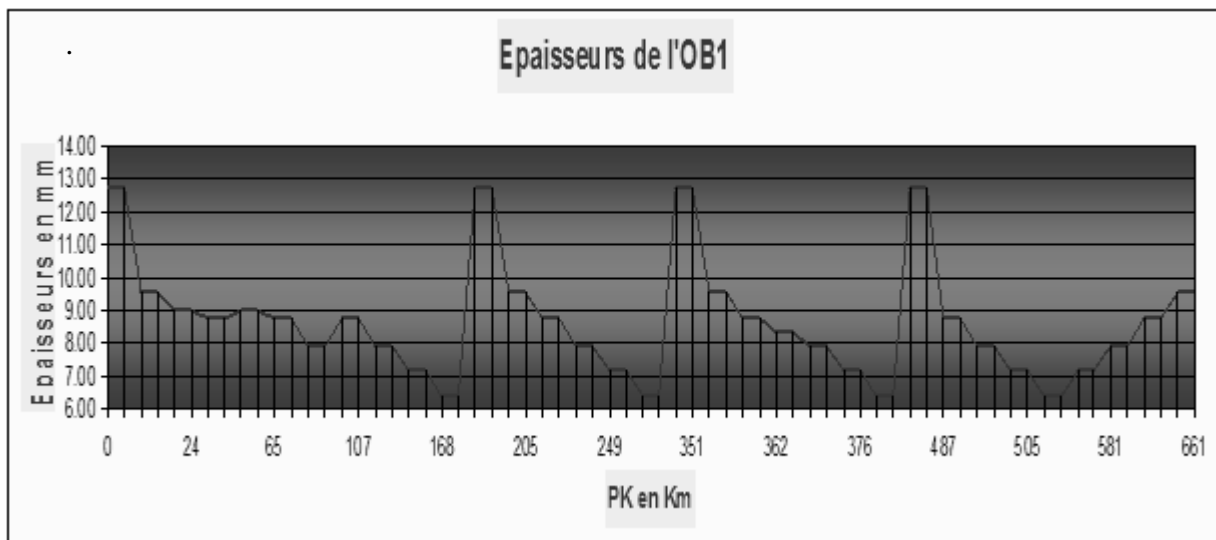


Figure IV.3 : Les épaisseurs de l'OB1

IV.2.4. Quelques exemples des régimes d'exploitation de l'OB1:

- 1^{er} cas : SP1Bis à l'arrêt

Tableau IV.1: station SP1Bis à l'arrêt .

Phase	Débit	Tonnage	Nombre de groupe en service dans chaque station
1	800 m ³ /h	4.5 MTA	SP1HEH(01GEP)/SP2Biskra(01GEP)/SP3M'Sila(01GEP)
2	1400 m ³ /h	9.8 MTA	SP1HEH(03GEP)/SP2Biskra(02GEP)/SP3M'Sila(02GEP)

- 2^{ème} cas : SP1Bis en service avec une (01) seule turbopompe

Tableau IV.2 : station SP1Bis en service avec une (01) seule turbopompe

Phase	Débit	Tonnage	Nombre de groupe en service dans chaque station
3	1800m ³ /h	12.5 MTA	SP1HEH(03GEP)/SP2Biskra(03GEP)/SP3M'Sila(03GEP)
4	2200m ³ /h	15 MTA	SP1HEH(04GEP)/SP2Biskra(04GEP)/SP3M'Sila(04GEP)

IV.3. Stockage du produit (Pétrole Brute ou Condensât):

Les moyens de stockage des hydrocarbures (Pétrole et condensât) dans le transport sont les parcs de stockage qui se trouvent dans les stations de pompage et les terminaux de départ et d'arrivée. La capacité de stockage d'OB1 est exprimée dans le tableau ci-après.

Tableau IV.3 : stockage des hydrocarbures

Nombre Bac.	Capacité (m ³)	Produit Stocké	Lieu	Hauteur (m)	Diamètre (m)	Type Bac	Date Construction
07	35 000	PB ou C	SP1	14	56	Flottant	1959
02	50 000	PB ou C	SP1	14	66.8	"	2003
02	12 000	PB	SP2	14	14	"	1959
02	20 000	PB	SP3	14	40	"	2007
12	35 000	PB ou C	TMB	14	56	"	1959
04	50 000	C	TMB	14	66.8	"	1961

IV.4. Caractéristiques des stations

IV.4.1. SP1/HEH (Station de départ)

Tableau IV.4 : Caractéristiques des stations SP1/HEH (Station de départ)

<i>Situation géographique</i>			<i>PK : 0.000</i> <i>ALT : 150m</i>
EP : Electropompe	Moteur Electrique	Nombre	5 EP
		Constructeur	CEN
		Type	Asynchrone
	Pompe	Puissance CV	10 000
		Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
Groupe électrogène	Type	Centrifuge	
	Nombre	1	
	Constructeur	SDMO	
Puissance KVA		250	
Consommation			secours

IV.4.2. Nouvelle station SP1 bis

Tableau IV.5 : Caractéristiques des nouvelle station SP1 bis

<i>Situation géographique</i>			<i>PK : 189.814</i> <i>ALT : 83m</i>
TP : Turbopompe	Turbine à Gaz	Nombre	2 TP
		Constructeur	Nuovo Pignone
		Type	Turbine à gaz
	Pompe	Puissance	13410.22 (10 MW)
		Nombre	2 pompes
		Constructeur	Nuovo Pignone
Turboalternateur	Type	Centrifuge	
	Nombre	2 TA	
	Constructeur	Solar	
Puissance KVA		(1.2 MW)	
Consommation			secours

IV.5. Calcul hydraulique des conduites

IV.5.1. Détermination des propriétés physiques des produits (brut).

Pour le calcul hydraulique et thermique il est nécessaire de connaître les propriétés physiques et chimiques des produits à transporter ; à savoir :

- La masse volumique
- La chaleur spécifique
- La viscosité cinématique.

a. Masse volumique (ρ)

La masse volumique d'un produit pétrolier se trouve dans les limites 700/1100 Kg/m³. La variation de la masse volumique, à la suite de la variation de la température, est

$$\rho_t = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta(T - 293)} \quad (\text{IV.1})$$

Où ρ_T , ρ_{293} - masse volumique du produit correspondant à la température T et 293°K :

β - coefficient de dilatation volumique (tableau.IV.1).

On utilise aussi la dépendance linéaire suivante:

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi(293 - T) \quad (\text{IV.2})$$

Où: ξ - coefficient de correction de température. (tableau.IV.1)

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293} \quad (\text{IV.3})$$

La masse volumique du mélange de n produits peut être déterminée à l'aide de la formule suivante :

$$\rho_{Mél} = \left(\frac{1}{V}\right) \cdot \left(\sum V_i \cdot \rho_i\right) \quad (\text{IV.4})$$

Où ρ_i masses volumiques du produit i dont le volume V_i se trouve dans le volume général V

$$V = \sum V_i \quad (\text{IV.5})$$

La masse volumique moyenne du produit véhiculé par une conduite de grande longueur traversant des zones climatiques différentes peut être déterminée par la formule suivante :

$$\rho_{Moy} = \left(\frac{1}{L}\right) \cdot (\sum V_i \cdot l_i) \text{ Où } \sum l_i \text{ c'est la Longueur de la conduite} \quad (\text{IV.6})$$

ρ_i : c'est la masse volumique du produit dans la zone climatique de longueur l_i (de même température) .

m : c'est le nombre de zones climatiques

b. Chaleur spécifique C_p

La chaleur spécifique d'un produit pétrolier varie dans les limites 1600 ÷ 2500 J/kg °k. Pour les calculs on utilise souvent la valeur moyenne $C_p = 2100$ J/kg °k. Pour les calculs plus approchés on utilise la formule de KREGO valable pour des températures de 273 ÷ 673°K.(0°C ÷ 400°C)

$$C_p = \frac{31.56}{\sqrt{\rho_{293}}} \quad (\text{IV.7})$$

c. Viscosité

C'est l'une des plus importantes caractéristiques puisqu'elle varie avec la variation de température. Dans les calculs techniques on utilise souvent la viscosité cinématique. Pour cela on recommande d'utiliser les résultats des analyses obtenues pour les différentes variations de température. Si les résultats des laboratoires sont insuffisants on recommande d'utiliser les formules suivantes:

- **Formule de Walter (ASTM)**

$$\lg \lg(\gamma + 0.8) = a + b \cdot \lg T \quad (\text{IV.8})$$

où : γ - viscosité, cinématique (10^{-6} m²/s).

T - température absolue °K.

Pour déterminer a et b il est nécessaire de connaître γ_1 et γ_2 correspondantes aux températures T_1 et T_2 .

$$a = \lg \lg(\gamma + 0.8) - b \cdot \lg T_1 \quad (\text{IV.9})$$

$$b = \frac{\lg \left[\frac{\lg(\gamma_1 + 0.8)}{\lg(\gamma_2 + 0.8)} \right]}{\lg \frac{T_1}{T_2}} \quad (\text{IV.9})$$

• **Formule de Reynolds- Filinov :**

$$V_T = V^* \cdot e^{-[u(T-T^*)]} \quad (\text{IV.10})$$

Où u - coefficient de la pente du viscogramme $1/^\circ\text{K}$.,

γ^* - viscosité cinématique pour une température connue T^* (m^2/s)

Pour trouver U il suffit de connaître γ_1 pour T_1

$$u = \frac{1}{T - T^*} \ln \frac{V^*}{V_1} \quad (\text{IV.11})$$

Dans le système international (SI), l'unité de viscosité dynamique est le Pascal seconde (Pa.s) ou Poiseuille (Pl) : $1 \text{ Pa.s} = 1 \text{ Pl} = 1$

Tableau IV.6 : valeur moyenne des coefficients ξ et β

masse volumique ρ à 20 °C Kg/m ³	correction de température $\xi \cdot 10^3$ 1/°K	coefficient de dilatation de volumique β 1/°K	masse volumique ρ à 20 °C Kg/m ³	correction de température $\xi \cdot 10^3$ 1/°K	coefficient de dilatation volumique β 1/°K
700-709	0.000897	0.001263	890-899	0.000647	0.000722
710-719	0.000884	0.001227	900-909	0.000638	0.000699
720-729	0.000870	0.001193	910-919	0.000620	0.000677
730-739	0.000857	0.001160	920-929	0.000607	0.000656
740-749	0.000844	0.001128	930-939	0.000594	0.000635
750-759	0.000831	0.001098	940-949	0.000581	0.000615
760-769	0.000818	0.001039	950-959	0.000567	0.000594
770-779	0.000805	0.001010	960-969	0.000554	0.000574
780-789	0.000792	0.000981	970-979	0.000541	0.000555
790-799	0.000778	0.000981	980-989	0.000528	0.000536
800-809	0.000765	0.000952	990-999	0.000515	0.000518
810-819	0.000752	0.000924	1000-1009	0.000502	0.000499
820-829	0.000738	0.000896	1010-1019	0.000489	0.000482

830-839	0.000725	0.000868	1020-1029	0.000476	0.000464
840-849	0.000712	0.000841	1030-1039	0.000463	0.000447
850-859	0.000699	0.000818	1040-1049	0.000450	0.000431
860-869	0.000686	0.000793	1050-1059	0.000437	0.000414
870-879	0.000673	0.000769	1060-1069	0.000424	0.000398
880-889	0.000660	0.000746	1070-1079	0.000411	0.000382

IV.5.2. Théorie de calcul des pertes de pression dans un tronçon d'un oléoduc et du régime de fonctionnement des installations dans une station de pompage

IV.5.2.1. Régime d'écoulement du produit

a. Diamètre de la conduite

Le diamètre de la conduite dépend du débit désiré, pour un débit donné un diamètre optimal : celui pour lequel le prix d revient total est minimal.

On peut déterminer le diamètre de la conduite, pour des calculs approchés à partir de l'équation de continuité :

$$Q = w \cdot s = w \cdot \pi \cdot D^2 / 4 \quad (\text{IV.12})$$

Ainsi :

$$D = \sqrt{4Q/w \cdot \pi} \quad (\text{IV.13})$$

Le diamètre obtenu est comparé avec les diamètres normalisés, ensuite, on choisit le diamètre extérieur le plus proche.

$$D_{int} = D_{ext} - 2e \quad (\text{IV.14})$$

e : épaisseur de la paroi (mm)

Dans le cas de plusieurs zones traversées on considère l'épaisseur équivalente calculée par la formule suivante :

$$e_{equiv} = (1/L) \cdot \sum e_i \cdot l_i \quad (\text{IV.15})$$

Où i varie entre 1 et z. z : nombre de zones traversées

b. Epaisseur de la paroi de la conduite

Pour déterminer l'épaisseur de la paroi du tube on utilise la formule approximative suivante qui ne tient pas compte des efforts axiaux créés par la pression du produit et par la

déférence de température entre le produit et la conduite d'une part et entre la conduite et le milieu ambiant d'autre part, ainsi que des efforts dus à la flexion dans les coudes.

$$e = PMS \cdot D_{ext} / 2 \cdot [\sigma] \quad (IV.16)$$

Où PMS : Pression max de service (Kgf/cm³)

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

[σ] : Contrainte admissible c-à-d la plus grande contrainte qui peut être appliquée dans le métal sans risque de rupture (Kgf/cm³)

On définit la contrainte admissible en tenant compte des coefficients de sécurité.

[σ] = K_e · σ_e où σ_e : limite élastique de l'acier

[σ] = K_r · σ_r où σ_r : limite de rupture de l'acier

K_e et K_r coefficients de sécurité (tableau IV.7).

Tableau IV.7 : Coefficients de sécurité

Zone	Liquides		Gaz		Gaz liquéfiée	
	K _e	K _r	K _e	K _r	K _e	K _r
Catégorie I	0.625	0.47	0.60	0.36	0.60	0.36
Catégorie II	0.75	0.59	0.73	0.55	0.72	0.55
Catégorie III	0.82	0.65	0.80	0.60	-	-

c. Nombre de Reynolds

Pour le calcul il est nécessaire de connaître le débit massique M en (Kg/s) ou bien volumique Q en (m³/s) du pétrole pompé.

$$M = \rho \cdot Q \quad (IV.17)$$

$$Q = w \cdot S \quad (IV.18)$$

Où :

$$w = Q / S = 4 \cdot Q / \pi \cdot D^2 = 4 \cdot M / \rho \cdot \pi \cdot D^2 \quad (IV.19)$$

S : section transversale de la conduite (m²)

D : diamètre intérieur de la conduite (m)

On détermine le régime d'écoulement du fluide dans la conduite par le nombre de Reynolds :

$$\text{Re} = w.D / \nu = 4.Q / \pi.D .\nu = 4.Q.\rho / \pi.D \eta = 4.M / \pi.D\eta \quad (\text{IV.20})$$

Où :

ν – viscosité cinématique du produit en (m²/s)

η – viscosité dynamique du produit en (Kg/m.s) ou (N.s/m²)

Pour le régime turbulent on distingue trois zones de frottement :

- a- Zone des tubes lisses
- b- Zone de frottement mixte
- c- Zone de frottement quadratique

Ces zones sont limitées par le nombre de Reynolds critique traversé à la base des expériences.

Pour les tubes lisses ; $3000 \div 4000 < \text{Re} \leq \text{Re}_1$

Pour le frottement mixte ; $\text{Re}_1 < \text{Re} \leq \text{Re}_2$

Pour le frottement quadratique ; $\text{Re} > \text{Re}_2$

Re_1 et Re_2 sont déterminés par les formules suivantes :

$$\text{Re}_1 = 59.5 / \varepsilon^{8/7} \quad (\text{IV.21})$$

$$\text{Re}_2 = (685 - 7651g\varepsilon) / \varepsilon \quad (\text{IV.22})$$

Où : $\varepsilon = 2.K_e / D$ rugosité relative de la conduite exprimée en fonction de la rugosité équivalente K_e .

d. Coefficient de résistance hydraulique λ :

- Régime laminaire ($\text{Re} < 3000$) λ est déterminé par la formation de stockes

$$\lambda = 64 / R_e \quad (\text{IV.23})$$

- Régime des tubes lisses (formule de Blasius)

$$\lambda = 0.1364 / R_e^{0.25} \quad (\text{IV.24})$$

- Régime frottement mixte

$$\sqrt{1/\lambda} = -21g(\varepsilon / 3.7 + 2.51 / R_e) .\lambda^{0.5} \quad (\text{Formule de Koblebrook}) \quad (\text{IV.25})$$

$$\lambda = 0.11 \cdot (\varepsilon + 68 / R_e)^{0.25} \quad (\text{Formule d'Altchoul}) \quad (\text{IV.26})$$

- Régime frottement quadratique

$$\lambda = 0.11 \cdot (\varepsilon)^{0.25} \quad (\text{Formule de Chifrinson}) \quad (\text{IV.27})$$

e. Pertes de charge par frottement:

Les pertes de charge par frottement dans la conduite sont déterminées par la formule de Darcy-Weisbach :

$$h_f = \lambda \cdot L \cdot w^2 / 2 \cdot D \cdot g \quad (\text{IV.28})$$

où :

λ : coefficient de résistance hydraulique

L : longueur de la conduite

Cette formule peut être présentée sous la forme suivante :

$$h_f = \beta \cdot Q^{2-m} \cdot v^m \cdot L / D^{5-m} \quad (\text{Formule généralisée de Leybenon}) \quad (\text{IV.29})$$

où : β et m coefficients dépendant du régime d'écoulement voir tableau IV.8

$$\beta = (4 / \pi)^{2-m} A_1 / 2 \cdot g \quad (\text{IV.30})$$

Tableau IV.8: Valeur des coefficients du régime m et β

Régime d'écoulement	m	A_1	β
Laminaire	1	64	4.15
turbulent zone de Blasius	0.25	0.3164	0.0246
turbulent zone frottement mixte	0.123	$10^{0.127 \cdot \lg \varepsilon - 0.627}$	$0.0802 \cdot A_1$
turbulent zone quadratique	0	λ .	0.0827λ .

f. Pentes hydrauliques :

La pente hydraulique est par définition, la perte de charge due au frottement par unité de longueur de la conduite. Pour une conduite de diamètre D et longueur L la pente hydraulique est calculée par la formule suivante :

$$I = h_f / L = \lambda \cdot w^2 / 2 \cdot g \cdot D = 8\lambda Q^2 / \pi^2 \cdot g \cdot D^5 = 0.0826 \cdot \lambda \cdot Q^2 / D^5 \quad (\text{IV.31})$$

Ou bien:

$$I = \beta \cdot Q^{2-m} \cdot v^m / D^{5-m} \quad (\text{IV.32})$$

g. Pertes de charge locales :

Dans une conduite les pertes de charge locales sont dues aux résistances locales (vannes, coudes, rétrécissement de la conduite). On les détermine par la formule suivante :

$$h_{loc} = \sum \xi \cdot (w^2 / 2 \cdot g) \quad (\text{IV.33})$$

$\sum \xi$ somme des coefficients de résistances locales dépendant de la nature de la résistance.

Les pertes de charge locales, pour de grandes longueurs des conduites, peuvent être estimées comme suit:

$$h_{loc} = (0.01 \div 0.02) h_f \quad (\text{IV.34})$$

Dans ce cas les pertes de charge totales dans une conduite sont déterminées par la formule suivante :

$$H^{tot} = h_f + h_{loc} + \Delta Z = IL + h_{loc} + \Delta Z \quad (\text{IV.35})$$

Ou bien :

$$H^{tot} = (1.01 \div 1.02) h_f + \Delta Z \quad \text{où } \Delta Z = Z_2 - Z_1 \quad (\text{IV.36})$$

IV.5.2.2. Régulation du régime d'exploitation pour le débit donné :

a. Paramètres de fonctionnement des pompes :

➤ Charge de la pompe

La caractéristique de la pompe centrifuge est de la forme :

$$H_{pp} = a + bQ + cQ^2 \quad (\text{IV.37})$$

Où $b < 0$ et c dépend du type de constructeur

On exprime approximativement H_{pp} par la formule:

$$H_{pp} = a - bQ^2 \quad (\text{IV.38})$$

➤ Rendement de la pompe

Il varie en fonction du débit et de la vitesse du moteur d'entraînement

$$\tau = \tau_{\max} \left[1 - \left(1 - \frac{n_{\text{nom}} \times Q_p}{n_p \times Q_{\text{nom}}} \right)^2 \right] \quad (\text{IV.39})$$

➤ **Puissance absorbée par la pompe :**

C'est une fonction du débit et de la hauteur développée par la pompe

$$W_{\text{abs}} = \left[\frac{\rho \cdot g \cdot h_p \cdot Q_{\text{max}}}{\tau} \right] \cdot 10^{-3} [\text{kW}] \quad (\text{IV.40})$$

- **NPSH :** Hauteur minimale de protection contre la cavitation, c'est une fonction du débit.

b. Assemblage des pompes:

- **Assemblage en série :**

$$H_{pp} = H_{st} / k \quad (\text{IV.41})$$

$$H_{\text{ref}} = H_{\text{asp}} + H_{st} = H_{\text{asp}} + k \cdot H_{pp} = H_{\text{asp}} + k(a - bQ^2) \quad (\text{IV.42})$$

- **Assemblage en parallèle :**

$$H_{pp} = H_{st} \quad (\text{IV.43})$$

$$H_{\text{ref}} = H_{\text{asp}} + H_{st} = H_{\text{asp}} + a - b(Q/k)^2 \quad (\text{IV.44})$$

c. Régulation par variation de la vitesse de rotation :

Lors de la détermination de la vitesse de rotation le rendement diminue à cause du nombre de Reynolds. Pour de grandes vitesses de rotation le rendement diminue aussi à cause de la cavitation. D'habitude les courbes iso-rendement sont tronquées au sommet parce que la hauteur de protection contre la cavitation ne suffit pas pour de grandes vitesses de rotation. A droite et à gauche de la courbe caractéristique de la pompe le rendement diminue à cause du régime de fonctionnement non stable de la pompe. Ce type de réglage s'avère le plus

économique et le plus facile à réaliser. A chaque vitesse correspondant une charge et un rendement.

$$n_1/n = Q/Q_2 \quad (n_1/n)^2 = H_1/H \quad (n_1/n)^3 = W_1/W$$

IV.5.3.Determination du debit limiteur en fonction de la pms des troncons:

IV.5.3.1.PMS des tronçons suivant les statistiques d'exploitation

Tableau IV.9 : PMS des tronçons après mise en service

Troçon	PMS des tronçons après mise en service
SP1 HEH-SP1Bis Djamaa	83.500
SP1Bis Djamaa-SP2 Biskra	84.

IV.5.3.2.Débit des tronçons pour les PMS des tronçons :

Données de départ:

Densité du brut $d= 0.795$

Viscosité du brut $v=2.7$ cst

D'après le profil en long on a le tableau suivant:

Débit =1800 m³/h

Tableau IV.10 : Résultats débit des tronçons pour les PMS des tronçons débit =1800 m³/h

Tronçon	H_{ref}^{max} m	P_{ref}^{max} bar	H_{asp} m	P_{asp} (bar)	δ_{moy} (mm)	D_{int} (m)	L (km)	ΔZ (m)
SP1 HEH-SP1Bis Djamaa	767.7	$5.98 \cdot 10^6$	154	12	7.937	0,593726	189,814	-67

Débit =2200 m³/h

Tableau IV.11 : Résultats débit des tronçons pour les PMS des tronçons débit =2200 m³/h

Tronçon	H_{ref}^{max} m	P_{ref}^{max} bar	H_{asp} m	P_{asp} (bar)	δ_{moy} (mm)	D_{int} (m)	L (km)	ΔZ (m)
SP1 HEH-SP1Bis Djamaa	1047.	$8.16 \cdot 10^6$	154	12	7.937	0,593726	189,814	-67

D'après la formule :

$$h_{ref}^{max} = \frac{0.084 \times \lambda \times Q_{max}^2}{D_{int}^5} \times l + \Delta z + h_{asp} \quad (IV.45)$$

$$Q_{max} = \left[\frac{h_{ref}^{max} - \Delta z - h_{asp}}{\frac{0.084 \lambda}{D_{int}^5} l} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (IV.46)$$

$$Q_{max} = \left[\frac{h_{ref} - \Delta z - h_{asp}}{\frac{0.0187(\nu.\pi)^{0.25}}{D^{4.75}} L} \right]^{\frac{1}{1.75}} \quad (IV.47)$$

Les résultats qui suivent, sont des résultats pour les quatre stations de pompes :

Tableau IV.12 : Les résultats pour les quatre stations de pompes

Station de pompe	Q m ³ /s	Q m ³ /h
SP1HEH	0.5	1800
SP1Bis Djamaa	0.611	2200

➤ Calcul hydraulique :

Le nombre de Reynolds R_e et le nombre Reynolds critique R_{e1} sont déterminés par les formules suivantes :

$$R_e = 4.Q / \pi.D . \nu \quad (IV.48)$$

$$R_{e1} = \frac{59,5}{\frac{8}{(\varepsilon)^7}} = \frac{59,5}{(3.10^{-5})^7} = 5.5.10^5 \quad (IV.49)$$

$3000 \div 4000 \leq R_e \leq R_{e1}$ Donc le régime est tube-lisse.

Le coefficient de résistance hydraulique λ est déterminé par la formule de Blasius

$$\lambda = 0.3164 / R_e^{0.25} \quad (IV.50)$$

Débit =1800 m³/h

Tableau IV.13 : Résultats de calcul hydraulique débit =1800 m³/h

Tronçon	Q m ³ /s	Re	λ	Type de régime
SP1 HEH-SP1Bis Djamaa	0.5	397330	0.0126	Tube lisse

Débit =2200 m³/h

Tableau IV.14 : Résultats de calcul hydraulique débit =2200 m³/h

Tronçon	Q m ³ /s	Re	λ	Type de régime
SP1 HEH-SP1Bis Djamaa	0.611	4.85*10 ⁵	0.0119	Tube lisse

- Calcul hydraulique pour un débit max de la ligne Q= m³/h

$$H_{refi} = \frac{0.084 \times \lambda_i \times Q_{\max}^2}{D_{\text{int}}^5} \times l_i + \Delta z_i + H_{aspi+1} \quad (\text{IV.51})$$

$$H_{aspi+1} = H_{refi} - \frac{0.084 \times \lambda_i \times Q_{\max}^2}{D_{\text{int}}^5} \times l_i - \Delta z_i \quad (\text{IV.52})$$

Rugosité $K=0.0001$ m
 Viscosité $\nu = 2.7 \cdot 10^{-6}$ m²/s

Station	Tronçon	Hasp (m)	Href (m)	DELTA Z (m)	Dia Int (m)	Longueur L (m)	Q (m ³ /s)	Re	ϵ	Re1	λ	Régime
SP1 HEH	SP1 HEH/SP1Bis	154	767.75	-67	0.593726	189814	0.5	397330	$3 \cdot 10^{-5}$	$5.5 \cdot 10^5$	0.0126	Tube lisse
SP1 HEH	SP1 HEH/SP1Bis	154	1047.4	-67	0.593726	189814	0.611	485536	$3 \cdot 10^{-5}$	$5.5 \cdot 10^5$	0.119	Tube lisse

$$R_e = 4.Q / \pi.D \cdot \nu$$

(IV.53)

$$R_{e1} = \frac{59,5}{\frac{8}{(\epsilon)^7}}$$

(IV.54)

$3000 \div 4000 \leq R_e \leq R_{e1}$ Donc le régime est tube lisse

$$\lambda = 0.3164 / R_e^{0.25}$$

(IV.55)

➤ Calcul épaisseur moyen tronçon SP1 HEH –SP1BIS Djamaa

Tableau IV.15: Calcul épaisseur moyen tronçon SP1 HEH –SP1BIS Djamaa

	PK	EPAISSEUR	LONG	Ei*Xi
HEH-SP1 BIS	0	12,7	0,233	2,9591
	0,233			
	0,233	9,52	22,321	212,49592
	22,554			
	22,554	9	1,935	17,415
	24,489			
	24,489	8,73	22,386	195,42978
	46,875			
	46,875	9	17,846	160,614
	64,721			
	64,721	8,73	8,057	70,33761
	72,778			
	72,778	7,92	33,227	263,15784
	106,005			
	106,005	8,73	0,531	4,63563
	106,536			
	106,536	7,92	3,011	23,84712
	109,547			
	109,547	7,13	8,018	57,16834
	117,565			
	117,565	7,13	16,353	116,59689
	133,918			
	133,918	7,13	0,992	7,07296
	134,91			
	134,91	7,13	33,447	238,47711
	168,357			
	168,357	6,35	21,368	135,6868
	189,725			
	TOTAL		189,725	1505,8941

Dext (mm) 609,6

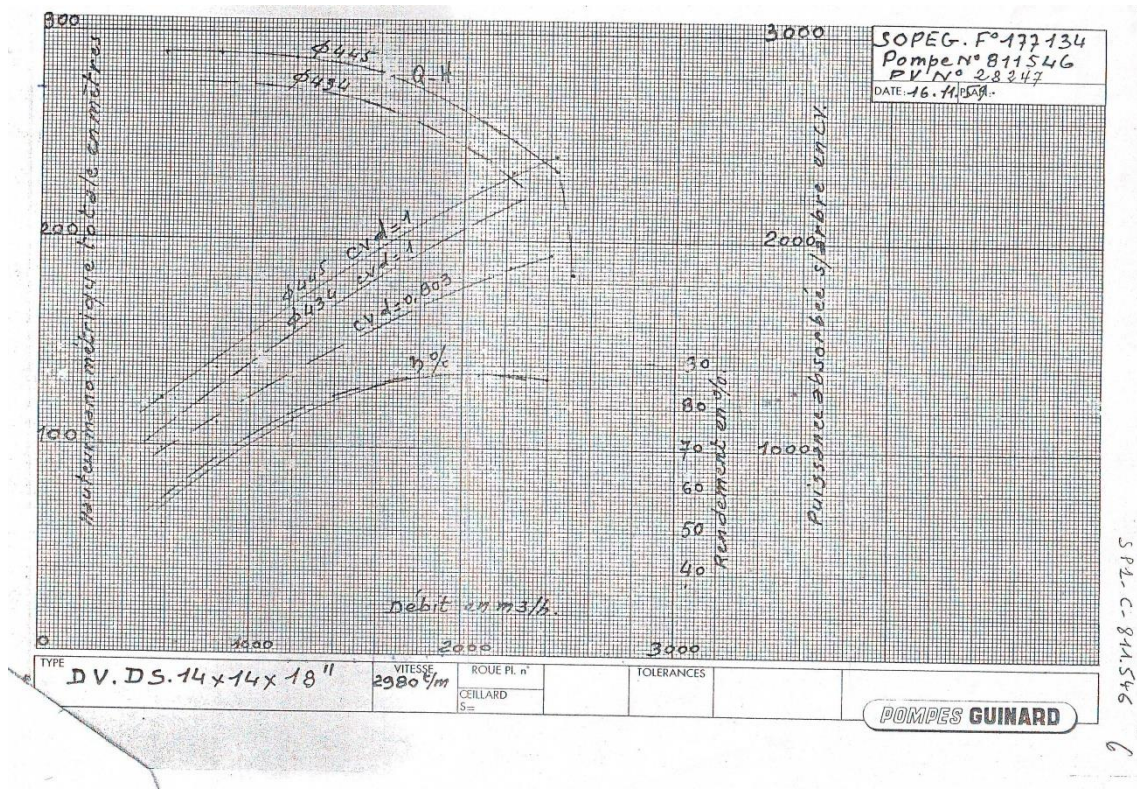
EP MOYEN = 7,937246541

Dint (mm) = 593,7255069

➤ Calcul de puissances des stations de la ligne OB1/24" pour un débit

❖ Station de départ SP1 HEH :

Les pompes de la station SP1HEH sont entraînées par cinq électropompes assemblées en série



– Caractéristiques des pompes principales :

Les pompes principales sont des pompes centrifuges horizontales à un étage assemblées en série marque GUINARD type DVDS 14 x 14 x 18^H.

- Débit nominal $Q = 2100 \text{ m}^3/\text{h}$
- Vitesse nominale $n = 2980 \text{ tr}/\text{min}$
- Hauteur nominal $H = 240 \text{ m}$
- Rendement nominal $\eta = 88\%$
- NPSH = 10 m.
- Puissance $W = 1630 \text{ KW}$
- Pression refoulement à débit nul $H = 278 \text{ m}$

– **Caractéristiques des moteurs électriques :**

Ce sont des moteurs électriques type Asynchrone fabriqués par le constructeur CEN, la puissance nominale est de 10000 CV

❖ **Station SP1Bis Djamaa :**

– **Caractéristiques des pompes principales :**

Les pompes principales sont des pompes centrifuges assemblée en parallèles marque NUOVO PIGNONE type 10 x 18 – BFD / 2 st

- Débit nominal $Q = 2200 \text{ m}^3/\text{h}$
- Vitesse nominale $n = 3716 \text{ tr}/\text{min}$
- Hauteur nominale $H = 966 \text{ m}$
- Rendement nominal $\eta = 82.5\%$
- NPSH = 30 m
- Puissance $W = 5803 \text{ KW}$

– **Pression refoulement à débit nul $H = 1140 \text{ m}$**

– **Caractéristiques des Turbines**

Ce sont des turbines à gaz type GE10 fabriquées par le constructeur NUOVO PIGNONE, la puissance nominale est de 11.982 MW

Tableau IV.16: Les résultats Puissance exigée station (KW)

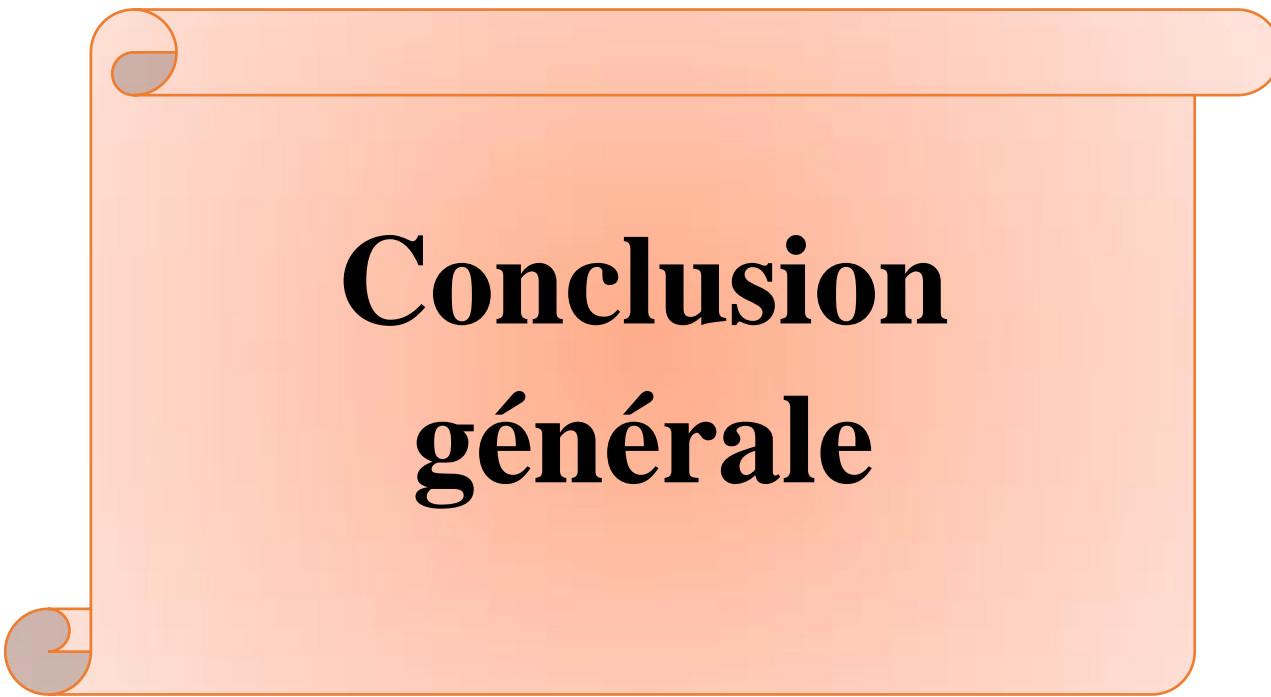
Station	Vitesse pompe (tr/min)	Rendement Station (%)	Puissance exigée station (KW)
SP1 HEH	2672	87	64578.891

Tableau IV.17: Les résultats Puissance exigée station (KW)

n° station	Nom station	H_{ref} (m)	P_{ref} (bar)	H_{asp} (m)	P_{asp} (bar)	η pompe (%)	Débit (m ³ /h)	Puiss (KW)
01	SP1 HEH	767.750	59.8	154	11.9	87	1800	64578.8

IV.6.Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudiés description et importance de la ligne OB1/24"HEH-DRGB.

A decorative orange scroll graphic with a light orange gradient and a darker orange border. The scroll is partially unrolled at the top and bottom edges, with the unrolled parts showing a darker orange color. The text is centered on the main body of the scroll.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le caractère liquide du pétrole rend le transport et le stockage aisé : stockage et transport ne présentent pas de problèmes techniques insurmontables. En revanche, les problèmes surviennent lors de la défaillance des infrastructures de transport et de stockage : on doit alors faire face à des pollutions plus ou moins importantes, aux conséquences environnementales parfois réellement catastrophiques.

Le pétrole sous toutes ses différentes formes doit être considéré comme une source de pollution et une matière dangereuse; les infrastructures de stockage et de transport doivent être mises à niveau afin de réduire le risque environnemental; les entreprises de transport et de stockage de produits pétroliers devraient obligatoirement souscrire des contrats d'assurance couvrant les conséquences économiques et environnementales de la défaillance d'infrastructures pétrolières, afin de refléter réellement le coût du pétrole pour la société.

L'objectif de ce travail est d'étudier l'écoulement du pétrole brut dans les pipelines qui est nécessaire et fondamentale pour assurer une meilleure optimisation du réseau du transport; en choisissant la technique la plus convenable pour résoudre les différents problèmes survenus au long de la canalisation tel que: l'obstruction des installations due à la précipitation des particules solides existant dans le pétrole brut (paraffines –asphaltènes) ainsi que les problèmes de pompage.



Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Le transport du pétrole : oléoducs et navires pétrolière, points stratégiques et enjeux. Connaissance des énergies [en ligne]: <http://www.connaissancedesenergies.org>.
- [2] Des raffineries aux consommateurs, la distribution du pétrole et du gaz. Planète énergie. [en ligne]:[http://www.planete-energies.com/fr/medidias/decryptages /des raffineries aux consommateurs-la distribution-du-pétrole-et-gaz](http://www.planete-energies.com/fr/medidias/decryptages/des-raffineries-aux-consommateurs-la-distribution-du-petrole-et-gaz)
- [3] Pipeline (le transport du pétrole par canalisation).[en ligne]: [http://fr.m.wikipedia.org>wiki>pipeline](http://fr.m.wikipedia.org/wiki/pipeline)
- [4] Le transport du pétrole par voie terrestre. Planète énergie. [en ligne]:[http://www.planete-energies.com/fr/ medidias/decryptages / le transport-du-pétrole-par-voie-terrestre](http://www.planete-energies.com/fr/medidias/decryptages/le-transport-du-petrole-par-voie-terrestre)
- [5] Dr AKE, cours de stockage, distribution et transport des hydrocarbures (STDH).[en ligne]:[http://fr.slideshare.net< leroiani>cours-de-stockage-distribution-et-transport-des-hydrocarbures](http://fr.slideshare.net/leroiani/cours-de-stockage-distribution-et-transport-des-hydrocarbures)
- [6] Camion –citerne.[en ligne]:[http://www.caractéristique camion-citerne.org](http://www.caractéristique-camion-citerne.org)
- [7] Les codes de danger de la signalisation de transport ADR. [en ligne] :[http://www..seton.fr.signalisation-de-transportpar-ADR](http://www.seton.fr/signalisation-de-transportpar-ADR)
- [8] Rapport d'enquête ferroviaire, R13D0054 – bureau de la sécurité des transport du CANADA.[en ligne].:[http://www.tsb.gc.ca>rapports-reports>rail](http://www.tsb.gc.ca/rapports-reports/rail)
- [9] Comparaison des modes de transport- FAQ Logistique.[en ligne]. [consulté le 26 janvier 2017]. Disponible à l'adresse : [http://www.faq-logistique.com>...>transport](http://www.faq-logistique.com/transport)
- [10] Bac de stockage, bac de stockage à toit fixe, bac de stockage toit...
- [11] CMP Arles.[en ligne]:<http://www.cmparles.com>11- Réservoir pour station-service : Allaman. [en ligne]: [http://www.allaman.fr>](http://www.allaman.fr)
- [12]M. KARDACHE & A .LOUNIS, Exploitation d'une Station de pompage, Département Mécanique Pétrolière et Transport des HC, Ecole d'Arzew, IAP, Novembre 2015
- [13]S. BENABDERRAHMANE & K. HOCINE " Optimisation de l'installation des bacs de stockage de pétrole brut et condensat " Mémoire d.ingénieur en recherche opérationnelle. 1997.
- [14]Ait Saadi et Ait Abdeslam : "Evacuation du gaz produit par la cuvette de SBAA vers HASSI R.MEL", thèse pour l'obtention d'ingénieur d'état U.S.T.H.B (1998). Bendaas A, Baghouti L'Optimisation du Schéma de Distribution des Carburants, Projet de Fin d'Etudes Département de Recherche Opérationnelle, U.S.T.H.B, 2003

- [15] Sari M., Investigation des modèles à coûts Unitaires variable dans le cas d'un système de distribution à dépôt unique ou à plusieurs dépôts, thèse magister, Département de génie industrielle, E.N.P, 1997.
- [16] Gillet B.E, and Miller L.R., A heuristic algorithm for the vehicle dispatcher problem, Operational Research, 22(1974), 340-349.
- [17] Goldberg D. Genetic Algorithm in Search, Optimisation and machine learning, Addison-Wesley, Reading Mass, 1989.
- [18] M. Minoux. Programmation mathématique. Tome1, Edition Dunod, 1983.
- [19] Simon & Schuster : F.Beaulieu "La programmation orienté objet." (2004). Les manuels et revues de SONEGAS :
- [20] Manuel pour transport et la distribution du gaz. Partie I : principes fondamentales(ATG).
- [21] Fateh Aggoun ; Évaluation de l'endommagement des tubes dans leurs conditions d'exploitation ; Thèse de Magister en Génie Mécanique option : Mécanique Appliquée en Engineering ; 2010
- [22] Djdid Ibrahim ; étude sur les défaillances des aciers API-5LX60 pour pipeline cas de la ligne GZ1 ; Mémoire de master en génie mécanique option maintenance industriel ; Université Tlemcen ; 2013.
- [23] Mechernene Abderrahim ; Etude du comportement en fatigue des aciers pour pipeline ; Mémoire de master en Génie Mécanique Option Ingénierie des systèmes mécaniques productique ; Université Tlemcen 2013.
- [24] Amina Bendjabour ; Corrosion localiser des aciers API 5L-X52 de la ligne ASR/MP sollicité en sol algérien ; thèse de magister en sciences des matériaux ; Université Tlemcen ; 2011.
- [25] Hadjoui Fethi « Etude du comportement en fatigue des aciers pour pipelines à différents grades ; thèse de Doctorat en génie mécanique. Université Tlemcen. 2011
- [26] Bouziane Abdelkader ; contribution à la détermination des critères de qualité des tubes soudés soumis à une pression intérieure ; thèse de magister en génie mécanique ; université m'hamed bougara boumerdes ; 2008.
- [27] Bellahcen Tassadit ; Etude de la nocivité des défauts dans les canalisations sous environnement hydrogène ; Thèse de doctorat de génie mécanique ; Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou ; 2008.
- [28] François ravaline ; développement d'acier pour gazoducs a haute limite d'élasticité et ténacité élevé : mécanique et mécanismes de la rupture ductile à grande vitesse ; thèse de

- doctorat ; l'école nationale supérieur de mines de paris en science et génie des matériaux ; 1998
- [29] Introduction au transport du pétrole aux quatre coins du monde ; <http://www.explorecuriocity.org/Portals/2/Themes/Energy/Moving%20Oil%20Around%20the%20World%20Primer-FR.pdf>
- [30] Scott Rukke ; Pipeline Repair Using Clock Spring, Composite Sleeve Reinforcement, Washington Utilities ; Transportation Commission.
- [31] A. Benlekhal ; Rapport sur les procédures de réparation en charge de canalisation de transport d'hydrocarbures par demi-coquilles soudées ; SONATRACH-DRC ; ranArzew ; 15 Août 2010.
- [32] [Dr.-Ing. Karl-Heinz Brensing ; steel tube and pipe manufacturing processes ; düsseldorf.
- [33] API specification 5L forty-third edition, 49 CFR 192.113, MARCH 2004.
- [34] HEBBAZ Mohammed Amine ; Défauts dans Les pipelines et leurs effets sur le Comportement en fatigue ; Mémoire de Master option Maintenance Industrielle ; Université Tlemcen ; 2015
- [35] Lucinda Jeanette Smart ; Review of materials property data for nondestructive characterization of pipeline materials ; Graduate Theses and Dissertations ; Iowa State University ; 2015
- [36] Duraid_alkazraji ; A Quick Guide to Pipeline Engineering ; 2008
- [37] Andrew C. Palmer and Roger A. King ; Subsea Pipeline Engineering 2nd Edition ; 2008
- [38] W. Kent Muhlbauer ; Pipeline Risk Management Manual Ideas, Techniques, and Resources Third Edition ; 2004
- [39] Adnen KECHAOU ; étude du soufflage magnétique de l'arc électrique de soudage ; Thèse de Doctorat ; Université de Liège ; 2013.



ANNEXE