

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

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

جامعة أبي بكر بلقايد

– تلمسان –

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



## **MEMOIRE**

Présenté pour l'obtention du **Diplôme de MASTER**

**En : Génie Mécanique**

**Spécialité : Assemblages Soudés et Matériaux - ASM**

**Par : BELHADJ Moustafa**

**Sujet :**

**Analyse de la détérioration d'une conduite gazière aux niveaux  
d'une aéro-réfrigérant  
(après éclatement)**

Soutenu publiquement, le : 09/10/2025, devant le jury composé de :

Mr BENACHOUR Mustapha	Pr	Université de Tlemcen	Président.
Mr KARA ALI Djamel	MCA	Université de Tlemcen	Examineur.
Mr HADJOUI Abdelhamid	Pr	Université de Tlemcen	Encadreur.
Mr HADJOUI Féthi	MCA	Université de Tlemcen	Co-Encadreur.

Année Universitaire : 2024 /2025.

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

"رب أوزعني أن أشكر نعمتك التي

أنعمت علي و علي والدي وان اعمل

صالحا ترضاه"

---

## Dédicaces

---

Je dédie ce modeste travail qui a pris un moment très important de ma vie a mes très chers

**parents** qui étaient toujours à mes côtés et surtout pendant les

Moments difficiles que j'ai vécu

Sans oublier **Mes très chères sœurs, Mon fils Nassim, et Ma future épouse.**

**Mes amis**

Et sur tous les enseignants qui m'ont formé et m'ont donné toutes connaissances

Dès mon jeune âge jusqu'à maintenant.

A toute Person aime:

**MOUSTEFA**

---

## Remerciements

---

Un grand merci à

**DIEU**

De nous avoir donné le courage et la foi pour mener à terme ce travail.

Je suis étudiant de **2eme année MASTER II en Génie Mécanique, Spécialité :**

**Assemblages Soés et Matériaux-ASM**

Tenu d'abord à remercier MON encadreur **Mr HADJOUI Abdelhamid** et même comme un

Co-encadreur **Mr HADJOUI Féthi**

Et remerciement vont aussi à **Mr BENACHOUR Mustapha** d'avoir accepté de me faire

l'honneur de présider le jury de ce mémoire et de bien vouloir l'examiner

Je tiens à remercier également **Mr KARA ALI Djamel** qui a bien voulu examiner ce travail.

Je remercie également

**La Département de génie mécanique**

Et toute personne ayant participé

De près ou de loin à la préparation de ce travail

## Liste des Figures

Figure 1. Vue générale de l'unité RGTE .....	1
Figure 2. Vue de l'entrée du processus de L'RGTE .....	1
Figure 3. Les équipements de station de compression RGTE .....	i
Figure 4. schéma synoptique de la section de compression .....	10
Figure 5. Compresseurs centrifuge Mitsubishi 20-K-001 à Quatre étages .....	i
Figure 6. Vue de l'interface de la station de compression .....	11
Figure 8. L'unité de déshydratation TEG .....	12
Figure 7. schéma synoptique de l'unité déshydratation TEG .....	17
Figure 9. Localisation d'incident dans le process (sortie aéro-réfrigérant 4ème étage) .....	20
Figure 10. Dégâts matériels constatés suite à l'éclatement de la manchette 8'' .....	22
Figure 11. Grille de Classification de l'incident Sonatrach .....	23
Figure 12. process de circulation de fluides (GAZ) .....	24
Figure 13. Capture du synoptique DCS de la station compression .....	28
Figure 14. Perte d'épaisseur significative mesurée sur le fragment du métal éclaté .....	28
Figure 15. Types de ruptures observées sur le tronçon, (circonférentielle et longitudinale) ...	29
Figure 16. Corrosion préférentielle localisée au niveau du joint soudé (ZAT) .....	29
Figure 17. Couplage galvanique entre brides de matériaux différents en absence de joint isolant. ....	30
Figure 18. Souillures de poudre noire issues des produits de corrosion après éclatement .....	30
Figure 19. Forme en «U» de la manchette favorisant la stagnation du milieu corrosif. ....	31
Figure 20. Différents types de corrosion observés dans les conduites d'installation .....	31
Figure 21. Incrustations de paraffine à l'intérieur d'une conduite .....	32
Figure 22. Corrosion chimique (humide) observée à l'intérieur de la conduite .....	32
Figure 23. Corrosion bactérienne observée à l'intérieur de la conduite .....	33
Figure 24. Défauts de soudage de type morsures et caniveaux .....	39
Figure 25. Courbe de dégradation de l'épaisseur par corrosion (réel vs pratique) .....	43
Figure 26. soudures réalisées par procédé TIG .....	44
Figure 27. Contrôle d'épaisseur par ultrasons (UT) .....	45
Figure 28. État du tronçon avant et après réparation .....	47
Figure 29. Schéma simplifié montrant le Principe de la surveillance en ligne .....	48
Figure 30. Dispositif de surveillance en ligne de la corrosion .....	49

Figure 31.Équipement de contrôle (Phase-Array) et ses principaux composants .....	51
Figure 32. Schéma de fonctionnement du système d’inspection autonome .....	58
Figure 33. Capture du synoptique DCS de la section compression .....	59
Figure 34. Propriétés de GAZ du L’unité .....	60
Figure 35. Journal DCS .....	60
Figure 36. Registre de service exploitation XP .....	60
Figure 37. Etat de manchette après la sinistrée .....	61

## Liste des Tableaux

Tableau 1. Chronologie détaillée des événements lors de l’incident .....	17
Tableau 2. Récapitulatif des évènements .....	27
Tableau 3. Estimation de durée de vie selon taux de corrosion .....	36
Tableau 4.Évolution de l’épaisseur par corrosion en fonction du temps .....	38

## Résumé

Ce projet de fin d'études porte sur l'analyse d'un incident de corrosion localisée survenu au niveau d'une conduite de gaz dans l'unité de compression RGTE. L'étude a permis d'identifier les causes principales, notamment la corrosion interne, les défauts de conception et l'absence de mesures préventives adéquates.

À travers une investigation technique approfondie, plusieurs remèdes et recommandations ont été proposés : remplacement des tronçons endommagés, mise en place de joints isolants, traitement par inhibiteurs compatibles, suivi par contrôles non destructifs (CND) et plan d'inspection basé sur le risque (RBI).

Le travail met également en avant l'importance des technologies modernes, telles que la surveillance en ligne, les capteurs intelligents et les systèmes d'inspection autonomes basés sur l'intelligence artificielle, pour renforcer la fiabilité, la sécurité et la durabilité des installations industrielles.

Mots-clés (Français): Corrosion interne, Pipeline gazier, Intégrité mécanique, Inspection basée sur le risque (RBI), Contrôle non destructif (CND), Phased Array, Surveillance en ligne, Intelligence artificielle (IA), Vision par ordinateur, Maintenance prédictive, Revêtement anticorrosion.

## الملخص

يتناول هذا مشروع التخرج دراسة وتحليل حادث تآكل موضعي حدث في أنبوب لنقل الغاز على مستوى وحدة الضغط تهدف الدراسة إلى تحديد الأسباب الجذرية مثل التآكل الداخلي، العيوب في التصميم، وغياب إجراءات الصيانة الوقائية المناسبة

من خلال التحقيق الفني، تم اقتراح عدة حلول وتوصيات تقنية، منها استبدال الأجزاء المتضررة، تركيب وصلات عازلة كهربائياً، استخدام مثبتات تآكل متوافقة، وتنفيذ برنامج تفتيش قائم على مستوى المخاطر كما يسلط المشروع الضوء على أهمية إدماج التقنيات الحديثة مثل المراقبة عبر الإنترنت، المجسات الذكية، وأنظمة التفتيش الذاتية المعتمدة على الذكاء الاصطناعي، لتعزيز موثوقية وسلامة واستدامة المنشآت الصناعية

الكلمات المفتاحية (العربية): التآكل الداخلي، أنابيب الغاز، السلامة الميكانيكية، الفحص القائم على المخاطر، الفحوصات غير الإتلافية، تقنية الموجات فوق الصوتية متعددة العناصر، المراقبة عبر الإنترنت، الذكاء الاصطناعي، الرؤية الحاسوبية، الصيانة التنبؤية، الطلاء المقاوم للتآكل

## Abstract

This final year project focuses on the analysis of a localized corrosion incident that occurred in a gas pipeline at the RGTE compression unit. The study identified the main root causes, including internal corrosion, design flaws, and insufficient preventive maintenance.

Through a detailed technical investigation, several corrective and preventive measures were proposed, such as replacing damaged sections, installing insulating joints, using glycol-compatible corrosion inhibitors, and implementing a risk-based inspection (RBI) program supported by non-destructive testing (NDT).

The project also highlights the importance of adopting modern technologies such as online monitoring, smart sensors, and AI-based autonomous inspection systems to enhance the reliability, safety, and sustainability of industrial installations.

Keywords (English): Internal corrosion, Gas pipeline, Mechanical integrity, Risk Based Inspection (RBI), Non-Destructive Testing (NDT), Phased Array Ultrasonic Testing, Online monitoring, Artificial Intelligence (AI), Computer Vision, Predictive maintenance, Anti-corrosion coating.

## Sommaire

Problématique .....	1
Introduction Générale .....	4
<b>Chapitre I : Présentation et description des installations et du process .....</b>	<b>6</b>
<b>I. L'unité de Récupération des Gaz Torchés Edjeleh (RGTE) .....</b>	<b>7</b>
<b>I.1. Description général du process de l'unité de compression RGTE .....</b>	<b>8</b>
<b>I.1.1. La section de compression .....</b>	<b>10</b>
<b>Chapitre II : Investigation .....</b>	<b>15</b>
I. Introduction .....	15
II. Resume des conclusions de l'investigation .....	15
III. Deroulement de l'investigation .....	16
IV. Chronologie des evenements .....	16
V. Conclusion de l'investigation: .....	18
<b>Chapitre III : Étude et Analyse des Dégâts, Conséquences Et Classification de L'incident .....</b>	<b>19</b>
I. Degats, consequences et classification de l'incident .....	20
II. Classification de l'incident .....	21
II.1. Structure et termes: .....	21
II.2. Analyse de GRILLE: .....	21
II.3. Constatations: .....	22
III. Description du process (circulation de fluides) .....	23
IV. Recueil des donnees et analyse des causes de l'incident .....	25
IV.1. Recueil des données et des faits marquants .....	25
IV.1.1. Fait marquants observés dans le lieu de l'incident : .....	25
IV.1.2. Faits marquants recueillis auprès des personnes rencontrées: .....	25
IV.1.3. Données issues de l'examen des documents: .....	26
IV.2. Tableau récapitulatif des arrêts et incidents: .....	27
V. Analyse des causes de l'incident .....	28
V.1. Perte d'épaisseur significative: .....	28
V.2. Corrosion préférentielle: .....	29
V.3. Corrosion galvanique .....	29
V.4. Corrosion par CO <sub>2</sub> : .....	30
V.5. Stagnation du milieu corrosif: .....	30
V.6. Déficience du service inspection: .....	31
V.7. Problèmes d'exploitation de gisement: .....	31
V.7.1. Paraffine: .....	31
V.7.2. Corrosion chimique: .....	32
V.7.3. Corrosion bactérienne: .....	32
V.7.4. Les hydrates: .....	33
V.7.5. Défaut de soudage: .....	33
VI. Calcule-la duré de vie de pipe .....	35
VI.1. Etat pratique .....	35

VI.2. Etat Réel (vérification pas-à-pas) .....	36
VI.3. Résultat: .....	37
VI.4. Évolution de l'épaisseur de la manchette sous l'effet de la corrosion, comparaison entre prévision théorique et dégradation réelle.....	38
VI.6. Interprétation: .....	39
VII. Conclusion: .....	40
<b>Chapitre IV : Remèdes et Recommandations</b> .....	<b>42</b>
I. Remèdes techniques immédiats.....	42
1-Réparation ou remplacement des tronçons endommagés : .....	42
2-Installation de joints isolants sur les brides : .....	45
3-Traitement des conduites par inhibiteurs compatibles avec le glycol : .....	46
II. Mesures préventives à moyen et long terme: .....	46
1. Plan d'inspection : .....	46
2. Programme de suivi et surveillance anti corrosion: .....	47
3. Contrôle par ultrasons multiéléments (Phase-Array) : .....	48
4. Gestion proactive des arrêts prolongés : .....	49
5. Amélioration de la conception : .....	50
III. Recommandations organisationnelles : .....	50
Conclusion : .....	51
<b>Conclusion Générale</b> .....	<b>54</b>
<b>Bibliographie</b> .....	<b>56</b>
<b>Annexes</b> .....	<b>58</b>

## **Problématique**

### Problématique

Dans le contexte des complexes pétroliers, les pipelines gaziers constituent des infrastructures stratégiques dont l'intégrité est primordiale pour assurer un transport sûr et continu du gaz naturel. Cependant, ces conduites sont exposées à de nombreux facteurs de dégradation, notamment la corrosion interne provoquée par la présence de gaz acides et d'eau salée, ainsi que par des défauts liés à la conception et à l'exploitation. L'incident survenu dans **l'unité RGTE**, caractérisé par une rupture de conduite suivie d'une fuite de gaz et d'une explosion, met en évidence les limites des mesures actuelles de prévention et de maintenance, ainsi que les conséquences potentiellement dramatiques d'une défaillance.

Face à cette situation, la problématique centrale consiste à déterminer comment détecter, évaluer et maîtriser efficacement les mécanismes de corrosion et autres phénomènes de dégradation afin de prévenir de tels incidents.

Cela soulève plusieurs questions complémentaires : quelles sont les méthodes d'inspection les plus adaptées et fiables pour surveiller l'état des pipelines dans des conditions environnementales sévères ?

Comment optimiser les stratégies de maintenance pour intervenir avant que les défauts ne compromettent l'intégrité des conduites ?

Quels sont les facteurs clés influençant la durabilité des matériaux utilisés, et comment peut-on améliorer la conception ou la protection des pipelines pour limiter la corrosion ?

Enfin, comment concilier ces enjeux techniques avec les impératifs de sécurité, de continuité opérationnelle et de maîtrise des coûts ?

Ce travail de fin d'études vise donc à répondre à ces interrogations en analysant les mécanismes de corrosion affectant les pipelines gaziers, en évaluant les techniques d'inspection disponibles, et en proposant des recommandations concrètes pour renforcer la gestion de l'intégrité des infrastructures gazières dans le cadre spécifique du complexe pétrolier étudié.

**INTRODUCTION**

**Générale**

### Introduction Générale

Les pipelines (gazoduc) sont des infrastructures essentielles dans le secteur énergétique, assurant le transport sécurisé et efficace du gaz naturel depuis les sites de production jusqu'aux points de distribution. Cependant, ces conduites sont exposées à divers phénomènes de dégradation, notamment la corrosion, qui peuvent compromettre leur intégrité et entraîner des incidents graves.

Après une période d'exploitation, tout équipement industriel notamment les canalisations gazeuses subit des dégradations dues à divers facteurs internes et externes.

Un exemple marquant de ces risques est l'incident survenu dans l'unité **RGTE**, où une rupture de conduite a entraîné une fuite de gaz suivie d'une explosion. Cet événement a mis en lumière les vulnérabilités des pipelines face à des facteurs tels que la corrosion interne, les défauts de conception ou d'exploitation, et l'absence de maintenance préventive adéquate.

La **corrosion** des pipelines peut résulter de plusieurs facteurs, notamment :

- **Les conditions environnementales**, telles que la présence de gaz acides ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) et d'eau contenant des sels dissous, qui favorisent la formation de produits corrosifs sur les parois internes des canalisations.
- **Les caractéristiques des matériaux**, comme l'utilisation d'aciers au carbone (API 5L X60) dans les pipelines, qui, bien que économiques, sont sensibles à la corrosion en milieu humide ou acide.
- **Les défauts de conception ou d'exploitation**, tels que des zones de stagnation, des coudes ou des soudures mal exécutées, qui peuvent concentrer les contraintes et accélérer la dégradation.

La dégradation des pipelines gaziers ne se limite pas à la simple altération des matériaux ; elle peut entraîner des conséquences graves, telles que :

- **Des fuites ou des ruptures**, pouvant provoquer des incendies, des explosions ou des pollutions environnementales.
- **Des interruptions de production**, affectant la rentabilité et la continuité des opérations.
- **Des risques pour la sécurité du personnel**, exposé à des situations dangereuses lors des pannes ou des interventions d'urgence.

## Introduction Générale

---

Pour prévenir ces risques et assurer une exploitation fiable des installations, il est impératif de mettre en place des méthodes d'inspection efficaces. Celles-ci permettent de détecter précocement les signes de corrosion et de dégradation, d'évaluer leur étendue et de planifier des interventions appropriées. Parmi les techniques couramment utilisées, on retrouve :

- **L'inspection visuelle**, pour identifier les anomalies visibles sur les surfaces accessibles.
- **Les essais hydrostatiques**, pour tester l'étanchéité des conduites sous pression.
- **L'inspection en ligne**, utilisant des outils spéciaux équipés de capteurs pour détecter les défauts internes.
- **Les tests non destructifs (NDT)**, comme les ultrasons ou la radiographie, pour examiner les soudures et les zones critiques sans endommager les matériaux.
- **Les méthodes électrochimiques**, telles que la protection cathodique et la surveillance des potentiels, pour évaluer l'efficacité des systèmes de protection contre la corrosion.

Ce projet de fin d'études vise à analyser les mécanismes de corrosion affectant les pipelines gaziers dans un complexe pétrolier, à évaluer les méthodes d'inspection disponibles et à proposer des recommandations pour améliorer la gestion de l'intégrité des canalisations. L'objectif est de contribuer à la sécurité, à la fiabilité et à la durabilité des infrastructures gazières, en intégrant des approches innovantes et adaptées aux spécificités du terrain.

CHAPITRE

I

**Présentation et Description des  
Installation et du Procès**

### I. L'unité de Récupération des Gaz Torchés D'EDJELEH (RGTE)

Date de mise en service Janvier 2005.avec les capacités suivant :

- $750 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{J}$  (Gas-Lift Edjeleh).
- $150 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{J}$  (Gas-Lift Zarzaitine).
- 15 T/J Condensat vers bac de Centre de Séparation 5.
- Apport RGTE : 250 T/J.

Réalisée en 2005 et Située dans le secteur EST de la région d'**In Amenas**, elle a deux objectifs cibles : production et environnement.

L'unité **RGTE** : Récupération des **Gaz Torchés** d'**EDJELEH** a pour but :

« **La récupération-la compression-la déshydratation et la réinjection** » des Gaz habituellement torchés (brûlés dans des torches).

Ces **gaz** résultent des (10) centres de séparation de l'huile produite par les puits d'**EDJELEH** dont le procédé a pour but d'en garder le pétrole brute grâce à une séparation qui s'opère à l'intérieur de ces derniers.

Le fait de brûler ces **GAZ** représente un grand problème d'environnement, alors ils sont récupérés puis réinjecter sous terre à très haute pression afin de drainer l'huile des gisements et augmenter la pression des puits, donc améliorer la production. Est augmenter leur durée de vie.

L'appellation donnée au gaz réinjecté est : **GAZ-LIFT (G-L)**.

L'unité se divise en deux sections : la section soufflante et la section compression, la première a pour rôle de refouler le gaz issu des centres de séparation CS 7,8 ,9 et 10 vers l'unité de compression, cette deuxième reçoit aussi le gaz provenant des centres de séparation CS 1,2,3,4,5 et 6 qui sont près d'elle puis comprime et réinjecte ce gaz.

La capacité totale de traitement est de: **$1.372 \times 10^6 \text{ m}^3 / \text{j}$** .

Ainsi, cette installation n'a pas qu'arranger un problème de pollution d'air et risque dérivants de ce phénomène mais permet aussi de faire encore plus de profits grâce à la réinjection du gaz. Cette méthode n'est pas récente car la conception ingénieuse des puits forés à cette époque intégrée déjà ce principe et n'attendait qu'à être exploité.

### I.1. Description général du processus de l'unité de compression RGTE

Le gaz provenant des centres de séparations est acheminé à l'RGTE via des gazoducs qui convergent tous vers un seul principal à l'entrée du processus nommé : manifold.

Ce gaz arrive et contient toujours une quantité importante d'eau et parfois même du pétrole brut alors il passe par un grand séparateur pour enlever les traces de brut puis dans le compresseur centrifuge à 4 étages entraîné par la Turbine SIEMENS SGT-600 afin d'être comprimé (à 65bar), en suite il passera par un refroidisseur afin d'en récupérer le condensat.

Après ça, le gaz comprimé et refroidie passera vers l'unité de Déshydratation et subira un traitement physico-chimique afin de le dessécher complètement en utilisant du: Tri-Ethylène Glycol (TEG) qui jouera le rôle d'une éponge grâce à son affinité avec les molécules d'eau (il en faut: 3,4m<sup>3</sup> /h pour 40.000 m<sup>3</sup>/h de gaz), ainsi le TEG entre en contact avec le GAZ dans une colonne sous des conditions précises alors il aspire l'eau qu'il contient et devient du TEG riche en eau qui sera évacué vers un four chauffé à environ 203° C, en sachant que la Température (T°) d'ébullition du TEG est de 275°C et celle de l'eau 100°C, cette dernière s'évapore dans l'air par une cheminée et le TEG est régénéré et circule en circuit fermé.

Maintenant on a en sortie un GAZ SEC sous une pression de 65 bar, à ce moment, il est appelé : GAZ LIFT, et est prêt à être réinjecté sous terre au niveau des puits pour drainer l'huile des gisements et augmenter la pression des puits producteurs d'or noir.

La figure suivant représente une vue générale de l'unité (RGTE).



Figure 1. Vue générale de l'unité RGTE

La figure suivante représente une vue d'entrée du processus de l'RGTE

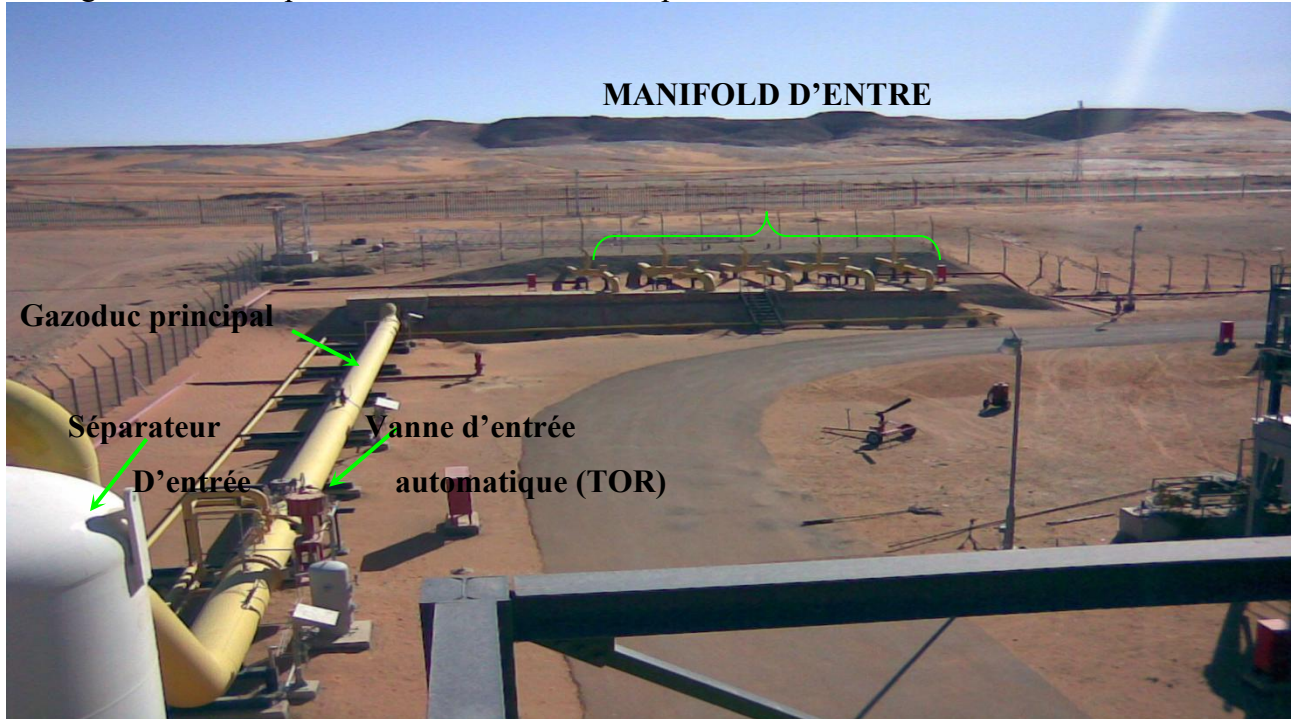


Figure 2. Vue de l'entrée du processus de l'RGTE

Les vannes automatiques TOR d'entrée et de sortie sont commandées par l'ESD en communication avec le DCS.

Le Gaz-Lift est réinjecté sous terre en passant par la vanne de sortie et en cas d'alerte incendie, fuite de GAZ ou tous autres problèmes techniques qui peuvent survenir brusquement, l'ESD la ferme ainsi que celle de l'entrée et redirige le gaz vers le gazoduc d'évacuation qui est sous terre en zone processus et apparent en dehors, pour le torché. La torche est allumée par un système électrique tel un briquet (commande à distance).



Figure 3. Les équipements de station de compression RGTE

### I.1.1. La section de compression

Les gaz provenant de la section soufflante et des centres de séparation CS1, CS2, CS3, CS4, CS5 et CS6 sont transportés vers le ballon B1 par le manifold de 32" à une pression 0,1 bar, le compresseur de type centrifuge à quatre étages entraîne par une turbine à gaz de type SIEMENS GT10.

#### 1er étage de compression :

Le gaz de ballon B1 est aspiré à une pression de 0,1 bar par le premier étage de compresseur ou il est comprimé jusqu'au 2.6 bar, puis il est refroidi à une température de 55°C par les aéro-réfrigérants le liquide forme est récupéré au niveau de ballon B2, la pression d'aspiration est réglée par une vanne anti-pompage section BP.

#### 2ème étage de compression :

Le gaz de ballon B2 est aspiré à une pression de 2.6 bar, par le deuxième étage de compresseur ou il est comprimé jusqu'au 7 bar, puis il est refroidi à une température de 55°C par les aéro-réfrigérants, le liquide formé est récupéré au niveau de ballon B3.

#### 3ème étage de compression :

Le gaz de ballon B3 est aspiré à une pression de 7 bar, par le troisième étage de compresseur ou il est comprimé jusqu'à 23 bar, puis il est refroidi à une température de 55°C par les aéro-réfrigérants, le liquide formé est récupéré au niveau du ballon B4.

#### 4ème étage de compression :

Le gaz de ballon B4 est aspiré à une pression de 23 bar, par le quatrième étage de compresseur ou il est comprimé jusqu'à 65 bar, puis il est refroidi à une température de 55 °C par les aéro-réfrigérants, le liquide formé est récupéré au niveau de ballon B5.

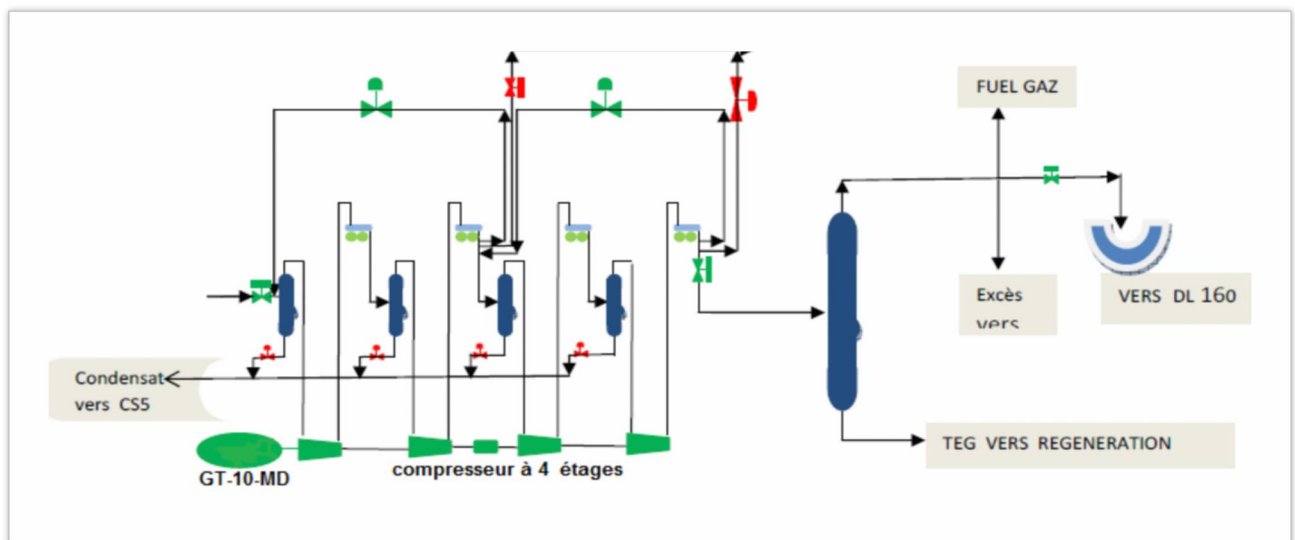


Figure 4. Schéma synoptique de la section de compression



Figure 5. Compresseurs centrifuge Mitsubishi 20-K-001 à Quatre étages

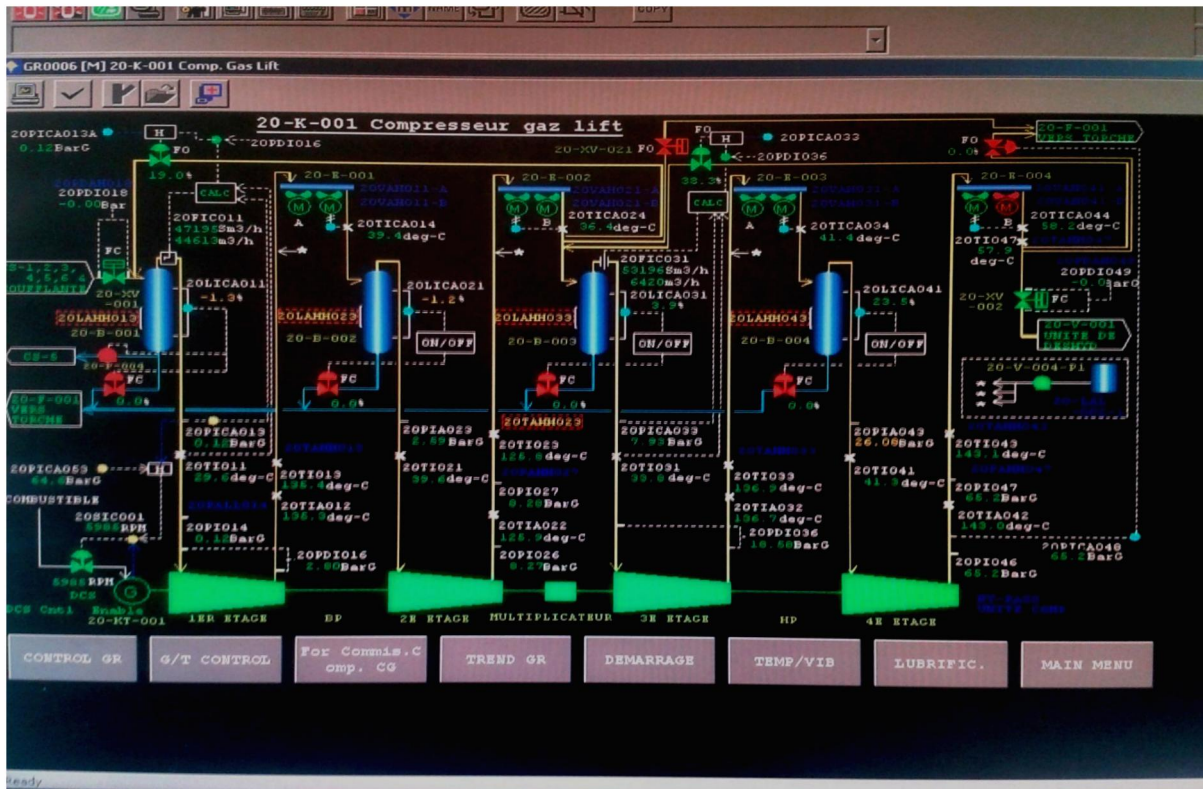


Figure 6. Vue de l'interface de la station de compression

### I.1.2. L'unité de déshydratation TEG

Le gaz comprimé est envoyé vers l'unité TEG **20V001** afin d'enlever l'eau contenue pour la protection contre la **corrosion** et éviter la formation des hydrates, pour la déshydratation de gaz on utilise le triéthylène glycol TEG pour diminuer la teneur en eau dans le gaz inférieur à **50 ppm**.

Le gaz déshydraté dans le contacteur **20V001-C1** à l'aide d'une solution de TEG concentrée à **99,9%** et une pression de **65,5 bar** et  $T=55^{\circ}\text{C}$  ; le contacteur est une colonne à garnissage avec un piège à gouttelettes à la section supérieure.

Le glycol riche est envoyé vers le condenseur **20V001E4** où il est dépressurisé à **5,7 bar** et chauffé à  $T=75^{\circ}\text{C}$  puis il dirige vers le ballon **20V001B3** où les hydrocarbures condensés sont enlevés ensuite le glycol est filtré dans les filtres à glycol **20V-001V2A/B** et le filtre à glycol **20V00V3** après filtration le glycol est réchauffé à une température  $T=179^{\circ}\text{C}$  par l'échangeur de glycol pauvre /riche **20-V00E3** et ensuite envoyé au régénérateur de glycol **20-V00E1**.

L'échangeur de glycol est un échangeur de chaleur à plateaux, le régénérateur de glycol est un système de rebouillage avec un condenseur de tête.

La solution de glycol est envoyée par trop-plein vers le ballon inférieur **20-V00B1** via une colonne à garnissage puis il est refroidi à  $T=86^{\circ}\text{C}$  par l'échangeur **20-V00E3** et pompé avec la pompe **20V00P1A/B** à une pression de **68,5 bar** vers le contacteur.

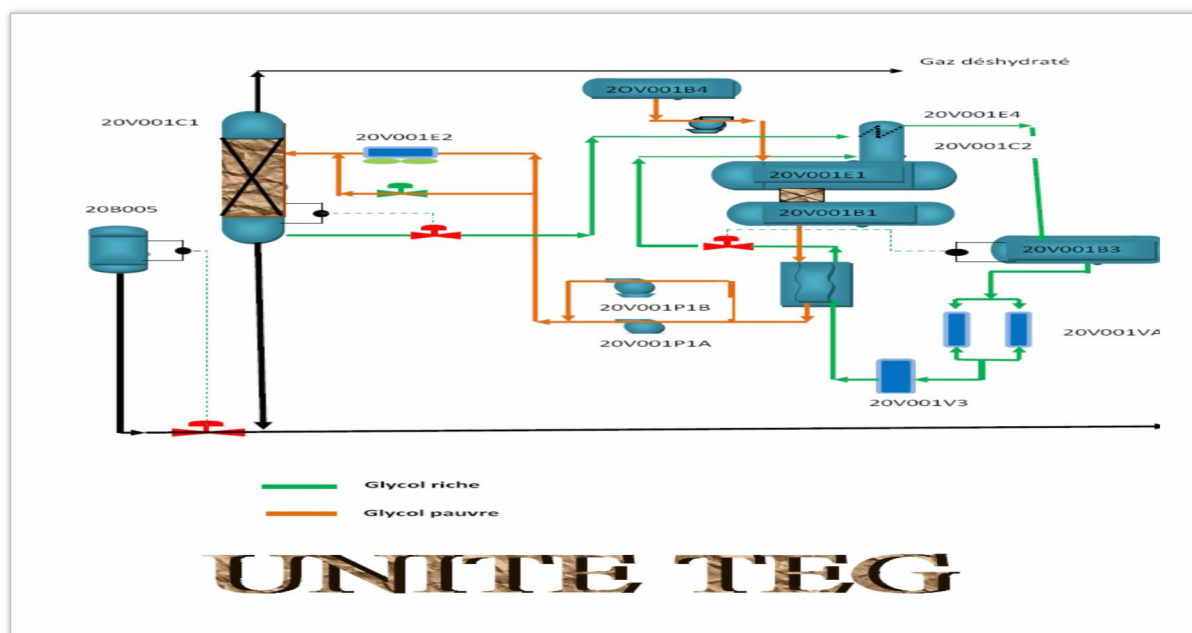


Figure 7. Schéma synoptique de l'unité de déshydratation TEG



**Figure 8. L'unité de déshydratation TEG**

CHAPITRE

II

**Investigation**

### I. INTRODUCTION

Suite à l'incident survenu le 26/01/2021 aux environs de 22h47 au niveau de l'Unité RGTE Station de Compression, nous avons fait une investigation, afin d'analyser les données et faits de l'incident, évaluer les conséquences, formuler des recommandations.

### II. Resume des conclusions de l'investigation

Le 26/01/2021 aux environs de 22h 47 un percement suivi d'une rupture totale a eu lieu au niveau de la manchette 8'' sortie gaz aéro-réfrigérant 20-E-004 A/B du 04<sup>ème</sup> étage du compresseur centrifuge 20-K-001 (La pression de refoulement est de 65 bar) au niveau de la station de Compression.

Le bruit de sifflement causé par le percement de la ligne a été localisé par l'équipe en poste nuit (XP et HSE). Le technicien tableau a commencé la séquence de l'arrêt volontaire lorsque l'alarme de vibration et le bruit de l'éclatement a été entendu. De ce fait, un arrêt d'urgence de l'unité a été effectué à 22 h 51 m 12 s par bouton poussoir (arrêt et dépressurisation).

L'incident n'a engendré aucune blessure ou perte humaine.

Néanmoins, l'éclatement a causé le détachement d'un fragment de la ligne, aplatie qui est devenu semblable à un projectile en percutant dans sa trajectoire l'échelle et le caillebotis.

L'incident est classé potentiellement majeur Niveau 1.

Dans d'autres circonstances, en présence du nuage de gaz et les étincelles générées par la projection du bout de métal sur l'échelle, une explosion aurait pu être fatale.

La cause évidente de l'incident est :

- Perte d'épaisseur significative imputée à la corrosion/érosion interne.

D'autres facteurs aggravants ont contribué à cette situation, à savoir :

- Un couplage galvanique bi-métal (Acier inoxydable /Acier au carbone) en l'absence de joint isolant, situation demeurant depuis la réception de l'unité (engineering).
- Des arrêts répétitifs et prolongés de l'unité ont engendré la stagnation du milieu corrosif dans les zones mortes.
- La forme de la manchette en U favorise la stagnation de liquides (engineering).
- Le traitement par inhibiteur de corrosion **CHIMEC 1038** au niveau du 4<sup>ème</sup> étage n'est pas prévu depuis le démarrage de l'unité (incompatibilité entre CHIMEC et GLYCOL).
- Déficience en matière d'inspection et de suivi préventif de l'intégrité de l'installation.

Les recommandations se résument comme suit :

- Réparer le tronçon endommagé en respectant la réglementation et les normes en vigueur.

## Chapitre II : INVESTIGATION

---

- Stopper la corrosion due au couplage galvanique bi-métal en installant des kits de joints isolants.
- Procéder en urgence une inspection de l'unité pour estimer l'ampleur de la corrosion, au besoin faire de contrôle technique (ENACT).
- Établir un plan d'inspection adapté, basé sur le risque et la criticité.
- La maintenance des installations doit être planifiée et préparée afin d'éviter des arrêts prolongés. À défaut, prendre toutes les dispositions nécessaires pour la préservation de l'intégrité des installations (vider complètement, inertes, renforcer les contrôles aux points critiques).

### III. Deroulement de l'investigation

L'équipe d'investigation a adopté la démarche suivante :

- Réunion d'ouverture avec les responsables de complexe ;
- Visites de la zone sinistrée ;
- Entretien avec les témoins et les responsables opérationnels ;
- Description du Processus au niveau de la salle de contrôle ;
- Recueil des données (historique des paramètres d'exploitation, Registres et PV des inspections) ;
- Analyse de la documentation (P&ID, documents techniques, registres de quart et procédures opératoires) ;
- Établissement des différentes hypothèses de survenance de l'incident ;
- Analyse des causes de l'incident ;
- Formulation des recommandations ;

### IV. Chronologie des evenements

La chronologie ci-après retrace, minute par minute, le déroulement des faits survenus lors de l'incident au niveau de l'unité de Compression.

Elle met en évidence la succession des actions entreprises par le personnel en poste nuit, depuis la détection initiale de l'anomalie jusqu'à la fin de l'alerte, en passant par les étapes clés de la mise en sécurité de l'installation.

Cette reconstitution permet d'analyser la réactivité des équipes, d'identifier les temps de réponse, et de mieux comprendre l'enchaînement des événements ayant conduit à l'arrêt d'urgence et à la dépressurisation complète de l'unité.

Tableau 1. Chronologie détaillée des événements lors de l'incident

Heure	Événement
Aux environs de 22 h 47 :	Un sifflement anormal a été entendu par l'agent HSE en poste nuit au niveau de l'unité. En prospectant la source de ce bruit, l'agent a localisé un percement sur la ligne de sortie de l'aéro- réfrigérant.
22 h 48 :	l'agent a alerté l'équipe XP en poste nuit, qui s'est déplacée pour confirmer la fuite et évaluer son ampleur.
22 h 49 :	De retour à la salle de contrôle, le technicien tableau a décidé de procéder à un arrêt volontaire de l'unité.
22 h 50m 46 s :	Début de la séquence de l'arrêt volontaire ( diminution de la vitesse de la turbine de 5970 à 5950 RPM)
22 h 51 m 03 s :	Ouverture de la vanne de torche
22 h 51 m 09 s :	apparition d'alarmes vibration sur les 4 aéros ( signe de la rupture franche de la ligne).
22 h 51 m 12 s :	L'arrêt d'urgence de l'unité a été actionné par bouton poussoir.
22h 58 m 44 s :	Dépressurisation totale de l'unité
Aux Environs de 23h 00m :	Arrivée des équipes de renfort.
01h 33 m :	Arrêt de tous les stations ( station soufflante).
02h 00 :	Fin d'alerte.

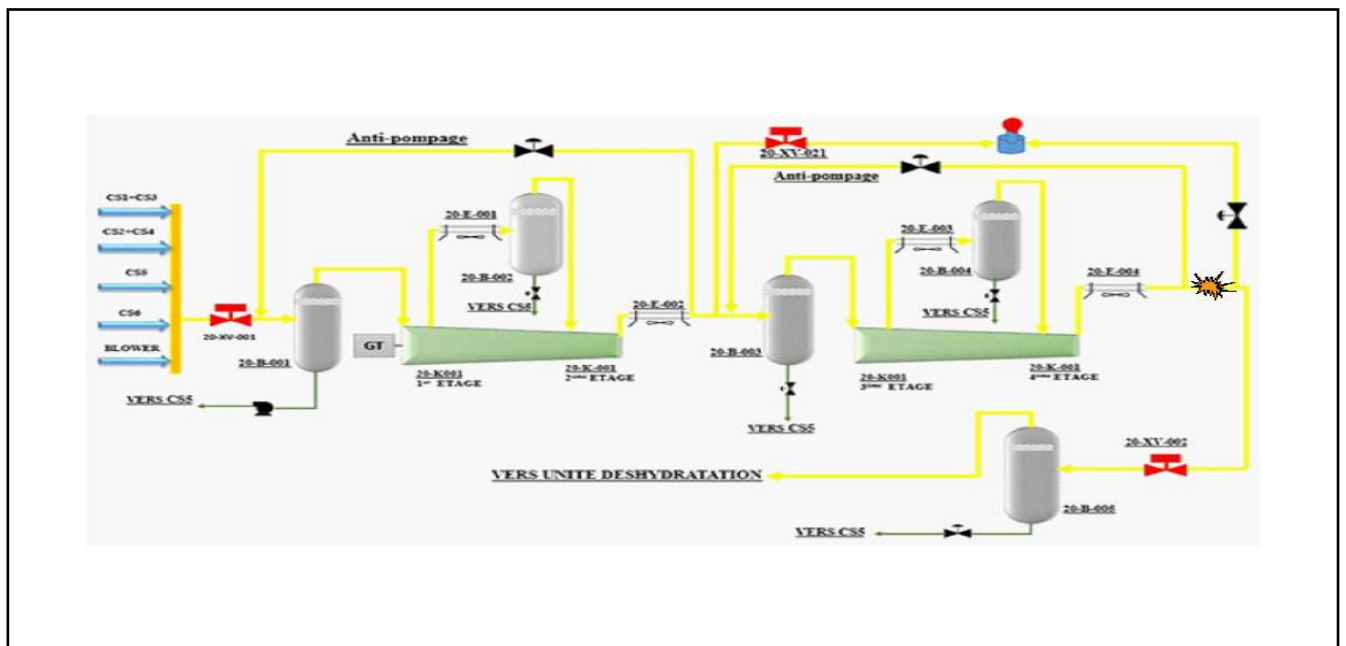


Figure 9. Localisation d'incident dans le process (sortie aéro-réfrigérant 4ème étage)

### V. Conclusion de l'investigation

L'investigation réalisée a permis de reconstituer le déroulement précis de l'incident du 26/01/2021, d'évaluer ses conséquences et d'identifier les principales causes probables. L'analyse a montré que l'éclatement de la manchette 8'' est directement lié à une perte d'épaisseur significative due à un phénomène de corrosion/érosion interne, aggravé par des facteurs de conception (forme en « U » de la manchette), d'exploitation (arrêts prolongés favorisant la stagnation du milieu corrosif), et d'ingénierie (absence de joints isolants induisant un couplage galvanique). À cela s'ajoutent des lacunes dans le suivi inspection et dans la mise en œuvre de mesures préventives adaptées.

Bien qu'aucun dégât humain n'ait été constaté, l'incident a engendré d'importants dommages matériels et des pertes de production, confirmant sa classification au niveau 1 de gravité selon la grille. Ce constat démontre la criticité du phénomène et la nécessité de renforcer les pratiques de maintenance et d'inspection.

En conclusion, cette première investigation a permis de poser les bases de compréhension de l'événement. Le chapitre suivant sera consacré à une investigation approfondie, visant à analyser en détail les mécanismes de dégradation, à comparer la durée de vie réelle et théorique des conduites, et à établir des recommandations techniques plus ciblées pour la maîtrise durable de l'intégrité des installations.

CHAPITRE

III

**Étude et Analyse des Dégâts, Conséquences  
et Classification de L'incident**

### I. Dégâts, conséquences et classification de l'incident

À la suite de l'incident survenu, une évaluation des impacts a été réalisée afin d'identifier les dommages humains, matériels ainsi que les pertes de production engendrées, cette analyse permet également de classer l'incident selon son niveau de gravité et ses conséquences sur les installations et l'activité :

- Cet incident n'a pas engendré de dégât humain.
- Cet incident a occasionné des dommages aux biens :
  - ✓ Éclatement de la manchette 8'' sortie aéro N° 04.
  - ✓ Déformation de l'échelle crinoline.
  - ✓ Déplacement du caillebotis.
  - ✓ Endommagement de la commande électrique des aéro 1 et 2.
- Le manque à produire enregistré suite à l'incident est de:
  - ✓ **517 Tonnes** de pétrole brut (période - 2jr).
  - ✓ **10 T/j** de condensat.
  - ✓ **750 000 SM<sup>3</sup>/J** de gaz.

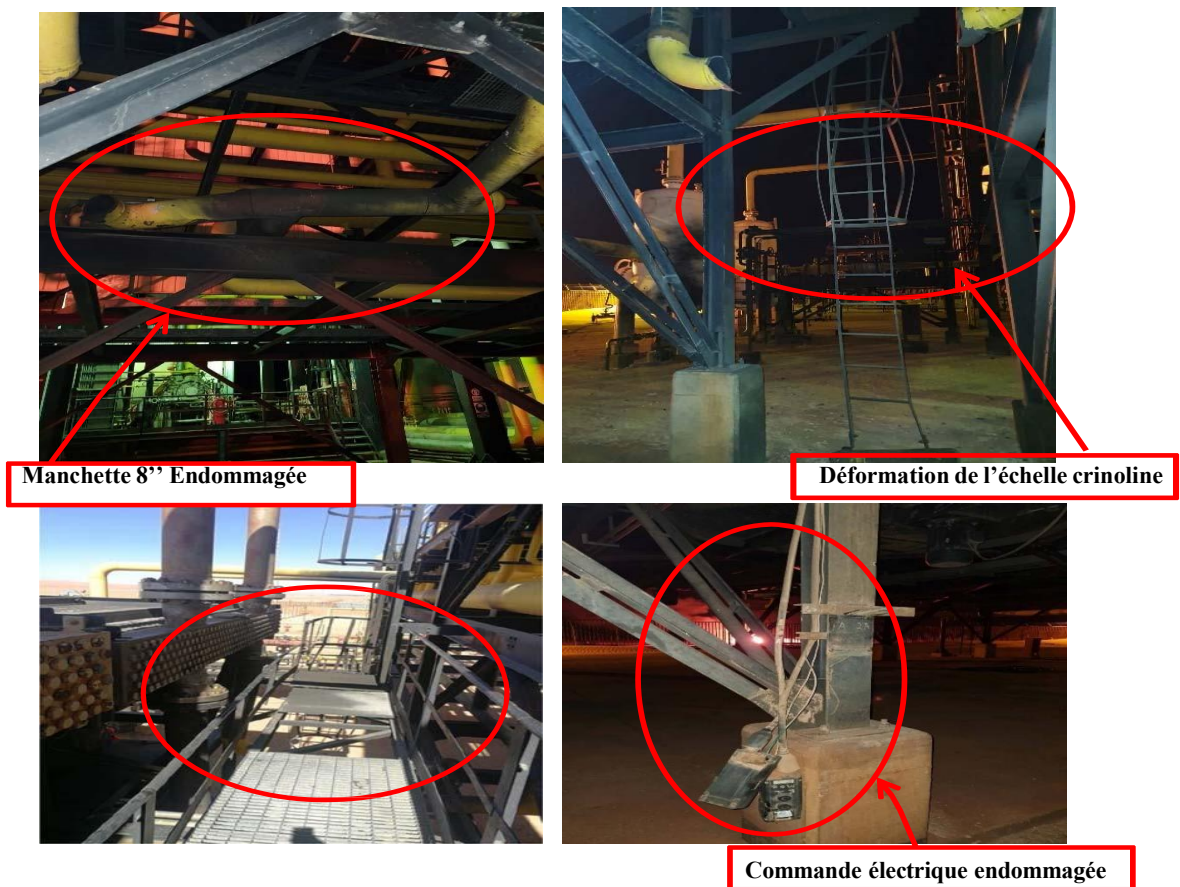


Figure 10. Dégâts matériels constatés suite à l'éclatement de la manchette 8''

### II. Classification de l'incident

#### II.1. Structure et termes:

Cette grille sert à **classer les incidents/accidents** selon leur gravité et leurs conséquences possibles sur :

- a. **Les personnes** : Dommages aux personnes (salariés Sonatrach, salariés EE, tierce personne)
- b. **Les biens** : Dommages aux biens (installation — coûts directs, pertes de production, véhicules)
- c. **L'environnement** : Dommages à l'environnement (épandage d'hydrocarbures).

- **Avéré** = conséquence constatée effectivement.
- **Potentiel** = conséquence possible si l'événement s'était développé.

Cela permet ensuite de déterminer le type d'analyse de risques à effectuer (approfondie, simplifiée, ou périodique).

- **Niveau 1–2 (grave)** : décès, arrêt de travail > 21 jours, blessure grave (incapacité > 1 semaine).
- **Niveau 3 (moyen)** : blessure nécessitant une hospitalisation.
- **Niveau 4 (faible)** : blessures légères sans arrêt de travail, soignées sur place.

#### II.2. Analyse de GRILLE:





- **Damage aux personnes**
  - ✓ Dommages avérés : Aucun / Non classés
  - ✓ Dommages potentiels : Classé niveau 1, car cet incident aurait pu causer des fatalités aux personnes intervenantes.
  
- **Dommages aux biens :**
  - **Installation :**
    - ✓ Dommages avérés : Classé niveau 3, coût (inférieur à 100 million DZD).
    - ✓ Dommages potentiels : Classé niveau 1. (Supérieur à 1 Milliard DZD).
  - **Perte de production :**
    - ✓ Dommages avérés : Classé niveau 2, coût (Supérieur à 100 million DZD).
  
- **Dommages à l'environnement :**
  - ✓ Dommages avérés Classé niveau 1 : Torchage de 750 000 M<sup>3</sup>/J de gaz.

## Chapitre III : Étude et Analyse des Dégâts, Conséquences et Classification de l'Incident

### II.3. Constatations:

La classification de cet événement repose sur l'évaluation des conséquences avérées et potentielles sur les personnes, les biens et l'environnement à partir de la grille de sévérité. La gravité retenue correspond au niveau le plus élevé constaté, ou à défaut au niveau potentiel. Cette approche permet de définir le type d'analyse à réaliser ainsi que les actions correctives nécessaires.

En conclusion, l'incident est classé au niveau 1 selon la grille de classification du Groupe Sonatrach.

	Dommages aux personnes						Dommages aux biens				Dom. a l'environnement		
	Salariés du groupe Sonatrach		Salariés EE		Tierce personne		Installation (couts direct)		Pertes de production		Véhicules	Epanchage d'hydrocarbures	
	Avérés	Potentiels	Avérés	Potentiels	Avérés	Potentiels	Avérés	Potentiels	Avérés	Potentiels	Avérés	Potentiels	
1	Décès 	Décès	Décès	Décès	> 1 Milliard DZD 	> 1 Milliard DZD	Décès	>25M <sup>3</sup> 					
2	Arrêt de travail > 21 jours	Arrêt de travail > 21 jours	Blessure grave entraînant une incapacité de travail > 1 semaine	> 100 Millions DZD	> 100 Millions DZD 	Dégâts importants nécessitant remarquage	>1M <sup>3</sup>						
3	Arrêt de travail > 21 jours	Arrêt de travail > 21 jours	Admission hospital	> 10 Millions DZD	> 10 Millions DZD	Dégâts importants	>1 baril						
4	Blessures légères sans arrêt de travail	Blessures légères sans arrêt de travail	Blessures soigné sur place	> 10 Millions DZD	> 10 Millions DZD	Dégâts mineurs	>1 baril						

Niveau d'analyse minimum requis	
1 & 2	Analyse approfondie
3	Analyse simplifiée
4	Analyse périodique

Figure 11. Grille de Classification de l'incident Sonatrach.

### III. Description du processus (circulation de fluides)

Le gaz en provenance des (10) centres de séparation huile est acheminé vers l'unité RGTE station de compression.

- **1er étage de compression :**

Le gaz sortant du ballon 20-B-001 est aspiré à une pression de 0,1 bar par le premier étage de compresseur, comprimé jusqu'à 2,6 bar puis refroidi à une température de 55°C par les aéro-réfrigérants 20-E-001A/B. Le liquide formé est récupéré au niveau du ballon 20-B-002.

- **2ème étage de compression :**

Le gaz sortant du ballon 20-B-002 est aspiré avec une pression de 1,9 bar par le deuxième étage de compresseur, comprimé jusqu'à 7,8 bar puis refroidi jusqu'à une température de 55°C par les aéro-réfrigérants 20-E-002A/B. Le liquide formé est récupéré au niveau de ballon 20-B-003.

- **3ème étage de compression :**

Le gaz sortant du ballon 20-B-003 est aspiré avec une pression de 7,1 bar par le troisième étage de compresseur, comprimé jusqu'à 23,9 bar puis refroidi à une température de 55°C par les aéro-réfrigérants 20-E-003A/B. Le liquide formé est récupéré au niveau de ballon 20-B-004.

- **4ème étage de compression :**

Le gaz sortant du ballon 20-B-004 est aspiré avec une pression de 23.1 bar par le quatrième étage de compresseur, comprimé jusqu'à 65.5 bar puis refroidi jusqu'à la température de 55°C par les aéro-réfrigérants 20-E-004 A/B. Le liquide formé est récupéré au niveau de ballon 20-B-005.

Le gaz obtenu sera envoyé vers l'unité de déshydratation.

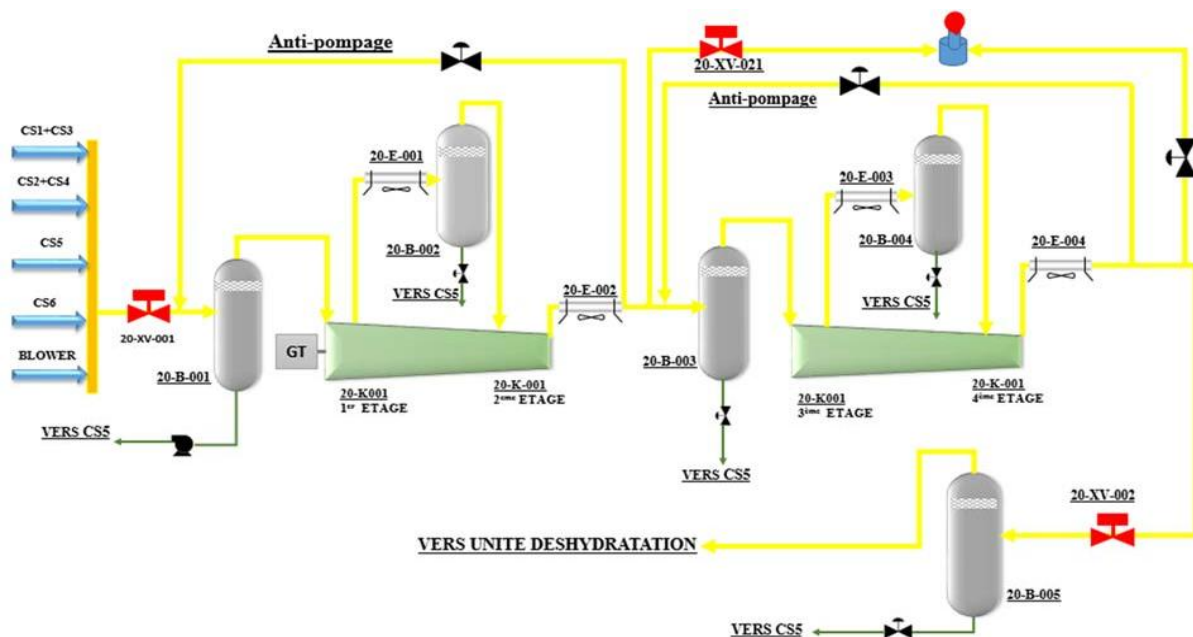


Figure 12. process de circulation de fluides (GAZ)

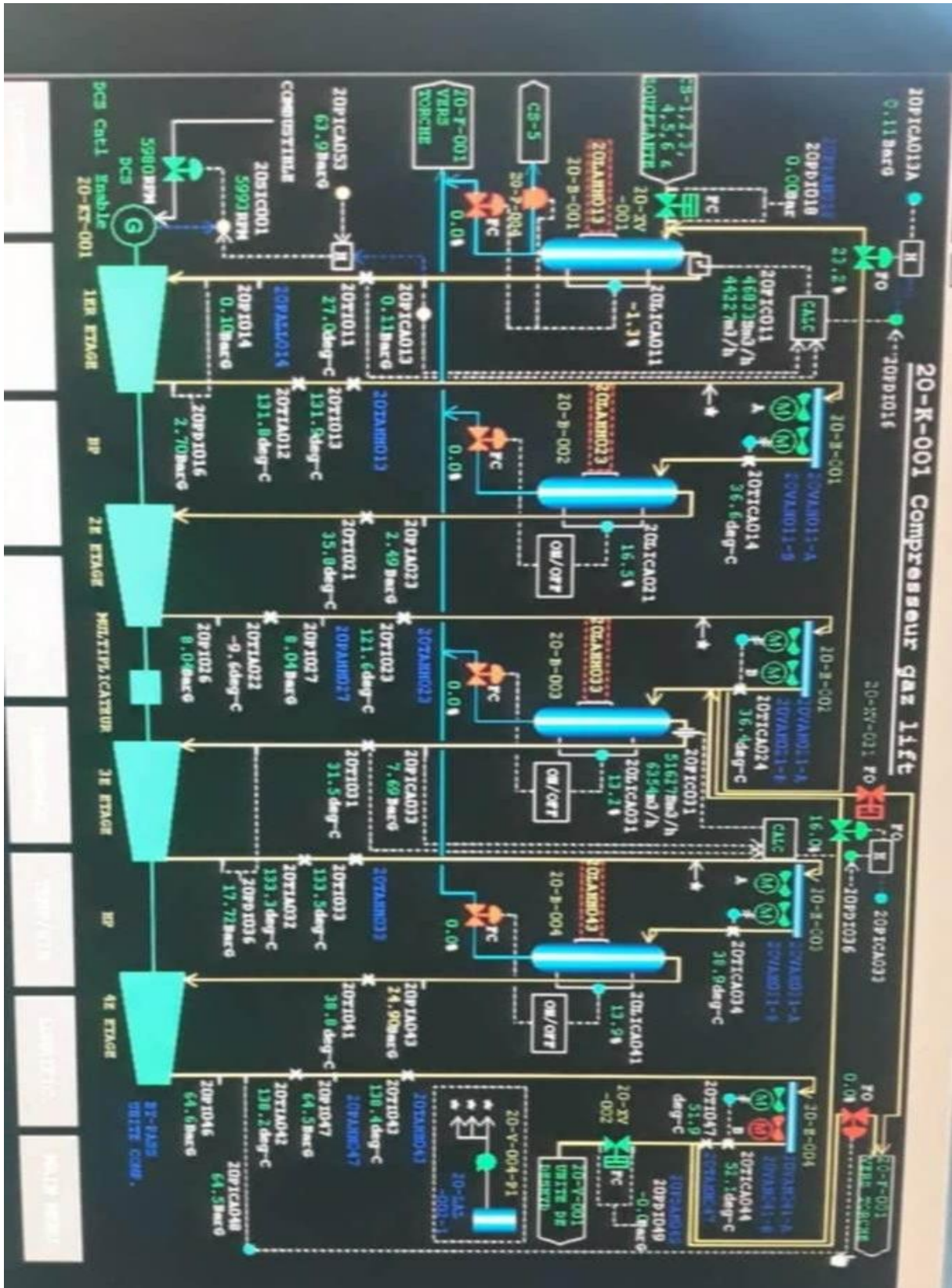


Figure 13. Capture du synoptique DCS de la station compression

### IV. Recueil des données et analyse des causes de l'incident

#### IV.1. Recueil des données et des faits marquants

##### IV.1.1. Fait marquants observés dans le lieu de l'incident :

- Rupture d'un tronçon de pipe de 70cm.
- La zone de rupture a commencé à partir du point **adjacent** du premier joint de soudure et s'est arrêté avant le deuxième joint.
- Le tronçon est devenu comme un projectile aplati et éjecté sur l'échelle métallique de face provoquant sa déformation.
- Perte d'épaisseur significative constatée au niveau du fragment du métal éclaté, Les mesures d'épaisseur effectuées sont entre **2mm** et **11.80mm**.
- À l'intérieur de la ligne endommagée des arrachements de métal et plusieurs cratères sont constatés.
- Déformation du collecteur sortie de l'aéro.
- Un tronçon de la manchette a été changé **le 21.09.2019** par le **soudeur W02MX03**.
- Les deux tronçons de refoulement changés indiquent bien qu'on a eu une **corrosion préférentielle** car on n'a pas eu de réparation sur les autres étages.
- La bride en acier inoxydable de l'aéro a été changée suite à un percement au niveau du cordon de soudure, le corps de la bride a été meulé.
- Couplage **galvanique** entre les brides de l'aéro en acier inoxydable (entrée et sortie) et les brides des lignes (entrée et sortie) en acier au carbone en l'absence des **joints isolants** (les joints en place sont de type métalloplastique et tiges filetés sans fourreaux).
- Souillure de poudre noire sur les lieux à l'effet de l'éclatement.
- Les commandes locales des aéro-réfrigérants 1&2 ont été endommagées.

##### IV.1.2. Faits marquants recueillis auprès des personnes rencontrées:

- Les inspections portent essentiellement sur les capacités soumises à la réglementation (ESP).
- L'unité est restée à l'arrêt pendant 04 ans (2012-2016) : Le constructeur japonais Mitsubishi a décliné l'obligation de révision de la turbine à l'effet de l'atteinte des heures de marche (problème conjoncturel).

### IV.1.3. Données issues de l'examen des documents:

- La consultation des registres de poste XP et HSE a permis de prendre connaissance des consignes et remarques des équipes en poste au moment de l'incident.
- La consultation du journal DCS au niveau de la station opérateur a permis de vérifier les conditions opératoires au moment de l'incident et relever les données relatives à l'incident.
- La consultation des rapports journaliers d'exploitation a permis de faire ressortir les incidents antérieurs enregistrés sur cette partie de l'installation, à savoir :
  - Percement de la ligne de refoulement 8'' et fuite de gaz en date de 16.09.2019.
  - Fuite au niveau du cordon de soudure de la bride de l'aéro en date de 29.03.2020.
- Les arrêts prolongés recensés sont :
  - 08 mois en 2009 à cause des problèmes d'étanchéité huile/gaz du compresseur.
  - 04 ans (de 2012 à 2016) à cause de la révision heures de marche.
  - 01 mois en 2017 à cause de la panne de la station opérateur.
- L'arrêt pour la révision des ESP a été effectué du 28.09 au 28.10.2020.
- La consultation des registres d'entretien et des PV réglementaire des EPS a permis d'examiner le suivi de l'intégrité des équipements.

IV.2. Tableau récapitulatif des arrêts et incidents:

Tableau 2. Récapitulatif des événements.

Date Heure	Unité / Zone concernée	Nature de l'événement	Description	Durée d'arrêt
2009	Unité compression	arrêts prolongés	révision Compresseur HP	08 mois
(2012-2016)	Unité compression	arrêts prolongés	Révision turbine siemens	04 ans
2014	Unité compression	arrêts prolongés	Révision Compresseur BP	42 jr
2014	Unité compression	arrêts prolongés	Révision Compresseur HP	1 mois
2015	Unité soufflante	arrêts prolongés	Révision Compresseur 5.V.5.	2 mois
2017	Unité compression	arrêts prolongés	station opération	1mois
2018	Unité compression	arrêts prolongés	Révision Compresseur BP	1 mois
2018/2019	Unité soufflante	arrêts prolongés	Révision Compresseur 5.V.5.	5 mois
16.09.2019	Unité compression	Arrêt temporaire	Percement ligne 8''	7 jr
21.09.2019	Unité compression	Arrêt temporaire	Percement ligne 8''	7 jr
29.03.2020	Unité compression	Arrêt temporaire	fuite ligne 8''	4 jr
2020	Unité compression	arrêts prolongés	Révision Compresseur HP	2 mois
28.09 -- 28.10.2020	Unité compression & soufflante	arrêts prolongés	Révision APG/APE.	1 mois
26/01/2021 à 22h 47	Unité compression	arrêts prolongés	Incident (éclatement de manchette 8'')	2 mois

### V. Analyse des causes de l'incident

#### V.1. Perte d'épaisseur significative:

Perte d'épaisseur significative constatée au niveau du fragment du métal éclaté. Les mesures d'épaisseur effectuées sont entre 2 mm et 11.80 mm.

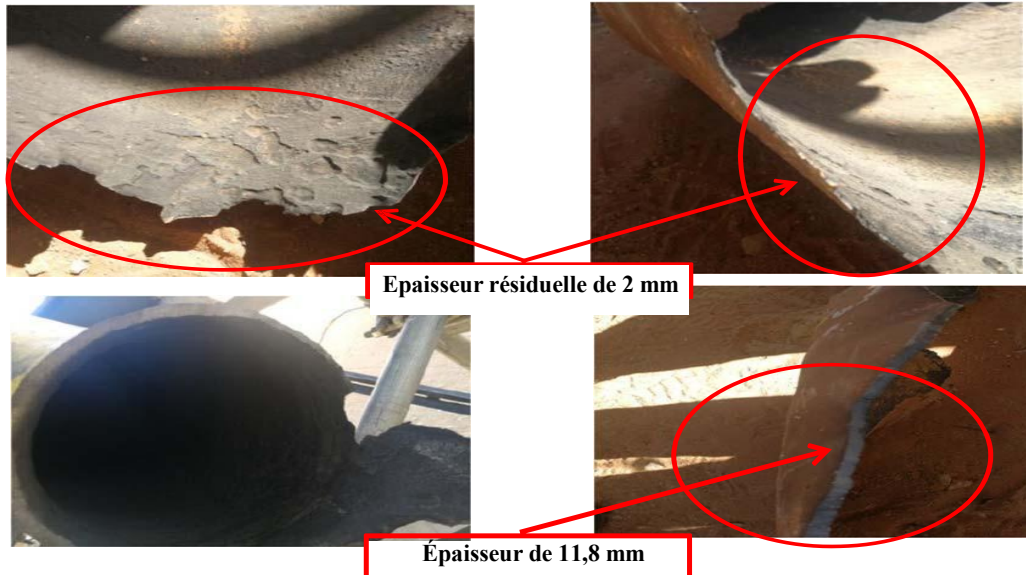


Figure 14. Perte d'épaisseur significative mesurée sur le fragment du métal éclaté.

Sur le tronçon détaché, nous avons deux types de rupture :

- Circumférentielle : Adjacent des deux cordons de soudure.
- Longitudinale : Adjacent du premier cordon jusqu'au deuxième cordon.
- Les ruptures circumférentielles sont très violentes.



Figure 15. Types de ruptures observées sur le tronçon, (circumférentielle et longitudinale)

### V.2. Corrosion préférentielle:

Les deux tronçons de refoulement changés indiquent bien qu'on a eu une corrosion préférentielle car on n'a pas eu de réparation sur les autres étages. De ce fait il est plausible que le phénomène de corrosion est localisé à la partie refoulement de l'aéro- réfrigérants 20-E-004 A/B. (Fuite au niveau du cordon de soudure de la bride de l'aéro en date : 29/03/2020.

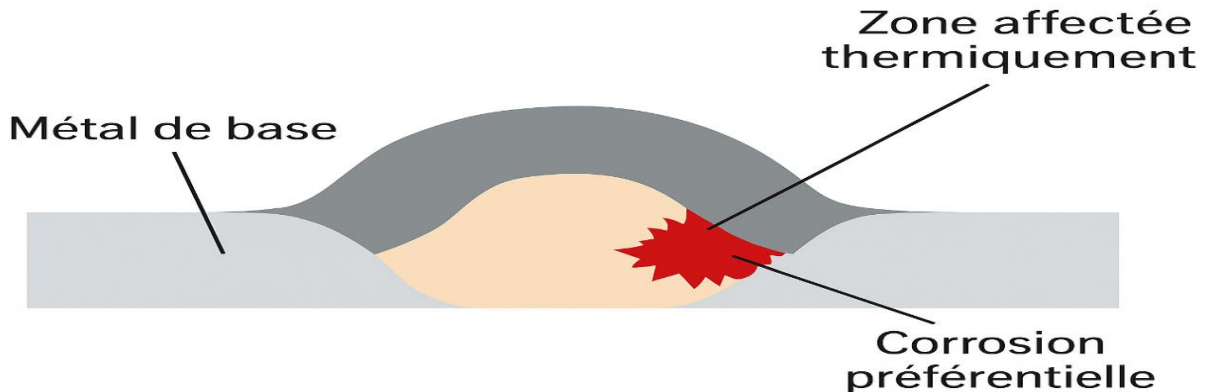


Figure 16. Corrosion préférentielle localisée au niveau du joint soudé (ZAT).

### V.3. Corrosion galvanique

Le Couplage galvanique entre les brides de l'aéro-réfrigérant 20-E-004 A/B en acier inoxydable AISI 316 (entrée et sortie) et les brides des lignes entrée/sortie en acier au carbone API 5L (de faible résistance contre la corrosion galvanique.) est dû à l'absence des joints isolants (les joints en place sont de type métalloplastique et tiges filetés sans fourreaux).

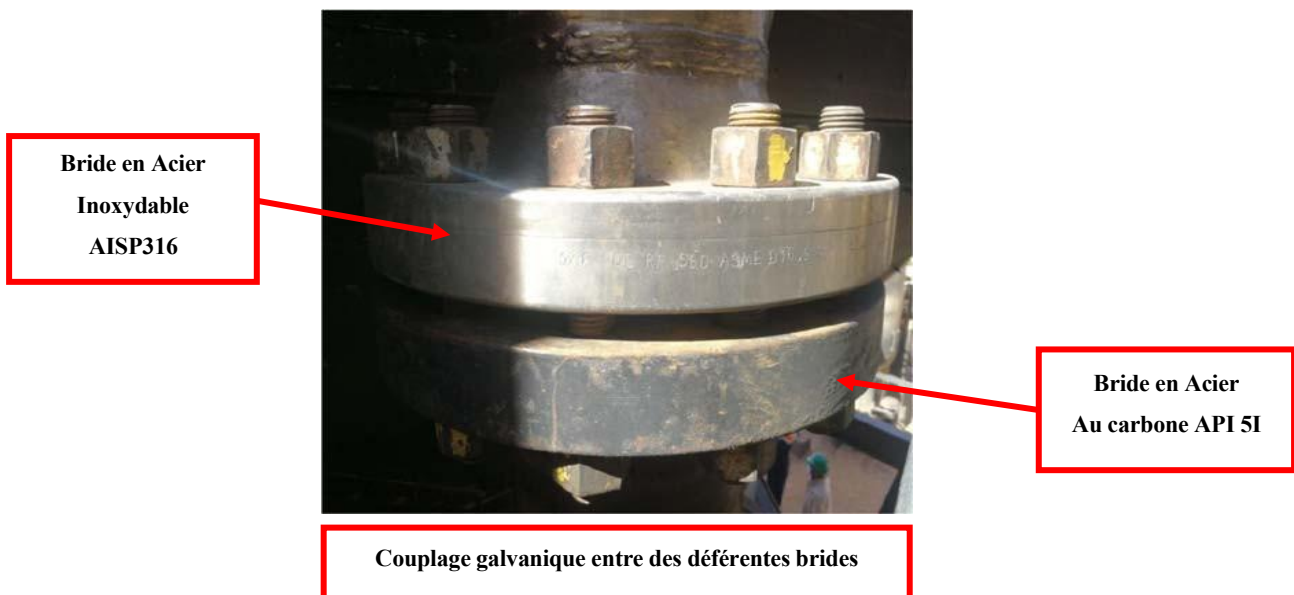


Figure 17. Couplage galvanique entre brides de matériaux différents en absence de joint isolant.

Selon les témoignage recueillis, cette situation demeure depuis le design et la réception de l'installation en 2005. Aucun changement n'a eu lieu.

### V.4. Corrosion par CO<sub>2</sub> :

Bien que le taux de CO<sub>2</sub> du gaz véhiculé est de 4%; la présence d'inhibiteur de corrosion de Chimec 1038 protège la ligne en continu.

A noter que le traitement par inhibiteur de corrosion **CHIMEC 1038** n'est pas prévu au niveau du 4<sup>ème</sup> étage (incompatibilité avec le glycol).

La Souillure de poudre noire sur les lieux à l'effet de l'éclatement due aux produits de corrosion (FeS et FeCo<sub>3</sub>).

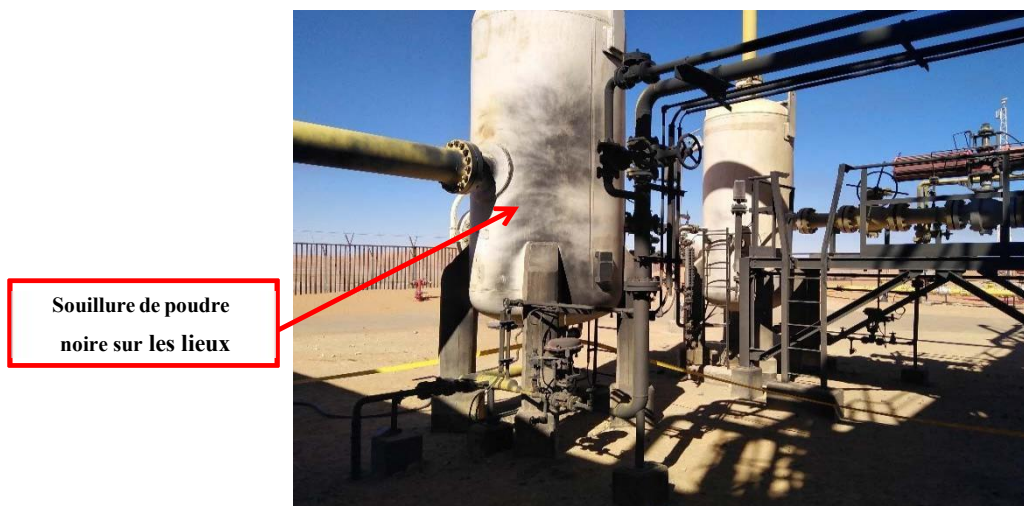


Figure 18. Souillures de poudre noire issues des produits de corrosion après éclatement.

### V.5. Stagnation du milieu corrosif:

La stagnation du milieu corrosif, accentuée par les arrêts répétitifs et prolongés de l'unité ainsi que par la conception en « U » de la manchette, favorise l'accumulation de liquides dans les zones mortes. L'absence systématique de mesures préventives telles que la vidange complète, l'inertage à l'azote et le contrôle renforcé des points critiques compromet l'intégrité des installations.

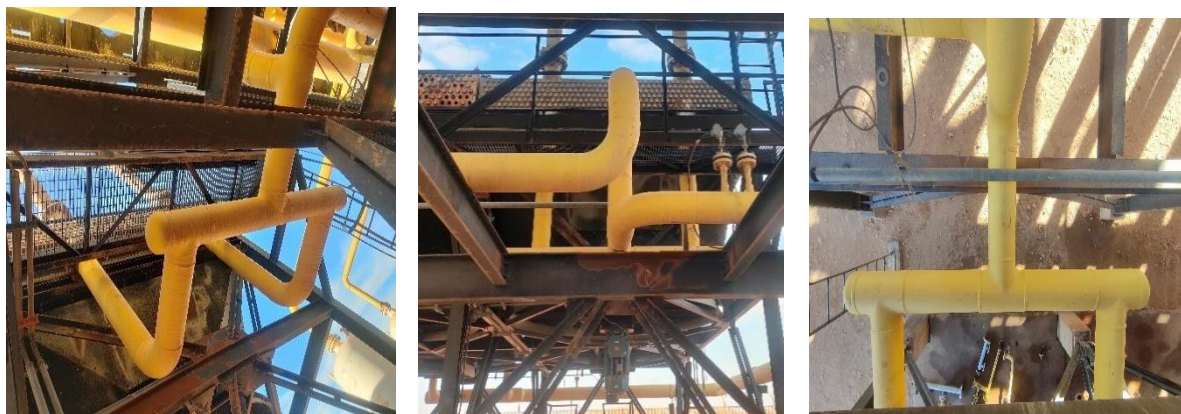


Figure 19. Forme en «U» de la manchette favorisant la stagnation du milieu corrosif.

### **V.6. Déficience du service inspection:**

- Un manque de moyens matériels a été constaté (équipement de mesures).
- Manque d'expérience et d'encadrement de personnel de service.
- Manque de qualification et certification de personnel inspection.

### **V.7. Problèmes d'exploitation de gisement:**

L'exploitation des hydrocarbures de gisement pose de nombreux problèmes, parmi eux la corrosion et le bouchage qui sont à l'origine de plus part des dégradations et l'usure des installations du fond et de surface des puits (casing, tubing, tête de puits, séparateurs, les pipelines etc. ...).



**Figure 20. Différents types de corrosion observés dans les conduites d'installation**

#### **V.7.1. Paraffine:**

Le problème de la corrosion et de nature chimique ou bactérienne, tandis que le problème de bouchage est dû principalement aux dépôts et incrustations (paraffine).



**Figure 21. Incrustations de paraffine à l'intérieur d'une conduite**

### V.7.2. Corrosion chimique:

Celle-ci due à l'action des composants chimiques corrosifs qui attaquent la partie métallique des équipements de production.

Ces composants chimiques résultent de la présence de gaz dissous dans l'eau tels que CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S et O<sub>2</sub> qui réagissent avec le fer et forment des oxydes des sulfures et des carbonates (FeO, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, FeS et FeCO<sub>3</sub>) Dans notre cas, le gaz comporte le gaz carbonique CO<sub>2</sub>.



Figure 22. Corrosion chimique (humide) observée à l'intérieur de la conduite

### V.7.3. Corrosion bactérienne:

Celle-ci des effets aussi importants que la corrosion chimique, elle est due au métabolisme des organismes bactériens.

IL existe dans l'eau des bactéries anaérobique sulfato-réductrices qui prélèvent l'oxygène des sulfates pour leur respiration.

Ceci se traduit par une réduction des ions sulfures par la suite, ces derniers réagissent avec le fer pour donner des composés corrosifs.



Figure 23. Corrosion bactérienne observée à l'intérieur de la conduite

### V.7.4. Les hydrates:

Les gaz naturels sous pressions, et en présence d'un excès d'eau liquide peuvent donner lieu à la formation des produits solides cristallisés qu'on appelle hydrates.

### V.7.5. Défaut de soudage:

Lors de l'inspection interne de la conduite ayant subi une rupture, des défauts de soudure ont été relevés, notamment des morsures le long des bords du cordon de soudure et des caniveaux sur la surface interne.

Ces défauts correspondent à des réductions localisées d'épaisseur et à des zones concentrant les contraintes, Ils ont plusieurs conséquences :

- Affaiblissement local du métal, concentration de contraintes et amorce possible de fissures.
- Réduction de l'épaisseur locale, zones de turbulence du fluide, amorce de corrosion accélérée.
- Créent des points de faiblesse structurelle.
- Sous pression interne (65bar), ces zones deviennent des points faibles susceptibles de générer des fissures.

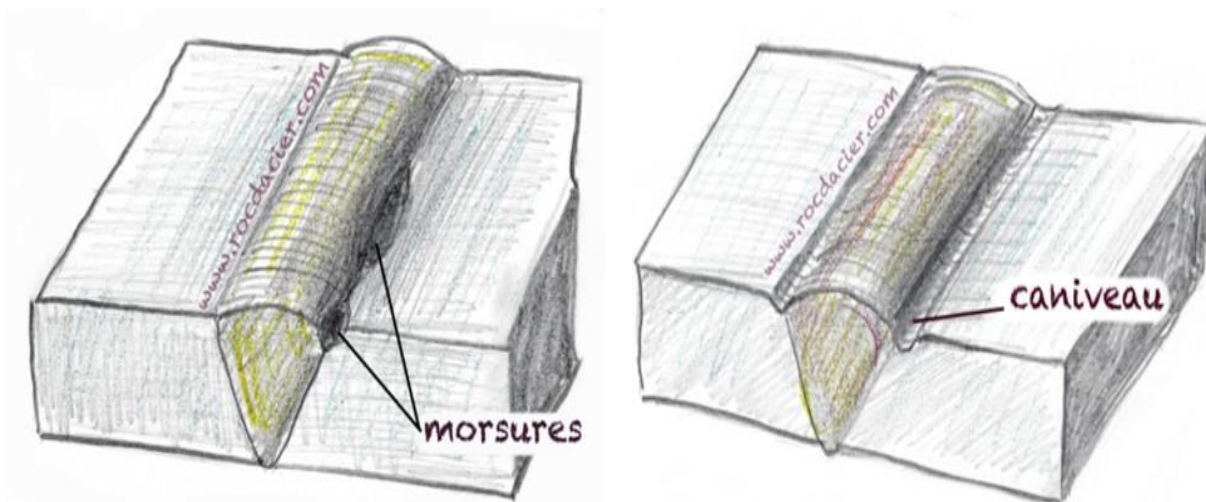
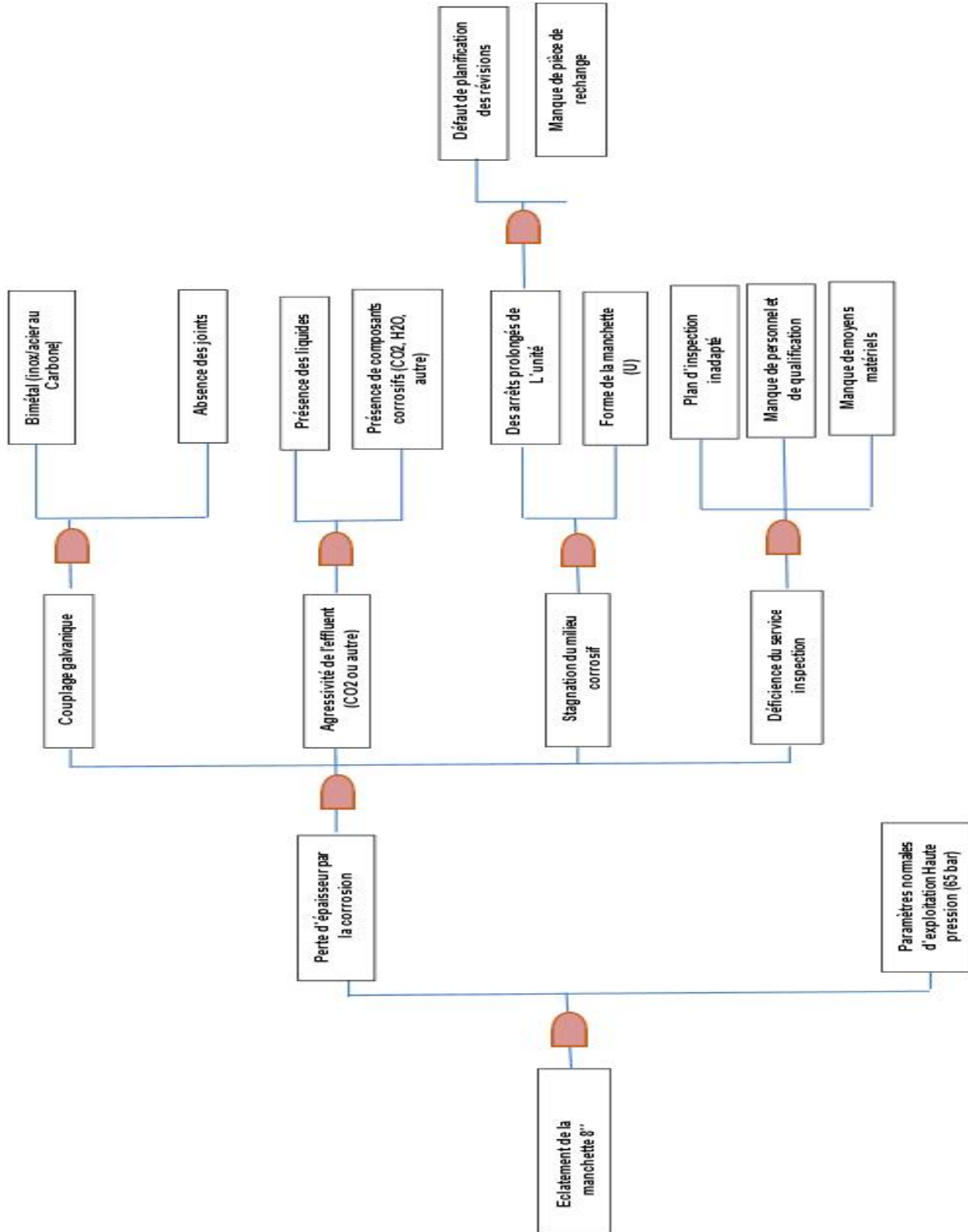


Figure 24. Défauts de soudage de type morsures et caniveaux.

### V.7.6. Facteurs aggravants:

- **Vitesse d'écoulement élevée**, surtout après choc ou changements de section, provoque l'érosion-corrosion, élimine les films protecteurs et concentre l'attaque sur les soudures et zones basses.
- **Stagnation des condensats aqueux**: favorise la corrosion localisée aux points bas des conduites, souvent difficiles à détecter sans inspection régulière.
- **Alliage métallique (acier carboné ou inox)** : le choix du matériau conditionne la sensibilité aux différents types de corrosion.
- **Conditions environnementales externes**: humidité, température) influencent la corrosion externe.

**V.8. L'arbre des causes:**



### VI. Calcule-la durée de vie de pipe

L'évaluation de la durée de vie résiduelle de la conduite devient essentielle pour garantir la sécurité de fonctionnement, la maîtrise des risques et l'intégrité des équipements à long terme.1

Le calcul suivant vise à estimer la durée de vie de cette conduite en prenant en compte :

- Ses caractéristiques géométriques et mécaniques ;
- Les conditions de service (pression, environnement corrosif éventuel) ;

Type pipe : **API 5L X60 PSL1 - 8" SCH80 – 6m (Ø 219,1 mm, Tact = 12,7 mm)** en service **gaz-lift haute pression à 65bar**.

#### VI.1. État pratique

##### 1. Calcule Pratique :

- Limite d'élasticité prise pour API5L X60 :  $Re = 415 \text{ MPa}$ .
- Contrainte admissible retenue  $\sigma_{adm} = 0,72 \cdot Re = 298,8 \text{ MPa}$  (valeur usuelle pour pipelines, hypothèse de calcul). Avec: 0,72 → coefficient de sécurité réglementaire.
- ✓ Pression de service :  $P = 65 \text{ bar} = 6,5 \text{ MPa}$ .
- ✓ Diamètre extérieur  $D = 219,1 \text{ mm}$ .
- ✓ Épaisseur nominale actuelle :  $Tact = 12,7 \text{ mm}$ .
- On retire de l'épaisseur disponible :
  - ✓ **Épaisseur requise (Treq)** calculée par la formule hoop simplifiée ;
  - ✓ **Marge de corrosion** typique choisie = **3,0 mm** (valeur de projet courante à adapter selon milieu).
  - ✓ **tolérance / usinage / perte = 0,5 mm**. Ces valeurs sont des choix conservateurs et doivent être validées en projet.

##### 2. Calcul de l'épaisseur minimale requise (approx) :

Formule hoop :  $\sigma_{hoop} = P \cdot D / 2 \cdot t \rightarrow Treq = P \cdot D / 2 \cdot \sigma_{hoop}$

Avec les valeurs :

- $P \cdot D = 6,5 \times 219,1 = 1424,15 \text{ N/mm}$ .
- $Treq = 1424,15 / 2 \times 298,8 = 2,38 \text{ mm}$  (arrondi).

##### 3. Épaisseur « disponible » pour corrosion :

## Chapitre III : Étude et Analyse des Dégâts, Conséquences et Classification de l'Incident

- $T_{disp} = T_{act} - T_{req} - \text{Marge de corrosion - tolérance.}$
- $T_{disp} = 12,7 - 2,38 - 3,0 - 0,5 = 6,82 \text{ mm.}$

**Résultat** : 6,82 mm d'épaisseur peuvent être « perdus » par corrosion avant d'atteindre l'épaisseur minimale requise.

### 4. Estimation de durée de vie selon taux de corrosion :

Durée (ans) =  $T_{disp} / T$  (taux de corrosion en mm/an).

Tableau 3. Estimation de durée de vie selon taux de corrosion

Scénario	Taux de corrosion (mm/ans)	Durée estimée (ans)
Très faible (milieu doux, inhibition efficace)	0,01 mm/ans	≈ 680 ans
Faible / acceptable	0,05 mm/ans	≈ 136 ans
Modéré (milieu un peu agressif)	0,10 mm/ans	≈ 68 ans
Élevé (agressif / eau corrosive / H <sub>2</sub> S local)	0,50 mm/ans	≈ 13,6 ans
Très élevé (conditions sévères, piqûres rapide).	1,00 mm/ans	≈ 6,8 ans

Les résultats sont arrondis :  $T_{disp} \approx 6,82 \text{ mm}$  ---- Durée 7ans.

- **Conclusion pratique** : avec une épaisseur SCH80 (12,7 mm), la conduite a une marge importante pour un milieu agressif (0,5-1 mm/ans) la durée devient modérée entre (7-14 ans)

## VI.2. État Réel (vérification pas-à-pas)

- Un tronçon de la manchette a été changé le **21.09.2019** par le soudeur **W02MX03**.
- Incident (éclatement de la manchette 8'') le **26/01/2021**.
- Le temps de vie réel du conduit est de : **16 mois**.

### 1. Calcule Réel :

Données :

- Épaisseur de pipe : **Tact = 12.7 mm (21.09.2019)**.
- Épaisseur de pipe : **Tdisp = 2.0 mm (26.01.2021)**.
- **Période : 16 mois**.

### 2. Épaisseur perdue :

- $T_{per} = T_{act} - T_{disp}$
- $T_{per} = 12.7 - 2.0 = 10.7 \text{ mm.}$

### 3. Taux de corrosion (mm / mois) :

- $Taux/mois = T_{per} / \text{durée (mois)} = 10.7 / 16 = 0.668 \text{ mm / mois.}$
- $Taux_{mois} = 0.67 \text{ mm/ mois.}$

### 4. Taux de corrosion (mm / ans) :

- $Taux_{ans} = 0,66875 \times 12 = 8,025 \text{ mm/an} \rightarrow \text{arrondi} \approx 8,03 \text{ mm/an.}$

### 5. Pourcentage d'épaisseur perdue :

- $Pourcentage \% = 10,7 / 12,7 \times 100 = 84,25 \% \rightarrow \approx 84 \% \text{ d'épaisseur perdue en 16 mois}$   
(Très important).

## VI.3. Résultat:

L'analyse montre que la manchette éclatée a subi une perte d'épaisseur de **10,7mm** entre le 21/09/2019 (épaisseur initiale : 12,7 mm) et le 26/01/2021 (épaisseur résiduelle : 2,0 mm), cela correspond à un taux moyen de corrosion de **0,67mm/mois**, soit environ **8,03mm/an**. Cette vitesse de corrosion extrêmement élevée a entraîné une diminution d'environ **84 % de l'épaisseur initiale** en seulement 16 mois. Un tel niveau de dégradation traduit une attaque corrosive agressive et localisée, directement responsable de la rupture observée. La perte massive d'épaisseur a compromis l'intégrité mécanique de la manchette, confirmant une défaillance structurelle imminente et expliquant l'incident survenu après deux arrêts prolongés de 2 mois et 1 mois consécutifs ayant suivi le remplacement de la manchette, ce qui a pu accentuer les conditions favorisant la corrosion.

**VI.4. Évolution de l'épaisseur de la manchette sous l'effet de la corrosion, comparaison entre prévision théorique et dégradation réelle.**

**Tableau 4.Évolution de l'épaisseur par corrosion en fonction du temps**

Temps (mois)	Épaisseur réelle (mm)	Cas pratique 0,5 mm/an (mm)	Cas pratique 1 mm/an (mm)	Épaisseur minimale requise (mm)
0	12,7	12,7	12,7	2,3
5	9,3	12,4	12,2	2,3
10	6	12,2	11,8	2,3
15	2,6	12	11,4	2,3
20	2	11,8	11	2,3
25	-	11,6	10,6	2,3
30	-	11,4	10,2	2,3
35	-	11,2	9,7	2,3
40	-	11	9,3	2,3
45	-	10,8	8,9	2,3
50	-	10,6	8,5	2,3
55	-	10,4	8,1	2,3
60	-	10,2	7,7	2,3
65	-	9,9	7,2	2,3
70	-	9,7	6,8	2,3
75	-	9,5	6,4	2,3
80	-	9,3	6	2,3
85	-	9,1	5,6	2,3
90	-	8,9	5,2	2,3
95	-	8,7	4,7	2,3
100	-	8,5	4,3	2,3
105	-	8,3	3,9	2,3
110	-	8,1	3,5	2,3
115	-	7,9	3,1	2,3
120	-	7,7	2,7	2,3
125	-	7,4	2,2	2,3
130	-	7,2	1,8	2,3
135	-	7	1,4	2,3
140	-	6,8	1	2,3

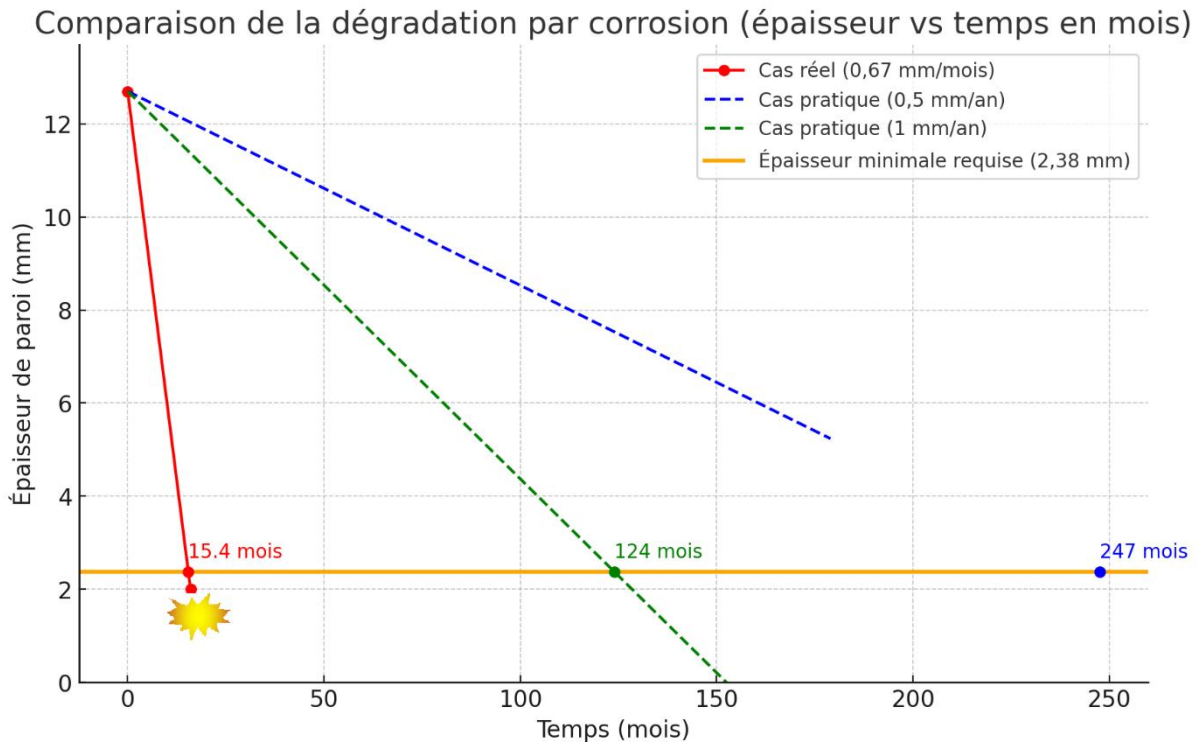


Figure 25. Courbe de dégradation de l'épaisseur par corrosion (réel vs pratique)

### VI.6. Interprétation:

Le graphe comparatif de la dégradation par corrosion en fonction du temps met en évidence une différence significative entre les scénarios théoriques et la situation réelle. Les courbes pratiques, basées sur des vitesses de corrosion modérées (0,5 à 1 mm/an), indiquent une perte progressive d'épaisseur permettant de maintenir l'intégrité mécanique du matériau pendant une période comprise entre 7 et 14 ans avant d'atteindre la limite critique de 2,38 mm. En revanche, la courbe réelle révèle une chute extrêmement rapide de l'épaisseur, passant de 12,7 mm à environ 2 mm en seulement 16 mois, ce qui correspond à un taux de corrosion exceptionnellement élevé et largement supérieur aux valeurs attendues en conditions normales. Ce comportement confirme l'existence d'un phénomène corrosif agressif et localisé, entraînant un franchissement prématuré du seuil de sécurité et expliquant la rupture observée. L'interprétation du graphe montre ainsi que les conditions réelles d'exploitation se sont révélées beaucoup plus sévères que prévu, réduisant considérablement la durée de vie du composant et mettant en évidence la nécessité d'un suivi rigoureux et de mesures correctives adaptées.

### VII. Conclusion:

Ce chapitre a permis d'analyser en détail les dégâts occasionnés par l'incident ainsi que leurs conséquences humaines, matérielles, environnementales et économiques. L'évaluation a montré l'absence de dommages corporels immédiats, mais a révélé un impact significatif en termes de pertes de production et de dommages matériels, conduisant à la classification de l'événement au niveau 1 selon la grille.

L'étude des causes a mis en évidence plusieurs facteurs aggravants : la corrosion préférentielle et galvanique liée à l'absence de joints isolants, la stagnation du milieu corrosif favorisée par les arrêts prolongés, la présence de défauts de soudure (morsures et caniveaux) ainsi qu'une déficience du suivi inspection. Le calcul de la durée de vie résiduelle a montré un écart majeur entre les prévisions théoriques (7 à 14 ans) et la réalité, avec une perte de plus de 80 % de l'épaisseur initiale en seulement 16 mois. Ce résultat confirme l'existence d'une corrosion particulièrement agressive et localisée, bien plus sévère que les conditions prévues lors de la conception.

Enfin, il ressort de cette étude que l'évitement des arrêts prolongés de l'unité, ainsi que la mise en œuvre systématique de l'opération d'inertage lors des arrêts inévitables, constituent des mesures essentielles pour limiter l'agressivité de la corrosion et réduire le risque de défaillances prématurées. En conclusion, l'analyse met en évidence la nécessité d'un suivi rigoureux de l'intégrité mécanique, d'un renforcement des inspections périodiques et de l'application de mesures correctives et préventives adaptées, afin de garantir la fiabilité des équipements sous pression et d'éviter la récurrence d'incidents similaires.

CHAPITRE

IV

**Remèdes et  
Recommandations**

### Introduction :

L'incident du 26/01/2021 a révélé une corrosion accélérée et localisée, aggravée par des défauts de conception (forme en « U »), l'absence de joints isolants, la non-utilisation d'inhibiteur compatible et des lacunes dans le suivi inspection. Ces constats imposent la mise en place de remèdes techniques immédiats et de mesures préventives et organisationnelles afin d'assurer la fiabilité et la durabilité des installations.

### I. Remèdes techniques immédiats

Afin de sécuriser rapidement l'unité et d'éviter la répétition d'incidents similaires, les actions suivantes sont à entreprendre :

#### 1- Réparation ou remplacement des tronçons endommagés :

##### A. Choix du pipe :

Le choix du métal de pipe dépend d'un compromis entre résistance mécanique, résistance à la corrosion, durée de vie souhaitée et coût. Dans notre cas, **API 5L X60 SCH 80** est adapté mécaniquement :

- **Type pipe : API 5L X60 PSL1 - 8" SCH80** – 6m ( $\varnothing = 219,1$  mm)  
Tact = 12,7 mm.
- **Limite d'élasticité minimale :** ~415 MPa (60 ksi).
- **Résistance à la traction :** 520 – 760 MPa.
- **Applications typiques:** Gazoducs et oléoducs haute pression, environnements sévères.

##### B. Inspection préalable :

Il est impératif de réaliser au préalable une inspection par ultrasons ainsi qu'un contrôle de l'ensemble des canalisations, en amont et en aval, avant de procéder au remplacement du tronçon défectueux.

##### C. Opération de soudage du tronçon :

L'opération de soudage a été réalisée par un soudeur « **homologué** » en deux passes afin d'assurer la qualité et la fiabilité de l'assemblage.

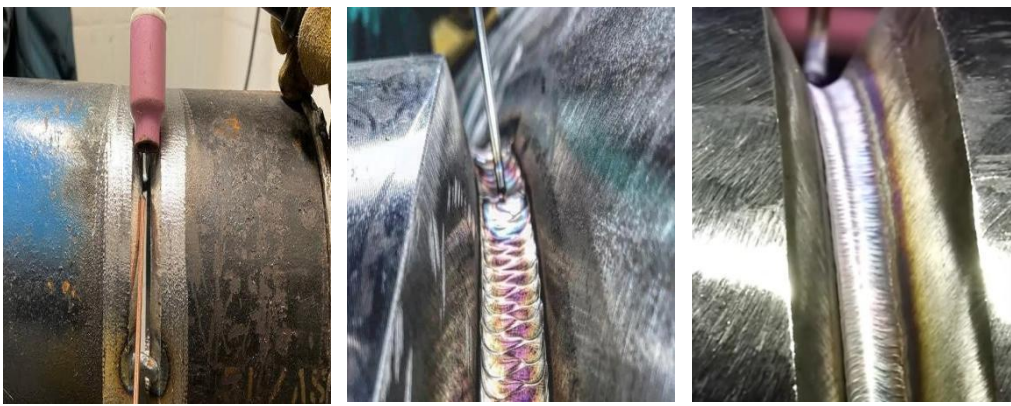
- **Première passe :**

Effectuée par procédé **TIG (Tungsten Inert Gas)**, permettant d'obtenir une pénétration régulière, une bonne maîtrise du bain de fusion et une excellente propreté du joint. Cette passe assure la soudure de fond et élimine le risque de défauts internes (manques de fusion, inclusions).

- **Deuxième passe :**

Réalisée avec une **électrode enrobée de type basique E7018**, réputée pour ses bonnes propriétés mécaniques et sa résistance aux fissurations. Elle permet de compléter le remplissage du joint, de renforcer la soudure et d'assurer une meilleure tenue mécanique et métallurgique de l'assemblage.

- Cette combinaison TIG + E7018 est couramment utilisée dans le domaine industriel, car elle associe la précision et la propreté du TIG à la robustesse et la productivité de l'électrode enrobée basique.



**Figure 26 : soudures réalisées par procédé TIG.**

### D. **Contrôle non destructif :**

Après l'opération de soudage du tronçon, un contrôle non destructif (CND) doit être réalisé afin de vérifier l'intégrité du joint soudé.

Les méthodes de contrôle recommandées sont :

- **Contrôle visuel (VT)** : pour évaluer l'aspect externe, l'alignement et l'absence de défauts visibles (morsures, caniveaux, sous-coupe).
  - **Ressuage (PT)** : pour la détection des fissures ou défauts débouchant en surface.
  - **Magnétoscopie (MT)** : applicable pour les soudures en acier au carbone afin de révéler les discontinuités de surface et sous-surface peu profondes.
  - **Radiographie industrielle (RT) ou ultrasons (UT)** : pour détecter les défauts internes (inclusions, porosités, manque de fusion) et vérifier la continuité du métal d'apport.
- La combinaison de ces techniques permet d'assurer la fiabilité de la soudure et de confirmer sa conformité aux exigences des codes et normes internationale.

### E. Test hydrostatique:

À l'issue des opérations de soudage et de protection anti-corrosion, un essai hydrostatique est effectué afin de valider la qualité de la réparation et de garantir l'intégrité mécanique du tronçon avant sa remise en service. Ce test consiste à remplir la conduite d'eau puis à la soumettre à une pression de 1,5 fois la pression maximale de service (Pression de Service).

- L'objectif est de vérifier l'étanchéité, la résistance du métal et des soudures, ainsi que l'absence de fuites ou de déformations permanentes. Une fois les résultats concluants obtenus, le tronçon est déclaré apte à être remis en service en toute sécurité.

### F. Réalisation de contrôles CND ciblés :

Mise en œuvre de contrôles non destructifs (UT, radiographie, contrôle visuel) afin d'évaluer l'intégrité des sections de conduite et de détecter toute perte d'épaisseur, fissure ou défaut de soudure susceptible de compromettre la fiabilité en service.



**Figure 27 : Contrôle d'épaisseur par ultrasons (UT).**

### G. Protection anti-corrosion par revêtement et peinture du tronçon remplacé :

Enfin, le tronçon remplacé doit être protégé par l'application d'un revêtement anti corrosion approprié, suivi d'une mise en peinture conformément aux spécifications techniques en vigueur.

- Cette étape permet de renforcer la durabilité du tronçon réparé, de limiter les risques de corrosion externe et d'assurer l'harmonisation avec le reste de l'installation.

### H. État du tronçon avant et après réparation :

Après la réparation réalisée conformément aux procédures de soudage et de contrôle, le tronçon présente un état conforme aux exigences de sécurité et d'intégrité, assurant sa remise en service dans des conditions fiables.

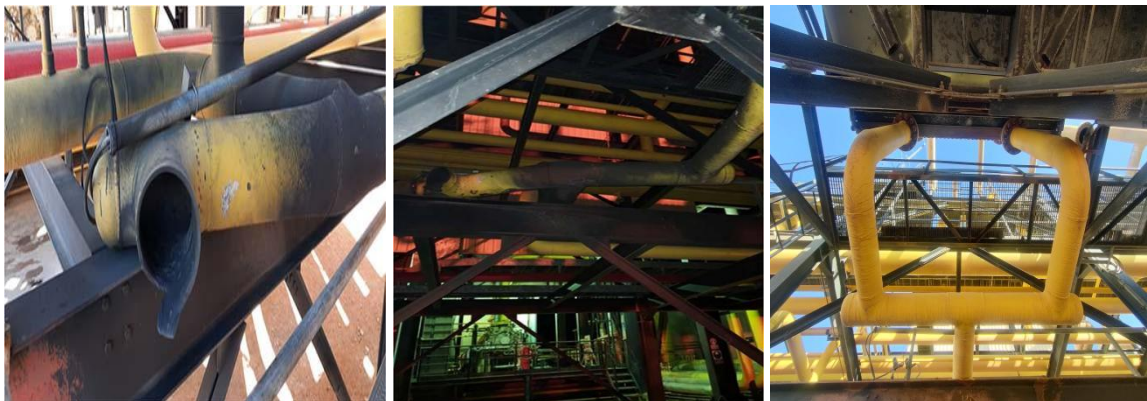


Figure 28 : État du tronçon avant et après réparation.

### 2- Installation de joints isolants sur les brides :

Les joints isolants servent à interrompre la continuité électrique entre deux matériaux différents (acier carbone / acier inoxydable), afin d'éviter la formation d'une pile galvanique responsable de la corrosion accélérée. Un kit isolant est généralement composé d'un **joint isolant**, de **bagues** et de **manchons isolants** pour les boulons.

- Cette solution supprime le couplage galvanique, protège les zones de raccordement et augmente la durée de vie des équipements.

### 3- Traitement des conduites par inhibiteurs compatibles avec le glycol :

Pour limiter la corrosion interne, il est recommandé d'utiliser des inhibiteurs organiques non réactifs (amines, imidazolines, formulations cationiques) spécialement conçus pour les systèmes glycolés. Leur sélection doit être validée par des essais de compatibilité et accompagnée d'un plan de surveillance après injection.

## II. Mesures préventives à moyen et long terme:

Les réparations ponctuelles ne suffisent pas à garantir la fiabilité des installations. Il est donc nécessaire de mettre en œuvre des mesures préventives à moyen et long terme, visant à renforcer la protection contre la corrosion et à assurer la durabilité des équipements.

### 1. Plan d'inspection :

#### A. Élaboration d'un plan d'inspection basé sur le risque (RBI) :

La méthode RBI (Risk Based Inspection) permet de planifier les inspections en fonction du niveau de risque de chaque équipement plutôt que de manière uniforme. Le risque est défini comme :

- **Risque = Probabilité de défaillance × Conséquence de la défaillance.**
- Les zones critiques (soudures, tronçons en « U », brides acier carbone/inox) font l'objet d'inspections plus fréquentes et détaillées, tandis que les zones moins sensibles sont contrôlées à intervalles plus espacés.
  - Cette approche permet d'optimiser les ressources, de réduire les arrêts imprévus et d'améliorer la fiabilité globale des installations.

#### B. Inspection et requalification des ESP :

Les appareils à pression de gaz (APG) nécessitent un suivi rigoureux pour garantir leur sécurité. Selon l'API 510, ils font l'objet d'une inspection périodique tous les 3 ans et d'une requalification complète tous les 10 ans :

- **Tous les 3 ans :**

Inspection périodique incluant contrôle visuel, contrôles non destructifs ciblés (UT, PT, MT, RT), vérification des soupapes et mesure de l'épaisseur résiduelle. Objectif : confirmer la sécurité de fonctionnement jusqu'à la prochaine inspection.

- **Tous les 10 ans :**

Requalification complète comprenant inspection interne/externe approfondie, contrôles CND généralisés, essai hydrostatique réalisé à **1,5** fois la pression maximale de service (**PS**), ainsi que la délivrance d'un certificat de conformité. Objectif : garantir la résistance mécanique et prolonger l'exploitation pour un nouveau cycle.

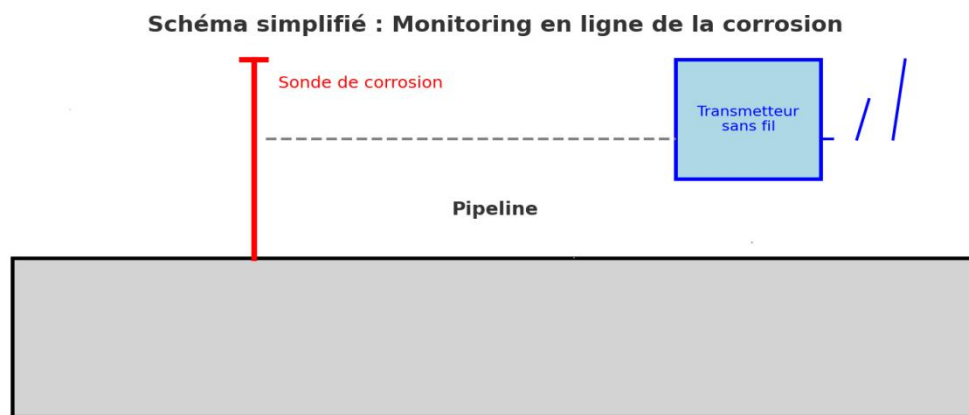
➤ En résumé : **ESP 3 ans** = inspection de suivi, tandis que

**ESP 10 ans** = requalification avec essai hydrostatique et certification.

## 2. Programme de suivi et surveillance anti-corrosion:

### A. Surveillance en ligne :

Utilisation de sondes de corrosion (électriques ou résistives) permettant une surveillance en temps réel sans arrêter l'installation.



**Figure 29: Schéma simplifié montrant le Principe de la surveillance en ligne.**

- **Surveillance en ligne de la corrosion :**

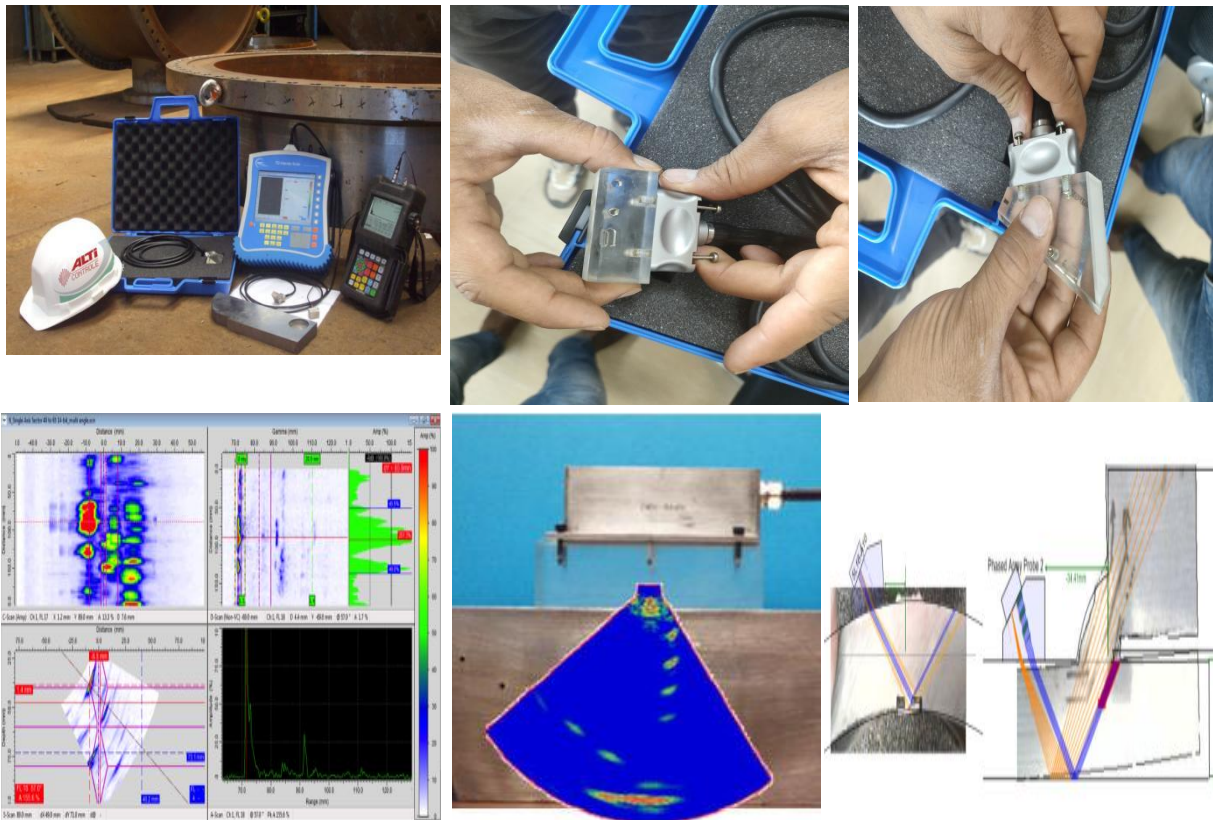
La surveillance en ligne consiste à utiliser des sondes de corrosion (électriques ou résistives) installées directement dans la conduite afin de mesurer en temps réel la vitesse de corrosion et d'érosion. Cette technique permet une surveillance continue sans arrêt de l'installation, offrant ainsi une détection précoce des dégradations. Des équipements modernes, tels que les transmetteurs sans fil, transmettent automatiquement les données vers le système de contrôle, facilitant le suivi et la prise de décision.



**Figure 30: Dispositif de surveillance en ligne de la corrosion.**

### **3. Contrôle par ultrasons multi-éléments (Phase-Array) :**

Le phase-array est une technique avancée de contrôle non destructif par ultrasons (UT) utilisant une sonde composée de multiples éléments piézoélectriques. En pilotant électroniquement ces éléments, il est possible de modifier l'angle, la focalisation et la profondeur du faisceau sans déplacement mécanique de la sonde. Cette méthode permet une cartographie détaillée de l'intérieur du matériau, offrant une détection plus précise des fissures, inclusions ou pertes d'épaisseur.



**Figure 31 : Équipement de contrôle (Phase-Array) et ses principaux composants.**

- Un avantage majeur est que ce contrôle peut-être réaliser sans arrêt de l'unité, garantissant à la fois la fiabilité de l'inspection et la continuité de la production.

#### **4. Gestion proactive des arrêts prolongés :**

La maintenance des installations doit être planifiée et préparée afin d'éviter autant que possible les arrêts prolongés. À défaut, il est impératif de mettre en place des mesures de protection pour préserver l'intégrité des équipements et limiter la stagnation du milieu corrosif dans les conduites. Ces mesures incluent :

- **Vidange complète des lignes** afin d'éliminer tout résidu de fluide corrosif.
- **Inertage à l'azote** pour chasser l'oxygène et limiter les réactions d'oxydation.
- **Purge des zones mortes** afin d'éviter l'accumulation de liquides corrosifs.
- L'application combinée de ces actions réduit considérablement le risque de corrosion accélérée et assure une meilleure préservation des installations avant leur remise en service.

### 5. Amélioration de la conception :

Mettre en œuvre le remplacement des équipements présentant des formes défavorables, comme les **manchettes en U** qui favorisent la stagnation des fluides et accélèrent la corrosion. Cette démarche peut nécessiter une adaptation partielle du plan de l'installation. L'ajout de **systèmes de drainage adaptés** constitue également une solution efficace pour limiter l'accumulation de liquides et améliorer la durabilité des conduites.

### III. Recommandations organisationnelles :

L'investigation a révélé plusieurs faiblesses organisationnelles qui nécessitent des actions correctives

- Mise à jour des procédures de maintenance et d'inspection, en intégrant les retours d'expérience récents.
- Collaboration avec des organismes spécialisés (ENACT, laboratoires de corrosion) pour bénéficier de leur expertise technique.
- Formation et certification du personnel d'inspection afin d'assurer un suivi fiable et conforme aux normes.
- Inspection autonome de la corrosion par Intelligence Artificielle & Vision par Ordinateur.

### L'inspection autonome :

de la corrosion représente une avancée majeure dans la gestion de l'intégrité des installations industrielles. Basée sur l'intelligence artificielle et la vision par ordinateur, cette technologie utilise des capteurs et caméras intelligentes couplés à un logiciel d'analyse automatique capable de détecter, classifier et quantifier les signes de corrosion, fissures ou défauts de surface. Les capteurs visuels (caméras HD ou thermiques), installés directement sur les tuyauteries ou intégrés à des robots d'inspection, capturent en continu des images du réseau. Ces données sont ensuite traitées en temps réel par un algorithme d'IA qui identifie les anomalies, mesure l'étendue des dommages et génère des rapports visuels et statistiques sans intervention humaine.

Avantages clés :

- Surveillance continue et autonome, réduisant la nécessité d'arrêter l'installation pour inspections manuelles.
- Détection précoce des défauts grâce à l'analyse intelligente des données visuelles, permettant d'anticiper les réparations.
- Gain de temps et réduction des coûts liés aux inspections traditionnelles, en focalisant les efforts sur les zones identifiées comme problématiques.

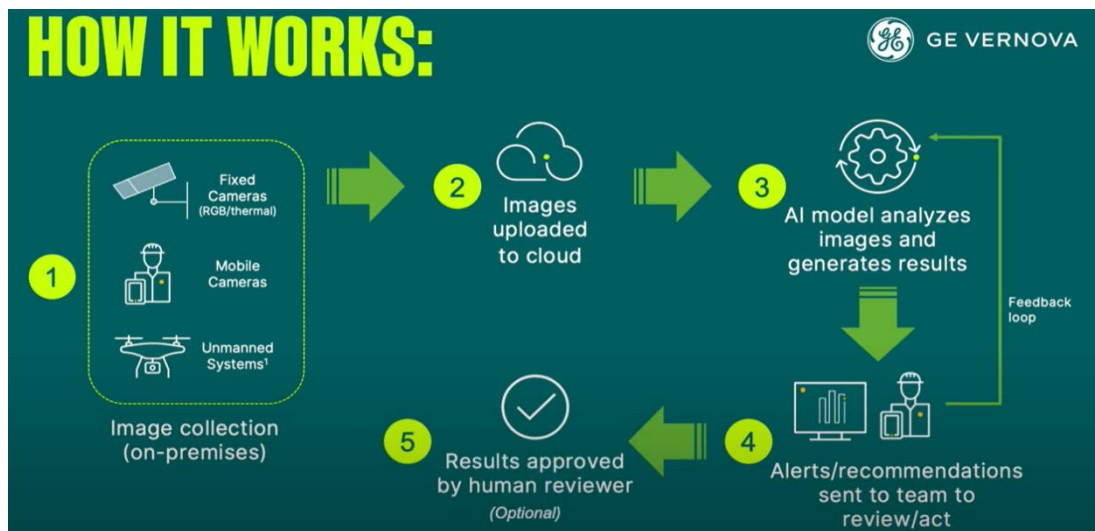


Figure 32 : Schéma de fonctionnement du système d'inspection autonome.

### Conclusion :

Les investigations menées à la suite de l'incident du 26/01/2021 ont permis d'identifier les causes principales de la corrosion localisée et de définir des actions correctives et préventives adaptées. Les réparations effectuées, la mise en place de joints isolants et les traitements anti-corrosion ont rétabli la sécurité et l'intégrité de l'installation, à moyen et long terme, l'application d'une stratégie d'inspection basée sur le risque (RBI), associée à une surveillance en ligne et à des contrôles non destructifs ciblés, permet une gestion optimisée du vieillissement des équipements et une réduction des défaillances.

L'intégration des nouvelles technologies intelligentes telles que les sondes de corrosion connectées, les ultrasons multi-éléments (Phase-Array) et la vision par ordinateur alimentée par l'IA marque une évolution majeure vers une inspection autonome et prédictive. Ces systèmes offrent un suivi en temps réel, une détection

## **Chapitre IV : Remèdes et Recommandations**

---

précoce des dégradations et une meilleure fiabilité opérationnelle, tout en diminuant les coûts et les interventions humaines.

En somme, ce chapitre met en lumière une stratégie intégrée combinant actions correctives ciblées, mesures préventives durables et technologies intelligentes. Cette approche globale et proactive s'inscrit pleinement dans une démarche d'amélioration continue de l'intégrité et de la sécurité des installations industrielles, plus sûre, plus connectée et plus résiliente face aux défis de la corrosion et du vieillissement des infrastructures.

# Conclusion Générale

### Conclusion Générale

Ce projet de fin d'études a permis d'analyser en profondeur le phénomène de corrosion interne des pipelines gaziers au sein du complexe pétrolier d'Edjeleh, et plus particulièrement au niveau de l'unité RGTE – Récupération des Gaz Torchés, à la suite de l'incident majeur du 26 janvier 2021.

L'étude a mis en évidence que la rupture de la manchette 8'' résulte d'une corrosion accélérée et localisée, aggravée par plusieurs facteurs : couplage galvanique, stagnation du milieu corrosif, défauts de conception (forme en « U »), absence d'inhibiteur compatible et faiblesses dans le suivi inspection.

Les investigations menées ont permis d'établir un diagnostic complet des causes racines, d'évaluer la durée de vie réelle des conduites à partir d'analyses de pertes d'épaisseur, et de comparer les résultats observés aux prévisions théoriques. Les calculs ont révélé un taux de corrosion exceptionnellement élevé, à une perte de plus de 80 % de l'épaisseur initiale en seulement 16 mois, confirmant la sévérité du phénomène corrosif et l'urgence d'une intervention corrective.

Sur le plan technique, plusieurs mesures immédiates ont été mises en œuvre : remplacement des tronçons endommagés, application de revêtements anti-corrosion, installation de joints isolants et réalisation de contrôles non destructifs (UT, RT, PT, MT) afin d'assurer la fiabilité de la réparation.

À moyen et long terme, la mise en place d'un plan d'inspection basé sur le risque (RBI), la requalification périodique des équipements sous pression (ESP) et l'adoption de programmes de surveillance en ligne constituent les piliers d'une stratégie durable de prévention et de maîtrise du vieillissement des installations.

Ce travail a également mis en avant la contribution essentielle des nouvelles technologies intelligentes dans la modernisation de la maintenance industrielle. L'intégration de capteurs connectés, du contrôle par ultrasons multi-éléments (Phase-Array) et de la vision par ordinateur assistée par intelligence artificielle (IA) ouvre la voie à une inspection autonome et prédictive, capable d'assurer une surveillance continue sans arrêt d'exploitation. Ces systèmes innovants permettent non seulement une détection précoce des anomalies, mais aussi une optimisation des coûts et des ressources, tout en améliorant la sécurité et la fiabilité opérationnelle.

Cette étude s'inscrit pleinement dans la stratégie globale de SONATRACH visant à renforcer la culture de sécurité industrielle, à promouvoir la maintenance intelligente et à intégrer les technologies de l'industrie dans la gestion de l'intégrité des actifs. Les résultats obtenus constituent un outil d'aide à la décision pour orienter les futures politiques de maintenance, améliorer la résilience des installations et soutenir les objectifs de durabilité et d'efficacité énergétique du groupe.

Enfin, ce projet démontre que la maîtrise du phénomène de corrosion passe par une combinaison cohérente entre expertise technique, rigueur d'inspection et innovation technologique. La réussite d'une telle démarche repose sur une synergie entre les équipes de maintenance, d'exploitation, d'ingénierie et d'inspection, dans le cadre d'un système de gestion de l'intégrité global, proactif et numérique. Ainsi, l'avenir de la maintenance des pipelines gaziers s'oriente vers des installations intelligentes, surveillées en temps réel et capables d'anticiper les défaillances, garantissant une exploitation plus sûre, plus durable et pleinement alignée avec la vision stratégique de SONATRACH.

## Bibliographie

- [01] **Décret** exécutif n° **21-261** correspondant au réglementation des équipements sous pression.
- [02] La norme API 510 : inspection des appareils sous pression.
- [03] La norme **API 570 :la norme pour l'inspection de pipelines à l'échelle mondiale.**
- [04] Spécification de procédure de soudage (WPS).
- [05] Référentiel de SONATRACH évaluation des risque GRILLE SONATRACH.
- [06] Manuelle Livre RGTE ( guide opérationnel).
- [07] Document technique et PI&D.
- [08] Megyesy, E. F. (2001) – Pressure Vessel Handbook, 14<sup>e</sup> édition.
- [09] La normes API 571, API 581 et NACE SP0775, relatives à l'évaluation du taux de corrosion et à la prédiction de la durée de vie.

# ANEXES

## ANNEXES

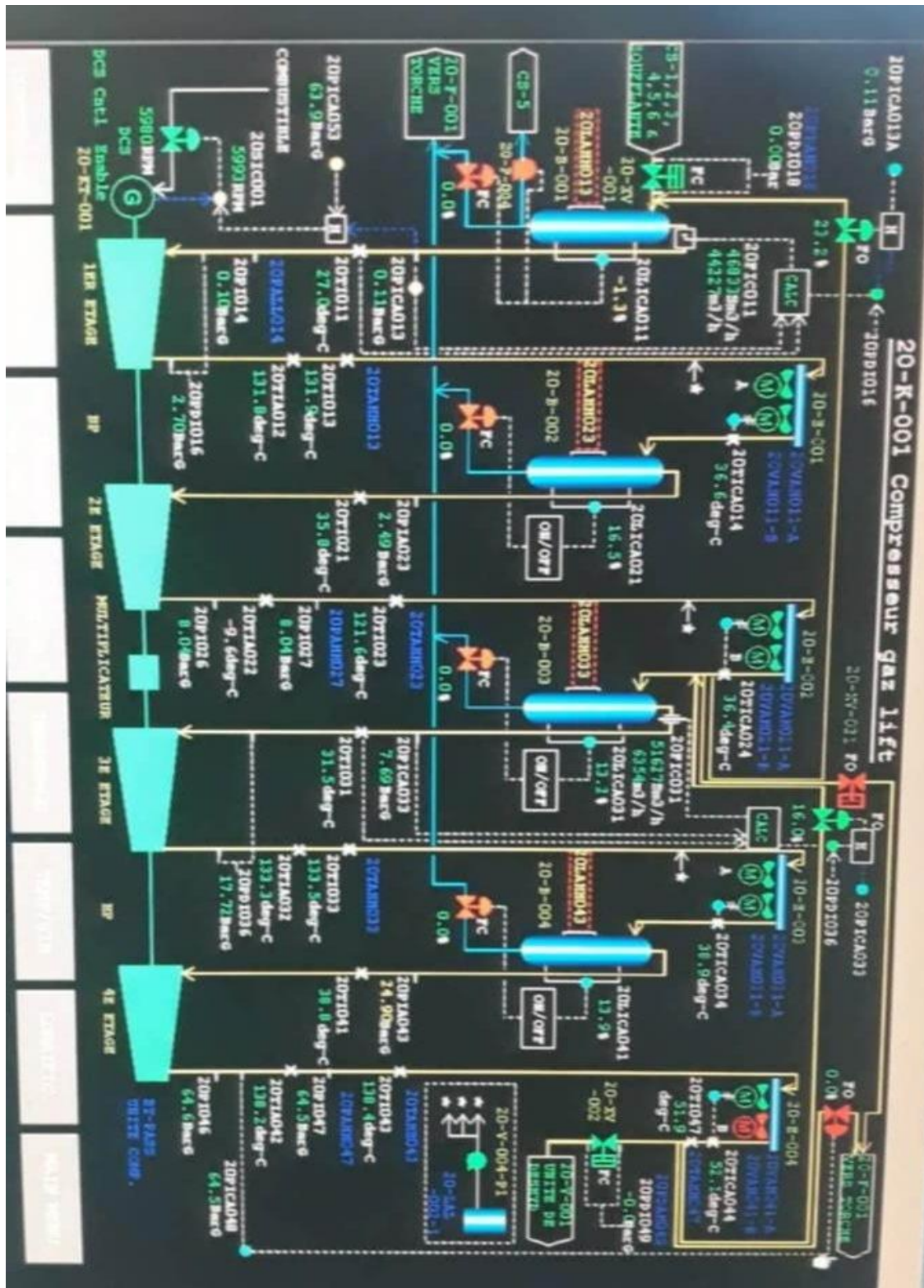


Figure 33. Capture du synoptique DCS de la section compression

sonatrach

LAB  
Tableau : Compositions Molaires et Propriétés des Gaz Prélevés au Niveau des Unités  
RGTE et UDA à INAS

Identification	Entrée Unité RGTE	Sortie Unité RGTE	Entrée Unité UDA	Sortie Unité RGTE
Pression prélèvement (bar)	0.16	62	62	63
Température prélèvement (°C)	-	-	-	-
Date prélèvement	28.05.2024		29.05.2024	
L'heure prélèvement	11h00	11h30	9h40	08h45
Date de réception	13.06.2024			
Date d'analyse	23.06.2024	25.06.2024	24.06.2024	
Constituants	% Molaire			
Azote	1,511	1,198	1,574	1,528
Dioxyde de Carbone	3,079	3,090	0,766	0,784
Méthane	79,307	80,470	78,691	78,093
Ethane	7,486	8,425	11,502	11,614
Propane	3,498	3,519	4,946	5,177
i-Butane	0,754	0,748	0,718	0,774
n-Butane	1,237	1,153	0,988	1,089
Néo-Pentane	0,007	0,015	0,010	0,015
i-Pentane	0,593	0,515	0,337	0,377
n-Pentane	0,396	0,315	0,201	0,230
Hexanes	0,847	0,276	0,160	0,193
Heptanes	0,529	0,202	0,068	0,081
Benzène	0,038	0,006	0,002	0,003
Octanes	0,535	0,053	0,027	0,031
Toluène	0,062	0,009	0,002	0,002
Nonanes	0,120	0,005	0,007	0,007
Décanes	0,001	0,001	0,001	0,001
Undécanes	0,000	0,000	0,000	0,000
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000
PROPRIETES DU GAZ REEL				
M, (g/mole)	21,89	20,93	20,68	20,91
Z <sub>mei</sub> (t2, p2)	0,9963	0,9966	0,9966	0,9965
d (t2, p2)	0,7582	0,7247	0,7162	0,7241
p (t2, p2), (kg/m3)	0,9291	0,8880	0,8776	0,8873
P CAL SUP, (MJ/ m3)	44,68	44,01	45,48	45,95
(Kcal/m3)	10671,08	10510,94	10863,08	10974,95
P CAL INF, (MJ/ m3)	40,53	39,88	41,23	41,67
(Kcal/m3)	9680,23	9524,63	9847,49	9951,76
INDICE DE WOBBE (MJ/ m3)	51,31	51,69	53,74	54,00
(Kcal/m3)	12255,12	12347,07	12836,41	12897,67

ACTIVITE EXPLORATION PRODUCTION- DIVISION LABORATOIRES  
Avenue du 1er Février - 35000 - Boumerdes (Algérie)  
Tel: (213) 024 79 11 28 à 30 - Fax: (213) 024 79 10 89  
E-mail: sonatrach@sonatrach.dz  
Ce document est la propriété exclusive de la Sonatrach

Version : 14

Figure 34. Propriétés de GAZ du L'unité

1401	26/01/2021	22:51:14	20XV001	O/P Valve 20XV001	MAN		
1101	26/01/2021	22:51:14	20LICAO51P1	Contr. Niveau 20B005	PV = -0.1 %	LL	
1401	26/01/2021	22:51:14	20PIC603	Contr. Press. Turbine aGas	MAN		
1401	26/01/2021	22:51:14	20PICAO40	Contr. Press. 4Comp. 20K001	MAN		
1201	26/01/2021	22:51:13	MAN020B0101	First-out Alarm Gas Turb	ALM		
1201	26/01/2021	22:51:13	MAN010B0101	Comp. S/S from Control PB	ALM		
1201	26/01/2021	22:51:13	A20V20013	FelamMasterTurbine Gas	ALM		
1201	26/01/2021	22:51:13	A20V2A051	AlarmeArret Dehyd. 20V001	ALM		
1201	26/01/2021	22:51:13	A20V2A001	AlarmeArret Comp. 20K001	ALM		
1201	26/01/2021	22:51:13	A20V2021-2	ArretComp. 20V2001	ALM		
1401	26/01/2021	22:51:13	20XV051	O/P Valve 20XV051	AUT		
1401	26/01/2021	22:51:13	20XV002	O/P Valve 20XV002	AUT		
1401	26/01/2021	22:51:13	20XV001	O/P Valve 20XV001	AUT		
1401	26/01/2021	22:51:13	20PDI016V2	Press. Diff. 3Comp. 20K001	AUT	IMAN	
1101	26/01/2021	22:51:13	20LICAO51P1	Contr. Niveau 20B005	PV = 1.1 %	LO	
1401	26/01/2021	22:51:13	20PIC031	Contr A PompHP Comp.	MAN		
1104	26/01/2021	22:51:12	20LICAO2111	H,L (Set PH, PL paramet.)	NR		
1102	26/01/2021	22:51:12	20LICAO2111	H,L (Set PH, PL paramet.)	PV = 12.5 %	LO	Recover
1104	26/01/2021	22:51:11	20LICAO51P1	Contr. Niveau 20B005	NR		
1102	26/01/2021	22:51:11	20LICAO51P1	Contr. Niveau 20B005	PV = 8.0 %	LO	Recover
1102	26/01/2021	22:51:11	20LICAO51P1	Contr. Niveau 20B005	PV = 8.0 %	LL	Recover
1201	26/01/2021	22:51:10	A20VAM041-A	AlarmeVibra FanA. 20E004	ALM		
1201	26/01/2021	22:51:10	A20VAM031-B	AlarmeVibra FanB. 20E003	ALM		
1201	26/01/2021	22:51:10	A20VAM021-A	AlarmeVibra FanA. 20E002	ALM		
1201	26/01/2021	22:51:10	A20VAM011-A	AlarmeVibra FanA. 20E001	ALM		
1601	26/01/2021	22:51:04	20PICAO40	Contr. Press. 4Comp. 20K001	SV = 63.0 Bar0 old= 66.0	[ OFFUSSE30N	
1601	26/01/2021	22:50:46	20PIC003	Contr. VitessTurbine aGas	NV = 5950 RPM old= 5970	[ OFFUSSE30N	
1303	26/01/2021	22:49:35	Marche Pompe	50V005P1			
1401	26/01/2021	22:45:26	20LICAO3112	On/Off Set 1004	MAN	IMAN	
1401	26/01/2021	22:45:26	20LICAO3111	On/Off Set 04	MAN		
1101	26/01/2021	22:45:25	20LICAO3111	H,L (Set PH, PL paramet.)	PV = 9.9 %	LO	

Figure 35. Journal DCS

Observations	
→	la vanne s'ouvre complètement 100% : une requête ordre de travail N° 083275 a été établie au service INST/MNT pour intervenir.
-	Unités (soufflante + stat. mode compression) en service
-	Manque d'éclairage au niveau de l'unité.
-	Unité soufflante en service
-	Unité compression en service.
-	Inspection des agents ACM sur les groupes EDG "RGE, Blower".
-	Tournée quotidienne : Purges + Blower.
-	Soufflant et compression en SV.
-	Bruit anormal par 20604.
-	Unité soufflante en service.
-	Unité compression en service.
-	Manque des imprimées : "OT, Permis (a froid, Accès Véhicule).
-	Réception et appoint des "04 fûts" de glycol.
-	Arrêt d'urgence de l'unité RGE à 22 h 58 min suite à une fuite de gaz suivie d'une forte explosion sans feu, (échatement d'un tronçon de conduite) au niveau de la sortie aéro 4 <sup>ème</sup> étage.
-	Arrêt de l'unité soufflante à 01 h 33 min. P <sub>2</sub> = 0,03 bar.
Observations	

Figure 36. Registre de service exploitation XP



Figure 37. État de manchette après la sinistrée.