

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITÉ 20 AOÛT 1955 SKIKDA  
FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DÉPARTEMENT DE GÉNIE DES PROCÉDÉS



# Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

## **MASTER**

**Filière :** Hygiène et sécurité industrielle

**Spécialité :** Hygiène et sécurité industrielle

*Etude de cas théorique des risques liés à la corrosion  
des équipements de transfert des hydrocarbures*

Soutenu le 02/07/2023

Réalisé par : Baak Abd elhak

Encadré par : Dr. El. Boussaha

Aibeche Rouana Ilyes

Année Universitaire 2022- 2023

## Remerciements

Nous tenons d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous à donner la force et la patience d'accomplir ce travail.

En seconde lieu, nous tenons à remercier sincèrement Mr.E..Boussaha qui en tant que directeur de mémoire, s'est toujours montré à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire ,ainsi pour l'inspiration l'aide et le temps qu'il a bien voulu nous consacrer

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptent d'examiner notre travail Et de l'enrichir par leurs propositions.

Nous n'oublions pas nos parents pour leur contribution, leur soutien et leur patience.

Enfin, nous adressons nos plus sincère remerciement à tous nos proches et amis, qui nous ont toujours soutenue et encouragé au cours de la réalisation de ce mémoire.

## Dédicace

Je dédie à mes très chers parents qui m'ont guidé durant les moments les plus pénibles de ce long chemin, ma mère qui a été à mes cotes et ma soutenus durant toute ma vie, et mon père qui a sacrifié toute sa vie afin de me voir devenir ce que je suis, merci beaucoup mes très chère parents.

A toutes personnes qui ma aider à poursuivre mes études. A mes frères,  
mes sœurs.

A toute la famille, Baak et la famille Aibeche Rouana.

## Résumé

Notre travail consiste à une étude théorique des risques liés à la corrosion des équipements de transfert du cas du gaz naturel liquéfié au niveau du complexe de GNL où la corrosion se manifeste à l'intérieur des installations aériennes par l'attaque chimique de CL-, et à l'extérieur des ouvrages enterrés sous l'effet de l'agressivité du sol, ce qui provoque des percements des installations conduisant à des fuites et par la suite des perturbations dans la production et le transfert du gaz.

## تلخيص

يتكون عملنا من دراسة نظرية للمخاطر المتعلقة بتآكل معدات النقل في حالة الغاز الطبيعي المسال في مجمع الغاز الطبيعي المسال حيث يتجلى التآكل داخل المنشآت الجوية من خلال الهجوم ، وخارج الهياكل المدفونة تحت تأثير عدوانية التربة، هذا يسبب حفر المنشآت -CL الكيميائي مما يؤدي إلى تسرب وبالتالي اضطرابات في إنتاج ونقل الغاز.

## Abstract

Our work consists of a theoretical study of the risks associated with corrosion liquefied natural gas transfer equipment at the LNG complex, where corrosion LNG complex, where corrosion occurs both inside the overhead installations by the chemical attack of CL-, and on the outside of the buried structures by the aggressiveness of the soil, leading to perforation of the installations and installations, leading to leaks and subsequent disruption of production and gas production and transfer.

# Liste de figure :

## Chapitre I : Généralité sur le transport par pipes

Figure.I.1 : Les tubes soudés sous la forme en spirale.....	9
Figure.I.2 : La Machine à souder.....	10
Figure.I.3 : Préparation bobine.....	12
Figure.I.4 : Réparation des défauts manuellement.....	13
Figure.I.5 : La machine d'essais hydrostatique.....	14
Figure.I.6 : Machine de contrôle ultrason automatique.....	15
Figure.I.7 : a : Croquage ; b : Formage sous forme "U"; c : Formage sous forme "O" ...	16
Figure.I.8 : Fabrication de pipeline sans soudure.....	17
Figure.I.9 : Tube à l'intérieur.....	18

## Chapitre II : Généralité sur la corrosion

Fig. II.1. Variation du taux de corrosion en fonction du pH.....	25
Fig. II.2. Corrosion Généralisée.....	25
Fig.II.3. Corrosion localisée.....	26
Fig. II.4. Diminution du risque de corrosion-érosion.....	32
Fig. II.5. Les moyens de protection contre la corrosion.....	33
Fig. II.6. Principe de la protection anodique d'un métal passivable déplacement du potentiel dans le domaine passif correspondant à : $E_{pass} < E < E_{pit}$ .....	36
Fig. II.7. Protection cathodique d'un réseau métallique par anodes sacrificielles.....	37
Fig. II.8. Schéma descriptif de la protection cathodique d'un métal par soutirage de courant.....	37
Fig. II.9. Principe de la protection cathodique.....	38

## Chapitre III : Analyse des risques liés à la corrosion Etude de cas du GNL

Figure III.1 : Fenêtre d'exécution du logiciel PHAST.....	65
Figure III.2 : Niveau de radiation généré en fonction de la distance.....	65
Figure III.3 : Modélisation de l'intensité du jet Fire.....	66

# Liste de figure :

## Chapitre I : Généralité sur le transport par pipes

Figure.I.1 : Les tubes soudés sous la forme en spirale.....	9
Figure.I.2 : La Machine à souder.....	10
Figure.I.3 : Préparation bobine.....	12
Figure.I.4 : Réparation des défauts manuellement.....	13
Figure.I.5 : La machine d'essais hydrostatique.....	14
Figure.I.6 : Machine de contrôle ultrason automatique.....	15
Figure.I.7 : a : Croquage ; b : Formage sous forme "U"; c : Formage sous forme "O" ...	16
Figure.I.8 : Fabrication de pipeline sans soudure.....	17
Figure.I.9 : Tube à l'intérieur.....	18

## Chapitre II : Généralité sur la corrosion

Fig. II.1. Variation du taux de corrosion en fonction du pH.....	25
Fig. II.2. Corrosion Généralisée.....	25
Fig.II.3. Corrosion localisée.....	26
Fig. II.4. Diminution du risque de corrosion-érosion.....	32
Fig. II.5. Les moyens de protection contre la corrosion.....	33
Fig. II.6. Principe de la protection anodique d'un métal passivable déplacement du potentiel dans le domaine passif correspondant à : $E_{pass} < E < E_{pit}$ .....	36
Fig. II.7. Protection cathodique d'un réseau métallique par anodes sacrificielles.....	37
Fig. II.8. Schéma descriptif de la protection cathodique d'un métal par soutirage de courant.....	37
Fig. II.9. Principe de la protection cathodique.....	38

## Chapitre III : Analyse des risques liés à la corrosion Etude de cas du GNL

Figure III.1 : Fenêtre d'exécution du logiciel PHAST.....	65
Figure III.2 : Niveau de radiation généré en fonction de la distance.....	65
Figure III.3 : Modélisation de l'intensité du jet Fire.....	66

## *Liste de tableaux :*

### **Chapitre II : Généralité sur la corrosion**

Tableau II.1 : Classification de la tenue en corrosion en fonction du taux de corrosion.	25
Tableau II.2 : Influence de différents facteurs sur la corrosion des métaux.....	27
Tableau II.3 : Types de revêtement organique.....	34

### **Chapitre III : Analyse des risques liés à la corrosion Etude de cas du GNL**

Tableau III.1: Echelle de gravité.....	44
Tableau III.2 : Echelle de fréquence ou de probabilité.....	44
Tableau III.3 : Accidents liés aux canalisations de GNL.....	46
Tableau III.4 : Application de la méthode HAZOP.....	48
Tableau III.5 : échelle de probabilité .....	56
Tableau III.6 : Application de la méthode APR .....	58
Tableau III.7 : échelle de probabilité.....	62
Tableau III.8 : Distances des effets thermiques du jet Fire sur l'homme (chargement).	67
Tableau III.9 : échelle de probabilité.....	68

## Sommaire

Introduction générale.....	1
<b>Chapitre I : Généralité sur le transport par pipes</b>	
Introduction .....	2
I.1. Généralité sur les hydrocarbures .....	2
I.1.1. Aperçu historique les hydrocarbures .....	2
I.1.2. Origines des hydrocarbures .....	3
I.1.3. Clasment des hydrocarbures .....	3
I.1.4. Propriétés physiques des hydrocarbures .....	4
I.1.4.1. La densité.....	4
I.1.4.2. Le volume molaire.....	4
I.1.4.3. La masse moléculaire .....	4
I.1.4.4. La viscosité.....	4
I.1.4.5. Le point d'éclair.....	4
I.1.4.6. Le point d'écoulement.....	5
I.1.4.7. Le point d'ébullition.....	5
I.1.4.8. Le point d'auto-inflammation.....	5
I.1.4.9. Limites d'inflammabilité .....	5
I.1.5. Risques liés aux hydrocarbures.....	5
I.1.5.1. Les risques d'asphyxie .....	5
I.1.5.2. Les risques de toxicité chimique des hydrocarbures .....	6
I.1.5.3. Les risques d'explosion et d'incendie .....	7
I.2. Généralité sur les pipelines : .....	8
I.2.1. Définition : .....	8
I.2.2. Les différents types des canalisations.....	8
I.2.3 Processus de fabrication .....	9
I.2.3.1. Les tubes soudés sous la forme en spirale.....	9

I.2.3.2. Les tubes soudés sous forme longitudinale .....	16
I.2.3.3. Les tubes formés sans soudure .....	16
I.2.4. Revêtement des tubes .....	17
I.2.4.1 Revêtement extérieur.....	17
I.2.4.2. Revêtement intérieur .....	18
I.2.5. Contrôle de qualité.....	18
I.2.5.1. Contrôle non destructif (CND) .....	19
I.2.5.2. Contrôle destructif.....	19
I.3. Généralité sur le transport du pétrole brut .....	20
I.3.1. Historique.....	20
I.3.2. Les modes de transport .....	21
I.3.2.1. Transport maritime .....	21
I.3.2.2. Transport ferroviaire.....	21
I.3.2.3. Transport routière .....	21
I.3.2.4. Transport par conduites (canalisation) : .....	22
Conclusion .....	22

## **Chapitre II : Généralité sur la corrosion**

Introduction .....	23
II.1. Définition .....	23
II.2. Les types de corrosion .....	23
II.2.1. Corrosion chimique (sèche).....	23
II.2.2. Corrosion biochimique (bactérienne).....	24
II.2.3. Corrosion électrochimique (humide).....	24
II.3. Morphologie de la corrosion.....	24
II.3.1. Corrosion uniforme ou généralisée .....	24
II.3.2. Corrosion localisée .....	26

II.4. Mécanismes de corrosion.....	26
II.5. Les facteurs de la corrosion .....	27
II.6. Les paramètres influençant sur la vitesse de corrosion .....	29
II.6.1. Influence de l'oxygène.....	29
II.6.2. Influence de l'acidité :.....	29
II.6.3. Salinité :.....	29
II.6.4. Température.....	30
II.6.5. Facteurs métallurgiques.....	30
II.7. Importance économique de la corrosion.....	30
II.8. Moyen de lutte contre le phénomène de corrosion.....	31
II.8.1. Prévention par une forme adaptée des pièces.....	31
II.8.2. Prévention par un choix judicieux des matériaux .....	32
II.8.3. Protection par revêtements .....	33
II.8.3.1. Protection par revêtements métallique.....	33
II.8.3.2. Protection par revêtement organiques.....	34
II.8.3.3. Revêtements thermoplastiques.....	34
II.8.4. Protection par inhibiteurs .....	35
II.8.5. Protection anodique .....	35
II.8.6. Protection cathodique (électrochimique).....	36
II.8.6.1. Principe de la protection cathodique.....	37
II.8.6.2. Critères de la protection cathodique .....	38
II.8.6.3. Facteurs affectant la validité des critères .....	39
Conclusion .....	40

### **Chapitre III : Analyse des risques liés à la corrosion Etude de cas du GNL**

Introduction .....	42
--------------------	----

III.1. Transport du GNL.....	42
III.1.1. Matières premières .....	42
III.1.2. Description .....	42
III.1.3. Stockage du GNL.....	42
III.1.4. Expéditions du GNL .....	43
III .2. Caractérisation des n1eaux de risque .....	43
III.2.1. Les cause des accidents liés aux canalisations.....	45
III.2.2. Les conséquences des accidents liés aux canalisations.....	45
III.2.3. Analyse de l'accidentologie liée aux canalisations .....	46
III.3. Application de la méthode HAZOP.....	47
III.3.1. Discussion de la méthode HAZOP .....	56
III.3.2. Récapitulatif des mesures d'amélioration identifiées suite à la revue HAZOP .....	56
III.4. Analyse préliminaire des risques (APR) .....	57
III.4.1. Historique et définition : .....	57
III.4.2. Application d'analyse de la méthode APR.....	57
III.4.3. Discussion de la méthode APR.....	62
III.4.4. Récapitulatif des mesures d'amélioration identifiées suite à l'APR.....	63
III.5. Modélisation par le logiciel PHAST .....	63
III.5.1. Généralités sur le logiciel.....	63
III.5.2Avantages du logiciel PHAST .....	64
III.5.3. Simulation des effets thermiques du jet Fire au niveau de la ligne de chargement .....	64
III.5.4. Discussion des résultats du logiciel PHAST.....	66
III.5.5. Positionnement du scénario dans la grille de criticité.....	67
Conclusion .....	68

Conclusion générale .....	69
---------------------------	----

The image features two overlapping triangles. The front triangle is yellow and contains the text 'Introduction générale :'. The back triangle is brown and is partially obscured by the yellow one. Both triangles have a slight 3D effect with shadows.

*Introduction  
générale :*

## **Introduction générale**

Les hydrocarbures, produits chimiques, etc. sont des matières transportées souvent par canalisation.

Ce dernier, utilise majoritairement des tubes en acier, soudés bout à bout et revêtus pour protéger contre les problèmes de corrosion. Le fluide transporté dans les canalisations se déplace généralement sous pression.

La corrosion est une destruction non souhaitée des métaux sous l'action de milieux corrosifs. La corrosion interne est rare du fait que le produit que transporte le pipeline s'écoule sans arrêt et que l'intérieur de la canalisation est fréquemment nettoyé à l'aide de racleurs. Par contre, la corrosion externe présente souvent des dégradations potentiellement dangereuses.

Dans cette optique, le pipeline présente des zones dites singulières au niveau desquelles le comportement mécanique est très perturbé. Nous nous sommes intéressés à l'étude de deux types de zones notamment, le cordon de soudure et la corrosion localisée.

L'objectif de ce présent travail est d'aborder la problématique de la corrosion. Pour ce faire, on a choisi d'encadrer la notion du risque et particulièrement les risques liés aux fuites causées par la corrosion des équipements pétroliers.

Dans cette optique, des notions essentielles concernant, la corrosion des équipements pétroliers s'avèrent d'une grande utilité pour cerner tous les aspects de ce thème.

Notre travail est scindé en 3 chapitres :

- Généralité sur le transport par pipes ;
- Généralité sur la corrosion ;
- Analyse des risques liés à la corrosion Etude de cas du GNL.



***Chapitre I :***

**Généralité sur le  
transport par pipes**

## Introduction

Depuis des siècles, le besoin de l'énergie tel que le gaz naturel et le pétrole ne cesse de s'accroître avec le développement très rapide des pays. Ce qui nécessite l'exploitation des gisements et la construction de nouvelles lignes de pipelines. Le gaz naturel est transporté par des pipelines appelés gazoducs qui est un système de canalisation à haute pression, enterrées recouvertes d'un revêtement en bitume ou en polymère et complétée par une protection cathodique active pour les protéger contre la corrosion provoquée par les sols. L'expansion de ce système est marquée non seulement par un accroissement des longueurs de canalisations en exploitation, mais aussi par une augmentation de leur diamètre. Pour le transport de gaz sur des grandes distances, le recours à un réseau de tuyaux est un des moyens les plus couramment retenu. Mais, ces tuyaux sont souvent l'objet d'agressions corrosives interne et externe qui fait des craquelures et des déflagrations des pipelines dans le pire des cas[1].

Des recherches et des études bien précises s'accumule pour créer un outil intelligent qui inspecte les pipelines pour détecter tout type de corrosion possible par des analyses de ses données afin d'éviter des accidents tels que des explosions qui engendrent des pertes humaines dans certains cas et des pertes économiques.

### I.1. Généralité sur les hydrocarbures

#### I.1.1. Aperçu sur les hydrocarbures

Du point de vue chimique, l'hydrocarbure est un composé organique. Les hydrocarbures sont composés de chaînes moléculaires constituées d'atomes de carbone et d'hydrogène (C et H). La teneur pondérale en carbone des produits transportés varie entre 83 et 87%. Un atome de carbone à une valence de 4. Il dispose donc de quatre liaisons «obligatoires» correspondant à quatre électrons. Un atome de carbone peut être relié à quatre atomes d'hydrogène ou à d'autres atomes de carbone, par des liaisons simples ou doubles.

### I.1.2. Origine des hydrocarbures

Certains types d'hydrocarbures, tels que les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), dont plusieurs sont connus pour être cancérigène, sont présents en quantités variables dans les pétroles bruts, mais sont aussi produits par la combustion incomplète d'hydrocarbures pétroliers et de matières organiques diverses comme le bois et le charbon. Les pétroles bruts et le gaz naturel, d'origine fossile, sont issus de transformations diverses et successives de matière organique. [1].

### I.1.3. Classement des hydrocarbures

Selon leurs états physiques, les hydrocarbures liquéfiés ou liquides sont classés en quatre catégories : .

- **Catégorie A** : hydrocarbures liquéfiés dont la pression absolue de vapeur à 15°C est supérieure à 1 bar. Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :
  - **Sous-catégorie A1** : hydrocarbures maintenus liquéfiés à une température inférieure à 0°C. exemple : gaz naturel (méthane), éthylène.
  - **Sous-catégorie A2** : hydrocarbures liquéfiés dans d'autres conditions. Exemple : butane, propane, butadiène, isoprène.
- **Catégorie B** : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est inférieur à 55°C. exemple : brut, essence, super, kérosène.
- **Catégorie C** : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur ou égal à 55°C et inférieur à 100°C.
- **Catégorie D** : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur ou égal à 100°C [2].

## **I.1.4. Propriétés physiques des hydrocarbures**

### **I.1.4.1. La densité**

La densité est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température donnée sur le poids du même volume d'eau à une température standard dans le cas des liquides. Pour les vapeurs, nous faisons appel soit la masse volumique  $\text{Kg/m}^3$  ou la densité par rapport à l'air.

### **I.1.4.2. Le volume molaire**

Le volume molaire d'une substance est le volume d'une mole de cette substance dans les conditions normales de température et de pression.

### **I.1.4.3. La masse moléculaire**

Elle est définie comme étant la masse d'une mole de molécules de cette substance. Evidemment, il est plus facile de déterminer la masse molaire si on connaît la formule brute de la substance.

### **I.1.4.4. La viscosité**

La viscosité joue un rôle important dans nombreux procédés industriels qui mettent en jeu des écoulements de fluides ou de transfert de quantité de mouvement.

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne de l'écoulement d'un fluide.

### **I.1.4.5. Le point d'éclair**

Le point d'éclair est la température la plus basse à laquelle un liquide émet des vapeurs inflammables en quantité suffisante pour que celles-ci puissent être enflammées dans l'air par une flamme présentée au dessus de la surface du liquide.

#### **I.1.4.6. Le point d'écoulement**

Le point d'écoulement d'un hydrocarbure est défini par la température à partir de laquelle le produit commence à s'écouler dans les conditions de test en laboratoire.

Lorsque la température ambiante est sous ce point, l'hydrocarbure se comporte comme un solide [3].

#### **I.1.4.7. Le point d'ébullition**

Chaque fraction d'hydrocarbures a une température d'évaporation. Les fractions légères s'évaporent à des températures, relativement basses, inférieures à 20°C. A contrario, il faut des températures de plus de 100°C pour évaporer les hydrocarbures lourds ..

#### **I.1.4.8. Le point d'auto-inflammation**

C'est la température à laquelle les vapeurs formées par l'hydrocarbure s'enflamment d'elles-mêmes.

#### **I.1.4.9. Limites d'inflammabilité**

##### **LII ou LIE**

Limite Inférieure d'Inflammabilité (ou Limite Inférieure d'Explosivité) correspond à la concentration d'un fluide inflammable dans l'air au-dessous de laquelle le mélange fluide/air ne s'enflammera pas.

#### **I.1.5. Risques liés aux hydrocarbures**

##### **I.1.5.1. Les risques d'asphyxie**

Les vapeurs d'hydrocarbures peuvent d'abord provoquer l'anoxie ou l'asphyxie par manque d'oxygène, avec des maladies pouvant être mortels : ces situations se rencontrent avec les hydrocarbures gazeux ou vapeurs de liquides hautement volatils en fortes concentrations (essences, solvants), émis par une fuite dans une conduite ou un

réservoir, ou répandus au sol par rupture du contenant ou déversement accidentel, dans des lieux confinés, mal ventilés (caves, galeries souterraines...), en produisant une atmosphère asphyxiante qui peut induire de sérieuses conséquences respiratoires, pouvant aller jusqu'au coma . [4].

Les premiers représentants de la série des alcanes, le méthane, l'éthane et le propane, sont de simples asphyxiants qui ne provoquent pas d'autres effets sur l'organisme que la privation d'oxygène : ces gaz peuvent être tolérés à de faibles concentrations dans l'air inspiré sans manifestation toxique.

#### **I.1.5.2. Les risques de toxicité chimique des hydrocarbures**

Du fait de leur volatilité et de leurs sources d'émission très nombreuses dans l'industrie, le bâtiment et les transports, des vapeurs d'hydrocarbures se retrouvent en concentration plus ou moins élevée à de nombreux postes de travail, induisant une exposition respiratoire et parfois cutanée à de très nombreux travailleurs.

Lors de l'inhalation de vapeurs d'hydrocarbures (particulièrement les solvants), celles-ci pénètrent dans les poumons, traversent le tissu lipo-cutané et, par voie sanguine, se diffusent dans le corps entier et passent dans le sang, puis dans le cœur et le cerveau, avec des actions potentielles sur la moelle osseuse, et le système nerveux central.

Enfin, certains hydrocarbures ou leurs dérivés sont mutagènes et cancérigène : l'exposition à ceux-ci est tout particulièrement dangereuses chez la femme enceinte car ils peuvent entraîner des malformations congénitales ou perturber la grossesse et le développement du fœtus (risque tératogène et d'intoxication fœtale) en franchissant la barrière placentaire. Les vapeurs d'hydrocarbures affectent des organes cibles : irritations des yeux et de la gorge, des organes respiratoires (asthme...), troubles cardiaques, digestifs (nausées...), du système nerveux, maux de tête, ... ..

Les vapeurs agissent principalement par inhalation, mais les hydrocarbures liquides peuvent aussi détruire le film lipidique protecteur cutané et sont donc des irritants pour la peau avec un pouvoir nocif variable selon les compositions chimiques.

La gravité de l'exposition aux risques d'émanations toxiques des hydrocarbures dépend :

- De la toxicité intrinsèque de la molécule chimique concernée, tendant à augmenter la grosseur de la molécule ;
- De la volatilité de la molécule, les composés les plus légers et donc les plus volatils de chaque classe sont ainsi les plus toxiques de ce point de vue ;
- De la concentration, de la fréquence et de la durée d'exposition ;
- De la voie d'exposition (respiratoire, cutanée, oculaire, digestive) ;
- Des combinaisons entre les produits ;

On distingue les effets aigus (dus à des concentrations élevées) et chroniques (dus à de faibles concentrations, mais à des expositions répétées). Les effets aigus s'observent lors de fuites ou de déversements importants, suite à des rejets accidentels massifs [5].

Les informations relatives à la toxicité de chaque hydrocarbure font partie des indications répertoriées dans la fiche de données de sécurité (FDS), obligatoirement fournie par le fabricant du produit et figurant sur les étiquettes des emballages .

### **I.1.5.3. Les risques d'explosion et d'incendie**

L'atmosphère explosible n'est pas uniquement l'apanage des mines et des industries chimiques et pétrolières dans lesquelles se sont produites des catastrophes de grande amplitude aux effets dévastateurs : l'utilisation de gaz ou d'hydrocarbures fluides à des températures voisines de leur température d'inflammation peut rendre chaque usine, chaque atelier, chaque transport d'hydrocarbures dangereux. [5]

## I.2. Généralité sur les pipelines

### I.2.1. Définition

Un pipeline est une canalisation enterrée ou aérienne transportant des biens, qu'ils soient sous forme liquide ou gazeuse. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés, en zone de risque sismique ou instable. De par leur investissement initial, leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances [6].

### I.2.2. Les différents types des canalisations

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

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

De manière générale, le suffixe d'origine latine « ductus », dérivé de « ducere » qui veut dire « conduire », permet ainsi de définir le nom français d'une canalisation spécialisée pour l'acheminement d'un type de produit particulier [6].

### I.2.3 Processus de fabrication

On retrouve des réseaux de transport des hydrocarbures en Algérie sous les formes suivantes :



**Figure.I.1** : Les tubes soudés sous forme spirale [7].

#### I.2.3.1. Les tubes soudés sous la forme en spirale

Les machines de l'unité ALPHAPIPE peuvent traiter des aciers laminés à chaud à très hautes limites d'élasticité dans les nuances X60 à X70. Les bobines utilisées pour la fabrication des tubes spirale sont livrées brutes, ces approvisionnements proviennent principalement de l'Allemagne ou la France. Les bobines utilisées peuvent avoir une épaisseur de 5 à 15 mm, une largeur de 600 à 1800, un poids compris entre 29 et 36 tonnes. Cette unité est conçue pour la transformation à froid des bobines de tôle en tubes soudés en spirales et elle est équipée de :

- ✓ **Zone fabrication**

A ce niveau la fabrication des tubes spiral :

- **Basculeur de bobines** Les bobines de tôle arrivant à axe vertical sont mises à axe horizontal sur cette installation pour pouvoir être préparées.
- **Machine de préparation bobine**

Cette machine est alimentée en bobines à axe horizontal par le pont roulant. La bobine ainsi placée et déroulée sur une certaine longueur pour subir plusieurs opérations. La première partie de la bobine est coupée d'équerre suivant l'axe de la bande et elle est soumis à :

- Un contrôle dimensionnel (épaisseur, criques, etc.) ;
- Un contrôle visuel (empreintes, criques, etc.) ;
- Un contrôle ultrasonique pour détecter les éventuels défauts interne (des doublures) ;
- Si le début de la bande ne présente pas des défauts, on considère que la bobine est apte à être consommée. Dans le cas où le début de la bobine contient des défauts, la bobine sera refusée.

- **Machine à souder**

La TUBERIE spirale dispose de quatre (04) machines à soudes identiques, qui permettent la réalisation de plusieurs opérations pour la fabrication du tube.



**Figure.I.2** : La Machine à souder [8].**A) Le rabotage**

C'est une opération d'oxycoupage qui consiste à débiter la fin de la bande sur la machine et de raccorder le bout de la précédente bobine à la nouvelle par un soudage automatique sous flux. La durée de l'opération dure environ 30 min et nécessite l'arrêt de la production.

**B) Le guidage**

Quatre (04) galets de guidage à commande hydraulique permettent un réglage rapide de la bande en cas de dérives dues aux variations de largeur bande.

**C) Dressage bande**

Un train de roulements dresseurs assurent une parfaite planéité et contribuent au guidage de la bande.

**D) Cisailage**

Des cisailles de rive permettant la mise en largeur définitive de la bande. Les chutes ainsi obtenues par cisailage sont coupées par simple rotation de deux (02) tourteaux hacheurs équipés de plusieurs couteaux en acier.

**E) formage de la bande**

La bande est entraînée par deux (02) rouleaux cylindriques, elle subit un préformage par des galets cambreurs, des bras de guidage avec plaque d'usure en téflon maintiennent la bande. Celle-ci est introduite dans la cage de formage constituée de plusieurs trains de galets, ajustés suivant le diamètre à réaliser. La bande ainsi formée, est soudée intérieurement, puis une demi-spire après extérieurement. Le procédé utilise le soudage automatique à arc immergé sous flux ; une centrale permet de

recupération de flux en excès pour le recycler. Le tube formé est coupé à la longueur voulue par un chariot d'oxycoupage prévu à cet effet.

**Figure.I.3** : Préparation bobine [9].



- **Deux machines nettoyage tubes :**

Le tube ainsi mis en longueur est nettoyé sur une machine qui le débarrasse de tous les déchets (flux, laitier...etc.).

- ✓ **Zone visuelle**

A ce niveau, les opérations suivantes sont réalisées :

- Contrôle de l'aspect visuel de la tôle et du cordon ;
  - Contrôle dimensionnel (longueur, diamètre, épaisseur) ;
  - Elimination par meulage de certains types de défauts ;
  - Transcription de ces informations sur la carte suiveuse du tube ;
  - (Signalisation des opérations qui sont réalisé sur le tube).
- **Machine de reprise des soudures**

Cette machine effectue l'opération de soudage extérieure des rabotages ainsi que les longues interruptions du cordon extérieur de la soudure.

Le système de soudage est identique à celui des machines à soudes en spirale.

✓ **Zone de réparation**

Equipée de deux postes à soudage manuel pour réaliser toutes les réparations de défauts préjudiciables de la soudure, signalés en amont par le contrôle visuel.



**Figure.I.4** : Réparation des défauts manuellement [10].

- **Tronçonneuse des tubes**

Cette machine est utilisée pour l'oxycoupage des tubes suivant les instructions du contrôle visuel et figurant sur la carte suiveuse de tube.

- **Banc d'essais hydrostatique**

Cette installation sert éprouver les tubes à pression équivalentes à 90 % du taux de travail de l'acier utilisé, cette opération à pour but de vérifier d'une part l'étanchéité du tube, et d'autre part le comportement du tube lors de la montée en pression (résistance de la tôle et du cordon de soudure).



**Figure.I.5** : La machine d'essais hydrostatique [11].

- **Deux chanfreineuses des tubes**

Pour permettre l'opération de soudage manuel, le tube est chanfreiné sur cette installation suivant les normes de travail. L'angle obtenu est en général de 30° à 35° avec un talon de 1.5mm.

- **Machine de contrôle ultrason automatique**

Le cordon de soudure est contrôlé par une machine électrique à émission ultrason à l'aide de deux (02) palpeurs à angle situés de part et d'autre de cordon de soudure. La tôle est également contrôlée par un palpeur plan en mouvement de translation entre les deux (02) spires.



**Figure.I.6** : Machine de contrôle ultrason automatique [12].

- **Machines de contrôle radiographique et radioscopique**

Chaque défaut de soudage repéré à l'ultrason automatique, fait l'objet d'une première Radiographie au rayon X. un second appareillage radiographique, identique au précédent et spécialisé aux prises de la radiographie des soudures d'extrémités, la radioscopie utilise un écran fluorescent visualisant les défauts, mais la radiographie ; elle utilise des films de radiographie. Ces installations sont isolées par un écran de plomb, permettant la protection des personnels contre les rayons X.

- ✓ **Zone de contrôle final**

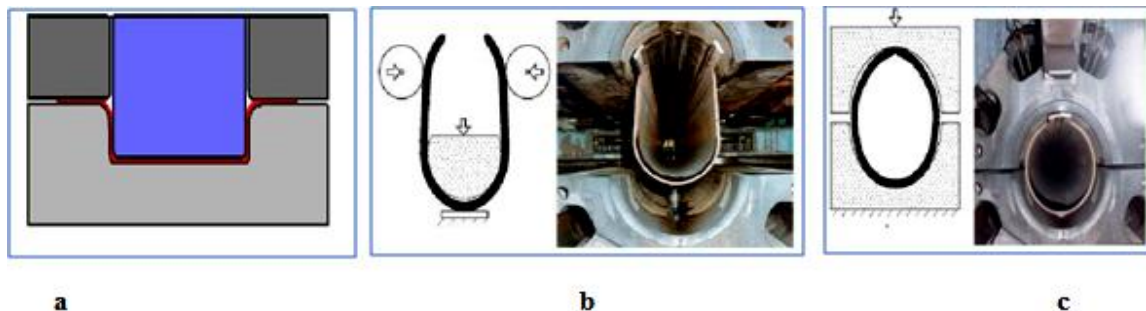
Au niveau de ce stand, les opérations suivantes sont réalisées :

- Contrôle visuel et dimensionnel ;
- Vérification de la carte suiveuse du tube, 02 cas peuvent se présenter :
  1. Le tube ne comporte pas des défauts et les opérations mentionnées sur la carte suiveuse sont réalisées, dans ce cas la tube reçoit un numéro d'expédition et suit son chemin au parc de stockage ;

2. Le tube comporte un défaut ou bien l'opération mentionnée sur la carte n'a pas été réalisée, dans ce cas le tube retourne en atelier pour subir les prestations manquantes.

### I.2.3.2. Les tubes soudés sous forme longitudinale

La technique de fabrication des tubes soudés sous forme longitudinale est généralement basée sur le formage à froid de la plaque à travers le processus "UOE" (...), elle est spécifique aux tubes avec des diamètres plus que 406.4 mm (16"). Cette technique passe par trois étapes de formage :



**Figure.I.7** : a : Croquage ; b : Formage sous forme "U" ; c : Formage sous forme "O" [13].

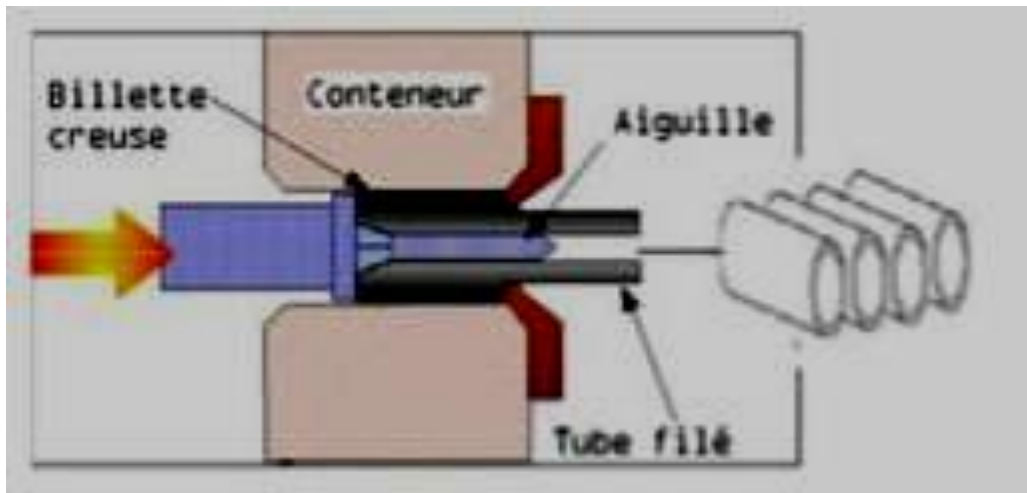
**a) Croquage et formage** : La plaque va être pliée au niveau de l'extrémité, l'objectif de cette opération est de faciliter le processus de pliage par les étapes suivantes, à partir de cela, la tôle ou la plaque unitaire est pliée en deux types de presses : la première confère la plaque sous forme "U" et la seconde lui donne une forme "O"

**b) Le soudage du tube** : Il s'agit du soudage à l'air submergé sous flux (SAW). Deux tâches de soudage sont effectuées, une à l'extérieur et l'autre à une demi- spire en avant à l'intérieur des tubes à l'accostage des vires.

**c) Expansion et calibrage** : l'objectif essentiel à atteindre par cette opération est d'avoir des tubes de section parfaitement circulaire, qui subit une augmentation de diamètre de 1 à 1.5%

### I.2.3.3. Les tubes formés sans soudure

Les tubes sans soudure sont des produits tubulaires en acier forgés sans ligne de soudure, seront obtenus à partir d'une ébauche cylindrique par un travail du métal à chaud (laminage) en vue de produire la forme, les dimensions et les propriétés requises. Ils sont généralement de petits diamètres (moins de 450 mm). Le principe de fabrication



de ce type de tube se base sur la présentation du métal d'une manière qu'il soit contenu entre la filière et l'aiguille. On obtient ainsi un tube monobloc sans soudure. Il existe une variante dite filage sur nez d'aiguille où l'aiguille est fixe[14].

**Figure.I.8** : Fabrication de pipeline sans soudure [15].

### I.2.4. Revêtement des tubes

#### I.2.4.1 Revêtement extérieur

Domaine d'application :

- Canalisation enterrée ou posée en surface ;
- Canalisation émergée en eau douce ou salée.

Le revêtement est constitué de :

- Une couche de résine époxydique appliquée par pulvérisation électrostatique de 50 à 80 microns d'épaisseur ;

- Une deuxième couche en copolymère destiné à assurer l'adhérence polyéthylène ;
- Une couche de polyéthylène extrudé.

Les avantages de revêtement extérieur en polyéthylène se caractérisent par une grande inertie chimique, une excellente adhérence de revêtement sur le corps de l'acier, un apport au réseau d'une résistance fiable vis-à-vis des sols agressifs et des courants vagabonds.

#### I.2.4.2. Revêtement intérieur

Il se fait en résine époxy pour les tubes destinés au :

- Transport et à la distribution du gaz sec ;
- Transport du gaz humide, d'eau potable brute et industrielle.

L'aspect du revêtement est brillant, lisse et répond aux exigences de la norme API RP 51 [16].

**Figure.I.9** : Tube à l'intérieur [17].



#### I.2.5. Contrôle de qualité

Tout assemblage soudé doit offrir des garanties optimales de sécurité et d'endurance aux conditions de service. La qualité de l'assemblage prend ses racines à divers stades de la construction, c.-à-d., Avant, pendant, et après fabrication. En soudage, où les facteurs régissant la qualité des assemblages sont nombreux et complexes, il y a lieu de prévoir trois types de contrôles distincts, en fonction du stade d'intervention :

- Contrôle Avant soudage ;
- Contrôle pendant soudage ;
- Contrôle après soudage :
  - ✚ Contrôles destructifs ;
  - ✚ Contrôle semi destructifs ;
  - ✚ Contrôles non destructifs.

#### **I.2.5.1. Contrôle non destructif (CND)**

L'objectif des contrôles non destructif (CND) est donc la mise en évidence de toutes les défauts susceptibles d'altérer la disponibilité, la sécurité d'emploi et/ou, plus généralement, la conformité d'un produit à l'usage auquel il est destiné. C'est pourquoi le recours aux CND apparaît comme un élément majeur du contrôle de la qualité des produits et de la gestion des risques, assurant ainsi la sécurité des personnes et des biens. Il comporte un contrôle des bobines à la réception, et le contrôle des tubes pour valider la conformité des tubes. Ce dernier se déroule selon les étapes suivantes :

- ✓ Contrôles visuels ;
- ✓ Contrôle par radiographie ;
- ✓ Contrôles par magnétoscopie ;
- ✓ Epreuve hydrostatique ;
- ✓ Contrôle aux ultrasons automatiques (après test hydrostatique) ;
- ✓ Contrôle final.

#### **I.2.5.2. Contrôle destructif**

Les contrôles destructifs des tubes soudés en spiral viennent consolider la qualité du produit fabriqué. C'est un ensemble d'essais mécaniques effectués en conformité avec les normes API 5L et avec les spécifications du client, on note :

- **Essai de traction**

L'essai de traction consiste à soumettre une éprouvette à un effort de traction jusqu'à rupture en vue de déterminer une ou plusieurs caractéristiques mécaniques :

1. La limite d'élasticité ( $R_e$ ) : MPa
2. La résistance à la traction ( $R_M$ ) : MPa
3. Le pourcentage d'allongement après rupture ( $A\%$ )

- **Essai de pliage**

Deux essais de pliage en droit et en vers sont réalisés afin de rechercher toutes les imperfections de tension dans la soudure ou prouver sa bonne qualité. Après ces essais, le cordon de soudure est soumis à un contrôle visuel pour la détection d'éventuels défauts débouchant à la surface. Le but est d'évaluer la capacité de déformation plastique d'un matériau donc, d'un vérifier la ductilité.

- **Essai de résilience**

Il a pour but d'évaluer la résistance à la rupture fragile pour cela il met en œuvre des conditions qui favorisent le comportement fragile.

- **Essai de macro dureté**

C'est la résistance que présente un matériau à la pénétration. La pratique de macro dureté nécessite la préparation les éprouvettes par des polissages.

Le contrôle destructif est complété par une analyse chimique pour contrôler la composition chimique du métal de base. Les résultats d'analyses sont comparés avec celle du fournisseur et les exigences du client, ce qui permet de définir les premiers critères d'acceptation du produit [14].

### I.3. Généralité sur le transport du pétrole brut

#### I.3.1. Historique

Des réseaux d'aqueducs pour la collecte et la distribution d'eau potable et d'irrigation existent depuis les temps historiques les plus anciens. Certains de ces réseaux utilisaient déjà sur certains tronçons des canalisations maçonnées ou en bois ou en métal ductile (plomb, ...).

Au XIX<sup>ème</sup> siècle, la civilisation industrielle a vu se développer des installations complexes (hauts fourneaux, usines à gaz, centrales de vapeur, etc.) qui comprenaient des systèmes de transports locaux par canalisations en fonte, bois, acier, céramique, d'ampleur modeste. 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 Brother Nobel) passent pour avoir construit l'un des premiers oléoducs à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle, en 1878-1880 près de Bakou. Peu de temps auparavant, un oléoduc reliant un champ de production de Pennsylvanie à une gare de chemin de fer à Oil Creek aurait été construit vers 1860 par l'Oil Transport Association [18].

#### I.3.2. Les modes de transport

Il existe quatre modes de transport, qui sont utilisés pour transporter toutes sortes de matières dangereuses [19], il y a :

##### I.3.2.1. Transport maritime

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. La dimension des navires (et donc

leur capacité de transport) est par ailleurs limitée selon les points de transit empruntés (plus ou moins larges). Utilisé dans le secteur du commerce international,

Ce mode de transport présente un avantage de couvrir des zones de livraison les plus étendues du globe et une grande capacité de transport.

#### **I.3.2.2. Transport ferroviaire**

Les matières dangereuses sont transportées dans des wagons, ce mode de transport peut être combiné avec le transport routier.

#### **I.3.2.3. Transport routière**

Par camions, c'est le mode le plus fréquemment utilisé de par sa rapidité, sa flexibilité et son cout économique.

#### **I.3.2.4. Transport par conduites (canalisation)**

Ce type de transport permet de déplacer des liquides ou des gaz de manière continue ou séquentielle. Il est utilisé pour le transport du gaz naturel (gazoducs), des hydrocarbures liquides ou liquéfiés (oléoducs, pipelines), certains produits chimiques (éthylène, propylène, etc.).

### **Conclusion**

En conclusion, le pétrole brut est une ressource énergétique essentielle et précieuse qui nécessite un transport efficace et sécurisé. Le transport par pipelines est l'une des méthodes les plus couramment utilisées pour acheminer le pétrole brut des gisements vers les raffineries ou les terminaux de stockage. Les pipelines offrent une capacité de transport élevée, permettant le déplacement de grandes quantités de pétrole sur de longues distances de manière économique.

Dans ce chapitre, nous avons évoqué Quesque c'est le pétrole brut et leur composition avec l'importance de point d'écoulement sur son transport, stockage et son utilisation ainsi que les modes de son transport. Nous avons cité aussi les différent type de canalisation, les processus de fabrication et le contrôle de qualité des pipelines.

En résumé, le transport par pipelines joue un rôle crucial dans l'acheminement efficace et sécurisé du pétrole brut. C'est une méthode privilégiée en raison de ses avantages économiques, environnementaux et de sécurité. Cependant, il est primordial de veiller à ce que les pipelines soient bien entretenus, surveillés en permanence et gérés de manière responsable pour minimiser les risques potentiels et assurer la protection de l'environnement tout au long du processus de transport du pétrole brut.



***Chapitre II :***  
**Généralité sur la**  
**corrosion**

## Introduction

Comme tous les matériaux de construction, l'acier a tendance à se dégrader superficiellement une fois soumis à des milieux corrosifs comme le sol, l'air et donc le milieu marin. La corrosion est celle de la détérioration des matériaux par interaction chimique avec leur prise, entraînant des modifications au sein des propriétés du métal généralement au milieu d'une dégradation pratique de ce dernier (altération de ses propriétés mécaniques, électriques, etc.). Les mécanismes concernés sont nombreux et aboutissent à des types de corrosion totalement différents [20,21].

### II.1. Définition

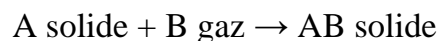
La corrosion désigne l'ensemble des phénomènes par lesquels un métal ou un alliage métallique tend à s'oxyder sous l'influence de réactifs gazeux ou en solution. La corrosion coûte cher et pose de redoutables problèmes : elle induit de graves dommages, cause de nombreux accidents et n'est pas sans conséquences écologiques notables [22].

### II.2. Les types de corrosion

#### II.2.1. Corrosion chimique (sèche)

La corrosion chimique est l'attaque directe du métal par son environnement. Ce type de Corrosion se développe dans une solution non électrolyte ou sur action des gazeux (d'O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> Et CO<sub>2</sub>). Lorsque le réactif est gazeux ou cette corrosion se produit à haute température, elle Est alors appelée : Corrosion sèche ou corrosion à haute température [23,24].

La réaction qui se produit est de la forme :



### II.2.2. Corrosion biochimique (bactérienne)

La corrosion bactérienne est due à la présence de colonies importantes de bactéries dites anaérobies qui se développent dans les eaux contenant des sulfates.

La lutte contre cette forme de corrosion est à l'heure actuelle essentiellement d'ordre biologique, elle est réalisée par injection de produits bactéricides dans les milieux corrosifs [25].

### II.2.3. Corrosion électrochimique (humide)

Si le réactif est liquide, il est en général, accompagné d'une corrosion électrochimique produite essentiellement par l'oxydation d'un métal sous forme d'ions ou d'oxydes et réduite l'agent corrosif existant dans la solution électrolyte. Par ailleurs, elle se produit par des transferts électroniques entre un métal et une solution électrolytique à son contact (circulation d'un courant électrique) [26].

Pour une corrosion électrochimique on a :

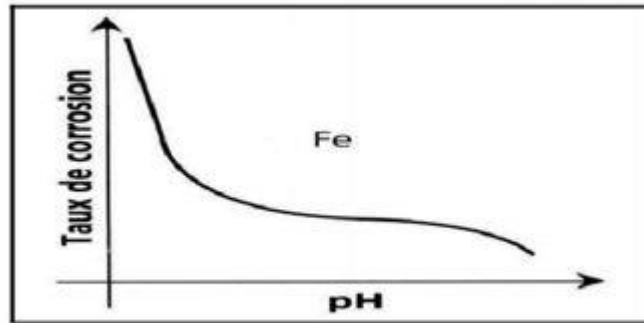
A solide + B liquide  $\rightarrow$  AB solide

## II.3. Morphologie de la corrosion

### II.3.1. Corrosion uniforme ou généralisée

La corrosion généralisée est la forme la plus répandue et peut être détectée longtemps avant qu'un ennui vienne interrompre la vie de la structure métallique.

La vitesse d'écoulement, le pH et la température du milieu ont une influence importante sur le taux de corrosion uniforme (Fig.I.1) [27].



**Fig. II.1.** Variation du taux de corrosion en fonction du pH.[28].

Cette corrosion se caractérise par une attaque toute la surface de l'échantillon exposée au milieu [29].



**Fig. II.2.** Corrosion Généralisée.

**Tableau II.1.** Classification de la tenue en corrosion en fonction du taux de corrosion [28'].

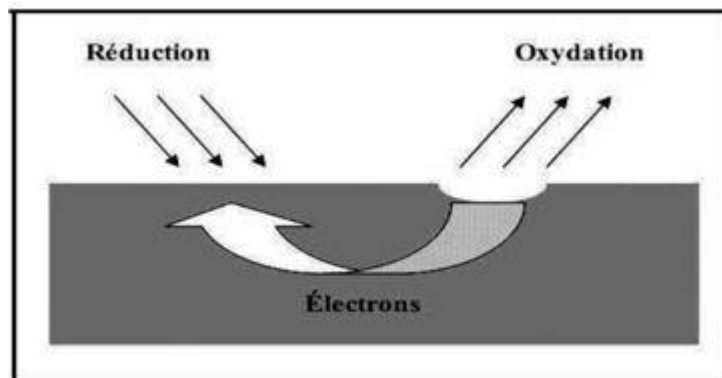
Taux de corrosion	Tenue
<0.05 mm /an	Excellente
0.05 à 0.130 mm/an	Bonne
0.130 à 1.25 mm/an	Satisfaisante
>1.25 mm/an	Non satisfaisante

### II.3.2. Corrosion localisée

La corrosion localisée est la forme la plus insidieuse. Elle survient sur une partie du métal qui représente un lieu spécifiquement anodique, clairement distingué, dont la surface est très faible devant le reste de la structure métallique qui constitue la zone cathodique (Fig.I.4). En effet, pour une perte de poids minime, ce type de corrosion peut être catastrophique.

La corrosion uniforme peut être réduite ou évitée arpon choix convenable du matériau, la modification du milieu ou la protection cathodique [30].

La corrosion localisée est définie comme étant une attaque qui se déroule en un milieu spécifiquement anodique d'une surface d'un matériau. Dans ce cas de réaction, on distingue clairement les zones anodiques et cathodiques [31]. On distingue plusieurs types de corrosion localisée :



**Fig. II.3.** Corrosion localisée [32].

### II.4. Mécanismes de corrosion

La corrosion des métaux est due à une réaction d'oxydoréduction irréversible entre le métal et un agent oxydant contenu dans l'environnement. L'oxydation du métal implique la réduction de l'agent oxydant selon la réaction :

Métal + agent oxydant → métal oxydé + agent réducteur Equ.1.

Toute réaction d'oxydoréduction se compose de deux réactions partielles : la réaction partielle d'oxydation ou réaction partielle anodique, et la réaction partielle de réduction ou réaction partielle cathodique :

$\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$  anodique Equ.2

$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$  cathodique Equ.3

$\text{Fe} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{Fe}^{2+} + \text{H}_2$  réaction globale Equ.4 [33].

### II.5. Les facteurs de la corrosion

La plupart des métaux purs n'est pas stable d'un point de vue thermodynamique. Au contact de l'atmosphère, ils forment une couche superficielle d'oxyde plus ou moins protectrice. Ainsi, la fragilisation de cette couche superficielle conduit à la corrosion sans frein du métal selon plusieurs critères comme la nature et constitution du milieu agressif, la température, le pH, et les inhomogénéités de la structure réticulaire du métal, entre autres paramètres [34].

Les phénomènes de la corrosion dépendent d'un grand nombre de facteurs et ils peuvent être classés en quatre groupes principaux :

**Tableau I.2.** Influence de différents facteurs sur la corrosion des métaux.

Facteurs relatifs au milieu et définissant le mode d'attaque (milieu corrosif).	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Concentration du réactif.</li> <li>- Teneur en Oxygène, en impuretés, en gaz</li> <li>- Dissous (CO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>S...).</li> <li>- Acidité du milieu, salinité, résistivité.</li> <li>- Température, pression.</li> <li>- Présence de bactéries</li> </ul>
---	--

Facteurs métallurgiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Composition d'alliage, hétérogénéités cristallines.</li> <li>-Procédés d'élaboration.</li> <li>- Impuretés dans l'alliage, inclusions.</li> <li>- Traitements thermiques, mécaniques.</li> <li>Additions protectrices.</li> </ul>
Facteurs définissant les conditions d'emploi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Etat de surface, défauts de fabrication.</li> <li>- Formes de pièces.</li> <li>- Sollicitations mécaniques.</li> <li>- Emploi d'inhibiteurs.</li> <li>- Procédés d'assemblage (couples galvaniques, soudures, etc.).</li> <li>- Croûte d'oxydes superficiels.</li> <li>- Force électromotrice extérieure (électrolyse)</li> </ul>
Facteurs dépendants du temps	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vieillessement.</li> <li>- Tensions mécaniques internes ou externes.</li> <li>- Température</li> <li>- modalité d'accès de l'oxygène ou autre gaz dissous.</li> <li>- Modification des revêtements protecteurs.</li> <li>- Apparition d'un dépôt (calcaïque ou autre)</li> </ul>

## II.6. Les paramètres influençant sur la vitesse de corrosion

### II.6.1. Influence de l'oxygène

L'oxygène dissous dans un liquide aqueux joue un rôle primordial dans la réaction dite cathodique de la corrosion des aciers. Ainsi, plus la teneur en oxygène est élevée, plus grande est la vitesse de cette réaction, laquelle vitesse est égale à celle de la dissolution du métal.

Parallèlement, plus la teneur en oxygène est élevée, plus le potentiel mixte du métal se rapproche de la valeur correspondant à la réduction de l'oxygène. En d'autres termes, ce potentiel mixte se déplace vers les valeurs plus positives.

Par ailleurs l'oxygène a aussi un autre effet dans la corrosion des matériaux à base de fer en présence de chlorure ou de carbonate. En effet, dans ces cas, les produits intermédiaires de corrosion (rouilles vertes) ne sont pas stables. Ils se transforment en produits non passivant et relâchent un peu de chlorure dans le liquide [35].

### II.6.2. Influence de l'acidité

La susceptibilité du matériau à la corrosion est en fonction du pH de l'électrolyte. Une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu, ce qui modifie les équilibres des réactions chimiques et électrochimiques. La corrosion augmente avec la diminution du pH du milieu [36].

### II.6.3. Salinité

Les chlorures sont des ions agressifs, souvent à l'origine de corrosions localisées, leur présence en solution s'accompagne d'effets complémentaires, d'une part, leur concentration locale induit une acidification du milieu et d'autre part, la salinité a une influence sur la conductivité du milieu aqueux [37].

#### II.6.4. Température

Généralement, l'augmentation de la température accélère les phénomènes de corrosion, car elle diminue les domaines de stabilité des métaux et accélère la cinétique de réaction et de transport de charge. L'importance de son influence varie en fonction du milieu corrosif dans lequel se trouve le matériau [38].

#### II.6.5. Facteurs métallurgiques

Le meilleur exemple de l'effet métallurgique est donné par la corrosion intergranulaire des aciers inoxydables austénitiques, elle est constatée au niveau des joints de grains ou à lieu un phénomène de précipitation de carbures de chrome laissant ainsi, celles adjacentes appauvries en ce dernier et donc sans protection. La susceptibilité de ce phénomène vient suite à une opération de soudage ou de traitement thermique dans une plage de température ou la formation et précipitation des carbures de chrome sont favorisées. La solution à ce problème peut être métallurgique par l'addition d'éléments comme : (Ti-Nb) plus avides pour le carbone que le chrome. On peut citer encore le cas de présence d'impuretés (MNS) la présence de ces sulfures altère considérablement la résistance à la corrosion des aciers [39].

#### II.7. Importance économique de la corrosion

Les conséquences de la corrosion sur le plan économique et social peuvent être résumées dans les points suivants :

- Pertes directes : remplacement des matériaux corrodés et des équipements dégradés,
- Pertes indirectes : couts des réparations et pertes de production (temps),
- Mesures de protection : inspections, entretiens, etc.

La diversité des coûts rend toute estimation des charges économiques dues à la corrosion difficile et incertaine. Cependant, il s'agit sans aucun doute de montants assez élevés. [40].

## II.8. Moyen de lutte contre le phénomène de corrosion

La prévention de la corrosion doit commencer déjà dans la phase de planification. En d'autres mots, sur doit prendre en considération la corrosion depuis le début d'un projet et jusqu'à sa réalisation. Il s'agit de garantir une certaine durée de vie à un objet. En plus, la solution adoptée doit être compatible avec les prescriptions concernant la protection de l'environnement naturel et doit permettre le recyclage ou les différents composants à la fin de leur utilisation. La lutte contre la corrosion englobe les méthodes suivantes :

- ❖ Prévention par une forme adaptée des pièces ;
- ❖ Prévention par un choix judicieux des matériaux ;
- ❖ Protection par revêtements ;
- ❖ Protection par inhibiteurs ;
- ❖ Protection électrochimique [41].

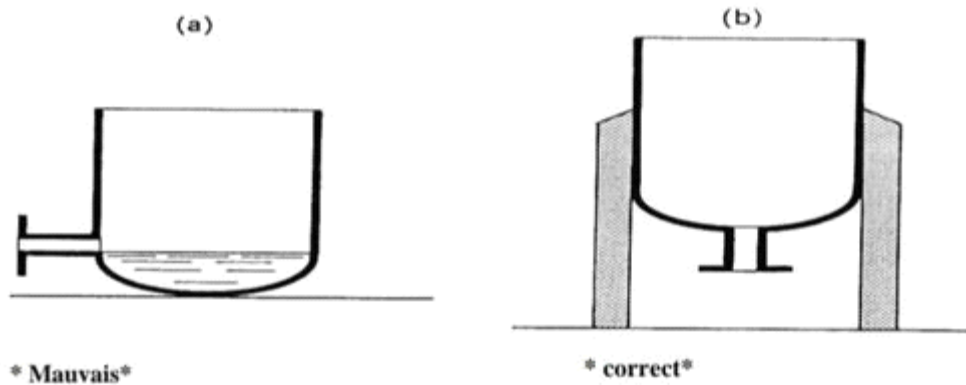
### I.8.1. Prévention par une forme adaptée des pièces

Il est possible de diminuer les risques de corrosion en donnant aux objets une forme adaptée aux conditions d'utilisation, et ainsi d'influencer notablement leur durée de vie, il y'a quelques solutions types couramment employées pour limiter les risques en fonction du type de corrosion à redouter par exemple [42] :

➤ Corrosion en zone humide :

La géométrie des composantes employées devra viser dans ce cas à éviter les

zones de réaction d'eau en assurant, par leur géométrie, la vidange complète des récipients.



**Fig. II.4.** Diminution du risque de corrosion-érosion.

### I.8.2. Prévention par un choix judicieux des matériaux

Il sera possible de lutter contre les risques de corrosion en agissant sur le choix judicieux du matériau.

Le choix des matériaux prend en compte les facteurs suivants [43] :

- Domaine d'utilisation ;
- Nature et niveau des sollicitations mécaniques et thermiques ;
- Traitements sélectionnés ;
- Prix et disponibilité des matériaux.

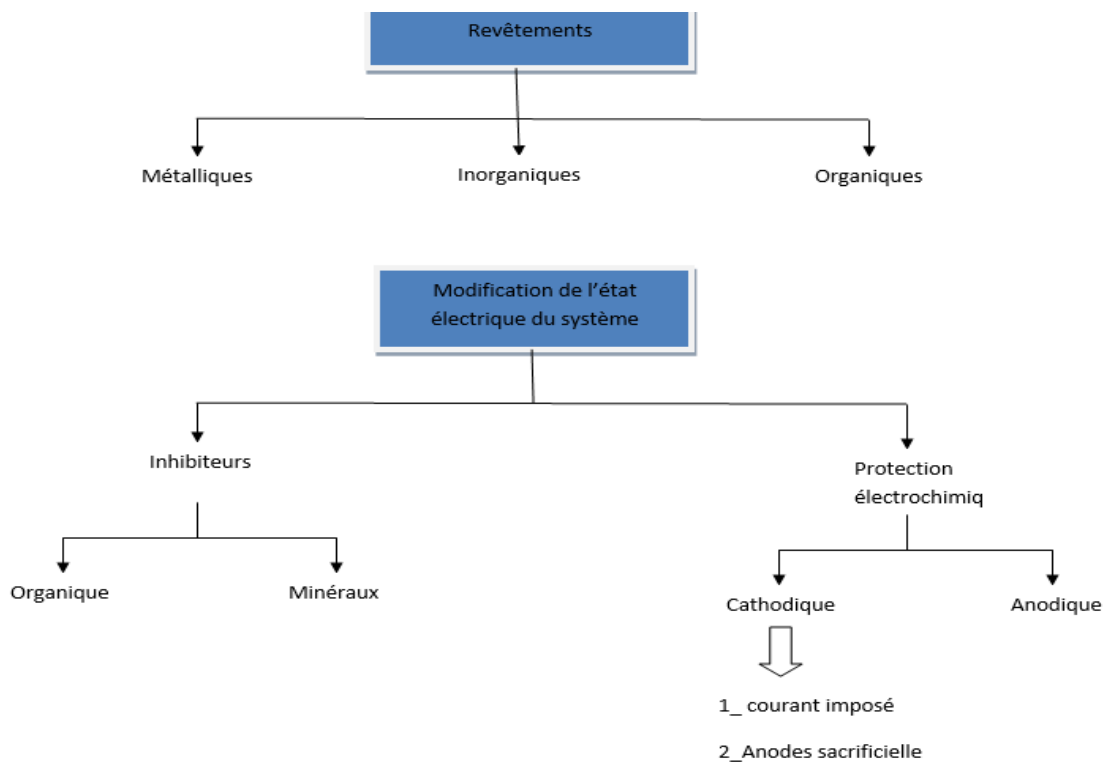
### I.8.3. Protection par revêtements

Les revêtements constituant une barrière physique entre le milieu agressif et le métal à protéger. Leur efficacité dépend de leur propre comportement vis-à-vis du milieu agressif ainsi que de l'intégrité du revêtement [44]. Sur distinguer :

#### I.8.3.1. Protection par revêtements métallique

Les revêtements métalliques sont employés pour protéger l'acier contre la corrosion atmosphérique. Selon leur comportement à la corrosion par rapport au substrat sur distinguer deux types de revêtements métalliques [44] :

- Ceux plus nobles que le substrat cathodique ;
- Ceux moins nobles que le substrat anodique.



**Fig. II.5.** Les moyens de protection contre la corrosion.[45].

### I.8.3.2. Protection par revêtement organiques

Forment une barrière plus ou moins imperméable entre le substrat métallique et le milieu, et sur les classes en trois familles :

- Revêtements en bitumes ;
- Revêtements polymériques ;
- Peintures et vernis [46].

### I.8.3.3. Revêtements thermoplastiques

- -Revêtement en polyéthylène extrudé, avec primaire d'accrochage à base de Caoutchouc butyle d'épaisseur 3 mm environ.
- -Bandes adhésives minces, à support PVC, ou polyéthylène, appliquées sur Primaire, et recouvertes d'une bande de protection mécanique supplémentaire [47].

**Tableau I.3.** Types de revêtement organique.

Revêtement en bitume	Il est utilisé pour la protection des conduites en acier et en fonte. En général le revêtement en bitume a une épaisseur de 5mm
Les peintures	Effet barrière et esthétique
Les bandes	Ces produits sont essentiellement utilisés pour la réparation des revêtements aux endroits des soudures de raccordement ou des zones importantes de dégradation
Polyéthylène	Excellents isolants électriques et sont très imperméables à l'eau comme aux gaz ont une adhérence moyenne
Epoxyde	Très bonne adhérence et résistance moyenne

#### I.8.4. Protection par inhibiteurs

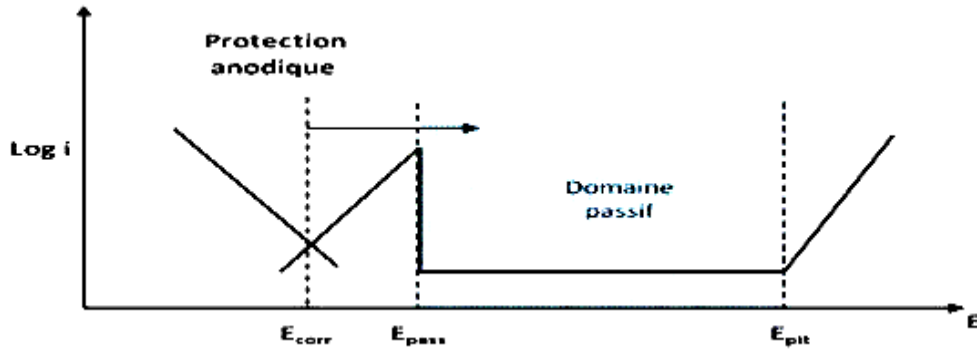
Il s'agit de substances qui, rendues en très petite quantité dans le milieu corrosif diminuent son agressivité vis-à-vis du métal. Il est possible de distinguer :

- Inhibiteurs d'adsorption : Il s'agit d'inhibiteurs filmant qui s'adsorbe à la surface pour donner un film protecteur. Ces substances sont des substances organiques du type monoamines ou polyamines,
- Poisons contrôlants : le dégagement cathodique certaines substances telles que les ions arsenic, bismuth et antimoine retardent le dégagement d'hydrogène et peuvent dans certains cas être utiles pour inhiber la corrosion,
- Suppresseurs d'oxygène : Ils enlèvent l'oxygène dissous contenu dans les solutions (sulfite de sodium, hydrazine),
- Inhibiteurs oxydants :

Il s'agit des chromates, des nitrites, des sels ferriques, etc. Ces substances élèvent le potentiel de corrosion dans la zone de passivation. Les phosphates ont besoin de l'oxygène dissous pour avoir une action efficace [48].

#### I.8.5. Protection anodique

Elle est réservée aux métaux passivables dont le potentiel de corrosion se situe dans le domaine actif ( $E_{\text{corr}} < E_p$ ). Une polarisation anodique permet de déplacer le potentiel dans le domaine passif. La densité du courant nécessaire pour maintenir le métal à l'état passif est très faible (équivalente à  $i_{\text{passif}}$ ). Le maintien d'une protection anodique ne nécessite que peu de courant. Par contre, la densité de courant appliquée est nettement plus élevée car elle doit être supérieure à la densité de courant de passivation [49].



**$E_{pass}$**  : potentiel de passivation ;  **$E_{pit}$**  : potentiel de dépassivations ou dépuration

**Fig.II.6.** Principe de la protection anodique d'un métal passivable déplacement [50].

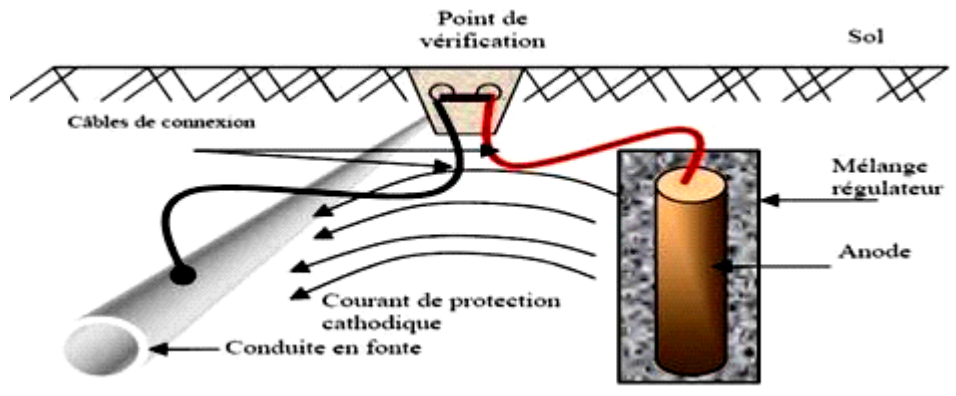
Du potentiel dans le domaine passif correspondant à :  $E_{pass} < E < E_{pit}$ .

### I.8.6. Protection cathodique (électrochimique)

La mise en place d'un système de protection cathodique est actuellement considérée comme indispensable pour les structures métalliques en contact avec un milieu conducteur (électrolyte) en complément d'une protection organique (revêtement). Cette technique, base sur des principes

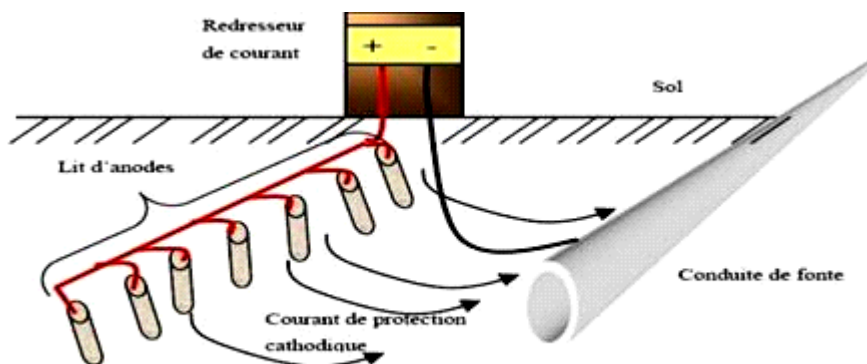
Électrochimiques est développée sous deux modes différents [51] :

- Création d'une pile artificielle bloquant la réaction naturelle de corrosion du métal (Phénomène électrochimique), en fournissant au métal à protéger un excès d'électrons afin d'empêcher le transfert des cations dans la solution : Protection cathodique par anodes.



**Fig.II.7.** Protection cathodique d'un réseau métallique par anodes sacrificielles [52].

- Circulation d'un courant électrique continu dans l'électrolyte entre une masse anodique et le métal à protéger : protection cathodique par courant imposé dit soutirage de courant.



**Fig. II.8.** Schéma descriptif de la protection cathodique d'un métal par soutirage de courant.[53].

### I.8.6.1. Principe de la protection cathodique

La Protection Cathodique d'un ouvrage métallique en contact avec un électrolyte consiste à placer cet ouvrage à un potentiel électrique négatif tel que la corrosion devienne thermodynamiquement impossible. Comme valeur de potentiel, au-dessous duquel l'acier ne peut se corroder dans un milieu ayant un pH compris entre 4 et 9, on admet le critère de -850mV, mesuré par rapport à l'électrode impolarisable au sulfate de

cuivre en solution saturée [54]. Le principe de la Protection Cathodique trouve son application dans la pile élémentaire ou l'une des électrodes (anode) est toujours corrodée alors que l'autre ne l'est pas.



Fig. II.9. Principe de la protection cathodique [55].

### I.8.6.2. Critères de la protection cathodique

Les critères de la protection cathodique pour une structure d'acier enterrée dans le sol ou submergée sont déterminés par le standard de la « NACE » [56] : Cette norme énonce ce qui suit :

- \* Le seuil de potentiel de protection cathodique relevé sur la structure d'acier par l'intermédiaire d'une électrode de référence en cuivre-sulfate de cuivre doit atteindre la valeur de -850 mV. Cette valeur est le critère le plus souvent utilisé pour accepter le niveau de protection cathodique.
- \* La valeur du seuil de potentiel de -850 mV représente le potentiel de polarisation de la structure qui peut être réduit par la chute Ohmique créée entre l'électrode de mesure et la structure mesurée. Pour cela, l'électrode doit être toute proche de la structure pour réduire la chute Ohmique durant le relevé de potentiel.
- \* Une différence de polarisation (niveau de polarisation) de 100 mV peut être également utilisée comme un critère de protection pour une structure métallique soumise à une

protection cathodique. Ce critère s'applique souvent sur une structure nue ou avec un revêtement endommagé où il est impossible d'atteindre le seuil de -850 mV.

### I.8.6.3. Facteurs affectant la validité des critères

Les critères de la protection cathodique peuvent être affectés par de nombreux paramètres environnementaux et structuraux tels que la température, la bactérie, l'influence du courant alternatif et la qualité du métal de la structure [57].

#### ➤ Température

Pour un acier enterré dans un sol sous une température ambiante allant de 20 à 25 °C, les critères de protection de -850 mV (Cu/CuSO<sub>4</sub>) et une polarisation de 100 mV restent valables. Cependant, à une température de 60°C, ces critères ne sont plus jugés satisfaisants et auquel cas le seuil de protection doit être ajusté à -950 mV (Cu/CuSO<sub>4</sub>) et le niveau de polarisation de 150 à 250 mV au lieu de 100 mV.

#### ➤ Bactérie Sulfato-réductrice

En présence de la bactérie Sulfato-réductrice à la température ambiante, le critère du potentiel de protection recommandé pour une structure d'acier enterrée passe à -950 mV (Cu/CuSO<sub>4</sub>) au lieu de -850 mV et le shift de polarisation doit atteindre le seuil de 200 mV. Cependant, lorsque la température atteint les 60 °C en présence de bactéries, le shift de polarisation doit être ajusté encore une fois de 200 à 300 mV [57].

#### ➤ Courant alternatif

Les investigations réalisées pour l'évaluation du niveau d'interférence des sources de courant alternatif indésirables ont révélé que l'effet d'interférence est proportionnel à la densité du courant présent à l'interface du métal/ électrolyte. Éventuellement, une densité de courant ( $i$ ) de 20 A/m<sup>2</sup> n'affecte pas les critères de protection alors que pour une densité supérieure de 100A/m<sup>2</sup>, le dommage de corrosion est considérable.

➤ Type de métal

Chaque métal est défini par son propre potentiel de corrosion. Ainsi, les seuils de protection sont ajustés convenablement à chaque type de métal [57].

➤ Métaux dissimilaires

Lorsque deux structures métalliques dissemblables sont connectées entre elles par un moyen approprié, l'effet de la corrosion galvanique développe un potentiel mixte différent du potentiel individuel de chacun d'elles. Pour cette raison, les critères de protection appliqués précédemment pour l'acier ou la fonte doivent aussi être ajustés.

➤ Décollement de revêtement

Lorsque le potentiel de la protection cathodique atteint le niveau de  $-1,12$  V (Cu/CuSO<sub>4</sub>) à l'instant « OFF », l'évolution de l'hydrogène gazeux commence à se produire. Le gaz généré est généralement pris en otage à l'interface métal/revêtement ce qui provoque le décollement du revêtement (décollement cathodique). Il en résulte que ce phénomène va empêcher le courant de protection d'atteindre la zone de la structure affectée. De même, l'électrolyte entourant la structure métallique peut venir combler le vide créé à l'interface métal/revêtement/métal et ce qui permet d'activer les cellules de corrosion. En conséquence, les critères de protection à ces endroits du décollement deviennent difficiles à obtenir.

## Conclusion

Les causes de la zone de corrosion sont multiples et compliquées et qu'elles résultent d'interactions chimiques et / ou physiques entre le tissu et son atmosphère. La question de la corrosion de nombreux ouvrages sont consacrés à ce fléau. Au cours de ce chapitre, nous avons tendance à nous intéresser à une étude extrêmement bibliographique sur ce développement, sur la généralité et les stratégies de protection standard et l'intérêt

appliqué. Il y a un certain nombre de voies et moyens pour étudier le cas de la corrosion. Nous allons utiliser la méthode HAZOP et APR pour étudier ce cas dans le chapitre suivant.



***Chapitre III :***

**Analyse des risques liés  
à la corrosion Etude de  
cas du GNL**

## Introduction

A travers ce chapitre, nous allons essayer d'élaborer une analyse des risques liée au transfert du GNL par canalisation, pour cela une étude pratique au niveau du complexe de liquéfaction du gaz naturel de Skikda a été effectuée.

Dans un premier temps, on va présenter le complexe en s'appuyant sur l'unité d'expédition du GNL. Puis, on parlera du problème de corrosion au niveau de la ligne du maintien en froid. Ensuite, on va appliquer la méthode APR et la méthode HAZOP, on analysera le résultat et on proposera quelques mesures de sécurité afin de pallier ce problème.

### III.1. Transport du GNL

#### III.1.1. Matières premières

- GNL

#### III.1.2. Description

La fonction de cette unité est d'assurer le stockage du GNL produit pour ensuite l'expédier vers les postes de chargement.

Les installations des unités 80P & 80 permettent :

- Les transferts d'un bac à un autre ;
- Les transferts vers les 2 postes de chargement M1 et M2.

#### III.1.3. Stockage du GNL

Le GNL est ainsi stocké à une température de  $-161.4^{\circ}\text{C}$  et à une pression légèrement supérieure à la pression atmosphérique .

Le maintien de pression dans les bacs de stockage est assuré par :

- Une mise à la torche des évaporations (« boil-off Gas » - BOG), en commun avec la vapeur produite pendant des opérations de chargement des navires ;
- L'injection de gaz de couverture dans les bacs de stockage.

En l'absence de chargement, une circulation de GNL par l'intermédiaire des pompes P213 A/B (de type « carter ») est assurée pour maintenir en froid les lignes de chargement.

#### III.1.4. Expéditions du GNL

A partir des bacs de stockage, le GNL est acheminé dans deux lignes de coulée par des pompes de transfert aux deux postes de chargement M1 et M2

Cette section est principalement composée des équipements suivants :

- Le séparateur d'évent D201 ;
- Les pompes de chargement P212 C/D, de type « Guinard » ;
- Les pompes de chargement P212 E/F, immergées et de type « carter » ;
- Le poste de chargement M1 comprenant ;
- Les 3 bras LA-1, LA-2 et LA-3 de chargement du GNL ;
- Le bras LA-4 de retour vapeur depuis les navires ;
- Le ballon B-01 de purge des bras de chargement ;
- Le poste de chargement M2 comprenant ;
- Les 3 bras Y-03 A/B/C de chargement du GNL ;
- Le bras Y-04 de retour vapeur depuis les navires ;
- Le ballon B-02 de purge des bras de chargement.

#### III .2. Caractérisation des niveaux de risque

Pour apprécier les risques, il convient d'évaluer, pour chaque scénario susceptible d'impacter l'environnement :

- ✚ **Un niveau de gravité**, qui représente l'étendue des conséquences du scénario en cas d'occurrence ;
- ✚ **Un niveau de fréquence**, qui correspond à la probabilité pour que le scénario identifié se réalise avec les conséquences déterminées.

Le couple gravité - fréquence donne le niveau de criticité du scénario considéré.

## Echelle de gravité

Tableau III.1: Echelle de gravité 5

Niveau de gravité	Zone délimitée par le seuil Des effets létaux Significatifs (SELS)	Zone délimitée par le seuil des effets létaux (SEL)	Zone délimitée par le seuil Des effets irréversibles sur La vie humaine (SEI)
<b>5. Désastreux</b>	Plus de 100 personnes exposées <sup>(1)</sup>	Plus de 1000 personnes Exposées	Plus de 10 000 personnes Exposées
<b>4. Catastrophique</b>	Entre 10 et 100 personnes exposées	Entre 100 et 1000 personnes Exposées	Entre 1 000 et 1 0000 Personnes exposées
<b>3. Important</b>	Entre 1 et 10 personnes exposées	Entre 10 et 100 personnes Exposées	Entre 100 et 1 000 Personnes exposées
<b>2. Sérieux</b>	Au plus 1 personne exposée	Au plus 10 personnes Exposées	Entre 10 et 100 personnes Exposées
<b>1. Modéré</b>	Aucune personne exposée	Au plus 1 personne exposée	Moins de 10 personnes Exposées

*(1) Personnes exposées : personnes exposées, en tenant compte le cas échéant des mesures constructives visant à protéger les personnes contre certains effets et la possibilité de mise à l'abri des personnes en cas d'occurrence d'un phénomène dangereux si la cinétique de ce dernier et de la propagation de ses effets le permettent.*

## Echelle de fréquence ou de probabilité

Tableau III.2 : Echelle de fréquence ou de probabilité.

Echelle	1	2	3	4	5
<b>Qualitative</b>	Possible mais extrêmement peu probable	Très improbable	Improbable	Probable	Courant
	N'est pas impossible	S'est déjà produit dans	S'est déjà produit dans	S'est déjà	S'est produit

	<p>au vu des connaissances actuelles mais non rencontré au niveau mondial sur un très grand nombre d'installations</p>	<p>ce secteur d'activité mais a fait l'objet de mesures correctives réduisant significativement sa probabilité</p>	<p>secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial, sans que les éventuelles corrections intervenues depuis apportent une garantie de réduction significative de sa probabilité</p>	<p>produit et/ou peut se reproduire pendant la durée de vie de l'installation</p>	<p>sur site considéré et/ou peut se produire à plusieurs reprises pendant la durée de vie de l'installation malgré d'éventuelles mesures correctrices</p>
--	--	--	---	---	---

### III.2.1. Les causes des accidents liés aux canalisations

Les accidents liés aux canalisations consistent nécessairement à une perte de confinement qui peut avoir comme cause :

- L'agression physique de l'ouvrage, notamment lors de travaux de tiers (cas le plus fréquent) ;
- Des risques particuliers locaux (glissement de terrain, vides souterrains, séisme etc.) ;
- Corrosion, défaut de construction.

### III.2.2. Les conséquences des accidents liés aux canalisations

Les conséquences envisageables de telles atteintes aux ouvrages sont la rupture complète de l'ouvrage ou la formation de brèches de divers diamètres. En fonction des dommages causés à l'ouvrage, de la nature du produit transféré, mais aussi des caractéristiques techniques de la canalisation, doivent être envisagées :

- Une inflammation du rejet, provoquant un dégagement de chaleur suffisant pour compromettre la vie humaine à proximité. On parle d'effets thermiques ;

- L'explosion du rejet entraînant la propagation d'un front de surpression (variation très brutale) pouvant avoir des conséquences sur les biens (bris de vitres, etc.) et les personnes. On parle d'effet de surpression.

### III.2.3. Analyse de l'accidentologie liée aux canalisations

L'objectif de l'analyse de l'accidentologie n'est pas de dresser une liste exhaustive de tous les accidents ou incidents survenus, ni d'en tirer des données statistiques. Il s'agit, avant tout, de rechercher les types de sinistres les plus fréquents, leurs causes et leurs effets et les mesures prises pour limiter leur occurrence ou leurs conséquences.

**Tableau III.3 :** Accidents liés aux canalisations de GNL 3

Description de l'accident	Analyse de l'accident
<p><b>1993 – INDONESIE – Usine de liquéfaction</b> Fuite de GNL provenant du « open run-down line » pendant une modification d'un pipeline. Le GNL est entré dans le réseau d'eaux pluviales en sous-sol et a subi une expansion rapide, conduisant à une surpression due à la vapeur et à la rupture des canalisations. Le réseau d'eaux pluviales a donc été lourdement endommagé.</p>	<p><b>Phénomène physique :</b> Explosion <b>Evénement initiateur :</b> Rupture de tuyauterie due à une surpression</p>
<p><b>1973 – GRANDE BRETAGNE – Canvey Island</b> La défaillance d'un disque de rupture sur une canalisation GNL au cours d'un déchargement a conduit à un rejet de GNL dans la cuvette de rétention d'un des réservoirs de stockage du terminal. De l'eau de pluie y était présente, à la suite de précipitations récentes. Le contact GNL / eau a engendré une Transition Rapide de Phase, à l'origine de 3 explosions qui n'ont provoqué comme seul dommage qu'une vitre brisée au niveau d'un bâtiment situé à proximité.</p>	<p><b>Phénomène physique :</b> Transition rapide de phase (TRP) <b>Evénement initiateur :</b> Fuite d'origine inconnue</p>
<p><b>Le 13/05/1981 – NC</b> Dans un terminal méthanier, pendant la phase de construction, une grue se déplace sans avoir baissé sa flèche et endommage fortement un pipe rack de GNL, pliant les tuyauteries. Les canalisations étant vides, il n'y a pas de fuite. Le plan de circulation des engins de travaux est revu.</p>	<p><b>Phénomène physique :</b> Fuite (si canalisation chargée) <b>Evénement initiateur :</b> Erreur humaine</p>

*Le 24/06/1980 – NC*

Dans un terminal méthanier, une grue endommage une canalisation GNL de 10'' en aluminium vide. Aucune fuite de produit n'est à signaler.

*Phénomène physique :*

Fuite (si canalisation chargée)

*Evénement initiateur :*

Erreur humaine

### III.3. Application de la méthode HAZOP

Tableau III.4 Application de la méthode HAZOP

Déviation		N°	Causes	Conséquences	Barrières	Cotation		Recommandation
Paramètre	Mot-clé					G	P	
Débit	Plus de (à l'aspiration des pompes ou au refoulement des pompes)	1	Sans objet					
	Moins de (à l'aspiration des pompes)	2	Soutirage intempestif par les pompes de transfert					
	Moins de (au refoulement des pompes)	3	Sans objet					

Pas de (à l'aspiration des pompes)	4	-Fermeture des vannes en sortie des bacs de stockage	-Cavitation des pompes Pour les pompes P212 C/D uniquement : - Projection de pièces mécaniques - Rupture des garnitures, fuite de GNL	- Déclenchement automatique des pompes sur fermeture d'une vanne en sortie des bacs de stockage - Protection sur défaut intensité entraînant l'arrêt automatique des pompes	2	2		
	5	-Défaillance du fin de course de la vanne (vanne physiquement fermée mais fermeture non détectée, signal de fermeture non envoyé)	-Cavitation des pompes Pour les pompes P212 C/D uniquement : - Projection de pièces mécaniques - Rupture des garnitures, fuite de GNL	Protection sur défaut intensité entraînant l'arrêt automatique des pompes	2	3	Mise en place d'une sécurité surdébit bas à l'aspiration des pompes de chargement de GNL entraînant leur arrêt automatique	

	Pas de (au refoulement des pompes)	6	Arrêt intempestif des pompes	Arrêt du chargement				
	Inverse	7	Arrêt d'une pompe de transfert pendant que l'autre pompe est en service	-Echauffement du moteur -Endommagement de la pompe Fuite de GNL	- Clapet anti-retour au refoulement des pompes C/D/E/F - Sécurité mécanique : Verrouillage sur l'arbre des pompes P212 C/D pour empêcher le mouvement inverse	2	2	
	Mauvaise direction	8	Sans objet					
	Plus de (à l'aspiration des pompes)	9	Sans objet					
<b>Pression</b>	Plus de (au refoulement des pompes)	10	Erreur opérateur : Fermeture d'une vanne manuelle sur le circuit entre les pompes et les bras de chargement	-Fuite au niveau des vannes et des brides, joints, presse-étoupes -Rupture de la garniture mécanique des pompes P212 C/D, -Fuite de GNL	- Alarme de pression haute au refoulement des pompes + action opérateur - Ouverture de la vanne PDV sur circuit de	2	2	

					recyclage de la pompe - Protection sur défaut intensité entraînant l'arrêt automatique des pompes			
		11	Défaillance de la vanne de régulation de débit FV8223 (restée bloquée fermée)	-Fuite au niveau des vannes et des brides, joints, presse-étoupes, -Rupture de la garniture mécanique des pompes P212 C/D, -fuite de GNL	- Alarme de pression haute au refoulement des pompes + action opérateur - Ouverture de la vanne PDV sur circuit de recyclage de la pompe - Protection sur défaut intensité entraînant l'arrêt automatique des pompes	2	2	
		12	Fermeture d'une vanne UV ou ROV en amont des bras de chargement GNL	-Fuite au niveau des vannes et des brides, joints, presse-étoupes -Rupture de la garniture mécanique des pompes P212 C/D, -fuite de GNL	- Alarme de pression haute au refoulement des pompes + action opérateur - Ouverture de la vanne PDV sur circuit de recyclage de la pompe - Protection sur défaut intensité	2	2	

					entraînant l'arrêt automatique des pompes			
	Moins de (à l'aspiration des pompes)	13	Soutirage intempestif par les pompes de transfert					
	Moins de (au refoulement des pompes)	14	Sans objet					
	Dépression	15	Sans objet					
<b>Température</b>	Haute	16	Température trop haute en amont	-Evaporation du produit, naissance d'une phase gazeuse, mélange liquide/gaz à l'aspiration des pompes de transfert, cavitation des pompes Pour les pompes P212 C/D uniquement : - Projection de pièces mécaniques - Rupture des garnitures, -Fuite de GNL	- D201 : Sépare la phase gaz de la phase liquide - Protection sur défaut intensité entraînant l'arrêt automatique des pompes - Démarrage des pompes si affichage TAL 8218/8219/8220/8221 respectivement sur circuit d'évent HP des pompes P212 C/D/E/F	2	2	
	Basse	17	Température trop basse en amont	Sans conséquences				
<b>Niveau</b>	Haut (D201)	18	Défaillance de la régulation de niveau du D201 (LIC8205)	-Retour GNL par le circuit de dégazage du D201 vers le bac		4 (fuite)	4 (fuite)	Installation d'alarmes de niveau

				<p>sélectionné</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Circuit de dégazage non conçu pour véhiculer du liquide,</li> <li>-Fuite de GNL aux joints</li> <li>-Déformation du métal pouvant entraîner la rupture des lignes de Dégazage</li> </ul>		2 (rupture)	2 (rupture)	indépendantes de la boucle existante sur le D201 + mise à jour du manuel opératoire
		19	<p>Erreur opératoire : Au démarrage de la pompe, vanne laissée ouverte sur le circuit dégazage de la pompe</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Retour de GNL par le circuit de dégazage du D201 vers le bac sélectionné</li> <li>-Circuit de dégazage non conçu pour véhiculer du liquide,</li> <li>-Fuite de GNL aux joints</li> <li>-Déformation du métal pouvant entraîner la rupture des lignes de Dégazage</li> </ul>	<p>Alarme de niveau haut LIC8205H + action opérateur</p>	4	2	
Bas (D201)		20	<p>Défaillance de la régulation de niveau du D201 (LIC8205) qui laisse les vannes LV8205 fermées</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Montée en pression dans le D201</li> <li>-Fuite de joints sur le ballon</li> <li>-Perturbation du dégazage des collecteurs, pompes</li> <li>-Retour de GNL vers les bacs</li> </ul>	<p>PSV8216 (D201) tarée à 2,3 bars relatifs</p>	4	2	

		21	Soutirage intempestif par les pompes de transfert	Mauvais conditionnement des pompes				
<b>Instrumentation</b>		22	Défaillance du débitmètre FT8223 sur la ligne de chargement	Mauvaise mesure, perturbation de la régulation de débit				Remise en état du débitmètre FT8223 sur la ligne de chargement
<b>Opération</b>	Démarrage	23	Erreur opérateur : Vanne manuelle de dégazage restée ouverte au démarrage	-Défaillance de la régulation de niveau du D201 (LIC8205)				
		24	Erreur opérateur : Mauvais conditionnement des pompes carter (manque d'azote qui entraîne de l'humidité dans les boîtes de jonctions)	-Endommagement de la boîte de jonction, éjection de la boîte de jonction	-Sécurité sur pression très basse PSL8257 en sortie de la source d'azote qui entraîne l'arrêt automatique des pompes carter - Sécurité sur pression très basse PSL8206 en amont des boîtes de jonction qui entraîne l'arrêt automatique des pompes carter	2	2	-Remise en état des PSL8257 sur le circuit d'azote des pompes carter - Modification de la sécurité PSL8206 afin d'empêcher le démarrage des pompes carter

	Echantillonnage	25	Erreur opérateur lors de la prise D'échantillons	Fuite de GNL VCE, Flash Fire	Rondes opérateurs (3 fois par jour), rondes sécurité	2	2	
		26	Mauvais fonctionnement de l'évaporateur D'échantillonnage	Fuite de GNL VCE, Flash Fire	Rondes opérateurs (3 fois par jour), rondes Sécurité	2	2	
	Purge	27	-Purge laissée ouverte à l'atmosphère (L'ouverture de la purge est utilisée pour Amorcer les pompes/s'assurer de L'absence de gaz dans la pompe)	Fuite de GNL Feu de nappe, explosion, Flash Fire	-Détection à proximité - Rondes opérateurs	2	1	
		28	La purge de gaz présente un risque Intrinsèque	-Présence d'un nuage de gaz -Projection possible de GNL lors de l'opération -Brûlure par le froid		2	1	Installation d'une extension de Tuyauterie afin de pouvoir effectuer la purge à partir d'un endroit sécurisé

### III.3.1. Discussion de la méthode HAZOP

Tableaux III.5 : échelle de probabilité

Gravité	Probabilité				
	1 (E)	2(D)	3 (C)	4 (B)	5 (A)
5. Désastreuse					
4. Catastrophique				18(fuite)	
3. Importante		5			
2. Sérieuse		4-7-10-11-12-16-18(rupture)-24-25-26		19-20	
1. Modérée		27-28			

D'après l'application de la méthode HAZOP liée au changement du GNL on conclure que la majorité des déviations sa position dans la même case dans la grille criticité (P2, G2), et la déviation N°18 las plus dangereuse

De plus les conséquences sont le plus souvent des fuites du GNL et les autres conséquences sont : le VCE, le flache Fire, le feu de nappe, et l'exposition.

Donc il faut faire des barrières de sécurité qui permette d'éviter (éliminer) les problèmes et les risques qui ont une graviter catastrophique et importante.

### III.3.2. Récapitulatif des mesures d'amélioration identifiées suite à la revue HAZOP

- Mise en place d'une sécurité sur débit bas à l'aspiration des pompes de chargement de GNL entraînant leur arrêt automatique ;
- Installation d'alarmes de niveau indépendantes de la boucle existante sur le D201 + mise à jour du manuel opératoire ;
- Remise en état du débitmètre FT8223 sur la ligne de chargement ;
- Remise en état des PSL8257 sur le circuit d'azote des pompes carter ;
- Modification de la sécurité PSL8206 afin d'empêcher le démarrage des pompes

carter ;

- Installation d'une extension de tuyauterie afin de pouvoir effectuer la purge à partir d'un endroit sécurisé ;
- Formation en continu des opérateurs, recyclage ;
- Insister sur le respect des procédures de démarrage, d'arrêt et de mise à disposition des équipements ;
- Insister sur le respect des procédures de démarrage, en particulier suite à un arrêt de longue durée ;
- Insister sur le respect des procédures de purge et de prise d'échantillons.

### III.4. Analyse préliminaire des risques (APR)

#### III.4.1. Historique et définition :

L'Analyse Préliminaires des Risques (Dangers) a été développée au début des années 1960 dans les domaines aéronautiques et militaires. Elle est utilisée depuis dans de nombreuses autres industries. L'Union des Industries Chimiques (UIC) recommande son utilisation en France depuis le début des années 1980. L'Analyse Préliminaire des Risques (APR) est une méthode d'usage très général couramment utilisée pour l'identification des risques au stade préliminaire de la conception d'une installation ou d'un projet. En conséquence, cette méthode ne nécessite généralement pas une connaissance approfondie et détaillée de l'installation étudiée.

#### III.4.2. Application d'analyse de la méthode APR

**Unité :** 80P // 80, **Section :** 02, **Description :** Chargement du GNL

Tableaux III.6 Applications de la méthode APR

Maille	Événement redouté	N°	Détail	Causes	Conséquences potentielles	Mesures de prévention	Mesures de limitation des conséquences	F	G
<b>Pompes de chargement du GNL P212 C/D (pompes guinard)</b>	Perte d'étanchéité externe	1	Agression externe	Choc (mécanique, thermique)	- Dispersion d'un nuage inflammable, Explosion / Flash Fire ; Feu torche ; Feu de nappe	Plan de prévention, plan de levage	Isolement des pompes par fermeture des vannes UV en sortie des bacs de stockage	2	3
		2	Fuite de joint ou garniture	Vieillissement, défaillance qualité joint ou garniture	- Dispersion d'un nuage inflammable, Explosion / Flash Fire ; Feu torche ; Feu de nappe	Maintenance	Isolement des pompes par fermeture des vannes UV en sortie des bacs de stockage	5	2
	Bris du corps de pompe	3	Rupture d'élément tournant	Vibrations	Projection de missile et perforation possible de la tuyauterie surplombant la fosse où se trouvent les pompes	- Inspection périodique - Maintenance - Mesure surintensité		2	2

	Perte d'utilités	4	Electricité	Défaillance alimentation	Arrêt de la pompe en service				
		5	Air instrument	Sans objet					
<b>Pompes de chargement du GNL P212 E/F (pompes carter immergées)</b>	Perte d'étanchéité externe	6	Agression externe	Choc (mécanique, thermique)	- Dispersion d'un nuage inflammable, Explosion / Flash Fire ; Feu torche ; Feu de nappe - Brûlures par le froid	Plan de prévention, plan de levage	Isolement des pompes par fermeture des vannes UV en sortie des bacs de stockage	2	3
		7	Fuite de joint ou garniture	Sans objet					
	Bris du corps de pompe	8	Rupture d'élément tournant	Vibrations	Projection de missile et perforation possible de la tuyauterie surplombant la fosse où se trouvent les pompes	- Inspection périodique - Maintenance - Mesure surintensité		2	2
	Perte d'utilités	9	Electricité	Défaillance alimentation	Arrêt de la pompe en service				

		<b>10</b>	Air instrument	Sans objet						
		<b>11</b>	Azote	Défaillance alimentation	Perte de l'injection d'azote Endommagement de la boîte de jonction, éjection de la boîte de jonction	Bouteille d'azote de secours ouverture manuelle	Sécurité entraînant l'arrêt automatique des pompes carter sur pression très basse PSL : en sortie de la source d'azote ou en amont des boîtes de jonction	4	2	
<b>Séparateur d'évent D201</b>	Perte d'étanchéité externe	<b>12</b>	Surpression							
		<b>13</b>	Hausse de température							
		<b>14</b>	Corrosion interne	Sans objet						
		<b>15</b>	Corrosion externe	- Condensation dans le calorifuge - Atmosphère saline	- Dispersion d'un nuage inflammable, Explosion / Flash Fire ; Feu torche ; Feu de nappe - Brûlures par le froid	Choix du matériau (ballon en inox)	Arrêt volontaire de l'unité	2	2	
		<b>16</b>	Erosion	Sans objet						
		<b>17</b>	Agression externe	Choc (mécanique, thermique)	- Dispersion d'un nuage inflammable, Explosion / Flash Fire ; Feu torche ; Feu de nappe	Plan de prévention, plan de levage	Arrêt volontaire de l'unité	2	4	

		<b>18</b>	Fuite de joint	Vieillessement, mauvais serrage, défaillance qualité joint	- Dispersion d'un nuage inflammable, Explosion / Flash Fire ; Feu torche ; Feu de nappe	Maintenance	Arrêt volontaire de l'unité	4	2
	Risque chimique	<b>19</b>	GNL	Sans objet					
	Perte d'utilités	<b>20</b>	Electricité	Sans objet					
		<b>21</b>	Air instrument	Sans objet					

## III.4.3. Discussion de la méthode APR

Tableaux III.7 échelle de probabilité

<i>Gravité</i>	<i>Probabilité</i>				
	<i>1 (E)</i>	<i>2(D)</i>	<i>3 (C)</i>	<i>4 (B)</i>	<i>5 (A)</i>
<b>5. Désastreuse</b>					
<b>4. Catastrophique</b>		17			
<b>3. Importante</b>		1-6			
<b>2. Sérieuse</b>		3-8-15		11-18	2
<b>1. Modérée</b>					

L'analyse effectuée à l'aide de la méthode APR (Analyse Préliminaire des Risques) liée au chargement du GNL nous a permis de découper le système en trois mailles distinctes, chacune ayant ses propres caractéristiques et risques spécifiques.

- La première maille concerne les pompes de chargement du GNL P212 C/D, également connues sous le nom de pompes Guinard. Dans cette maille, l'événement redouté commun est la perte d'étanchéité externe, qui peut être causée par une agression externe ou une fuite au niveau des joints ou des garnitures. Cette cause de défaillance est classée dans la zone rouge, ce qui signifie qu'elle présente une gravité sérieuse et une fréquence courante. Il est donc essentiel de prendre des mesures pour minimiser ce risque.
- La deuxième maille concerne les pompes de chargement du GNL P212 E/F, qui sont des pompes à carter immergé. Les risques associés à cette maille comprennent également la perte d'étanchéité externe due à une agression externe ou une fuite de joint ou de garniture. Cependant, la gravité et la fréquence de ce risque sont moins élevées par rapport aux pompes Guinard. Par conséquent, ces risques sont classés dans la zone jaune, ce qui indique une gravité modérée et une fréquence moins fréquente. Néanmoins, il est important de maintenir ces risques dans un niveau aussi bas que raisonnablement praticable (ALARP).

- La troisième maille concerne le séparateur d'évent D201. Les risques associés à cette maille sont également liés à la perte d'étanchéité externe causée par une agression externe ou une fuite de joint ou de garniture. Toutefois, la gravité et la fréquence de ces risques sont encore plus faibles par rapport aux deux premières mailles. Par conséquent, ils sont classés dans la zone verte, indiquant une gravité faible et une fréquence rare.

Dans le cadre de cette analyse, il est recommandé d'éviter les risques courants ou probables en mettant en place des barrières de prévention efficaces. Cela peut inclure des mesures telles que des contrôles de maintenance réguliers, l'utilisation de matériaux résistants à l'agression externe et la surveillance continue des joints et des garnitures. Quant aux risques présentant une gravité catastrophique ou importante, ils doivent être limités par la mise en place de barrières de protection. Cela peut impliquer des mesures de sécurité supplémentaires, telles que des systèmes de détection et d'extinction des incendies, des dispositifs de confinement des fuites et des procédures d'urgence bien définies.

#### **III.4.4. Récapitulatif des mesures d'amélioration identifiées suite à l'APR**

- Remettre en état les PSL sur les pompes de chargement de GNL ;
- Empêcher le démarrage des pompes carter par la sécurité PSL8206 ;
- Mise en place d'un système de surveillance de tension des amarres ;
- Remise en service du système de déconnexion d'urgence (PERC).

### **III.5. Modélisation par le logiciel PHAST**

#### **III.5.1. Généralités sur le logiciel**

PHAST est utilisé pour évaluer les situations présentant des risques potentiels pour le personnel, les installations et l'environnement, et pour mesurer la gravité de ses situations.

Les risques peuvent ainsi être réduits par une reconception du processus ou de l'installation, des modifications apportées aux procédures opérationnelles existantes, ou en mettant en œuvre d'autres mesures.

PHAST appartient à une gamme de produits développée par DNV Software, reconnu comme le leader mondial dans le domaine de l'évaluation du risque d'accident industriel majeur. Tout naturellement il a été adopté par de nombreuses entreprises internationales de premier plan et par des gouvernements comme un précieux outil d'aide à la décision en matière de risque industriel et de sécurité publique.

### III.5.2 Avantages du logiciel PHAST

- Facilite la réduction des coûts en termes de pertes et d'assurances ;
- Permet l'optimisation de la conception de site et de procédés ;
- Aide l'industrie à se conformer à la législation ;
- Permet une réponse plus rapide en cas d'incidents à risques ;
- Améliore la compréhension des dangers potentiels par les ingénieurs ;
- Les mises à jour régulières du logiciel incorporent les expériences et l'expertise les plus récentes dans l'industrie, ainsi que les dernières avancées dans la technologie de modélisation des conséquences

### III.5.3. Simulation des effets thermiques du jet Fire au niveau de la ligne de chargement :

La ligne de chargement 02A 36“ est une ligne venant des bacs de stockage allant vers les méthaniers avec un débit de refoulement des pompes de 2000 m<sup>3</sup>/h. Cette ligne est conçue pour véhiculer du liquide

Les étapes de cette simulation sont présentées dans les figures ci-après :

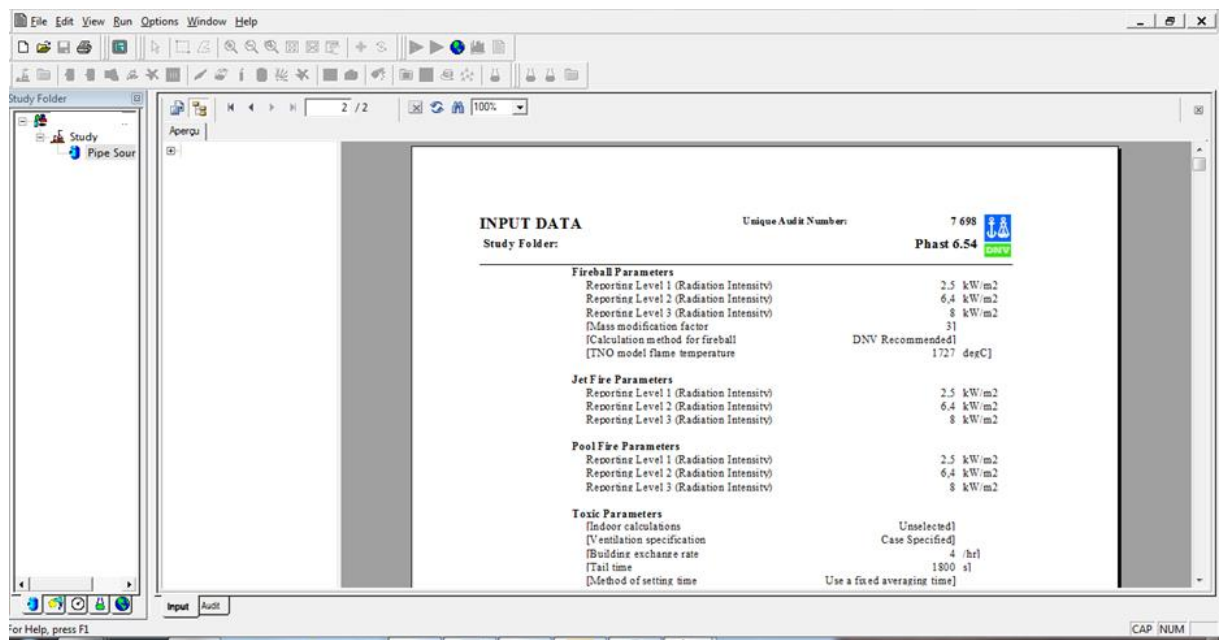


Figure III.1 : Fenêtre d'exécution du logiciel PHAST.

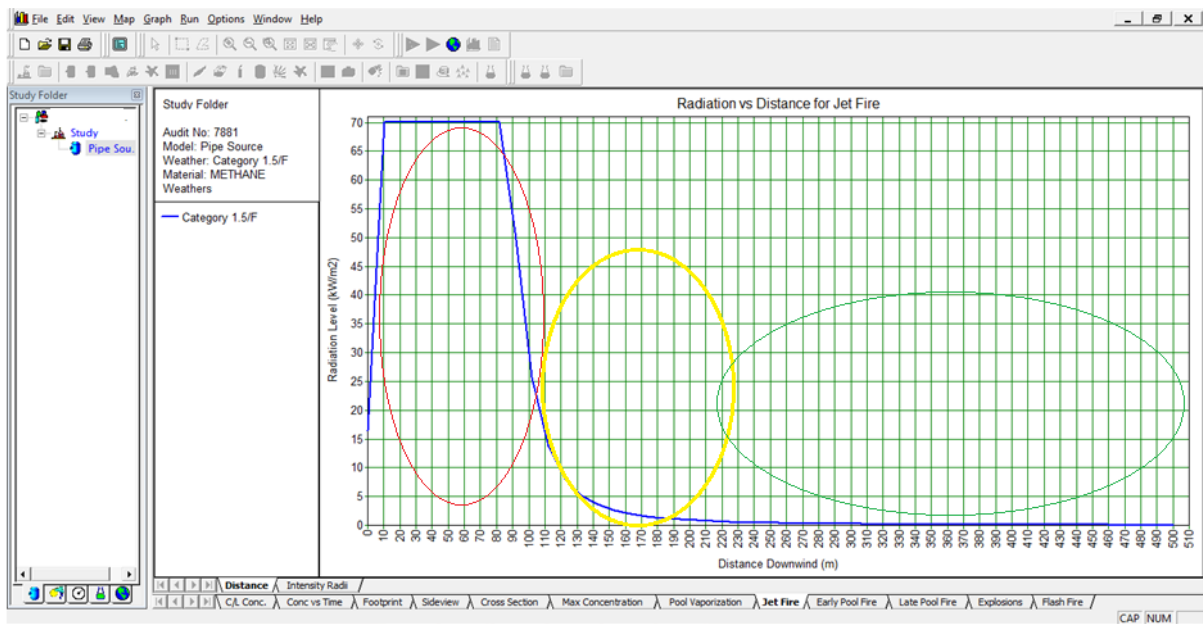


Figure III.2 : Niveau de radiation généré en fonction de la distance.

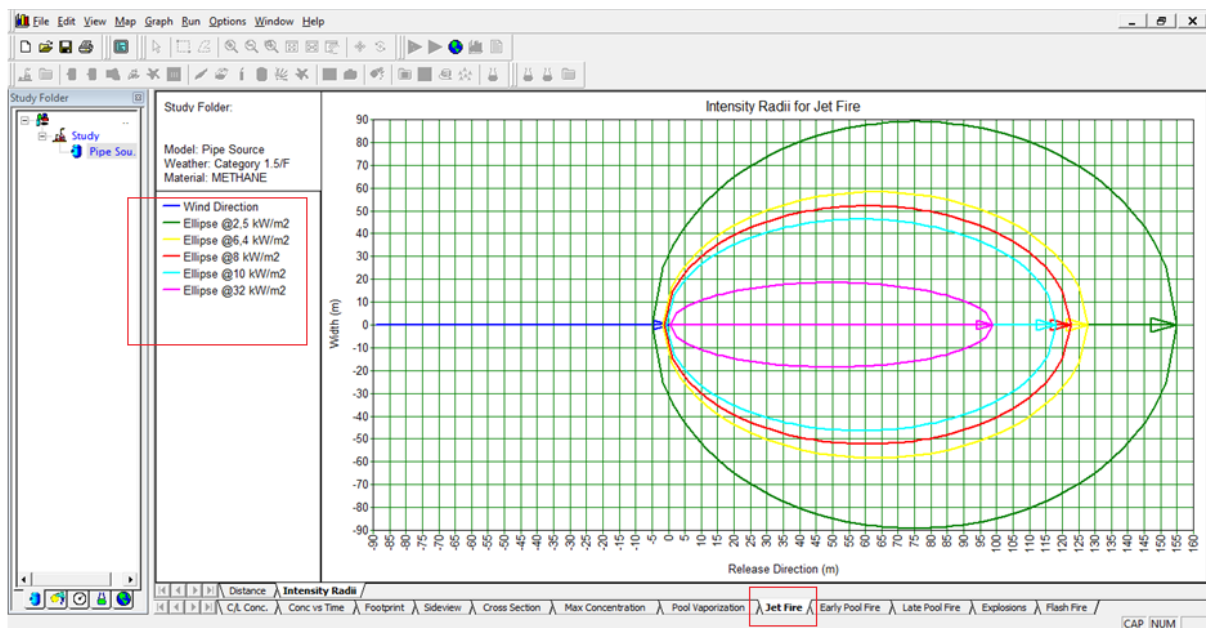


Figure III.3 : Modélisation de l'intensité du jet Fire.

III.5.4. Discussion des résultats du logiciel PHAST

Tableau III.8 Distances des effets thermiques du jet Fire sur l'homme (chargement).

Niveau de radiation (KW/m <sup>2</sup> )	Distances d'effets (m)
<b>Effets sur l'homme</b>	
2.5 (l'accident peut affecter des personnes sensibles ou non averties)	<b>154.90</b>
6.4 (conséquences graves, directes ou indirectes, immédiate ou à long terme)	<b>122.81</b>
10 (1% de fatalité après 20s pour des personnes non protégées)	<b>117.61</b>
<b>Effets dominos</b>	
8 (dégâts aux installations non protégées)	<b>122.44</b>
32 (dégâts aux installations protégées)	<b>98.30</b>

### 1. Effets sur l'homme

**Zone 1** : a une valeur de 2.5 KW/m<sup>2</sup> et se propage jusqu'à 154.90 m affectant des personnes sensibles ou non averties.

**Zone 2** : avec une valeur de 6.4 KW/m<sup>2</sup> et un rayon de 122.81 m présentant des conséquences graves, directes ou indirectes, immédiate ou à long terme.

**Zone 3** : à la valeur de 10 KW/m<sup>2</sup>, se propageant jusqu'à 117.61 m présentant 1% de fatalité après 20s pour des personnes non protégées.

### 2. Effets dominos

**Zone 1** : a une valeur de 8 KW/m<sup>2</sup> et se propage jusqu'à 122.44 m présentant des dégâts aux installations non protégées.

**Zone 2** : avec une valeur de 32 KW/m<sup>2</sup> et un rayon de 98.30 m présentant des dégâts aux installations protégées.

#### III.5.5. Positionnement du scénario dans la grille de criticité

La survenance du jet Fire au niveau de la ligne de chargement s'est déjà produite dans ce secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial, sans que les éventuelles corrections intervenues apportent une garantie de réduction significative de sa probabilité alors d'après l'échelle de probabilité ce scénario est classé dans la case 3 (improbable).

Si on prend en compte la distance des effets de la zone bleue (117.61 m), le nombre de personnes exposées à cette zone est plus de 100 alors la gravité est désastreuse d'après l'échelle de gravité.

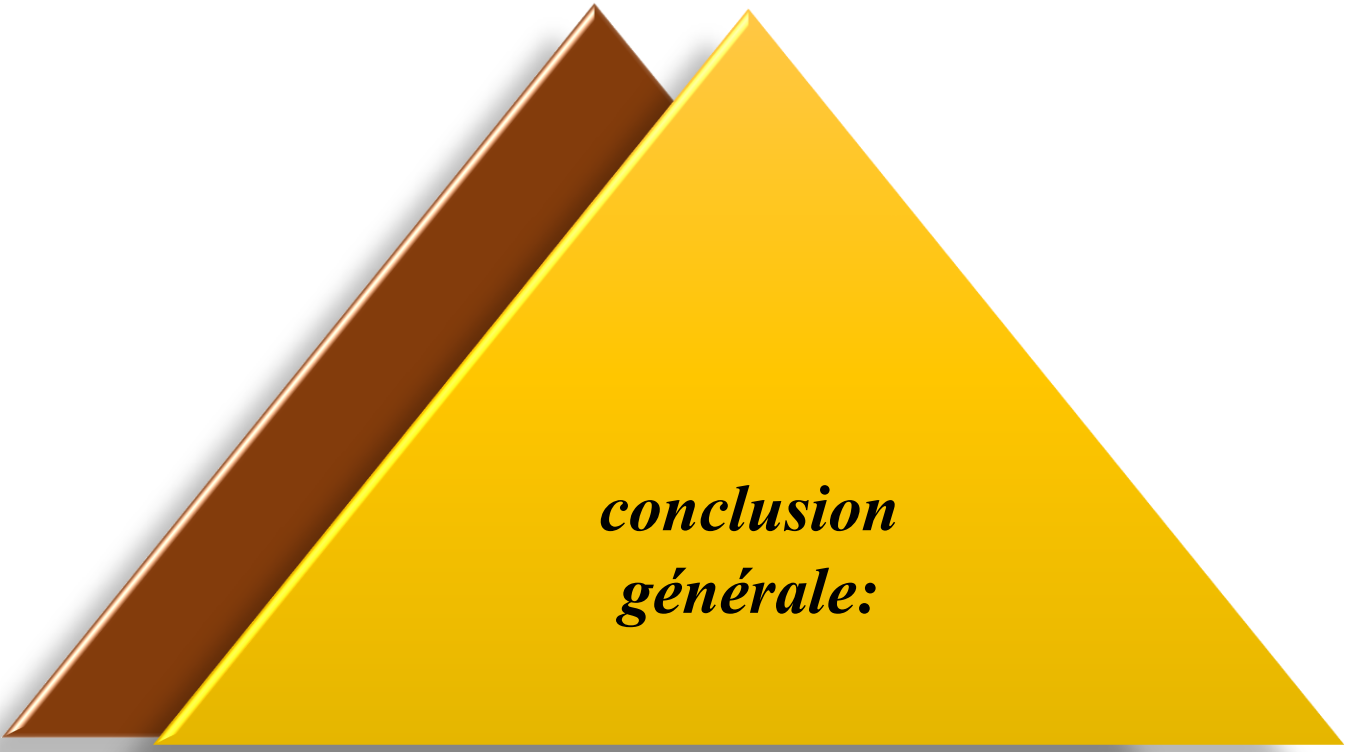
Donc on obtient le positionnement suivant : S2 scénario de la ligne de chargement.

Tableau III.9 échelles de probabilité

<i>Gravité</i>	<i>Probabilité</i>				
	<i>1E</i>	<i>2D</i>	<i>3C</i>	<i>4B</i>	<i>5A</i>
<b>5. Désastreuse</b>			<b>S2</b>		
<b>4. Catastrophique</b>					
<b>3. Importante</b>					
<b>2. Sérieuse</b>					
<b>1. Modérée</b>					

**Conclusion**

Les installations sont équipées de détecteurs de gaz et de température froide. Toutefois, la mise en sécurité des installations nécessite une intervention humaine dont le temps de réponse n'est pas adapté à la cinétique rapide des phénomènes dangereux. Par conséquent, ces dispositions ne sont pas retenues comme mesures de réduction de risques permettant une décote en termes de gravité ou de probabilité.



***conclusion  
générale:***

## **Conclusion générale**

La méthodologie développée dans ce mémoire suit deux parties essentielles :

La première partie est axée sur une étude bibliographique concernant des généralités sur le transport par pipe et de la corrosion ainsi que les différents risques liés au stockage et expédition.

La deuxième partie quant à elle est axée sur les outils d'analyse des risques par l'application d'approche HAZOP la méthode APR et ensuite nous avons présenté les résultats de l'analyse par une simulation de logiciel PHAST : outil systématique permettant d'identifier tous les phénomènes dangereux relatifs aux dérives d'un système. Les résultats de cette application nous ont permis de déceler un certains nombres des risques prédominants, à savoir risque explosion, incendie et dysfonctionnement de système, inhérents aux équipements de l'installation .

Les mesures de protection mises en place s'avèrent satisfaisantes, néanmoins il est toujours préférable d'apporter quelques recommandations et suggestions nécessaires pour maîtriser et minimiser les risques existants.

## ***Bibliographie :***

- [1] : Dictionnaire du pétrole. Paris France. Edition SCM 92081 collection ISBN 2-201 133-19- 3. 198
- [2] : J.F. gravier propriétés des fluides de gisements (tome 2). Edition Technip.1986.
- [3] <https://www.mt.com/>
- [4] : J.P.Wauquier : Pétrole brut, produits pétroliers. Schéma de fabrication. Edition Technip 1994.
- [5]: IP 309-21 crude petroleum and petroleum products – determination of pour point
- [6]: <https://Fr.slideshare.net/>
- [7]: <http://www.jststeelpipes.com/steelpipesprices/1-7-spiral-welded-steel-pipe.html>
- [8]: <biblio.univ-annaba.dz.feraga-marwa.pdf>
- [9]: <http://fr.galvanizedsteeltube.com/steel-pipe/welded-steel-pipe/spiral-welded-steel-pipe.html>
- [10] : <biblio.univ-annaba.dz>
- [11]: [https://fr.made-in-china.com/co\\_sxhngk/product\\_China-Hydro-Testing-Machine-for-Welded-Pipe-Mill\\_osnyehsg.html](https://fr.made-in-china.com/co_sxhngk/product_China-Hydro-Testing-Machine-for-Welded-Pipe-Mill_osnyehsg.html)
- [12] :<https://www.directindustry.fr/prod/waygatetechnologies/product92571486003.html>
- [13] :1\_2 :<https://docplayer.fr/90239446-Etude-mecano-fiabiliste-des-pipelines-destines-aux-hydrocarbures.html>
- 3 : <https://docplayer.fr/58906220-Cours-1-les-differents-procedes-de-fabrication.html>
- [14] :<biblio.univ-annaba.dz/ingeniorat/wp-content/uploads/2018/10/Feraga-Marwa.pdf>
- [15] : [https://docplayer.fr/90239446-Etude-mecano-fiabiliste-des-pipelinesdestines aux hydrocarbures.html\\_](https://docplayer.fr/90239446-Etude-mecano-fiabiliste-des-pipelinesdestines aux hydrocarbures.html_)

- [16] : Mémoire de fin d'études FMD des machines à souder en spirale de la tuberiez alfa pipe sur la base des historiques maintenance 2015 docplayer.fr
- [17] : <https://alfapipe.dz/5-Revtement-de-tube—linterieur-en-poxy>
- [18] : Logiciel DNV GL PHAST, version 8.22
- [19] : R. cédrat, essais normalisés des produits pétroliers, séminaire, IAP de Skikda, 2013
- [20] : A Short introduction to corrosion and its control, corrosion in the metals and its prevention, National Corrosion Service, NPL, 2003.
- [21] : H. El Bakouri. Etude de l'inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone en milieu acide orthophosphorique par un antibiotique organique. Mémoire pour du DESA. Université Mohammed 1 – Oujda.
- [22] : Phénomènes de corrosion ; protection des métaux.
- [23] : R. Mehibil. Etude de l'efficacité inhibitrice de quelques nouveaux inhibiteurs, dits non Polluants, sur la corrosion de deux types d'alliages d'aluminium. Université de Skikda, 2008.
- [24] : D. Nadir ; R. Rabah. Introduction à la corrosion et aux inhibiteurs de corrosion, 2004.
- [25] : Lefevre, B. (2014). Corrosion des aciers revêtues de Zinc dans les zones confinées des carrosseries automobiles, Thèse de doctorat, Université de Pierre et Marie Curie, Paris VI.
- [26] : Phénomènes de corrosion ; protection des métaux.
- [27] : H. El Bakouri. Etude de l'inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone en milieu acide orthophosphorique par un antibiotique organique. Mémoire pour du DESA. Université Mohammed 1 – Oujda.
- [28] : [archives.univ-biskra.dz](https://archives.univ-biskra.dz) mémoire mohamed\_elMokhtar\_mansori.pdf

[28'] : H. Mamache. “ Etude du problème de corrosion au niveau des installations du surface ». Mémoire de fin de période de mise en situation professionnel Ingénieur Exploitation. IAP.2017.

[29] : H. Mamache. “ Etude du problème de corrosion au niveau des installations du surface ». Mémoire de fin de période de mise en situation professionnel Ingénieur Exploitation. IAP. 2017.

[30] : O. Belahcen., mémoire de magister, Université de Annaba, (2008).

[31] : Commission exploitation., Corrosion et inhibition des puits et collectes, chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, Edition Technip, Paris, 1981.

[32] : mémoire de master univ-oeb.dz

[33] : R. Mehibil. Etude de l'efficacité inhibitrice de quelques nouveaux inhibiteurs, dits non polluants, sur la corrosion de deux types d'alliages d'aluminium. Université de Skikda,

[34] : Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Commission Exploitation, La Protection cathodique. Guide pratique, Editions Technique, Paris, 1986.

[35] : 123dok.net

[36] : R.D. Kane, S. Srinivasan, “experience survey on corrosion monitoring and mitigation techniques for sweet well production.” CLI International, INC, HOUSTON, TX

[37] : P. Boumersbach, C. Dumont, J. P. Millet, “electrochemical characterization of a corrosion inhibitor: influence of temperature on the inhibition mechanism.” 207th meeting of the electrochemical society, Québec City (Canada), 2005.

[38] : P. Boumersbach, C. Dumont, J. P. Millet, “electrochemical characterization of a corrosion inhibitor: influence of temperature on the inhibition mechanism.” 207th meeting of the electrochemical society, Quebec City (Canada), 2005.

[39]: [view.officeapps.live.com](http://view.officeapps.live.com)

[40] : Bensabra, Hakim. "Cours de corrosion et protection des métaux." *Université de JIJEL* (2016) : 3-4

[41] : Dieter L., Corrosion et chimie de surface des métaux, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne, 1993.

[42] : R. Bensimon, les matériaux métalliques, tome III, la corrosion des matériaux métalliques, pages 49, 50.

[43] : M. Anou, Mémoire magister « Etude de la résistance à la corrosion des dépôts composites (Ni-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) », Université Kasdi Merbah Ouargla, Algérie, 2013.

[44] : J.J. Lamoureux, "Précis de corrosion", Edition « ns MASSON, (1994).

[45] : <https://elearning.univ-msila.dz/moodle/mod/resource/view.php?id=23101>

[46] : Dieter L., Corrosion et chimie de surface des métaux, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne, 1993.

[47] : Mr. Marec. « Corrosion et protection cathodique ». Ecole d'application des techniques gazières. Protection contre la corrosion. 1996.

[48] : J.J. Lamoureux, "Précis de corrosion", Edition « ns MASSON, (1994).

[49] : Dieter L., Corrosion et chimie de surface des métaux, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne, 1993.

[50] : [https://www.researchgate.net/figure/Principe-de-la-protection-anodique-dun-metal-passivable\\_fig30\\_337089208](https://www.researchgate.net/figure/Principe-de-la-protection-anodique-dun-metal-passivable_fig30_337089208)

[51] : Paumelle, P., « Simulation des systèmes de protection cathodique », Corrosion et Anticorrosion, CETIM, (25 au 26 novembre 1997), 71-84.

[52] : [archives.univ-biskra.dz mémoire mohamed\\_elMokhtar\\_mansori.pdf](#)

[53] : [archives.univ-biskra.dz mémoire mohamed\\_elMokhtar\\_mansori.pdfphoto8](#)

[54] : M. Ghellai Etude sur le système de protection Cathodique PC et Maintenance de

la Canalisation Multi produit ASR/ NAFTAL mémoire master, université de Tlemcen 2013.

[55] : <https://protectioncathodique.net/principes-et-applications/generalites/la-protection-cathodique/>

[56] : Nace SP0169. Standard practice. Control of external corrosion on underground of submerged metallic piping, Houston. Nace international. Pp29.

[57] : D. Bouzidi « corrosion et protection cathodique des conduites souterrains ». Ecole de technologie supérieure université du Québec. 2001.