

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITE BADJI MOKHTAR - ANNABA
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSITY



جامعة باجي مختار – عنابة

Faculté : TECHNOLOGIE
Département : GENIE MECANIQUE
Domaine : SCIENCES ET
TECHNOLOGIES
Filière : GENIE MECANIQUE
Spécialité : INGENIERIE DE
AINTENANCE

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master
Thème:

Contribution au diagnostic des défauts d'un système
industriel (gazoduc Berrahal)

Présenté par : HAMMOUYA Amel

Encadrant : *KHELIF RABIA*

Professeur

UBMA

Co-Encadrant : *AIT IZEM Tarek*

Docteur

UBMA

Jury de Soutenance :

LAISSAOUI Rachid	MAA	Université	Président
KHELIF Rabiaa	Pr	Université	Encadrant
AIT IZEM Tarek	MCB	Université	Co-encadrant
KALOUCHE Abdelkader	MCB	Université	Examineur

Année Universitaire : 2022/2023

Résumé :

Cette étude vise à évaluer l'efficacité d'une approche proposée dans le domaine de la maintenance des gazoducs. Pour atteindre cet objectif, une méthodologie spécifique a été développée et appliquée, intégrant la méthode de diagnostic basée sur les données de l'ACP par intervalle, l'analyse HAZOP et l'utilisation du logiciel Abaqus. Les résultats obtenus ont démontré que l'utilisation de l'ACP par intervalle des données de surveillance de système gazoduc de l'entreprise NAFTAL Berrahal a permis de détecter clairement des déviations des paramètres surveillés, tels que la pression, le débit et la température. Ces déviations ont été analysées par la méthode HAZOP, qui a recommandé des mesures préventives et correctives visant à améliorer la fiabilité et l'efficacité du système. De plus, la simulation par Abaqus a mis en évidence l'importance cruciale d'une détection et d'une réparation rapides des pannes de corrosion pour éviter des dommages plus importants. Cette étude démontre que l'approche proposée peut contribuer de manière significative à l'amélioration de la maintenance des gazoducs. En assurant un fonctionnement optimal, elle permet de réduire les risques de défaillance, de minimiser les coûts de maintenance et de garantir un approvisionnement sûr et ininterrompu en gaz.

MOTS-CLES : maintenance, diagnostic, ACP par intervalle, HAZOP, Abaqus, gazoduc

Abstract

This study aims to evaluate the effectiveness of a proposed approach in the field of gas pipeline maintenance. To achieve this objective, a specific methodology was developed and applied, integrating the data-based diagnostic method of interval PCA, HAZOP analysis and Abaqus software. The results obtained demonstrated that using interval PCA of NAFTAL Berrahal's pipeline system monitoring data, deviations in monitored parameters such as pressure, flow and temperature were clearly detected. These deviations were analyzed using the HAZOP method, which recommended preventive and corrective measures to improve system reliability and efficiency. In addition, Abaqus simulation highlighted the crucial importance of rapid detection and repair of corrosion failures to avoid further damage. This study demonstrates that the proposed approach can make a significant contribution to improving pipeline maintenance. By ensuring optimal operation, it reduces the failure risk, minimizes maintenance costs and guarantees a safe, uninterrupted gas supply.

KEYWORDS: maintenance, diagnostics, interval PCA, HAZOP, Abaqus, gaz pipeline.

ملخص:

تهدف هذه الدراسة إلى تقييم فعالية نهج مقترح في مجال صيانة خطوط الأنابيب للغاز. من أجل تحقيق هذا الهدف، تم تطوير منهجية محددة وتطبيقها، تدمج تشخيص البيانات المعتمد على تحليل العناصر الرئيسية (ACP) بفاصل، وتحليل خطر وقابلية التشغيل (HAZOP) واستخدام برنامج Abaqus. أظهرت النتائج المتحققة أن استخدام تحليل العناصر الرئيسية بفاصل زمني لبيانات مراقبة نظام أنابيب الغاز لشركة NAFTAL Berrahal سمح بالكشف بوضوح عن انحرافات في المعلمات المراقبة، مثل الضغط ومعدل التدفق ودرجة الحرارة. تم تحليل هذه الانحرافات بواسطة طريقة HAZOP، التي أوصت باتخاذ تدابير وقائية وتصحيحية لتحسين موثوقية وكفاءة النظام. بالإضافة إلى ذلك، كشفت المحاكاة باستخدام برنامج Abaqus عن أهمية حاسمة للكشف وإصلاح الأعطال الناتجة عن التآكل بشكل سريع لتجنب حدوث أضرار أكبر. تشير هذه الدراسة إلى أن النهج المقترح يمكن أن يسهم بشكل كبير في تحسين صيانة خطوط الأنابيب للغاز. عن طريق ضمان التشغيل الأمثل، يمكن تقليل مخاطر الفشل، وتقليل تكاليف الصيانة، وضمان توريد الغاز بأمان ودون انقطاع.

الكلمات المفتاحية: صيانة، تشخيص، تحليل العناصر الرئيسية بفاصل، HAZOP، Abaqus

Remerciements

Ce travail a été effectué au sein de Département de génie mécanique de l'université Badji Mokhtar Annaba. Mes remerciements avant tout à *ALLAH*, qui m'a donné la volonté et la patience pendant toutes ces années pour que je puisse atteindre mes objectifs.

Mes excuses pour l'erreur précédente. Je voudrais exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur *KHELIF Rabiaa*, Professeur au département de génie mécanique de l'Université Badji Mokhtar, et à Monsieur *AIT IZEM Tarek*, Docteur au département de génie électronique de l'Université Badji Mokhtar, Annaba, qui sont respectivement mon encadrant et mon co-encadrant.

Je tiens à les remercier chaleureusement pour leurs conseils et leur soutien, ainsi que pour leur disponibilité et leur aide précieuse. Leur expertise et leur engagement ont été d'une valeur inestimable dans la réalisation de mon mémoire. Je leur adresse ici l'expression de mon profond respect et de ma gratitude sincère.

Je tiens à remercier également les membres du Jury. Plus particulièrement, Monsieur *LAISSAOUI*, Docteur de l'université Badji Mokhtar, Annaba, d'avoir présidé ce Jury, je lui exprime mon profond respect et mes vifs remerciements.

Monsieur *KALOUCHE*, Docteur de l'université Badji Mokhtar, Annaba, d'avoir pris la lourde charge d'expertiser le contenu de ce manuscrit.

Mes plus sincères remerciements sont réservés aux personnes les plus importantes de mon univers Ma Famille.

A mon adorable mère ;

Table des matières	
Résumé :	i
Remerciements	ii
TABLE DES FIGURES.....	vi
TABLE DES TABLEAUX	vi
Introduction Générale	3
Chapitre 1 : Etat de l'art sur les pipelines et ses maintenance	5
1.1. Introduction.....	3
1.2. Définition des hydrocarbures:	3
1.3. Mode de transport des hydrocarbures:	3
1.4. Description du réseau Algérien de transport des hydrocarbures par canalisation	5
1.5. Les pipelines	5
1.5.1. L'endommagement des pipelines :	6
1.5.1.1. Causes et Modes d'endommagement des pipelines	6
1.5.1.2. Conséquences d'endommagement des pipelines	8
1.6. Maintenance de pipeline	9
1.6.1. Normes de Maintenance de pipeline	9
1.6.2. Maintenance	10
1.6.2.1. La surveillance	11
1.6.2.2. Diagnostic	11
1.6.3. Les différentes techniques de la maintenance des pipelines.....	14
1.6.3.1. Les essais hydrostatiques.....	15
1.6.3.2. Nettoyage et inspection interne des pipes par le racleur	15
1.6.3.3. Contrôles non destructifs (CND) :	16
1.6.3.4. Sablage et revêtement.....	17
1.6.3.5. Protection Cathodique	17
1.6.3.6. Surveillance des pressions et des débits :	18
1.7. Conclusion	18
Chapitre 2 : méthodologie de l'étude.....	28
2.1. Introduction.....	19
2.2. Méthodologie	19
2.2.1. Etude de cas	19
2.2.2. Diagnostic par la méthode ACP.....	21
2.2.2.1. Les étapes de l' ACP	21

2.2.2.2.	L'ACP par l'intervalle	23
2.2.2.1.	Détection des défauts.....	25
2.2.3.	Collecte des données	26
2.2.4.	Analyse dysfonctionnelle par la méthode HAZOP	27
2.2.5.	Effet de surpression sur une pipe corrodée par le logiciel ABAQUS	28
2.3.	Conclusion	29
Chapitre 3 : Etude expérimental et numérique d'une flexion 3 points		53
3.1.	Introduction.....	30
3.2.	Diagnostic des défauts par ACP par intervalle	30
3.2.1.	Description des données	30
3.2.2.	Application de l'ACP par intervalle	31
3.2.2.1.	Choix du nombre de composante principale	31
3.2.2.2.	Détection de défauts	33
3.3.	Analyse dysfonctionnelle par la méthode HAZOP	35
3.4.	Simulation numérique	37
3.4.1.	Modélisation de l'essai	37
3.4.1.1.	Module PART	37
3.4.1.2.	Module PROPERTY	38
3.4.1.3.	Module LOAD	38
3.4.1.4.	Module MESH	39
3.4.2.	Résultat numérique.....	39
3.5.	Conclusion	40
Conclusion générale.....		41
Bibliographie		31

TABLE DES FIGURES

Figure 1.1	Cartographie actuelle du Réseau de Transport des hydrocarbures en Algérie	4
Figure 1.2	Réseau de gazoducs algérien	5
Figure 1.3	Déférents types d'endommagement les pipelines	8
Figure 1.4	Fuite de gaz survenue dans le pipeline	8
Figure 1.5	Une Explosion De Pipeline en Nigeria 2019	9
Figure 1.6	Différentes politiques de maintenance	11
Figure 1.7	Composantes de la surveillance industrielle	11
Figure 1.8	Classification des méthodes de diagnostic	13
Figure 1.9	Les différentes étapes d'un système de diagnostic	14
Figure 1.10	Piston instrumenté (racleur)	16
Figure 1.11	Opération de sablage de la pipe en exploitation	17
Figure 2.1	Canalisations GPL: Skikda – Berrahal	20
Figure 2.2	P&ID des Canalisations GPL(Skikda – Berrahal)	20
Figure 2.3	exemple de la normalisation des données	22
Figure 2.4	système de la réception du GPL	26
Figure 2.5	capture d'une courbe d'historique des données d'un capteur TI61021	27
Figure 2.6	Extraction des données par le logiciel origine	27
Figure 2.7	fenêtre principale du logiciel ABAQUS	29
Figure 3.1	Le nombre de PCs choisit par le critère	31
Figure 3.2	Comparaison entre les données estimées et mesurées	32
Figure 3.3	Résidus du modèle ACP des données	32
Figure 3.4	Indice ISPE intervalle sans défauts	33
Figure 3.5	Indice SPE d'ACP classique avec défauts	34
Figure 3.6	Indice ISPE avec défauts	34
Figure 3.7	Indice ISPE _r avec défauts	35
Figure 3.8	Modélisation de la pipe corrodée dans le module Part	38
Figure 3.9	définition des propriétés mécaniques de model	38
Figure 3.10	Conditions aux limites appliquées	39
Figure 3.11	Maillage du modèle élément fini de l'éprouvette avec les éléments	39
Figure 3.12	présentation des contraintes	39
Figure 3.13	présentation des déplacements	40

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 2.1	Exemple de données extraites par origine	27
Tableau 2.2	Les paramètres utilisés pour la simulation	29
Tableau 3.1	les capteurs d'installation étudiée	30
Tableau 3.2	les capteurs à surveiller	35
Tableau 3.3	Analyse dysfonctionnelle pour le paramètre pression	36
Tableau 3.4	Analyse dysfonctionnelle pour le paramètre débit	36
Tableau 3.5	Analyse dysfonctionnelle pour le paramètre température	37

Introduction générale

Introduction Générale

Le monde d'aujourd'hui est profondément influencé par la technologie, ce qui se traduit par une demande croissante en énergie représente un défi majeur pour l'industrie. L'Algérie, en tant que producteur et consommateur d'énergie, occupe une position clé dans ce contexte, ce qui souligne son rôle important sur la scène mondiale. Afin de faire face à cette demande grandissante, le transport d'énergie, en particulier par pipeline, se révèle essentiel pour répondre à cette demande croissante. Grâce à son efficacité et à sa sécurité, le transport par pipeline offre une solution viable pour acheminer l'énergie de manière fiable et économique[1].

La préservation du bon fonctionnement des infrastructures de transport d'énergie constitue un défi complexe à relever. Les défaillances et les pannes qui surviennent peuvent entraîner des conséquences financières considérables, ainsi que des risques pour la sécurité des individus et l'environnement. Dans ce contexte, la maintenance industrielle revêt une importance cruciale pour assurer la continuité des opérations et préserver la qualité et la quantité des produits.

Les avancées technologiques offrent des opportunités prometteuses pour améliorer la maintenance préventive, désormais basée sur l'information et l'expérience. L'intégration de l'intelligence artificielle joue un rôle clé en améliorant l'analyse des données en temps réel, permettant ainsi l'identification des tendances, des modèles et des anomalies, ce qui aide à la prise de décision. De plus, l'expérience accumulée au fil du temps est capitalisée pour optimiser les processus de maintenance.

Parmi les différentes méthodes d'analyse des données, l'analyse en composantes principales (ACP) se révèle particulièrement utile pour identifier les modèles cachés et améliorer la précision des résultats. Elle permet de détecter les anomalies, d'anticiper les défaillances potentielles et de planifier des actions préventives. Cependant, pour une approche complète de la maintenance préventive, il est nécessaire de combiner l'ACP avec d'autres méthodes afin de maximiser l'efficacité de la maintenance.

Ce travail propose une méthodologie intégrant l'Analyse en Composantes Principales (ACP), l'analyse HAZOP (Hazard and Operability Study) ainsi que l'utilisation du logiciel Abaqus pour prévenir les défaillances des infrastructures de transport d'énergie. En utilisant la méthodologie proposée, il est possible d'identifier les défauts potentiels, d'évaluer leur gravité et de planifier des actions de maintenance appropriées afin d'assurer un fonctionnement optimal du pipeline. L'objectif ultime est d'optimiser les mesures de maintenance et de surveillance afin de prévenir les pannes, de minimiser les coûts associés aux défaillances et d'assurer la continuité des opérations des gazoducs.

Le cas d'étude de ce travail concerne le pipeline de transport et de distribution de GPL à Berrahal, qui est essentiel pour l'approvisionnement en GPL dans la région nord-est de l'Algérie. Cependant, ce pipeline est confronté à plusieurs phénomènes de dégradation, ce qui met en évidence des lacunes dans la surveillance actuelle.

Ce mémoire est organisé en plusieurs parties, comprenant une introduction générale, trois chapitres et une conclusion. Dans le but d'apporter une contribution scientifique, nous avons scindé ce mémoire en deux parties.

La première partie : apport scientifique ; est composée de deux chapitres. Le premier chapitre présente un état de l'art sur les pipelines, en mettant en évidence les différentes causes de dégradation ainsi que leurs conséquences sur le système. Le deuxième chapitre aborde les méthodes et le matériel utilisés dans ce travail.

La deuxième partie de ce mémoire est dédiée à la partie pratique de notre travail et est présentée dans le chapitre trois où nous y exposons les résultats de ce travail.

Chapitre 1 : Etat de l'art sur les pipelines et ses maintenance

Chapitre 1 : Etat de l'art sur les pipelines et ses maintenance

1.1. Introduction

Les hydrocarbures, tels que le gaz naturel et le pétrole, jouent un rôle essentiel dans la fourniture mondiale d'énergie, étant des sources propres, abondantes et polyvalentes largement utilisées à la fois dans le secteur industriel et domestique. Pour répondre à la demande croissante en énergie, le transport de ces produits par pipeline revêt une importance capitale. Les pipelines offrent un moyen efficace et sécurisé de transporter ces matières dangereuses sur de longues distances, assurant ainsi un approvisionnement en énergie fiable. Cependant, les pipelines sont sujets à différents types d'endommagements, ce qui nécessite la mise en place de mesures de maintenance et de surveillance adéquates afin de garantir leur intégrité et leur sécurité.

Dans ce chapitre, nous allons explorer en détail l'état de l'art de la maintenance industrielle des pipelines. Nous examinerons les techniques et les pratiques actuelles utilisées pour maintenir ces infrastructures critiques en bon état de fonctionnement.

1.2. Définition des hydrocarbures:

Les hydrocarbures sont des composés chimiques constitués de molécules de carbone et d'hydrogène. Ils ont tendance à être plus légers que l'eau, ce qui signifie qu'ils flottent à sa surface. De plus, les hydrocarbures sont caractérisés par leur volatilité et leur inflammabilité.

Les hydrocarbures jouent un rôle vital dans divers secteurs économiques et sont essentiels pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux. En effet, le pétrole représente 32,94 % de la consommation mondiale d'énergie, tandis que le gaz naturel en représente 23,85 % par rapport aux autres sources d'énergie[2]. Leur utilisation en tant que source d'énergie, lubrifiants et matières premières dans l'industrie en fait des composés d'une importance considérable pour le développement et le fonctionnement de notre société moderne[3].

1.3. Mode de transport des hydrocarbures:

Le transport des hydrocarbures implique l'utilisation de différentes méthodes, chacune offrant ses propres avantages et adaptée à des besoins spécifiques en termes de distance, de quantité de produits transportés et de contraintes logistiques. Le choix du mode de transport approprié dépendra des exigences particulières liées aux hydrocarbures et aux conditions de transport. Le réseau de Transport des hydrocarbures en Algérie est présenté dans la figure 1.1.

Les principaux modes de transport comprennent [1], [4]:

Transport routier : Le transport par camions est le mode le plus couramment utilisé en raison de sa rapidité, de sa flexibilité et de son coût économique. Il permet de transporter efficacement des matières dangereuses sur de courtes distances, offrant ainsi une grande accessibilité aux zones urbaines et rurales.

Transport ferroviaire : Les matières dangereuses sont transportées par des wagons de chemin de fer. Ce mode de transport offre une capacité de chargement importante et peut être combiné avec le transport routier pour atteindre des destinations éloignées. Il est souvent utilisé pour le transport à longue distance et le transport de grandes quantités de matières dangereuses.

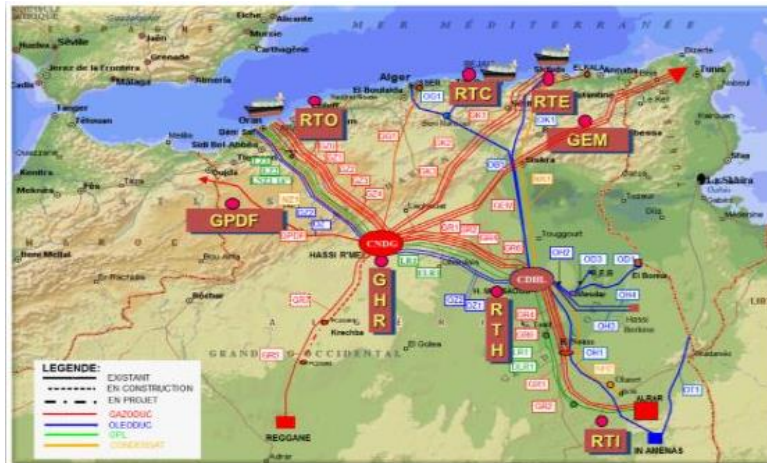


Figure 1.1 : Cartographie actuelle du Réseau de Transport des hydrocarbures en Algérie [5]

Transport maritime : Le transport maritime est principalement utilisé dans le secteur du commerce international pour acheminer des matières dangereuses sur de grandes distances. Il présente l'avantage de couvrir des zones de livraison étendues à travers le globe et offre une capacité de transport considérable. Les cargos et les navires-citernes sont utilisés pour transporter des matières dangereuses en vrac, telles que le pétrole, les produits chimiques et les gaz liquéfiés.

Transport par canalisations : Ce mode de transport permet le déplacement continu ou séquentiel de liquides ou de gaz à travers des réseaux de canalisations. Les gazoducs sont utilisés pour transporter le gaz naturel, tandis que les oléoducs et les pipelines sont utilisés pour les hydrocarbures liquides ou liquéfiés. Certains produits chimiques spécifiques, tels que l'éthylène et le propylène, peuvent également être transportés par canalisations.

Le transport par pipeline présente plusieurs avantages et inconvénients :

Avantage :

- Efficacité et capacité élevées :
- Les pipelines sont considérés comme étant plus sûrs que les autres modes de transport.
- Coûts de transport et d'exploitation réduits
- Les pipelines offrent une méthode de transport fiable et constante des produits.
- Les pipelines permettent de minimiser les pertes de produits.
- Possibilité de transport à longue distance.
- Moindre dépendance aux conditions météorologiques.

Inconvénients :

- La construction d'un réseau de pipelines nécessite des investissements importants en termes de conception, de construction et d'entretien.
- Infrastructures limitées et Dépendance à l'égard de la géographie
- Risques environnementaux potentiels en cas des fuites ou les ruptures.
- La corrosion qui peut entraîner une détérioration de la paroi du pipeline, augmentant ainsi le risque de fuites ou de ruptures.
- Risques liés à la pression : Une mauvaise gestion de la pression peut entraîner des accidents graves [1], [6].

- La surpression dans le pipeline peut entraîner des défaillances et des risques pour la sécurité des personnes et de l'environnement[1], [6].

1.4. Description du réseau Algérien de transport des hydrocarbures par canalisation

L'Algérie dispose d'un vaste réseau de transport par canalisation pour les hydrocarbures, comprenant le pétrole brut, le condensat, le gaz naturel et le GPL. Ce réseau est constitué de 21 systèmes de transport par canalisation (STC) d'une longueur totale d'environ 19 623 km. De plus, un nouveau système de transport par canalisation du gaz naturel appelé STC GR5 est en cours de construction pour évacuer la future production des gisements de la région sud-ouest, reliant Reggane à HassiR'mel.

Les centres de dispatching jouent un rôle essentiel dans les opérations de SONATRACH, en collectant et en acheminant les hydrocarbures depuis les zones de production vers différentes destinations. Le Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides (CDHL) de Haoud El Hamra à Hassi Messaoud est responsable de la collecte et de l'acheminement des hydrocarbures liquides, tandis que le Centre National de Dispatching Gaz (CNDG) de HassiR'mel assure la collecte du gaz naturel et son transport par canalisation vers les centres de consommation, les unités de transformation et les points d'exportation par gazoducs[7], [8].

L'Algérie exporte du gaz vers l'Europe via trois principales lignes de transport : Enrico Mattei, reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie ; Pedro Duran Farrel, reliant l'Algérie à l'Espagne via le Maroc ; et HassiR'Mel - Béni-Saf, reliant l'Algérie à l'Espagne via le Medgaz. Le cycle de vie de ces projets de pipelines comprend les phases de conception, de construction et d'exploitation(figure 1.2) [7].

Il est important de noter que les pipelines jouent un rôle crucial dans le transport sécurisé et efficace des hydrocarbures en Algérie, contribuant ainsi au développement économique dupays et à ses exportations vers d'autres régions[8].

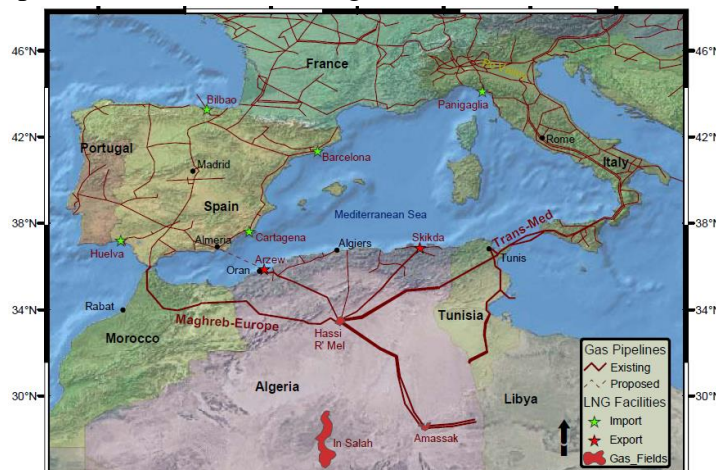


Figure 1.2 : Réseau de gazoducs algérien[7]

1.5. Les pipelines

Un pipeline, également appelé conduite, est un système de canalisations destiné à transporter différents types de substances, qu'il s'agisse de gaz, de liquides, de solides ou de mélanges complexes. Les canalisations peuvent avoir différents diamètres, allant de quelques centimètres à plusieurs mètres, en fonction de la nature des produits transportés et des besoins

spécifiques. Les caractéristiques des tuyaux utilisés dans les canalisations, telles que le diamètre, l'épaisseur et le matériau (souvent de l'acier), sont calculées en fonction de plusieurs paramètres, tels que le débit requis, le profil topographique du terrain, les contraintes environnementales rencontrées et les réglementations applicables. Ces calculs visent à assurer un transport sûr et efficace des substances d'un point à un autre, en tenant compte des aspects techniques, environnementaux et réglementaires[9], [10].

Des termes spécifiques sont utilisés pour désigner les canalisations en fonction du type de produit qu'elles transportent, ce qui permet de préciser leur fonction et leur utilisation dans le contexte donné. A titre d'exemple on trouve le terme gazoduc pour les Pipelines transportant du gaz naturel et l'oléoduc Lorsque l'on transporte du pétrole....etc[11].

1.5.1. L'endommagement des pipelines :

Bien que le transport des hydrocarbures par conduites soit généralement considéré comme un moyen de transport fiable, il est sujet à une détérioration au fil du temps. Cette détérioration peut entraîner des fuites, des ruptures ou d'autres problèmes de sécurité. Par conséquent, il est essentiel d'identifier les défaillances afin d'augmenter la fiabilité, rassurer la disponibilité et de préserver la sécurité du réseau de transport, ainsi de réduire les risques et de garantir la fourniture ininterrompue de produits pétroliers.

1.5.1.1. Causes et Modes d'endommagement des pipelines

Les pipelines peuvent subir différents types d'endommagements au fil du temps, ce qui peut compromettre leur intégrité et leur bon fonctionnement.

Les principales causes de dommages aux pipelines sont l'usure, la corrosion, les dommages mécaniques, les interférences externes (par exemple, les excavations), les conditions environnementales difficiles et les défauts de construction[6].

❖ Corrosion :

La corrosion est l'un des problèmes les plus courants affectant les pipelines. Elle est causée par des réactions chimiques entre le matériau de la canalisation et les éléments présents dans l'environnement, tels que l'eau, l'oxygène et les agents corrosifs. La corrosion peut se produire à la fois à l'intérieur et à l'extérieur des pipelines. Les causes courantes de corrosion comprennent l'humidité, les sols agressifs, la présence de contaminants chimiques et électrolytiques, ainsi que des erreurs de conception ou d'installation[12].

Parmi les types de corrosion survenues au pipeline on peut citer [9]:

- La corrosion interne/externe,
- La corrosion uniforme,
- La corrosion localisée (Corrosion par piqûres, Corrosion galvanique),
- Piles dues à l'électrolyte,
- Corrosion microbologique (Corrosion due aux bactéries sulfato-réductrices, Corrosion due à des bactéries acidogènes, Corrosion due aux bactéries oxydant le fer et le manganèse).

❖ Fissure

Les fissures dans les pipelines peuvent se former en raison de divers facteurs tels que la qualité des matériaux utilisés. Elles se manifestent généralement dans les zones soumises à des contraintes importantes. Les causes possibles de ces fissures comprennent la corrosion bactérienne, les charges excessives lors du chargement/déchargement des produits, ainsi que des problèmes tels que des soudures défectueuses, entre autres[11].

❖ Usure

L'usure résulte du frottement continu des particules transportées dans le produit contre les parois internes des pipelines. Ces particules peuvent être des sédiments, des impuretés, des composés chimiques ou des matériaux abrasifs. L'usure peut provoquer une détérioration progressive des parois internes du pipeline, conduisant à une diminution de l'épaisseur de la paroi et à des risques accrus de fuites ou de ruptures. Les facteurs qui contribuent à l'usure comprennent la nature des matériaux transportés, la vitesse du flux de gaz et la rugosité des parois internes du pipeline[13].

Les éraflures sont des formes d'usure qui se produisent lorsqu'une surface entre en contact avec un objet étranger, entraînant un enlèvement de matière. Elles peuvent être comparées à des entailles, avec des dimensions définies où la longueur est supérieure à la largeur. Ces éraflures sont généralement causées par l'impact d'outils utilisés par les travailleurs ou par des pièces d'équipement telles que les dents d'un godet. Malheureusement, la plupart du temps, ces incidents passent inaperçus ou ne sont simplement pas signalés[14], [15].

❖ Enfoncement

Un enfoncement dans un pipeline se produit lorsqu'il subit une déformation plastique permanente de sa paroi circulaire à la suite d'un impact avec un objet étranger, ce qui peut avoir des conséquences sur son intégrité structurelle et son fonctionnement.

Cela peut être causé par le godet d'un engin de chantier pour les pipelines enterrés ou posés au sol, ou par les ancrages des bateaux pour les pipelines immergés. Un enfoncement se caractérise par un changement de la courbure de la paroi du pipeline sans modification de son épaisseur. La profondeur de l'enfoncement est mesurée en termes de réduction maximale du diamètre du tuyau par rapport à son diamètre initial[14].

❖ Dommages mécaniques

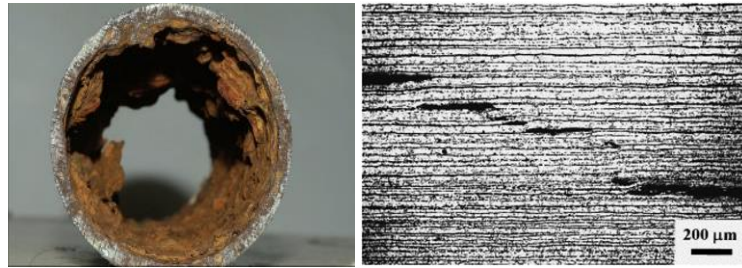
Les dommages mécaniques peuvent être causés par des chocs, des vibrations, des impacts ou des déformations externes sur les pipelines. Cela peut résulter d'activités de construction, de travaux d'excavation, de mouvements du sol, de charges externes, de tremblements de terre ou d'accidents liés à des collisions. Les dommages mécaniques peuvent entraîner des déformations permanentes, des fissures ou même des ruptures des pipelines.

❖ Interférences externes

Les interférences externes comprennent les dommages causés par des activités humaines ou naturelles à proximité des pipelines. Cela peut inclure des excavations non autorisées, des travaux de construction à proximité, des mouvements du sol, des glissements de terrain, des inondations, des érosions ou des impacts de la faune.

❖ **Défauts de construction :**

Les défauts de construction peuvent résulter de problèmes liés à la fabrication, à l'assemblage ou à l'installation des pipelines. Cela peut inclure des soudures défectueuses, des joints mal exécutés, des défauts de revêtement, des erreurs de conception ou des problèmes de qualité des matériaux utilisés.



Corrosion microbologique[16] b. Propagation d'une fissure [17]



c. pipeline contenant une entaille [14] d. pipeline contenant un enfoncement [14]

Figure 1.3 : Différents types d'endommagement des pipelines

1.5.1.2. **Conséquences d'endommagement des pipelines**

L'endommagement des pipelines peut entraîner de graves conséquences, notamment :

❖ **Fuites :**

Les dommages aux pipelines peuvent provoquer des fuites de produits transportés, tels que le pétrole, le gaz naturel ou des produits chimiques. Ces fuites peuvent causer des déversements polluants dans l'environnement, contaminant les sols, les cours d'eau et les écosystèmes.



Figure 1.4 : Fuite de gaz survenue dans le pipeline [18]

❖ **Pollution :**

Les fuites de substances toxiques ou dangereuses provenant de pipelines endommagés peuvent entraîner une pollution de l'air, de l'eau et des sols. Cela peut avoir des effets néfastes sur la santé humaine, la faune, la flore et l'environnement dans son ensemble.

❖ **Incendie et explosion :**

Les fuites de gaz ou de produits inflammables peuvent créer des situations propices aux incendies et aux explosions. Ces incidents peuvent non seulement causer des dégâts matériels considérables, mais aussi mettre en danger la vie des personnes vivant à proximité.



Figure 1.5 :Une Explosion De Pipeline en Nigeria 2019[19]

❖ **Conséquences économiques :**

Les fuites, les interruptions de service ou les incidents majeurs sur les pipelines peuvent entraîner des pertes économiques importantes. Cela peut inclure des coûts de nettoyage, des pertes de production, des réparations coûteuses et des impacts sur les activités commerciales qui dépendent du transport des produits par pipeline.

❖ **Perturbation de l'alimentation en énergie :**

Les dommages aux pipelines peuvent perturber l'alimentation en énergie, telle que l'approvisionnement en gaz naturel pour les habitations, les entreprises et les industries. Cela peut entraîner des pénuries, des interruptions de service et des inconvénients pour les utilisateurs finaux.

Il est donc essentiel de mettre en œuvre des mesures de prévention et de contrôle rigoureuses pour minimiser ces risques. Cela comprend la mise en place de programmes de surveillance, les inspections régulières et de maintenance, ainsi que l'adoption de protocoles de contrôle de la pression et de systèmes d'alerte pour détecter les anomalies potentielles.

1.6. Maintenance de pipeline

1.6.1. Normes de Maintenance de pipeline

Les normes de maintenance des pipelines sont essentielles pour assurer le bon fonctionnement, la sécurité et la durabilité de ces infrastructures cruciales. Bien que je puisse fournir des informations générales sur le sujet, il convient de noter que les normes de maintenance spécifiques peuvent varier en fonction des pays, des réglementations locales, des types de pipelines et des industries concernées.

Il existe plusieurs normes et réglementations relatives à l'entretien des pipelines. Voici quelques-uns des résultats de la recherche :

Le décret Algérien n° 21-314 du 14 août 2021 fixe les modalités de contrôle et de suivi de la construction et de l'exploitation d'un système de transport par conduites d'hydrocarbures en Algérie. Le décret définit les termes utilisés dans le document et décrit les exigences pour la construction, l'exploitation et l'entretien des pipelines. Il établit également les responsabilités des différentes parties prenantes impliquées dans le système de transport par conduites, y compris le concessionnaire, l'autorité de régulation et les organismes

d'inspection. Cependant, le décret ne fournit pas de détails spécifiques sur les procédures d'entretien des canalisations[20].

ISO 19345-1:2019 - Industries du pétrole et du gaz naturel — Systèmes de transport par conduites — Spécifications de gestion de l'intégrité des pipelines — Partie 1 : cette norme spécifie les exigences et fournit des recommandations pour gérer l'intégrité d'un système de canalisations tout au long son cycle de vie, y compris la conception, la construction, la mise en service, l'exploitation, la maintenance et l'abandon[21].

CSA Z662 - Oil and Gas Pipeline Systems : Cette norme contient plus de 500 pages d'exigences normatives et basées sur les performances et couvre les aspects techniques de la conception, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien des pipelines[22].

Groupe KROHNE : Cette société fournit des services liés à l'exploitation et à la maintenance des pipelines, y compris les modifications planifiées de l'exploitation des pipelines et les situations imprévues[23].

NACE International SP 0502 « Méthodologie d'évaluation directe de la corrosion externe des pipelines » : cette norme fournit des lignes directrices pour l'évaluation de la corrosion externe sur les pipelines[24].

Arrêté français du 21/04/89 fixant la réglementation de sécurité pour les pipelines à hydrocarbures liquides ou liquéfiés[25].

1.6.2. Maintenance

La maintenance apparaît dans l'industrie de production de bien à la fin des années 1970, puis à partir des années 1990, elle pénètre le secteur de production de services.

L'AFNOR, par la norme NFX60-010, définit la maintenance comme : « l'ensembles des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé »[26], ou encore c'est : « Ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise » selon la norme NF EN 13306[27].

De ce fait, la maintenance est une activité essentielle dans l'industrie, visant à maintenir ou à restaurer un bien dans un état déterminé ou susceptible de garantir un service déterminé. Elle comprend non seulement des aspects techniques, mais aussi des aspects de gestion et d'organisation. Sans une gestion performante, les résultats peuvent être très insatisfaisants. Cela entraîne des arrêts de travail prolongés et des pertes financières. La maintenance joue un rôle important dans le contrôle de la disponibilité opérationnelle des équipements, la réduction des coûts de maintenance, l'allongement de leur durée de vie, l'amélioration de la sécurité des personnes et de l'environnement, le maintien d'un niveau d'efficacité et d'objectifs clairs[28], [29][30].

Au fil du temps, différentes politiques de maintenance ont émergé (figure 1.5). Dans les années 60, la maintenance réactive/corrective était courante, intervenant après la détection d'un défaut. Dans les années 70, la maintenance préventive systématique est devenue populaire, consistant en des interventions programmées avant l'apparition prévue d'une défaillance. Les années 80 ont vu l'avènement de la maintenance prédictive, basée sur la surveillance continue du système pour prévenir les dysfonctionnements. Les années 90 ont introduit la maintenance proactive, qui implique la surveillance et la vérification continues des

causes primaires de défaillance. Et enfin, dans les années 2000, la e-maintenance a émergé en intégrant les nouvelles technologies et en favorisant la coopération et le partage des connaissances[31].

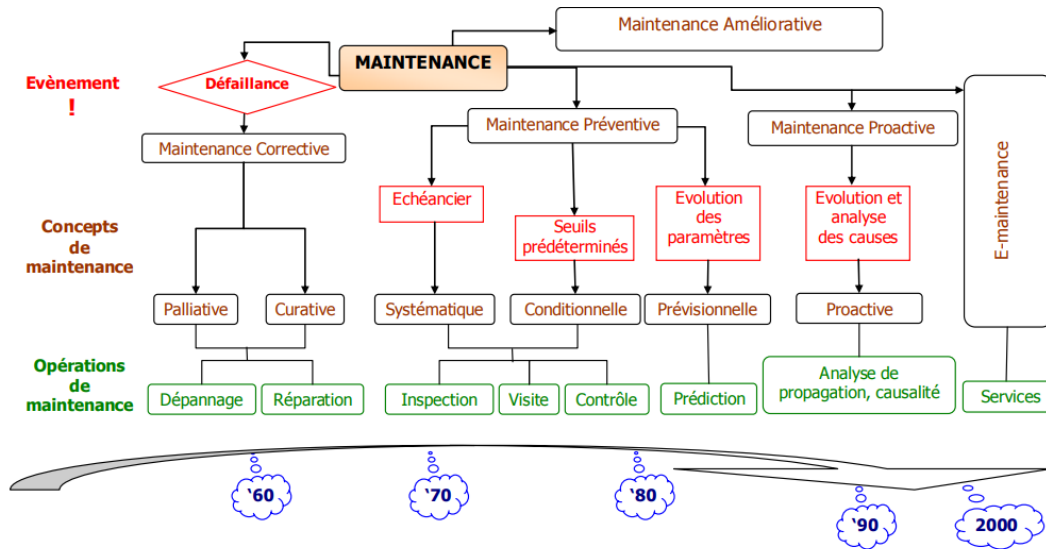


Figure 1.6 : Différentes politiques de maintenance[31]

La surveillance industrielle évolue vers une dimension dynamique et prédictive grâce à l'exploitation de l'intelligence répartie dans les systèmes de production automatisés et de maintenance moderne. Cela permet d'obtenir des informations élaborées en temps réel et d'améliorer la réactivité du système de surveillance.

1.6.2.1. La surveillance

La surveillance est un processus passif et informatif qui analyse l'état d'un système et fournit des indicateurs. Son objectif est de détecter et de classifier les défaillances en observant l'évolution du système, puis de les diagnostiquer en localisant les éléments défaillants et en identifiant leurs causes premières[32]. La surveillance industrielle comprend donc deux fonctions principales : la détection et le diagnostic des défaillances. Dans la plupart des configurations industrielles, la surveillance est effectuée en ligne, ce qui signifie qu'elle est intégrée au système de supervision global.

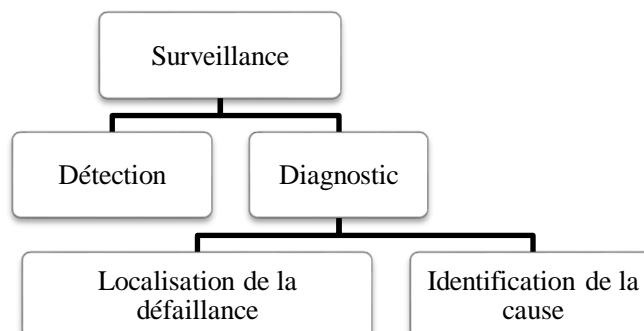


Figure 1.7 : Composantes de la surveillance industrielle

1.6.2.2. Diagnostic

La fonction de diagnostic vise à identifier la cause probable d'une défaillance du système en utilisant un raisonnement logique basé sur un ensemble d'informations. Il se compose de

deux fonctions élémentaires: la localisation et l'identification des causes. La localisation détermine le sous-ensemble fonctionnel défectueux, tandis que l'identification de la cause détermine les causes qui ont conduit à une situation anormale. Les outils de diagnostic utilisent des outils mathématiques plus avancés et nécessitent une connaissance approfondie du système. Le diagnostic n'est effectué que lors de la surveillance détecte une anomalie ou une évolution du signal dangereuse[33].

1.6.2.2.1. *Classification des méthodes de diagnostic*

L'évolution de la technologie dans le domaine industriel a entraîné une diversité de méthodes et d'approches de diagnostic, adaptées aux différents types de systèmes tels que thermiques, mécaniques, électroniques, etc. La littérature propose différentes classifications en fonction des types de défaillances ou des méthodes d'analyse des données. Dans cette partie, nous présenterons les méthodes les plus récentes.

❖ **Classification selon la connaissance reliée au système**

Les méthodes internes : basées sur une connaissance profonde du système étudié, permettant de modéliser et simuler son fonctionnement. Cette approche est considérée comme l'une des meilleures pour l'estimation de l'état réel du système durant le fonctionnement pour les systèmes non complexes. Cependant, lorsque le système étudié devient plus complexe, le processus de modélisation devient très difficile voire impossible.

Les méthodes externes : utilisées lorsque l'historique de fonctionnement (cause-effet) est valable. Pour ce type de méthodes, le système est considéré comme une boîte noire, et la relation entre l'entrée et la sortie est inconnue. La relation (cause-effet) est modélisée avec une formule mathématique qui permet de relier l'entrée et la sortie[34].

❖ **Classification selon le mode de raisonnement**

Selon le mode de raisonnement, les méthodes de diagnostic peuvent être classées en deux catégories[35]:

Méthodes inductives: Cette approche est ascendante, où toutes les combinaisons possibles d'événements élémentaires qui conduisent à la réalisation d'un événement essentiel unique sont identifiées. La méthode d'analyse des arbres de défauts (FTA) est l'une des méthodes qui représente une approche inductive.

Méthodes déductives: Pour les méthodes déductives, l'approche est inversée car on commence à partir d'un événement indésirable, puis recherche une approche descendante pour identifier toutes les causes possibles. L'analyse des modes de défaillance et des effets (FMEA) est une méthode déductive où les conséquences des causes de défaillance des composants élémentaires sont systématiquement identifiées.

❖ **Classification selon le type de modélisation**

Il est possible de distinguer deux grandes familles de méthodes de diagnostic (voir Figure 2) : les méthodes qui se basent sur une modélisation des systèmes ou des signaux sans modèle, que nous appellerons le diagnostic quantitatif, et les méthodes qui utilisent l'intelligence artificielle avec un modèle, que nous appellerons le diagnostic qualitatif.

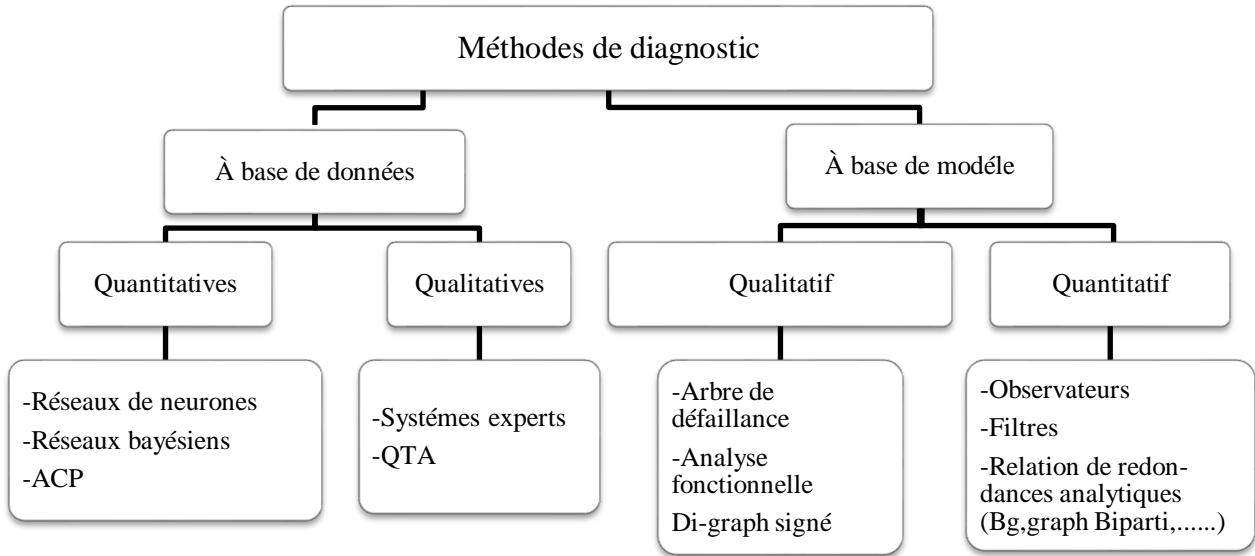


Figure 1.8. Classification des méthodes de diagnostic [36]

Les méthodes à base de données : Les méthodes basées sur les données, également connues sous le nom de méthodes basées sur les systèmes historiques, s'appuient sur la connaissance préalable des observations archivées du système pour extraire les caractéristiques qui correspondent au comportement normal et anormal du système. Ces méthodes peuvent être quantitatives ou qualitatives. Les méthodes quantitatives s'appuient sur l'intelligence artificielle (IA), comme les réseaux neuronaux, les réseaux bayésiens ou le traitement statistique, comme l'analyse en composantes principales (ACP). Les méthodes qualitatives sont principalement basées sur des systèmes experts ou sur l'analyse qualitative des tendances (QTA). Les méthodes de diagnostic basées sur les données ne nécessitent pas de connaissances analytiques et structurelles du système physique, mais s'appuient uniquement sur les données collectées dans la base de données : historique, règles ou formulaires. Cependant, il est très difficile d'obtenir des informations appropriées sur les différents modes de fonctionnement du système physique[36].

Les méthodes à base de modèle : Les méthodes de diagnostic basées sur le modèle dynamique et sur la structure du système, appelées aussi les méthodes à base de modèle, s'appuient sur la connaissance physique du processus à surveiller. Ces méthodes sont divisées en deux catégories : les méthodes qualitatives et les méthodes quantitatives. Les méthodes qualitatives reposent sur une modélisation entrées-sorties en termes de fonctions qualitatives centrées autour de différentes unités de processus. Il existe deux sortes de modèles qualitatifs : modèle causal et modèle hiérarchique. Les méthodes quantitatives sont basées sur une modélisation analytique des relations entrées-sorties du processus, généralement sous forme d'une représentation d'état. Le diagnostic à base de ces modèles est basé sur la génération de signaux indicateurs de défaut appelés les résidus, obtenus par une comparaison entre le comportement observé et le comportement prédit du système physique[36].

1.6.2.2.2. *Etapas du diagnostic :*

Le diagnostic d'un système industriel nécessite un certain nombre d'étapes. Ces étapes peuvent varier en fonction du contexte et des spécificités du système à diagnostiquer. De plus, le processus de diagnostic peut être itératif, avec des boucles de rétroaction pour améliorer la précision et la fiabilité des résultats[37].

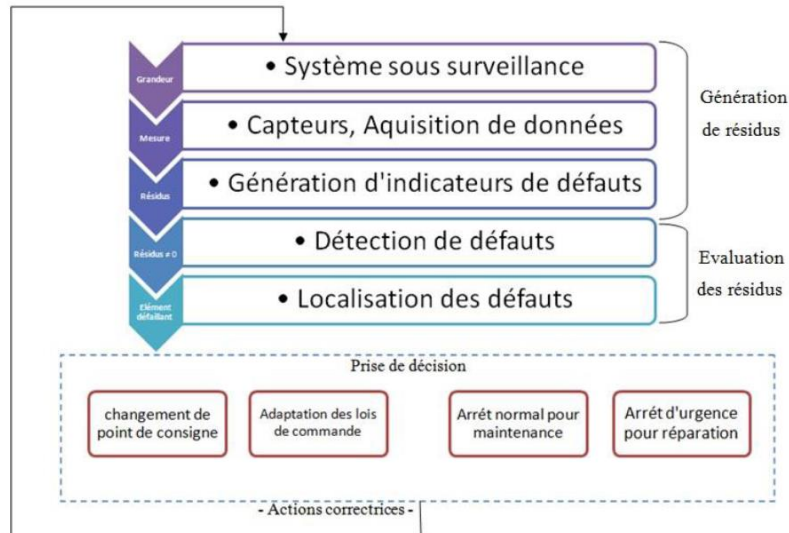


Figure 1.9 : Les différentes étapes d'un système de diagnostic[37]

Acquisition de données : Cette étape consiste à collecter les données sur le fonctionnement du système à surveiller. Les signaux mesurés doivent être conditionnés et prétraités pour assurer leur validité et leur fiabilité.

Élaboration d'indicateurs de défauts : À partir des mesures et des observations disponibles, des indicateurs de défauts sont créés pour mettre en évidence les anomalies éventuelles dans le système. Ces indicateurs, appelés résidus aux symptômes, représentent les écarts entre les valeurs estimées et mesurées. Ils doivent idéalement être nuls en l'absence de défaut et différents de zéro en présence d'un défaut.

Détection : L'étape de détection consiste à décider si le système fonctionne normalement ou non. Cela implique généralement de tester la non-nullité des résidus pour détecter l'apparition d'un défaut.

Localisation : Après la détection d'un défaut, l'étape de localisation vise à attribuer le défaut à un sous-système spécifique, tel qu'un capteur, un actionneur, un organe de commande ou un processus particulier.

Prise de décisions : Une fois le dysfonctionnement du système constaté, il est nécessaire de prendre des décisions pour maintenir les performances souhaitées de l'installation. Cette étape de prise de décisions peut impliquer la génération d'actions correctives nécessaires pour rétablir le fonctionnement normal du système, éventuellement sous le contrôle d'un opérateur humain.

1.6.3. Les différentes techniques de la maintenance des pipelines

La maintenance des pipelines de gaz joue un rôle crucial dans leur bon fonctionnement et leur durabilité. Elle comprend des activités telles que l'inspection des canalisations, la

détection et la réparation des fuites, la prévention de la corrosion, le nettoyage des pipelines, etc.

1.6.3.1. Les essais hydrostatiques

Les essais hydrostatiques sont des procédures utilisées dans le domaine de la maintenance des pipelines pour tester la résistance et l'intégrité des conduites. Le principe de ces essais consiste à remplir la section de pipeline à inspecter avec de l'eau et à appliquer une pression supérieure à la pression normale de fonctionnement. Cela permet de vérifier la capacité du pipeline à supporter cette pression et de détecter d'éventuelles fuites ou défaillances structurelles.

Les essais hydrostatiques présentent quelques inconvénients. Tout d'abord, ils nécessitent la mise hors service temporaire de la canalisation, ce qui peut entraîner une interruption de la fourniture de produits. De plus, l'approvisionnement en eau en quantité suffisante peut constituer un défi, surtout dans les régions où l'eau est rare. De plus, après l'essai, il est parfois difficile de sécher complètement la canalisation, ce qui peut favoriser la corrosion. De plus, les essais hydrostatiques ne fournissent qu'une évaluation ponctuelle de l'état de la canalisation et ne détectent pas les défauts en cours de développement[15]. Malgré ces limitations, les essais hydrostatiques restent une méthode courante et fiable pour évaluer l'intégrité des pipelines et garantir leur fonctionnement sûr et efficace.

1.6.3.2. Nettoyage et inspection interne des pipes par le racleur

Un racleur est un outil cylindrique utilisé dans l'industrie des pipelines pour l'inspection et le nettoyage des conduites. Il se déplace à l'intérieur du pipeline en utilisant le flux de fluide ou une force motrice interne. Les brosses du racleur raclent la paroi interne du pipeline, éliminant les dépôts et les matières étrangères. En plus de son rôle de nettoyage, le racleur peut être équipé de capteurs pour détecter des anomalies telles que la corrosion, les fissures ou les défauts de revêtement. Les données collectées sont utilisées pour évaluer l'intégrité du pipeline et planifier les travaux de maintenance. Il peut également collecter des données sur les conditions de débit, de pression et de température à l'intérieur du pipeline. Ces informations sont ensuite utilisées pour évaluer l'état du pipeline, planifier les travaux de maintenance nécessaires, détecter les fuites potentielles et prendre des mesures préventives pour assurer la sécurité et la fiabilité du système de transport des fluides. Cependant, son utilisation peut être limitée dans certaines situations. Cela inclut les canalisations télescopiques, les canalisations de petit diamètre, les coudes et cintrages de faible rayon, les vannes à ouvertures non-intégrales, ainsi que les pressions et débits faibles, ce qui nécessite l'exploration d'autres méthodes d'inspection et de nettoyage adaptées aux pipelines spécifiques[15], [38], [39].

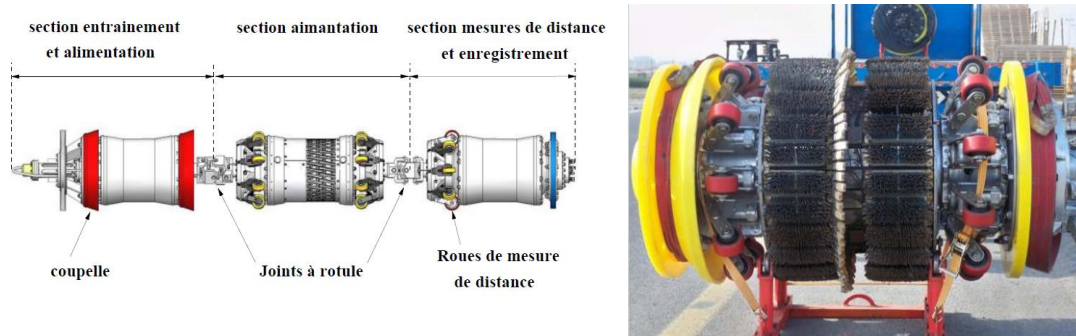


Figure 1.10 : Piston instrumenté (racleur) [15], [36]

1.6.3.3. Contrôles non destructifs (CND) :

Les CND sont des techniques qui permettent d'évaluer l'intégrité interne des pipelines sans les endommager. Les méthodes couramment utilisées comprennent la radiographie, l'ultrason, la magnétoscopie, l'inspection par courants de Foucault et la thermographie. Ces techniques permettent de détecter la corrosion, les défauts de soudure, les fissures ou les anomalies structurelles[40].

1.6.3.3.1. Inspection visuelle :

Une inspection visuelle régulière permet de détecter visuellement les signes de détérioration, de corrosion, de fuites ou d'autres anomalies visibles sur la surface du pipeline. Cela peut être effectué à l'aide de caméras, de drones ou de patrouilles visuelles le long de la ligne.

1.6.3.3.2. La radiographie

La radiographie industrielle est une méthode qui exploite les propriétés des rayons X ou γ de faible longueur d'onde, capables de pénétrer à travers la matière. Pendant leur traversée, l'intensité de ces rayonnements est altérée en fonction de la présence de matériaux sains ou de défauts inclus. Un récepteur radiographique positionné derrière l'objet enregistre les variations du faisceau qui se manifestent sous forme d'une image ou d'un film révélant des différences de densité ou de contraste, permettant ainsi la détection des imperfections dans la matière. Cette méthode est utilisée pour la détection de la corrosion, la recherche d'obstructions dans les tuyauteries ou les accessoires, ainsi que pour le contrôle de position des accessoires tels que les clapets[15].

1.6.3.3.3. Contrôle par ultrasons

En raison des exigences de sécurité et des contraintes liées aux opérations en eaux profondes, le contrôle automatisé par ultrasons est progressivement utilisé pour inspecter les soudures circulaires des pipelines, remplaçant ainsi le contrôle radiographique. Cette technologie repose sur l'utilisation des temps de parcours des ondes ultrasonores perpendiculaires à la surface des tubes, à la fois dans le fluide transporté et dans le métal des tubes, pour évaluer la distance entre le capteur et les faces internes et externes des tubes, où l'onde est partiellement réfléchi. La différence entre ces deux distances permet une mesure directe de l'épaisseur du tube, mais elle est fortement influencée par la propreté interne des tubes.

1.6.3.4. Sablage et revêtement

1.6.3.4.1. Le sablage

Le traitement par sablage est une technique industrielle utilisée pour le nettoyage des surfaces. Il consiste à projeter à grande vitesse une poudre abrasive telle que des oxydes durs, des corindons ou de l'alumine sur la surface à traiter à l'aide d'air comprimé et d'une buse. Cette action permet de décaper le matériau en enlevant les contaminants, les dépôts ou les revêtements existants. Après le sablage, il est courant d'appliquer un film protecteur ou une première couche de colle pour préserver la surface traitée des dommages ou de la contamination[10].



Figure 1.11 : Opération de sablage de la pipe en exploitation[10]

1.6.3.4.2. Les revêtements

Les revêtements non métalliques utilisés dans l'industrie sont principalement des peintures, des polymères et des goudrons. Dans le cas des peintures, au moins deux types différents sont appliqués : une couche de fond et des couches de finition. La peinture de couche de fond doit être capable de mouiller parfaitement la surface à peindre et d'y adhérer fortement. Elle contient souvent des poudres de zinc ou d'aluminium qui agissent comme anodes, ou des pigments tels que les chromates de zinc, qui peuvent jouer le rôle d'inhibiteur de corrosion. Donc les revêtements non métalliques offrent une barrière physique entre le matériau et l'environnement afin de prolonger la durée de vie des structures métalliques[9].

1.6.3.5. Protection Cathodique

La mise en place d'un système de protection cathodique dans les pipelines permet de réduire considérablement les risques de corrosion et d'assurer la durabilité et la fiabilité du système. La protection cathodique consiste à polariser l'acier au carbone ou le fer dans le domaine de stabilité thermodynamique du fer en état métallique. Cet état est également connu sous le nom d'"immunité" dans le diagramme de potentiel électrochimique. Selon ce diagramme, le fer (ou l'acier) doit être polarisé à un potentiel inférieur à $-0,78$ V par rapport à une électrode de référence telle qu'une électrode au calomel saturé (ECS), dans un milieu acide ou neutre[9].

1.6.3.6. **Surveillance des pressions et des débits :**

La surveillance en temps réel des pressions et des débits permet de détecter les variations anormales qui pourraient indiquer des fuites, des obstructions ou d'autres problèmes de fonctionnement.

1.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré l'état de l'art de la maintenance industrielle des pipelines, en mettant en évidence les meilleures pratiques et les technologies avancées utilisées dans ce domaine. En utilisant des méthodes de diagnostic modernes, telles que les contrôles non destructifs, les essais hydrostatiques et la surveillance des pressions et des débits, il est possible d'identifier les problèmes potentiels et de prendre des mesures préventives pour éviter les défaillances et les incidents.

Dans le deuxième chapitre, nous présenterons les méthodes et les équipements élaborés pour résoudre notre problématique.

Chapitre 2 : méthodologie de l'étude

Chapitre 2 : méthodologie de l'étude

2.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons la méthodologie adoptée pour cette étude, qui basé sur un diagnostic basé sur la méthode ACP (Analyse en Composantes Principales) par intervalle, une analyse des scénarios par la méthode HAZOP, et une étude du comportement mécanique par le logiciel Abaqus. Ainsi nous présenterons le cas d'étude utilisé dans ce travail et la méthode de collecte des données.

2.2. Méthodologie

Durant notre stage au sein de la société NAFTAL Berrahal, nous avons constaté un manque de coordination entre le service de surveillance et le service de maintenance, ce qui entraîne une absence d'informations dans le cadre de la maintenance préventive. Cette surveillance se fait sur les observations de plusieurs capteurs.

Dans ce contexte, nous avons proposé une démarche visant à déterminer le nombre des capteurs principaux à surveiller, en se basant sur les observations fournissant des informations utiles. Cela permet de détecter les défauts survenus dans le système étudié et de prévenir tous types de défaillances en utilisant la méthode ACP (Analyse en Composantes Principales) par intervalle.

Une fois les défauts détectés et les scénarios établis, nous proposons des actions préventives et correctives appropriées à l'aide de la méthode inductive HAZOP (Hazard and Operability Study). Ensuite, nous avons réalisé une étude approfondie du comportement mécanique d'une pipe corrodée exposé à diverses déviations probables, notamment des pressions excessives, en utilisant le logiciel Abaqus.

Cette approche nous permet d'obtenir des informations précieuses pour prendre des décisions éclairées et mettre en place des mesures de prévention efficaces.

2.2.1. Etude de cas

Notre étude porte sur l'ensemble du système de canalisations de transport et de distribution de GPL (gaz de pétrole liquéfié) de la société Centre d'Enfouissement NAFTAL Berrahal, située dans la wilaya d'Annaba.

Ce centre est approvisionné en GPL par le centre emplisseur GPL de Skikda. Cette provision s'effectue à partir des complexes GL1K et RA1K, via les terminaux de départ situés dans la zone industrielle de Skikda. Ainsi, le GPL est acheminé depuis ces complexes vers le CE de Berrahal pour assurer l'approvisionnement en gaz de cette région. Sa construction a été réalisée en 2006 et il est opérationnel depuis 2009 [2].

Ce centre dispose d'une capacité totale de stockage de 4000 m³ pour le butane et de 2000 m³ pour le propane. Il occupe une superficie totale de 9000 m², dont 2771 m² sont dédiés aux bâtiments. Les sources de ravitaillement en GPL vrac sont les complexes GL1K et RA1K, situés à une distance de 82 km de l'installation. Depuis 2015, le transport du GPL en vrac se fait par un pipeline d'un diamètre de 8 pouces.

2.2.2. Diagnostic par la méthode ACP

Nous utiliserons la méthode ACP par intervalle pour réaliser un diagnostic approfondi du système. Grâce à cette analyse, nous pourrions comprendre les relations complexes entre les variables et détecter les tendances ou les anomalies qui pourraient avoir un impact sur le comportement du système.

L'analyse en composantes principales (ACP) est une méthode axée sur les données qui utilise l'intelligence artificielle. Grâce à l'intelligence artificielle, l'ACP est capable de traiter de grandes quantités de données et de générer des résultats précis et fiables, en les projetant sur un nouvel espace de dimensions réduites, tout en conservant autant d'informations que possible, ce qui en fait une approche puissante. Elle est largement utilisée dans l'analyse des données, le diagnostic et la surveillance des systèmes. L'ACP peut permettre de surveiller les processus en temps réel, de réduire les coûts de production et d'améliorer la sécurité sur le lieu de travail en détectant les anomalies et les variantes défectueuses. Il contribue également à réduire les coûts de production et à prévenir les accidents et les incidents liés au processus industriel[41], [42].

2.2.2.1. Les étapes de l' ACP

Les principales étapes de l'ACP appliquée au diagnostic des systèmes comprennent la collecte de données, la normalisation des données, le calcul de la matrice de covariance ou de corrélation, la détermination des vecteurs propres et des valeurs propres associées, la projection des données sur les axes des composantes principales du modèle, et enfin la détection et l'isolation des défauts[42]–[45].

2.2.2.1.1. Collecte de données

Dans cette étape il faut fournir des données multidimensionnelles pertinentes. Dans notre cas ces données sont des observations (mesures) des capteurs de système de surveillance de gazoduc Berrahal. Ces mesures sont de différentes variables telles que la pression, la température, le débit de gaz, etc...

2.2.2.1.2. Normalisation des données :

La normalisation consiste à mettre les variables à la même échelle ou à une échelle comparable, en évitant que des variables avec des plages de valeurs différentes aient un impact disproportionné sur les résultats. La normalisation est généralement basée sur la centralisation et la réduction des observations, ce qui implique d'avoir une moyenne nulle ($M=0$) et un écart-type unitaire ($\sigma=1$).

Donc si on suppose qu'on a un système équipé de m capteurs (variables) et chaque capteur donne n observations (mesures) à chaque instant k , les données collectées à partir du fonctionnement normal de ce système (absence de défaut) forment une matrice de données $X \in \mathbb{R}^{n \times m}$ (équation (1)).

$$X^g = \begin{pmatrix} x_{11} & \cdot & x_{m1} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ x_{1n} & \cdot & x_{mn} \end{pmatrix} \quad (1)$$

Chaque variables X_j de la nouvelle matrice X normalisé est donnée comme :

$$X_j = \frac{X_j - M_j}{\sigma_j} \quad (2)$$

Sachant que :

M_j est la moyenne des observations de colonne j

σ_j est l'écart type des observations de colonne j

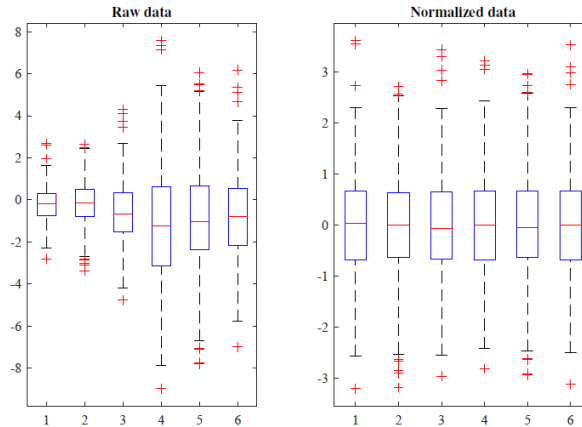


Figure 2.3 : exemple de la normalisation des données [43]

2.2.2.1.3. Vérification de la corrélation :

Une fois les données normalisées, la matrice de covariance ou de corrélation (Σ) des variables doit être calculé. Cette matrice mesure les relations linéaires entre les différentes variables et elle donne une idée de la dépendance entre les variables et vous permet de quantifier les degrés de corrélation. Si cette matrice ne représente aucune relation entre les variables dans ce cas la méthode ACP n'est pas applicable.

La matrice de covariance est donnée par :

$$\Sigma = \frac{1}{N-1} XX^T \quad (3)$$

2.2.2.1.4. Calcul des valeurs propres et des vecteurs propres :

La décomposition de la matrice de covariance Σ détermine les valeurs propres Λ et les vecteurs propres P.

$$\Sigma = P\Lambda P^T \quad (4)$$

Les valeurs propres Λ sont la matrice diagonale de la matrice de corrélation où les termes diagonaux sont ordonnés dans l'ordre décroissant : $\lambda_1 \geq \lambda_2 \dots \geq \lambda_n$. Ils représentent l'importance de chaque composante principale.

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_{1 \times 1} & 0 \\ 0 & \lambda_{(n-1)(n-1)} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Ainsi, les vecteurs propres $P=[p_1 \dots p_m]$ définissent la direction de chaque composante principale.

2.2.2.1.5. Sélection des composantes principales :

Dans cette étape, on sélectionne **les composantes principales** \hat{P} les plus significatives à partir des valeurs propres Λ obtenues. L'objectif est de choisir un nombre réduit de

composantes ($l < m$) qui capturent la majeure partie de la variance totale des données. Pour cela, la matrice des vecteurs propres P est partitionnée sous la forme :

$$P = [\hat{P} \tilde{P}] \quad (6)$$

Cette division permet de représenter les données dans un espace principal \hat{T} de dimensions réduites en utilisant les l premiers vecteurs propres \hat{P} qui capturent la variation la plus pertinente des données, tandis que les $(m - l)$ derniers vecteurs propres \tilde{P} contiennent l'information résiduelle qui n'a pas été capturée par les premières composantes principales et constituent l'espace résiduel \tilde{T} .

On peut subdiviser les données X en deux parties : \hat{X} qui représente la partie principale expliquée par les l premiers vecteurs propres, et \tilde{X} qui représente la partie résiduelle expliquée par les composantes restantes.

$$\hat{X} = X\hat{P}\hat{P}^T = X\hat{C}^{(l)} \quad (7)$$

$$\tilde{X} = X - \hat{X} = X(1 - \hat{C}^{(l)}) \quad (8)$$

$$\hat{C}^{(l)} = \hat{P}\hat{P}^T \quad (9)$$

La détermination du nombre de composantes principales peut se faire en utilisant le critère du pourcentage de variance cumulée (PCV). Ce critère consiste à calculer la proportion de variance expliquée par chaque composante principale et à cumuler ces proportions successivement. En choisissant un seuil de pourcentage de variance cumulée souhaité (par exemple, 80% ou 90%), on sélectionne le nombre de composantes principales nécessaires pour atteindre ce seuil. Cette approche permet de capturer une quantité significative de l'information contenue dans les données d'origine tout en réduisant la dimensionnalité de manière efficace. Le pourcentage de la variance cumulée s'écrit comme suit :

$$PCV(l) = 100 \left(\frac{\sum_{j=1}^l \lambda_j}{\sum_{j=1}^m \lambda_j} \right) \% \quad (10)$$

2.2.2.1.6. Projection des données sur les composantes principales :

Une fois les composantes principales sélectionnées, les données sont projetées sur ces composantes dans le nouvel espace de dimensions réduites. Cette projection permet de représenter les données de manière plus compacte tout en conservant les informations essentielles. La transformation optimale de la matrice des données X soit :

$$X = TP^t \quad (11)$$

$$T = P^t X \quad (12)$$

Sachant que : $T/T \in \mathbb{R}^{n \times m}$ est la matrice des composantes principales.

2.2.2.2. L'ACP par l'intervalle

L'ACP intervalle, appliquée selon l'approche des centres-rayons, permet de surmonter les complications rencontrées lors de l'analyse de données intervalles. Ces complications sont dues aux difficultés de calcul des covariances et de la décomposition en valeurs propres et vecteurs propres des données intervalles. En représentant les données intervalles sous forme

de centres-rayons, il est possible d'éviter cette complexité dans l'analyse statistique, facilitant ainsi leur traitement et interprétation.

Le modèle MRPCA (Midpoints Radius Principal Component Analysis) est basé sur des mesures intervalles représentées par des bornes inférieures (LB) et des bornes supérieures (UB). Pour chaque variable j et chaque mesure i , les valeurs de LB et UB sont représentées par $[x_j(k); \bar{x}_j(k)]$. Le centre de l'intervalle, $x_{cj}(k)$, est calculé en prenant la moyenne de LB et UB, tandis que le rayon de l'intervalle, $x_{rj}(k)$, est calculé en prenant la moitié de la différence entre UB et LB.

$$x_j^c(k) = \frac{x_j(k) + \bar{x}_j(k)}{2} \quad (13)$$

$$x_j^r(k) = \frac{x_j(k) - \bar{x}_j(k)}{2} \quad (14)$$

Ou la forme standard de l'intervalle peut être reconstituée à partir de son centre et rayon comme suit :

$$[x_j(k)] = [x_j^c(k) - x_j^r(k), x_j^c(k) + x_j^r(k)] \quad (15)$$

L'approche MRPCA (Midpoints Radius Principal Component Analysis) est une méthode hybride qui améliore l'approche des centres CPCA en ajoutant l'information du rayon des données. Concrètement, la MRPCA est résolue en termes de la matrice de centres X^c , de la matrice des rayons X^r , ainsi que leur interconnexion. En se référant à littérature[46], deux ACP indépendantes sont appliqués individuellement sur ces deux matrices. Les solutions sont obtenues à partir des systèmes propres suivants :

$$X^c \Sigma_c^{-1} P^c = \Lambda^c P^c \quad (16)$$

$$X^r \Sigma_r^{-1} P^r = \Lambda^r P^r \quad (17)$$

Sachant que :

Λ^c : les valeurs des matrices de covariance des centres Σ_c .

Λ^r : les valeurs des matrices de covariance des rayons Σ_r .

P^c : vecteurs propres des matrices de covariance des centres Σ_c

P^r : vecteurs propres des matrices de covariance des rayons Σ_r .

Pour obtenir une représentation cohérente des unités statistiques basée sur le modèle MRPCA, une rotation des coordonnées des rayons est effectuée. Ces rayons sont ensuite superposés aux coordonnées des composantes principales des centres en tant que points supplémentaires. Cette rotation peut être réalisée en maximisant le coefficient de congruence de Tucker entre les centres et les rayons [47], ou en utilisant une matrice de rotation $A = QP$ [46], obtenue à partir de la décomposition en valeurs singulières suivante:

$$X^{cT} X^r = P \Lambda^{cr} Q^T \quad (18)$$

L'identification du modèle MRPCA peut être résumée par les étapes suivantes :

- 1) Effectuer une ACP sur la matrice de centres X^c .
- 2) Effectuer une ACP sur la matrice de rayons X^r .
- 3) Calculer la matrice de rotation $A = QP$.

4) Construire les vecteurs de composantes principales intervalles $[t(k)]$ en projetant les composantes des rayons $t_r(k)$, après rotation, sur les coordonnées des composantes des centres $t_c(k)$, où :

$$\begin{cases} T^c = X^c P^c P^{cT} \\ T^r = X^r P^r P^{rT} \end{cases} \quad (19)$$

5) Construire les vecteurs d'estimations intervalles $[\hat{X}(k)]$ en projetant les estimations des rayons $\hat{X}^r(k)$, après rotation, sur les coordonnées des estimations des centres $\hat{X}^c(k)$, où :

$$\begin{cases} \hat{X}^c = X^c \hat{P}^c \hat{P}^{cT} \\ \hat{X}^r = X^r \hat{P}^r \hat{P}^{rT} \end{cases} \quad (20)$$

Par la suite, les résidus intervalles sont calculés à partir de la différence entre les données initiales et leurs estimées, comme suit :

$$[\tilde{x}(k)] = [x(k)] - [\hat{x}(k)] \quad (21)$$

2.2.2.1. Détection des défauts

Il existe plusieurs indices utilisés pour la détection de défaut, dans cette partie on présente l'indice SPE (squaredpredictionerror).

La statistique SPE est un indice qui permet de détecter des situations anormales dans les données en analysant l'espace résiduel. Elle est calculée à l'aide de l'erreur d'estimation e et est donnée par la relation suivante :

$$SPE(k) = \| e(k) \|^2 = e^T e \quad (22)$$

Lorsque le processus fonctionne normalement, c'est-à-dire en l'absence de défaut, la valeur de la SPE se situe dans un intervalle spécifique. Cependant, en présence d'un défaut, la statistique sort de cet intervalle, ce qui entraîne une augmentation de la valeur de la SPE.

$$\text{-absence de défaut} \quad SPE(k) \leq \delta_\alpha^2 \quad (23)$$

$$\text{-présence d'un défaut} \quad SPE(k) > \delta_\alpha^2 \quad (24)$$

Dans le cas de l'ACP par intervalle, l'indice ISPE (IntervalSquaredPredictionError) est calculé à partir de la norme intervalle des résidus. Il est défini comme suit :

$$ISPE(k) = \| [\tilde{x}(k)] \|^2 = \sum_{j=1}^m \| [\tilde{x}_j(k)] \|^2 \quad (25)$$

Avec : $\| [\tilde{x}(k)] \|^2$ est la norme d'intervalle

$$\| [\tilde{x}_j(k)] \|^2 = \frac{1}{3} (\tilde{x}_j^2(k) + \bar{x}_j(k) \tilde{x}_j(k) + \bar{x}_j^2(k)) \quad (26)$$

Le seuil de confiance δ_α^2 du seuil de contrôle du SPE avec donné par :

$$\delta_\alpha^2 = \theta_1 \left[\frac{h_0 C_\alpha \sqrt{2\theta_2}}{\theta_1} + 1 + \frac{(\theta_2 h_0)(h_0 - 1)}{\theta_1^2} \right]^{1/h_0} \quad (27)$$

$$\theta_i = \sum_{j=l+1}^m \lambda_j^i. \text{ Pour } j = 1, 2, 3$$

$$h_0 = 1 - \frac{2\theta_2\theta_3}{3\theta_2^2} \quad (28)$$

$$C_\alpha = \theta_1 \frac{\left(\frac{\| e \|^2}{\theta_1} \right)^{h_0} - 1 - \frac{\theta_2 h_0 (h_0 - 1)}{\theta_1^2}}{\sqrt{2\theta_1 h_0^2}} \quad (29)$$

Avec : λ_j^i représente la j valeur propre de la matrice de covariance Σ

Le seuil de confiance δ_α^2 du seuil de contrôle du ISPE avec donné par :

$$\delta_\alpha^2 = gX_{h,\alpha}^2$$

$$g = \frac{b}{2a}, h = \frac{2a^2}{b} \quad (30)$$

Pour réduire l'impact du bruit sur les données et ainsi diminuer les fausses alarmes, nous pouvons utiliser le filtre de moyenne mobile pondérée exponentielle (EWMA) sur les résidus générés.

$$e_{(f)}(k) = (1 - \beta)e_{(f)}(k - 1) + \beta e(k) \quad (31)$$

Le SPE filtré noté $SPE_{(f)}$, est ensuite calculé à partir des résidus filtrés $e_{(f)}(k)$ comme suit :

$$SPE_{(f)}(k) = \|e_{(f)}(k)\| \quad (32)$$

2.2.3. Collecte des données

Dans cette phase, on a essayé de collecter les données nécessaires pour notre étude dans la durée de stage pratique au niveau de la société NAFTAL Berrahal.

La réception du gaz de pétrole liquéfié (GPL) est gérée au niveau de la salle de contrôle, qui est équipée par des ordinateurs qui fonctionnent en symbiose avec les armoires des automates programmables. Ces automates sont à leur tour supervisés par un système intelligent appelé SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

Le système de la réception du GPL équipé par des capteurs température, pression, densité et de débit.

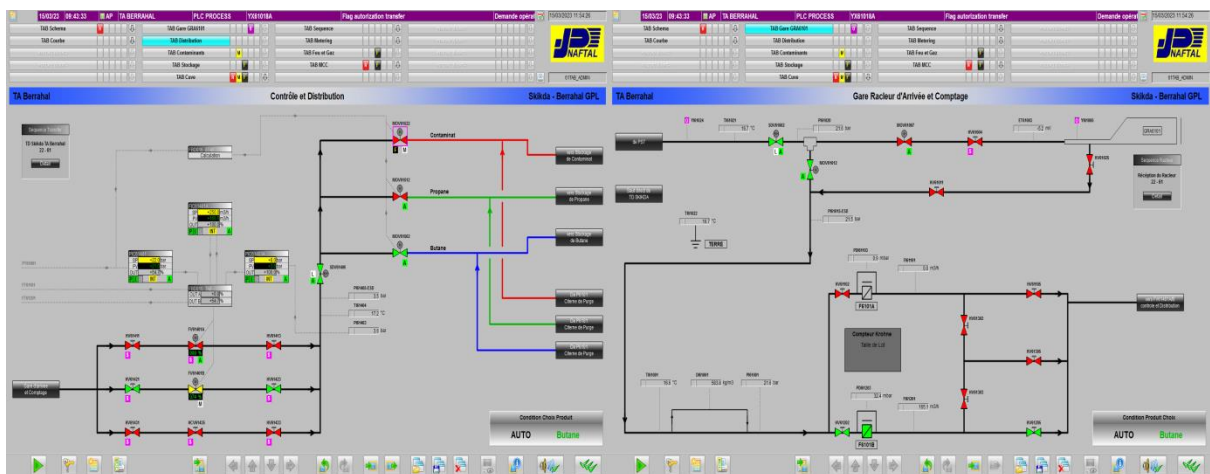


Figure 2.4 : système de la réception du GPL

Comme il n'y a pas d'enregistrement des valeurs fournies par les capteurs, nous avons capturé les courbes enregistrées à intervalles réguliers, par exemple toutes les demi-journées (figure 2.5). Ces instantanés ont ensuite été convertis en données tabulaires (tableau 2.2) à l'aide du logiciel Origine (figure 2.6).

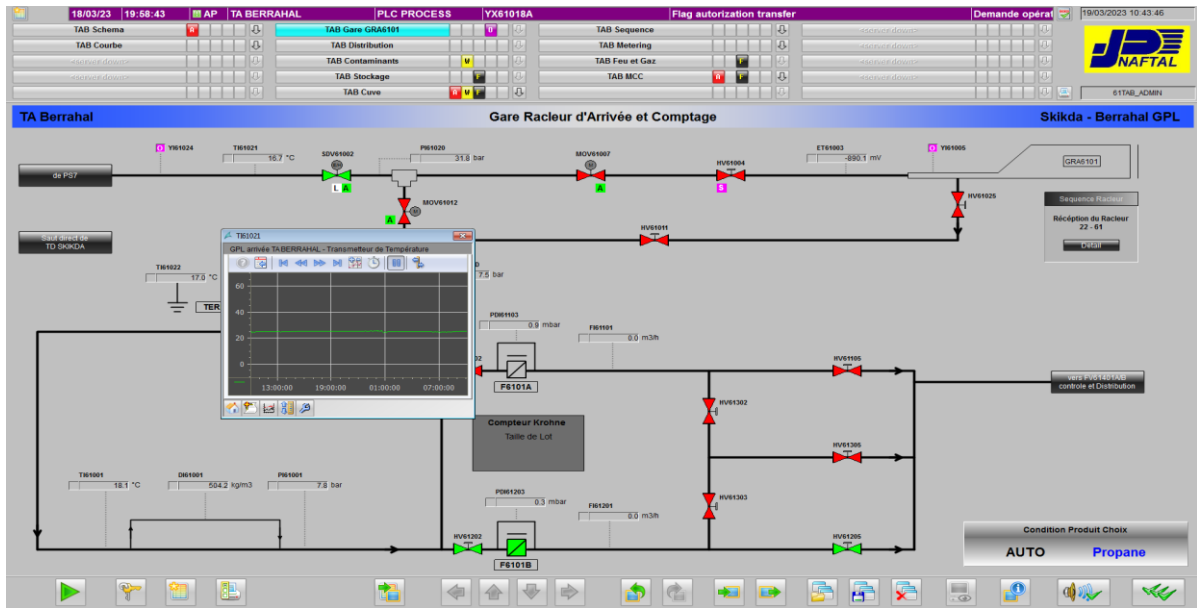


Figure 2.5 : capture d'une courbe d'historique des données d'un capteur TI61021

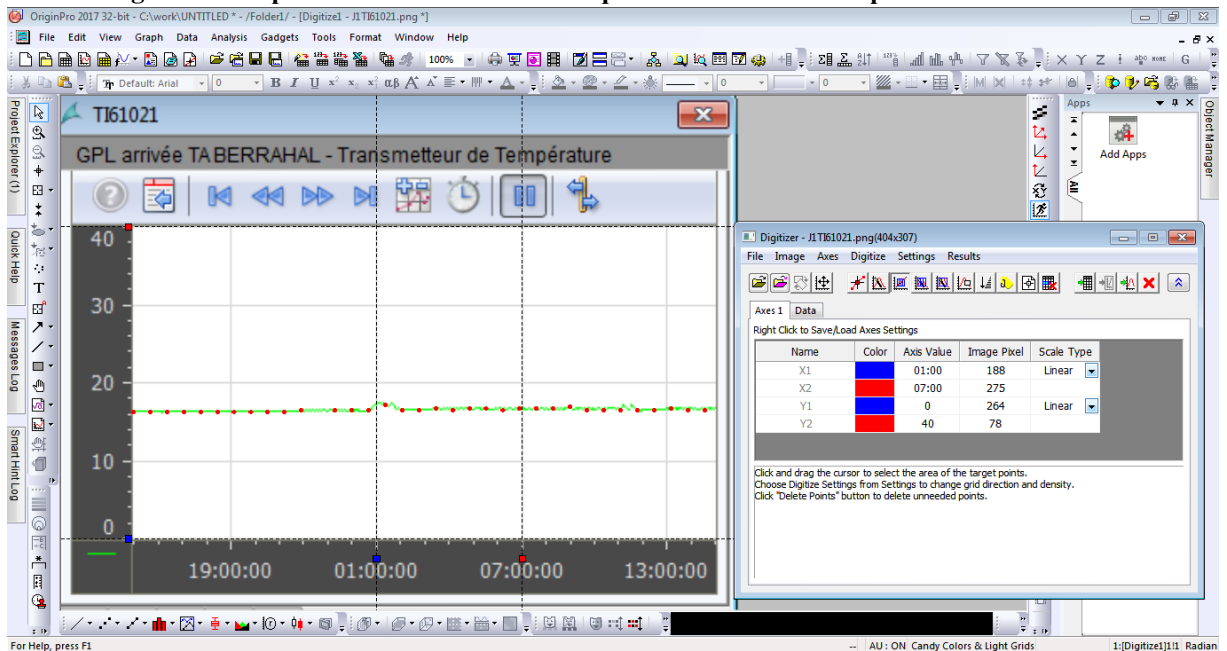


Figure 2.6 : Extraction des données par le logiciel origine

Tableau 2.1 : Exemple de données extraites par origine

Capteur TI61021	temps	01:22	02:04	02:45	03:27	04:08	04:50	...
	température	17,07499	16,42772	16,42772	16,64347	16,42772	16,64347	...

2.2.4. Analyse dysfonctionnelle par la méthode HAZOP

Nous appliquerons la méthode HAZOP pour identifier et évaluer les dysfonctionnements potentiels dans le système étudié. Cette méthode systématique nous permettra d'explorer en détail les différentes causes possibles de déviations indésirables et de leurs conséquences. Grâce à cette analyse, nous pourrions mettre en évidence les scénarios à risque et proposer des mesures préventives pour éviter les défaillances.

La méthode de diagnostic dysfonctionnelle HAZOP (Hazard and Operability Study) a été développée par la société imperialchemical industrie (ICI) au début des années 1970 elle a depuis été adaptée dans différents secteurs d'activité industriels telles que la pétrochimie, la

chimie, l'énergie, l'industrie pharmaceutique, etc...Le HAZOP utilisée dans le cadre de la maintenance industrielle pour identifier les dysfonctionnements potentiels et les conséquences qui en découlent.

La méthode HAZOP implique la création d'une équipe multidisciplinaire comprenant des experts en processus, en opérations, en maintenance, en sécurité, etc. Ces membres de l'équipe passent en revue le système ou le processus étudié, en examinant chaque élément individuel et en posant une série de questions systématiques pour identifier les scénarios de défaillance possibles. Les questions posées portent sur des aspects tels que les conditions de fonctionnement normales et anormales, les variations de pression, de température, de débit, les erreurs humaines potentielles, les défaillances des équipements, les problèmes de sécurité, etc.

Elle détermine également les mesures préventives et correctives qui peuvent être mises en place pour atténuer ou éliminer les risques identifiés. Ces mesures peuvent inclure des modifications de conception, des procédures de maintenance spécifiques, des formations supplémentaires pour le personnel, l'installation de systèmes de sécurité supplémentaires, etc...

La méthode inductive HAZOP s'apparente à AMDEC en ce qu'elle consiste à sélectionner une ligne ou un maillage, à sélectionner un paramètre de fonctionnement, à générer une dérive qui lui est associée, à vérifier sa crédibilité, à identifier les causes et les conséquences potentielles, à examiner les moyens de détection et de prévention des dérives, à proposer des recommandations et des améliorations, et passage à un nouveau paramètre. Cela permet une analyse approfondie de toutes les fonctionnalités et effectue une analyse approfondie[35], [48]–[52].

2.2.5. Effet de surpression sur une pipe corrodée par le logiciel ABAQUS

Nous nous concentrerons dans cette partie sur l'étude du comportement mécanique d'une pipe corrodée soumise à des pressions excessives. Nous examinerons les propriétés physiques et mécaniques du matériau du pipe, et nous effectuerons des simulations numériques pour évaluer sa résistance et sa capacité à supporter des charges élevées. Cette analyse approfondie nous permettra de déterminer les limites de fonctionnement de la pipe.

Donc Pour réaliser cette étape, nous nous intéressons à Abaqus, qui est un logiciel d'éléments finis développé en 1978 par ABAQUS.Inc (Dassault Systèmes).

La famille de logiciels ABAQUS est très réputée pour sa technologie, sa qualité et sa fiabilité. Elle s'est imposée comme une partie intégrante des processus de conception des entreprises mondiales dans tous les secteurs industriels, et est largement utilisée dans les industries automobile et aérospatiale, ainsi que dans le monde universitaire pour la recherche et l'enseignement. Il se compose de trois produits : ABAQUS/Standard, ABAQUS/Explicit et ABAQUS/CAE[53].

Abaqus couvre pratiquement tous les domaines de la physique, tels que la mécanique, la thermique, l'électrique (piézoélectrique et thermique), etc., ainsi que tous les types de problèmes : statiques et dynamiques, linéaires et non linéaires. Ce logiciel est doté de modules permettant la modélisation et l'introduction des données, ainsi que la visualisation des résultats (figure 2.7) [4].

Chapitre 2 : méthodologie de l'étude

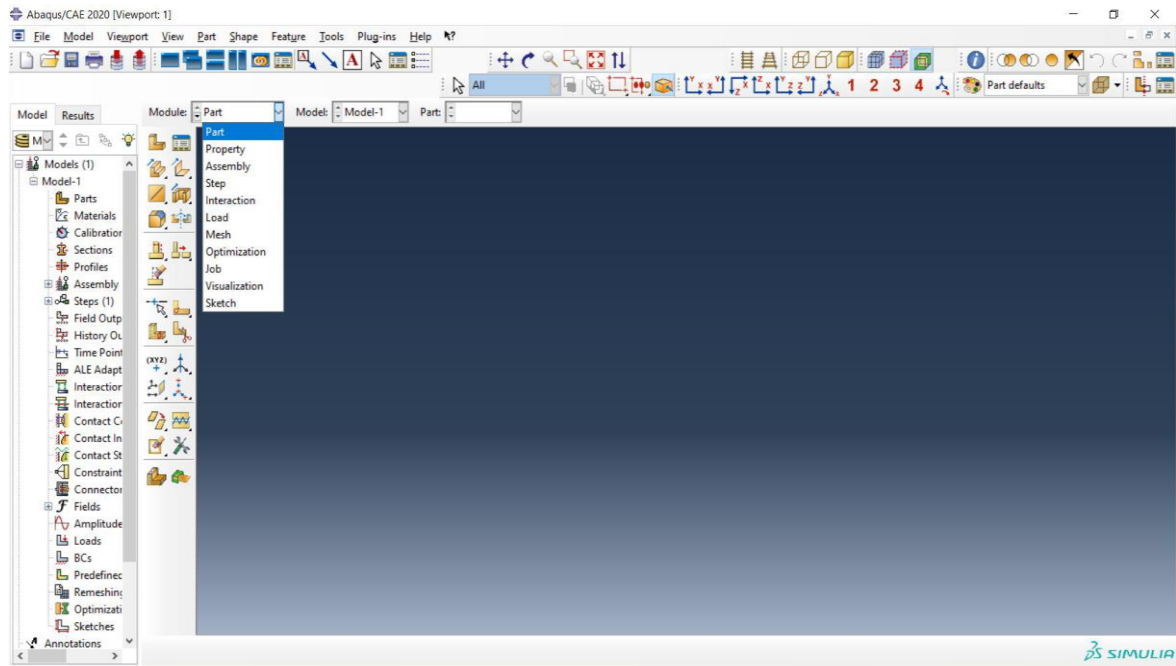


Figure 2.7 : fenêtre principale du logiciel ABAQUS

Dans le tableau suivant on va présenter les paramètres utilisés pour la simulation de la partie corrodé de pipeline exercé à une surpression.

Tableau 2.2 : Les paramètres utilisés pour la simulation

<i>Paramètres</i>	
<i>Diamètre externe</i>	<i>219(mm)</i>
<i>épaisseur</i>	<i>8(mm)</i>
<i>longueur</i>	<i>2000(mm)</i>
<i>matériau</i>	<i>API 5L GrB</i>
<i>Partie corrosion (L*l*e)</i>	<i>100*50*3(mm)</i>

2.3. Conclusion

Dans de ce chapitre, nous avons présenté la méthodologie adoptée pour cette étude, qui comprend l'utilisation de la méthode ACP, la méthode HAZOP et le logiciel Abaqus pour l'étude du comportement mécanique. Nous avons également abordé la méthode de collecte des données et le cas d'étude spécifique sur lequel nous nous sommes basés.

Chapitre 3 : résultats et discussions

Chapitre 3 : résultats et discussions

3.1. Introduction

Les zones de transport de GPL présentent des scénarios catastrophiques potentiels. Il est essentiel de disposer d'un système efficace pour garantir la fiabilité, la disponibilité, la maintenabilité et la sécurité. Ce chapitre propose une méthodologie pour identifier les défauts et proposer des mesures de prévention et de protection. La méthode de l'ACP par intervalles est utilisée pour analyser les données des paramètres de surveillance, ce qui permet de détecter rapidement les anomalies et de mettre en évidence les problèmes potentiels. La méthode HAZOP est appliquée pour évaluer les conséquences des écarts et proposer des actions préventives et correctives adaptées à différents scénarios.

Le logiciel Abaqus est utilisé pour simuler une conduite corrodée soumise à une déviation de pression excessive, confirmant les risques potentiels en l'absence de mesures préventives spécifiques pour éviter la défaillance. Les résultats démontrent l'efficacité de l'approche dans l'identification précoce des déviations et la mise en œuvre de mesures préventives efficaces, fournissant des informations précieuses pour la prise de décision et les stratégies préventives dans la surveillance et la maintenance des systèmes.

3.2. Diagnostic des défauts par ACP par intervalle

Dans cette section, nous présenterons les résultats d'un diagnostic basé sur l'analyse des composantes principales par intervalle afin de détecter les défauts du système. Nous utiliserons les données collectées dans le cadre de notre cas d'étude (le gazoduc de Berrahal) pour identifier les anomalies et les déviations potentielles des paramètres surveillés.

3.2.1. Description des données

Les données utilisées dans cette application sont des observations des capteurs de surveillance du système de transport et de distribution de GPL de CE Berrahal. Les données ont été collectées à l'aide de dix capteurs de quatre types différents : capteurs de pression, capteurs de température, capteurs de débit et capteurs de densité. Ces capteurs sont répertoriés dans le tableau (3.1).

Tableau 3.1 : les capteurs d'installation étudié

Capteur	Désignation	Unité
PI61001	Transmetteur de pression	Bar
PI61015-ESD		
PI61020		
PI61403		
PI61606		
PI61405-ESD		
TI61021	Transmetteur de température	°C
TI61404		
TI61001		
DI61001	Transmetteur de densité	Kg/m ³
FI61201	Transmetteur de débit	m ³ /h
FI61201		

Sur un total de 3878 données par capteur collectées entre le 14 et le 19 mars 2023, nous avons sélectionné une plage de 590 données par capteur pour représenter la phase des données

saines (fonctionnement normal), ainsi qu'une plage de 800 données par capteur pour représenter la phase des données défectueuses (fonctionnement anormal ou dégradé) pour chaque capteur. L'intervalle entre chaque observation est de 4 secondes. Nous avons introduit un intervalle au différentes variables du process correspondant à 5% de leurs variation afin d'y appliquer l'ACP par intervalle.

3.2.2. Application de l'ACP par intervalle

Après la normalisation des données intervalles, on procède au calcul matrices de covariances des centres et rayon, puis au calcul des vecteurs et des valeurs propres de cette dernière. Afin d'établir le modèle ACP du process nous devons choisir par la suite le nombre de composantes principales à retenir.

3.2.2.1. Choix du nombre de composante principale

Dans cette étape on va choisir le nombre des composantes principales à l'aide de critère PCV comme démontre la figure suivante :

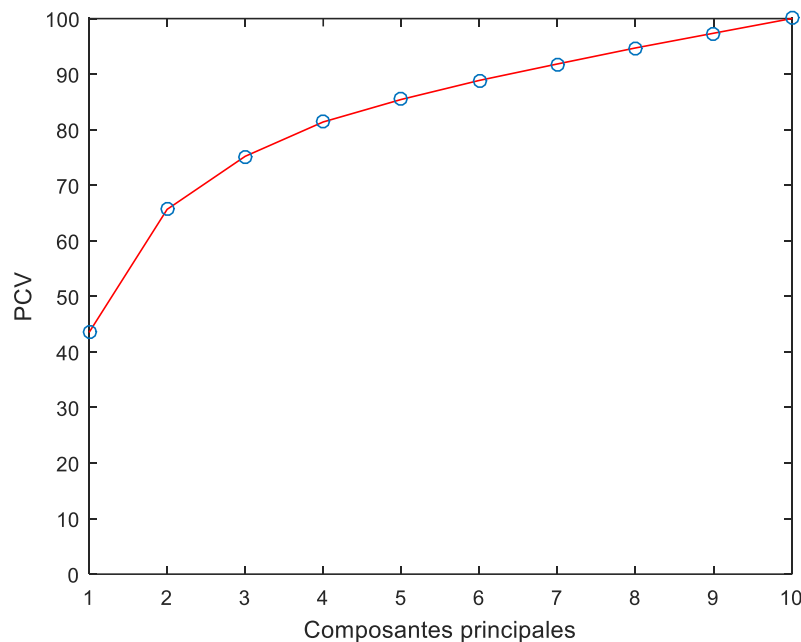


Figure 3.1 : Le nombre de PCs choisit par le critère PCV

D'après la figure 3.1, nous constatons que le nombre de composantes principales dominantes retenues est $l = 7$, ce qui correspond à un seuil de 90 %. Cela indique qu'il est crucial de surveiller attentivement ces 7 capteurs pour assurer un bon fonctionnement du système, car 90 % des informations se trouvent dans cette partie des observations. Cette observation met en évidence l'importance de ces capteurs pour une surveillance efficace du système.

Pour tester le bon fonctionnement du modèle ACP, on procède à une estimation des données du système par ACP, et à une comparaison avec les données initiales.

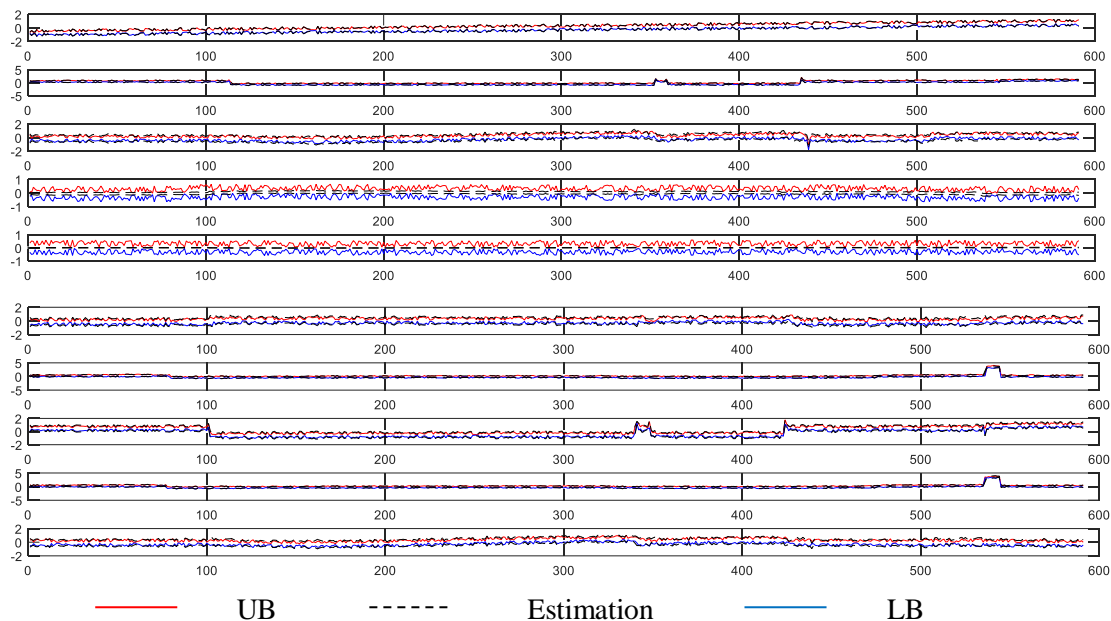


Figure 3.2 : Comparaison entre les données estimées et mesurées

D'après la figure 3.2, on peut clairement constater une excellente estimation des données grâce à l'utilisation du modèle ACP par intervalle, ce qui confirme le choix judicieux des composantes.

Les différences entre l'estimation par ACP et les données originales sont appelées résidus, et ils sont illustrés sur la figure 3.3. L'espace résiduel correspond généralement à l'endroit où les défauts du système seront projetés.

La figure 3.3 met en évidence que les résidus obtenus présentent des fluctuations autour de zéro, ce qui est une tendance normale pour ce type de mesures. Toutefois, il est également observé des valeurs aberrantes qui dépassent largement zéro. Ces valeurs peuvent être expliquées par la nature du système, qui dépend de périodes de transmission et des produits transmis qui ont des caractéristiques différentes (pression, densité...). Ces variations peuvent entraîner l'apparition de telles données. Pour cela il est important de prendre en compte cette dynamique du processus lors de l'analyse de ces données.

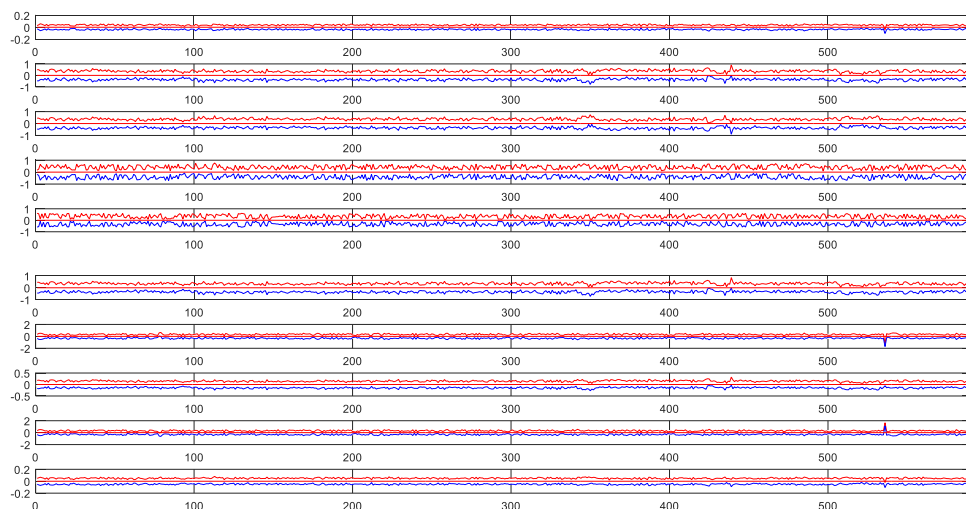


Figure 3.3 : Résidus du modèle ACP des données

3.2.2.2. Détection de défauts

Dans la suite de notre étude, nous calculons l'indice de détection statistique basé sur le modèle ACP par intervalle pour évaluer la présence de défauts dans le système de gazoduc. Pour ce faire, nous utiliserons la statistique SPE. Nous commencerons par effectuer le calcul dans un contexte sain afin de déterminer le seuil de détection requis.

Cas 1 : système sans défaut

La figure 3.4 ci-dessous illustrent l'indice ISPE dans un cas sain. Cet indice est calculé à partir de l'équation (25) (voir chapitre 2) pour déterminer le seuil de détection à 95% qui sera utilisé ultérieurement pour détecter les défauts. L'analyse des courbes obtenues à partir de ces calculs nous permettra de définir une limite claire pour distinguer les données normales des données anormales, facilitant ainsi l'identification des défauts dans le système.

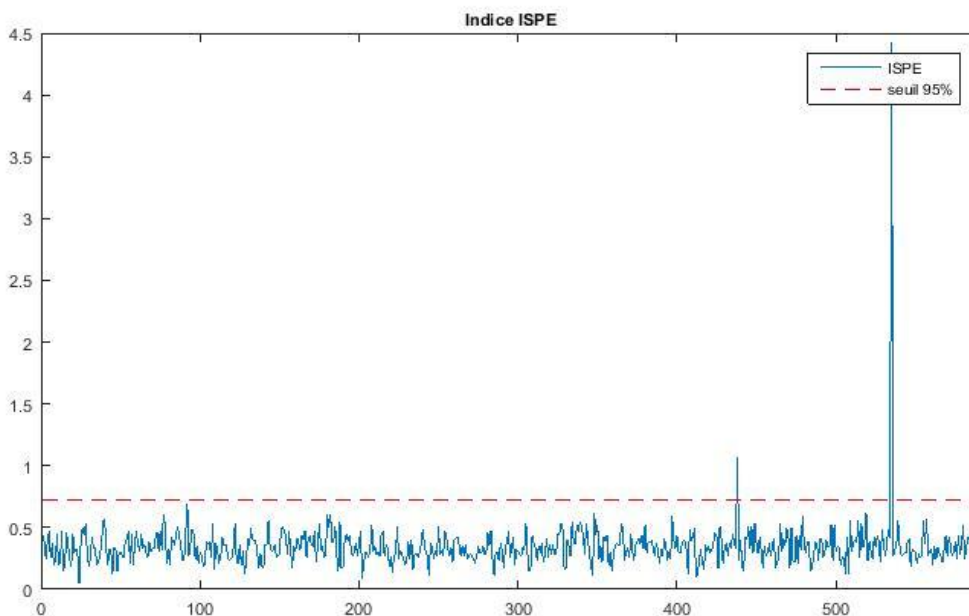


Figure 3.4 : Indice ISPE intervalle sans défauts

À partir de la figure 3.4, on peut observer la présence de fausses alarmes résultant d'erreurs de modélisation. Ces fausses alarmes sont principalement attribuables à la nature dynamique du système. Cependant, il est important de noter que ces valeurs aberrantes ne correspondent pas à des défauts réels, mais plutôt à des fluctuations normales du fonctionnement du système.

Cas 2 : système avec défaut

Après avoir établi le modèle ACP par intervalle, notre attention se porte maintenant sur la détection de défauts à l'aide de ce modèle. Pour cela, nous utilisons de nouvelles données qui présentent un défaut spécifique, à savoir une augmentation brusque de la pression causée par une défaillance de la vanne de commande. En utilisant les indices SPE de l'ACP classique, l'ISPE et pour l'ISPE filtré par le filtre EWMA (voire équation 31 dans chapitre 2), combinés aux seuils établis dans des conditions normales, nous sommes en mesure de déterminer la présence ou l'absence de défauts. Les résultats de cette analyse sont présentés dans les figures suivantes. Par ailleurs, nous avons également introduit une incertitude dans l'intervalle de 100 à 120 afin de tester la fiabilité de l'algorithme dans la détection précise des défauts et sa capacité à résister aux variations des données.

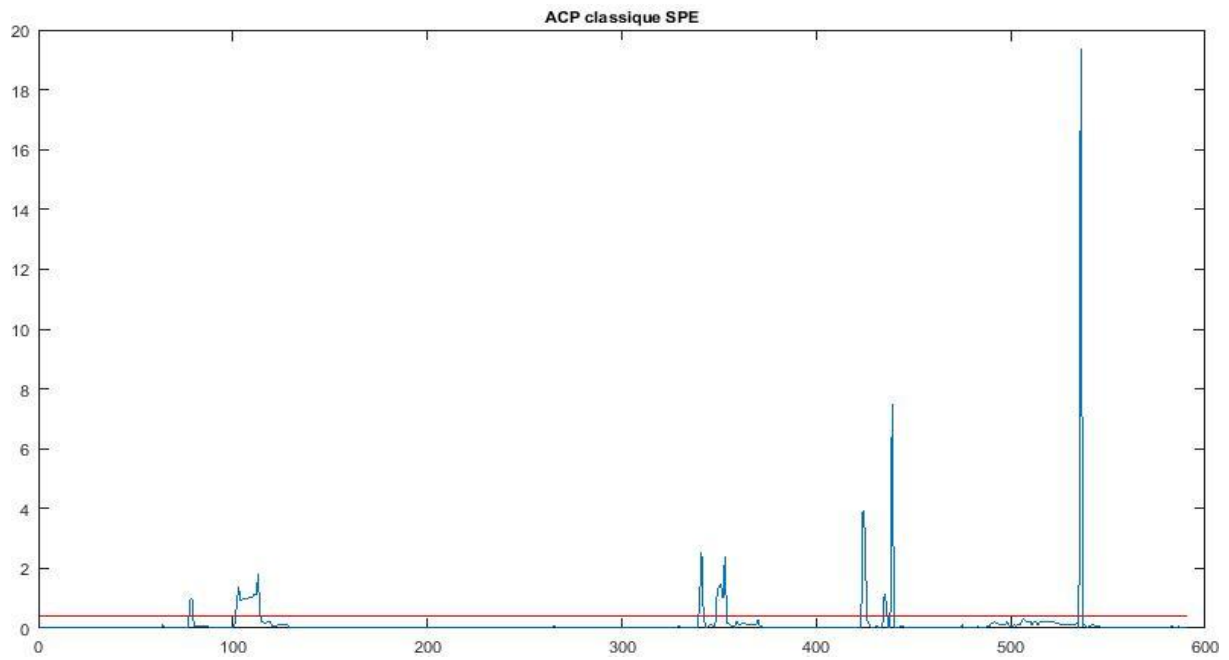


Figure 3.5 : Indice SPE d'ACP classique avec défauts

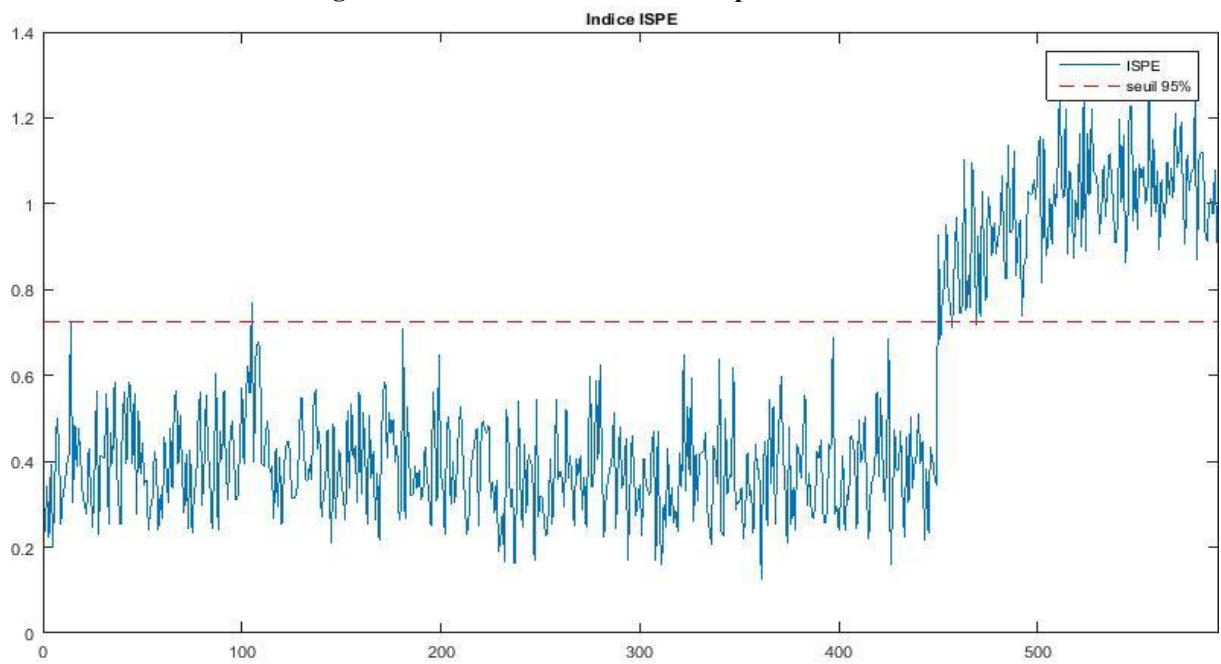


Figure 3.6 : Indice ISPE avec défauts

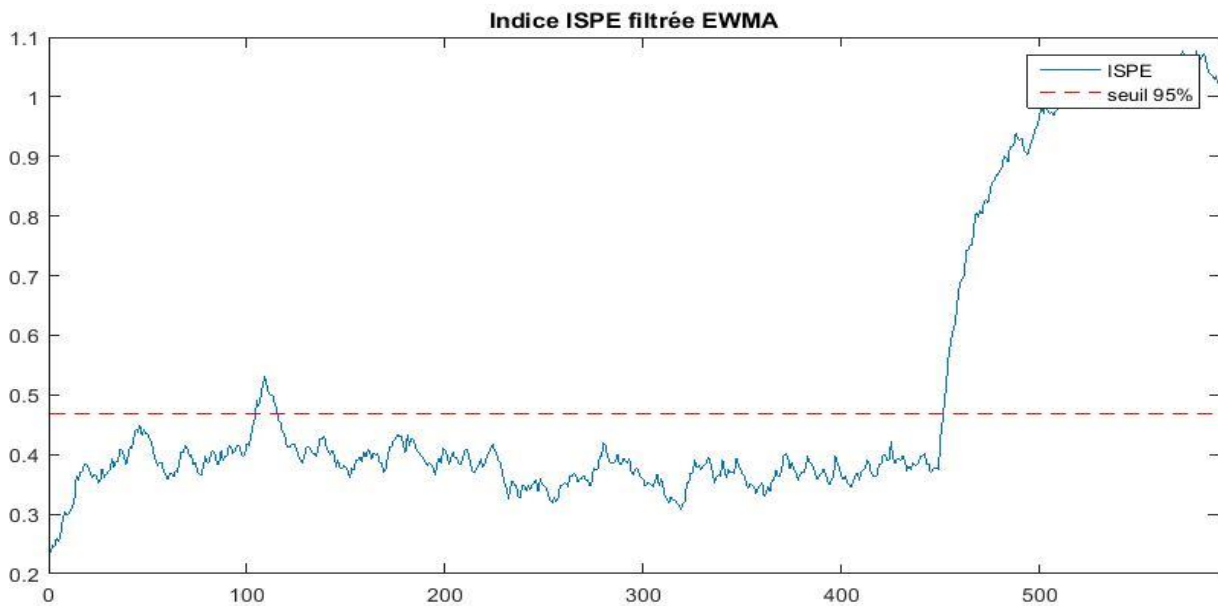


Figure 3.7 : Indice $ISPE_f$ avec défauts

D'après les figures précédentes, on remarque :

La figure 3.5 met en évidence les limites de la détection des défauts avec la méthode classique de l'indice de SPE basée sur l'analyse en composantes principales (ACP). Cette approche présente une performance faible et ne prend pas en compte les incertitudes. En effet, le modèle ACP classique est fortement influencé par les incertitudes, ce qui entraîne un grand nombre de défauts non détectés ainsi que de fausses alarmes.

Par contre La figure 3.7 montre clairement que l'indice ISPE offre une meilleure détection des défauts en ignorant les incertitudes. il identifie les anomalies de manière précise, réduisant ainsi les défauts non détectés et les fausses alarmes. Ainsi l'utilisation de l'indice ISPE améliore la performance de la détection des défauts en éliminant les fausses alarmes et en assurant une détection plus précise des défauts, indépendamment des incertitudes présentes dans les données.

L'indice $ISPE_f$, utilisant le filtrage EWMA (figure 3.7), présente les résultats de détection les plus satisfaisants parmi les autres statistiques, tout en maintenant un équilibre adéquat des taux de fausses alarmes et de détection. Selon la figure 4.13, cet indice élimine en grande partie les fausses alarmes grâce à l'application du filtrage EWMA.

D'après ceci on trouve que l'ACP par intervalles présente des avantages significatifs pour la détection des défauts. Elle offre une sensibilité légèrement non linéaire, permettant de capturer des relations complexes entre les variables. De plus, sa dynamique légère lui permet de s'adapter aux changements dans les données, assurant une détection efficace des défauts dans des conditions variables. En outre, l'ACP par intervalles prend en compte les incertitudes, ce qui permet de détecter les défauts tout en ignorant les variations normales. Globalement, cette approche offre une solution plus souple, adaptative et robuste pour la détection précise des défauts.

3.3. Analyse dysfonctionnelle par la méthode HAZOP

Dans cette partie, nous allons étudier des hypothèses basées sur la déviation des trois paramètres à surveiller, à savoir la pression, le débit et la température.

Paramètre 01 : pression

Tableau 3.3 : Analyse dysfonctionnelle pour le paramètre pression

Déviaton	Cause possible	Conséquence	g	p	cr	Prévention	Correction	Recommandation
Pas assez de pression	Défaillance de la pompe	Fluctuation d'alimentation	3	4	12	Maintenance préventive de la pompe	Utilisation de pompes de secours	Effectuer des inspections régulières des pompes, maintenir un programme de maintenance préventive et disposer de pompes de secours fonctionnelles
	Fuites dans le système de distribution	Perte de pression progressive Pollution	2	2	4	Vérification régulière des joints et des raccords	Utilisation de matériaux d'étanchéité de haute qualité	Effectuer des vérifications régulières des joints et des raccords pour détecter et réparer les fuites
Trop de pression	Défaillance de la vanne de sécurité	Eclatement de pipeline Incendie/explosion	3	4	12	Vérification régulière des vannes de sécurité	Utilisation de vannes de sécurité de haute qualité Système de purge Système d'extinction	Effectuer des tests de surpression périodiques pour évaluer la résistance et le bon fonctionnement des vannes de sécurité
	Obstruction dans le pipeline	Risque de rupture du pipeline	3	3	9	Maintenance préventive du pipeline	Utilisation de vannes de régulation de pression appropriées	Effectuer des inspections régulières pour détecter les obstructions potentielles et maintenir les vannes de régulation en bon état

Paramètre 02 : débit

Tableau 3.4 : Analyse dysfonctionnelle pour le paramètre débit

Déviaton	Cause possible	Conséquence	g	p	cr	Prévention	Correction	Recommandation
Pas assez de débit	Fuite dans le pipeline	Débit insuffisant Pollution incendie	3	4	12	Inspections régulières du pipeline Système de détection des gaz	Utilisation de matériaux résistants aux fuites Système d'extinction	Installer des systèmes de détection de fuites pour détecter et localiser rapidement les fuites et effectuer des réparations appropriées
	Vanne oublié fermé ou défaillante	Augmentation de pression Perturbation d'alimentation	4	4	16	maintenance préventive régulière surveillance / inspection utilisation d'un système de redondance	Maintenance régulière des vannes	Sensibilisation les opérateurs concernant ces situations Système de télésurveillance autour de toutes les installations
Trop de débit	Défaillance de la vanne de régulation	Variation non contrôlée du débit ou de la pression Risques pour la sécurité du personnel et l'environnement	3	4	12	Vérification régulière des vannes de régulation	Utilisation de vannes de régulation de haute qualité	Effectuer des tests de régulation pour garantir le bon fonctionnement des vannes de régulation et éviter les débits excessifs

Paramètre 03 : température

Tableau 3.5 : Analyse dysfonctionnelle pour le paramètre température

Déviaton	Cause possible	Conséquence	g	p	cr	Prévention	Correction	Recommandation
Trop de température	Défaillance du système de refroidissement	Surchauffe du système	3	4	12	Surveillance régulière de la température	Utilisation de systèmes de refroidissement de secours	Effectuer des inspections régulières du système de refroidissement et prévoir des systèmes de refroidissement de secours en cas de défaillance
	Conditions climatique	Risque d'incendie/ d'explosion				Maintenance régulière du système de refroidissement	Extinction mobile/ fixe	
	Fuite dans le système de refroidissement	Perte de capacité de refroidissement	2	2	4	Vérification régulière des joints et des raccords	Utilisation de matériaux d'étanchéité de haute qualité	Effectuer des vérifications régulières des joints et des raccords pour détecter et réparer les fuites

En examinant les résultats de l'analyse HAZOP, nous identifions les déviations liées à un manque de pression, un débit insuffisant et une température inadéquate. Ces déviations peuvent entraîner une performance réduite du système, une inefficacité opérationnelle et des fluctuations de l'alimentation en produit. D'autre part, nous avons également relevé les déviations liées à une augmentation de la pression comme détecter dans notre application précédente de la méthode ACP, du débit et une température hors norme. Ces déviations peuvent avoir des conséquences plus graves, telles qu'une défaillance du système, un éclatement de pipeline, des risques de sécurité accrus et des impacts environnementaux.

Pour prévenir ces déviations, il est essentiel de mettre en place des mesures de prévention et de Correction appropriées. Cela peut inclure l'installation de dispositifs de régulation de pression, la surveillance continue des débits, et la mise en place de systèmes de contrôle de la température ou de refroidissement.

Ces mesures préventives aident à maintenir les paramètres dans des plages acceptables, à éviter les déviations indésirables et à améliorer la fiabilité et l'efficacité du système de canalisation, tout en réduisant les coûts potentiels liés aux pannes et aux temps d'arrêt. Elles assurent ainsi le maintien des performances optimales du système, prolongent sa durée de vie et garantissent sa conformité aux normes de sécurité.

3.4. Simulation numérique

3.4.1. Modélisation de l'essai

La simulation de surpression sur une partie corrodée d'un gazoduc a été effectuée en utilisant le logiciel ABAQUS. Cette analyse a nécessité une utilisation séquentielle des différents modules disponibles dans ABAQUS/CAE.

3.4.1.1. Module PART

Dans le module PART nous avons créé les objets géométriques nécessaires à la définition géométrique de notre problème, en les dessinant dans ABAQUS CAE (Figure 3.8).

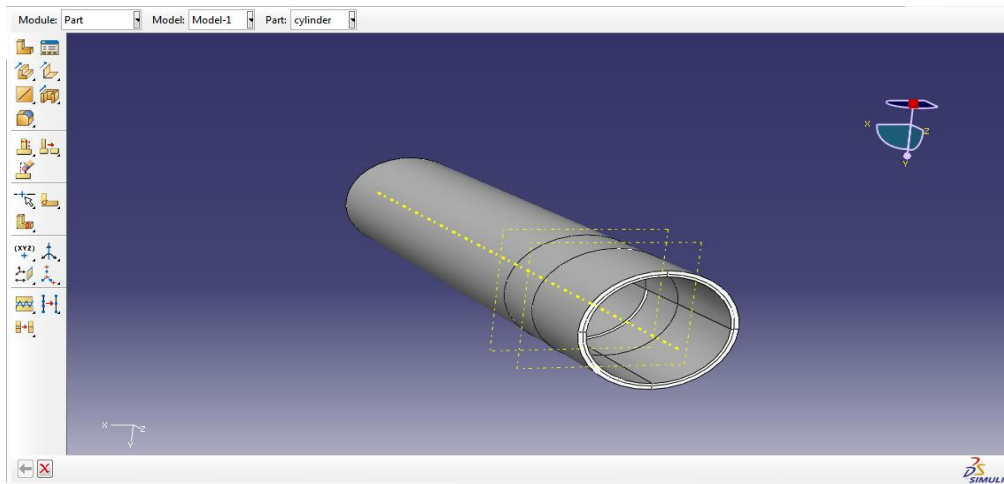


Figure 3.8 : Modélisation de la pipe corrodée dans le module Part

3.4.1.2. Module PROPERTY

À cette étape, nous avons identifié les propriétés mécaniques spécifiques de la conduite en utilisant le module PROPERTY (Figure 3.9).

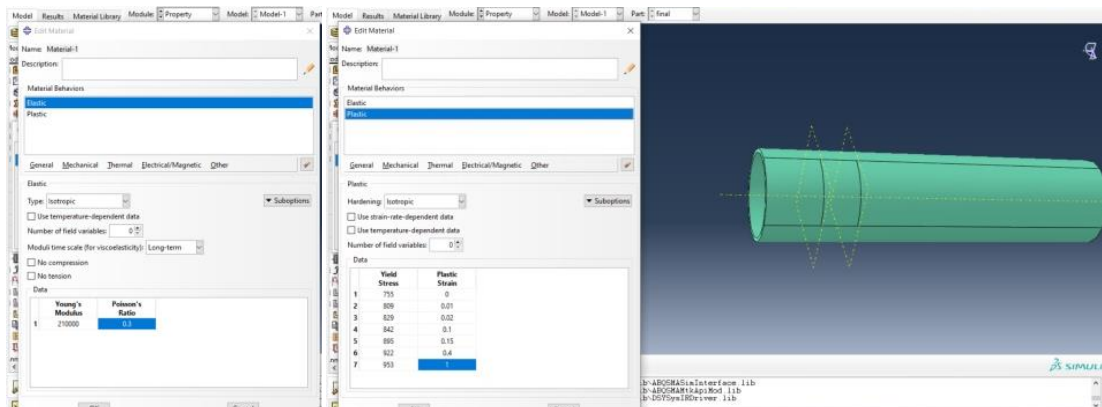


Figure 3.9 : définition des propriétés mécaniques de model

3.4.1.3. Module LOAD

Les conditions aux limites ont été établies afin de représenter au mieux les conditions réelles (Figure 3.11).

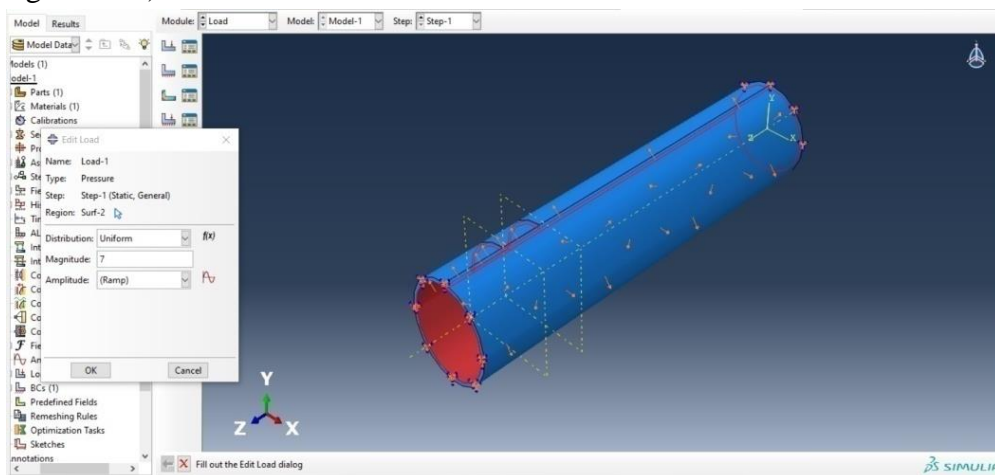


Figure 3.11 : Conditions aux limites appliquées

3.4.1.4. Module MESH

Dans ce module, nous avons utilisé un maillage structuré composé de cellules rectangulaires pour l'ensemble du pipeline. Le modèle comprend un total de 5953 éléments (figure 3.12).

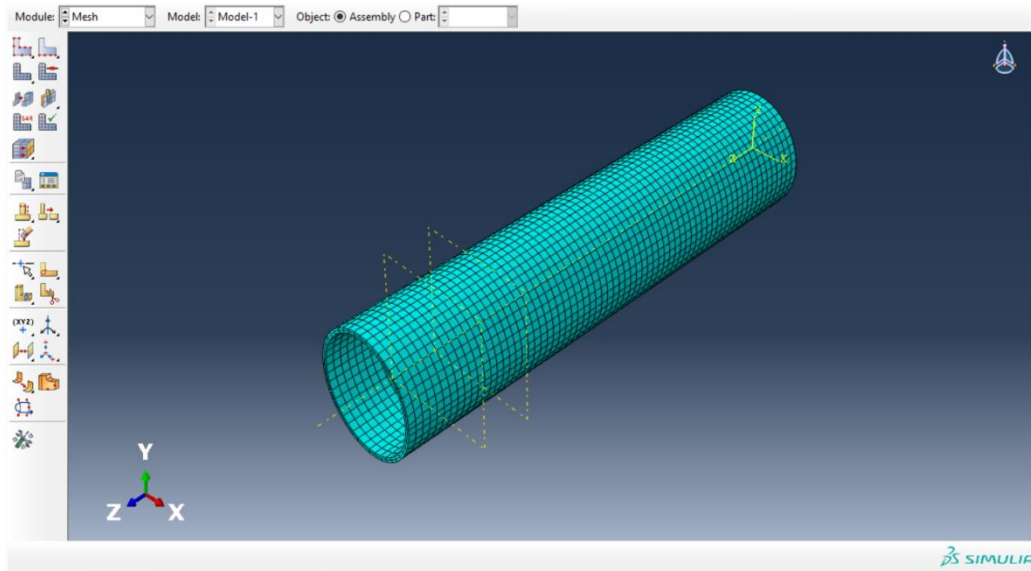


Figure 3.12 : Maillage du modèle élément fini de l'éprouvette avec les éléments

3.4.2. Résultat numérique

Le principal objectif de la simulation était d'étudier le comportement d'une pipe corrodée soumise à une surpression. Les résultats obtenus grâce à l'utilisation du logiciel ABAQUS ont été examinés et ont révélé que le pipeline subit des contraintes et des déformations maximales dans la région la plus sollicitée, qui correspond à la partie corrodée de l'éprouvette comme montré sur la Figure.3.13 et la Figure.3.14.

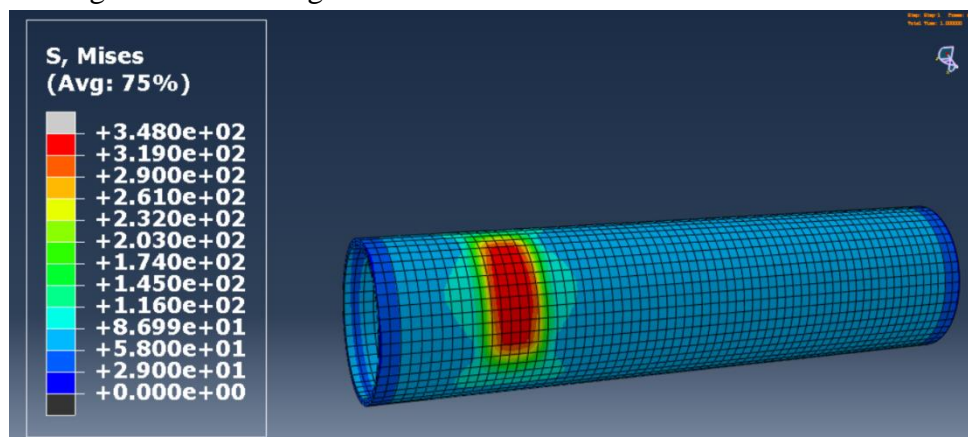


Figure 3.13 : présentation des contraintes

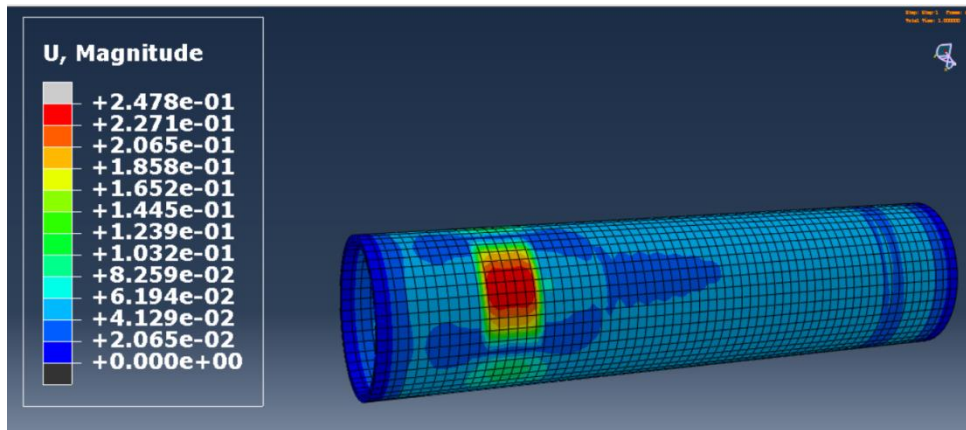


Figure 3.14 : présentation des déplacements

D'après les figures précédentes, nous observons que la valeur maximale de contrainte est de 348,00 N/m² (figure 3.13), ce qui est inférieur à la limite d'élasticité. Cela indique que le matériau se trouve proche de son domaine plastique. En ce qui concerne le déplacement (figure 3.14), il est de l'ordre du millimètre [mm] pour résister à la charge appliquée.

Il est important de souligner que la partie corrodée est particulièrement vulnérable, et au fil du temps, ces efforts peuvent aggraver la situation en raison de la fatigue du matériau. Il est donc crucial de prendre des mesures pour prévenir toute détérioration supplémentaire et garantir la durabilité du système.

3.5. Conclusion

Ce chapitre examine une étude portant sur le diagnostic des défauts des gazoducs en utilisant l'ACP par intervalle, la méthode d'analyse HAZOP et la simulation ABAQUS. L'application de l'ACP par intervalle a permis de détecter des écarts par rapport aux paramètres surveillés, entraînant des perturbations et des fausses alertes lors de la détection des défauts. Toutefois, cette méthode présente une limitation liée à la disponibilité des données. L'analyse HAZOP a identifié certains paramètres critiques tels que la pression, le débit et la température, qui ont un impact sur les performances du système, l'efficacité opérationnelle et les variations de l'approvisionnement en carburant. Des mesures préventives ont été proposées, telles que l'utilisation de dispositifs de régulation de la pression, la surveillance continue du débit et le contrôle de la température, afin d'améliorer la fiabilité, l'efficacité et les normes de sécurité. La simulation ABAQUS d'une pipe corrodée a révélé la vulnérabilité de la partie affectée par la corrosion interne soumise à une pression successive, mettant en évidence la nécessité de détecter rapidement ces défauts et déviations afin d'éviter des dommages et des interruptions coûteuses dans le transport et la distribution du gaz.

Conclusion générale

Conclusion générale

Cette étude met en évidence l'importance cruciale de la maintenance dans le secteur des gazoducs pour assurer un fonctionnement sûr et fiable. Les gazoducs sont des infrastructures essentielles pour le transport de l'énergie, mais maintenir leur état de fonctionnement optimal représente un défi complexe. Dans cette optique, notre étude propose une méthodologie intégrant l'Analyse en Composantes Principales (ACP), l'analyse HAZOP (Hazard and Operability Study) et l'utilisation du logiciel Abaqus pour prévenir les défaillances et garantir la durabilité des gazoducs.

L'utilisation de l'ACP par intervalle des données a révélé des déviations des paramètres à surveiller, entraînant des perturbations et des fausses alarmes lors de la détection des défauts. Bien que cette méthode ait montré des résultats prometteurs dans la détection précoce des anomalies, il est important de souligner que son utilisation est limitée par la disponibilité des données. Dans notre recherche, nous n'avons pas pu obtenir suffisamment de données pour exploiter pleinement le potentiel de cette méthode à cause aux conditions de stage qu'on a effectué.

L'analyse HAZOP a été efficace pour identifier les paramètres critiques tels que la pression, le débit et la température, qui ont un impact significatif sur les performances du système, l'efficacité opérationnelle et les fluctuations de l'approvisionnement en produits. Les mesures préventives recommandées, telles que l'utilisation de dispositifs de régulation de la pression, la surveillance continue du débit et le contrôle de la température, contribuent à améliorer la fiabilité, l'efficacité et la conformité aux normes de sécurité, assurant ainsi le maintien des performances optimales du système et prolongeant sa durée de vie.

L'approche utilisant le logiciel de calcul de structure ABAQUS pour évaluer une conduite corrodée a mis en évidence la vulnérabilité de la section affectée par la corrosion du gazoduc. Cette constatation souligne l'importance cruciale d'une détection des déviations et d'une réparation rapides des pannes afin de prévenir des dommages plus importants et des interruptions coûteuses dans le transport et la distribution du gaz. Il est essentiel de mettre en place des mesures préventives et de maintenance appropriées pour assurer la durabilité et la fiabilité des infrastructures de gazoducs, minimisant ainsi les risques potentiels et garantissant un approvisionnement en gaz sûr et ininterrompu.

Notre étude souligne l'importance de la maintenance proactive, de la surveillance continue et de la prise de mesures correctives rapides pour assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des gazoducs. En appliquant ces approches combinées, nous espérons contribuer à l'amélioration de la fiabilité et de la durabilité des infrastructures de transport d'énergie, assurant ainsi un approvisionnement continu en énergie tout en réduisant les impacts négatifs potentiels. La mise en œuvre de cette méthodologie offre des avantages considérables en termes de prévention des défaillances, de minimisation des coûts de maintenance et d'amélioration globale de la performance des gazoducs.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] B. Wafia, « Evaluation des risques liés aux transports de matières dangereuses dans la wilaya de Skikda », Thèse de Doctorat, Université du 20 Août 1955 de Skikda, 2021.
- [2] H.-W. Schiffer, « World Energy Resources 2016 », London, 2016.
- [3] É. DALEMONT et J. CARRIÉ, *Le pétrole*, 11^e éd. 108, boulevard Saint-Germain, 75006 Paris, 1992. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [4] ferhat mohamed, « Stockage Et Transport Des Hydrocarbures », université hamma lakhder, eloued. Consulté le: 15 mai 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://fr.scribd.com/document/463766928/Cours-de-stockage-et-transport-des-hydrocarbures-17-October-2019-pdf>
- [5] MINISTERE DE L'ENERGIE, « BILAN DES REALISATIONS DU SECTEUR DE L'ENERGIE ANNEE 2018 », 2018.
- [6] M. Nahal, « Etude mecano-fiabiliste des pipelines destines aux hydrocarbures », Thèse de Doctorat, Université Badji Mokhtar–Annaba, 2016.
- [7] M. H. Hayes, « Algerian Gas to Europe: The Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects. Working Paper #27 », *Geopolitics of Natural Gas Study*, p. 9-11, mai 2004.
- [8] Z. Bilal, « ANALYSE DU COMPORTEMENT DE SYSTEMES INDUSTRIELS PAR LES RESEAUX BAYESIENS POUR LA PREVENTION DES SCENARIOS INDESIRABLES », These de doctorat, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA, 2018.
- [9] Abdelkader KESSAB et Nour El Houda MOKTAR, « Corrosion des pipelines: Applications au tronçon Haoud ElHamra », Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem, 2020.
- [10] SAHRAOUI Aboubakr, « ETUDE DE LA CORROSION DES PIPELINES PETROLIERS », memoire de master, Mohamed Boudiaf University of M'sila, 2021.
- [11] TOUGGUI Youssef et HOUASNIA Imed, « Etude de la maintenance d'un pipeline dégradé par un type de fissure », memoire master, Université SAAD DAHLEB Blida1, 2016.
- [12] sahraoui Yacine, « OPTIMISATION DES METHODES D'INSPECTION DES PIPES », These de doctorat, BADJI-MOKHTAR-ANNABA UNIVERSITY, Annaba, 2014.
- [13] A. Hammouya, « Contribution à l'amélioration des barrières de sécurité dans un système industriel », badji mokhtar annaba university, 2021.
- [14] Julien CAPELLE, « Étude de la nocivité d'un défaut de type éraflure sur une conduite destinée au transport de gaz naturel soumise à une pression d'hydrogène », Thèse de Doctorat, Université Paul Verlaine de Metz, 2008.
- [15] T. NATECHE, « Réhabilitation et Renforcement des Canalisations sous pression en présence des défauts de surfaces », Université des sciences et de la technologie Mohamed Boudiaf (Oran), oran.
- [16] M. Askari, M. Aliofkhazraei, et S. Afroukhteh, « A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines », *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 71, p. 102971, nov. 2019, doi: 10.1016/j.jngse.2019.102971.
- [17] G. Domizzi, G. Anteri, et J. Ovejero-García, « Influence of sulphur content and inclusion distribution on the hydrogen induced blister cracking in pressure vessel and pipeline steels », *Corrosion Science*, vol. 43, n° 2, p. 325-339, févr. 2001, doi: 10.1016/S0010-938X(00)00084-6.

Bibliographie

- [18] « La Corrosion Rouille à Travers La Fuite De Gaz De Vapeur Du Tube à Douille Au Niveau De La Petite Isolation Du Pipeline. | Photo Premium ». https://fr.freepik.com/photos-premium/corrosion-rouille-travers-fuite-gaz-vapeur-du-tube-douille-au-niveau-petite-isolation-du-pipeline_19013534.htm (consulté le 16 mai 2023).
- [19] « Nigéria : Une explosion de pipeline fait sept morts », *Matin Libre*, 11 décembre 2019. <https://matinlibre.com/2019/12/10/nigeria-une-explosion-de-pipeline-fait-sept-morts/> (consulté le 16 mai 2023).
- [20] « Le Secrétariat Général du Gouvernement », 2020. <https://www.joradp.dz/HFR/Index.htm>
- [21] ISO/TC 67/SC 2 Systèmes de transport par conduites, « ISO 19345-1:2019, Industries du pétrole et du gaz naturel — Systèmes de transport par conduites — Spécifications de gestion de l'intégrité des pipelines — Partie 1: Gestion de l'intégrité des conduites terrestres durant leur cycle de vie complet », *ISO*. <https://www.iso.org/fr/standard/64659.html> (consulté le 18 mai 2023).
- [22] R. de l'énergie du Canada, « Une norme importante de sécurité des pipelines est maintenant accessible au public », 6 avril 2017. https://www.canada.ca/fr/regie-energie-canada/nouvelles/2017/04/une_norme_importantedesecuritedespipelinecestmaintenantaccessible.html (consulté le 18 mai 2023).
- [23] K. M. GmbH, « Exploitation et maintenance pour la gestion des pipelines ». <https://krohne.com/fr/services/services-associes-aux-solutions/exploitation-maintenance-gestion-pipelines> (consulté le 18 mai 2023).
- [24] « Normes », 10 janvier 2022. <https://www.controle-et-maintenance.fr/service/protection-cathodique/normes> (consulté le 19 mai 2023).
- [25] « Arrêté du 21/04/89 fixant la réglementation de sécurité pour les pipelines à hydrocarbures liquides ou liquéfiés | AIDA ». <https://aida.ineris.fr/reglementation/arrete-210489-fixant-reglementation-securite-pipelines-a-hydrocarbures-liquides> (consulté le 19 mai 2023).
- [26] AFNOR, « NFX60-010 Maintenance - Concepts et définitions des activités de maintenance », *Afnor EDITIONS*. <https://www.boutique.afnor.org/fr-fr/norme/x60010/maintenance-concepts-et-definitions-des-activites-de-maintenance/fa039463/56989> (consulté le 19 mai 2023).
- [27] « NF EN 13306 Maintenance - Terminologie de la maintenance », *Afnor EDITIONS*. <https://www.boutique.afnor.org/fr-fr/norme/nf-en-13306/maintenance-terminologie-de-la-maintenance/fa185755/1713> (consulté le 30 décembre 2022).
- [28] D. Bouami, *Le grand livre de la maintenance : Concepts, démarches, méthodes, outils et techniques*. AFNOR, 2019.
- [29] M. François et K. Claude, *Maintenance, Outils, méthodes et organisations efficaces*, 5e éd. Dunod, 2019.
- [30] C. Rachid, *Organisation Methodes et Outils de la Maintenance industrielle*. DAR ELHODA, 2016. Consulté le: 5 janvier 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://darelhouda.com/index.php?page=bookdetail&bookID=283>
- [31] D. Racoceanu, « Contribution à la surveillance des Systèmes de Production en utilisant les Techniques de l'Intelligence Artificielle », *Habilitation à diriger des recherches, Université de FRANCHE COMTÉ de Besançon, France*, 2006.
- [32] A. HAMMOUYA, R. CHAIB, I. VERZEA, et D. E. HAMMOUYA, « STUDY OF THE HUMAN WHOLE-BODY VIBRATION TRANSMISSION (CASE STUDY) », *ACTA TECHNICA NAPOCENSIS - Series: APPLIED MATHEMATICS, MECHANICS, and ENGINEERING*, vol. 64, n° 2, août 2021, Consulté le: 12 septembre 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://atna-mam.utcluj.ro/index.php/Acta/article/view/1604>

Bibliographie

- [33] A. Hammouya, *Évaluation de risque vibratoire dans le secteur industriel*. Éditions universitaires européennes, 2017.
- [34] Joelle Al Hage, « Fusion de données tolérante aux défaillances : application à la surveillance de l'intégrité d'un système de localisation », Université de Lille, 2016. Consulté le: 21 mai 2023. [En ligne]. Disponible sur: [https://www.researchgate.net/publication/324693866_Fusion_de_donnees_tolerante_aux_defaillances_application_a_la_surveillance_de_l%27integrite_d%27un_systeme_de_lo calisation](https://www.researchgate.net/publication/324693866_Fusion_de_donnees_tolerante_aux_defaillances_application_a_la_surveillance_de_l%27integrite_d%27un_systeme_de_localisation)
- [35] M. H. Mazouni, « Pour une Meilleure Approche du Management des Risques : De la Modélisation Ontologique du Processus Accidentel au système interactif d'aide à la décision », Institut National Polytechnique de Lorraine, 2008.
- [36] S. Benmoussa, « Approche Bond Graph pour la détectabilité et l'isolabilité algébriques de défauts composants », These de doctorat, L'université Lille 1, 2013.
- [37] M. Benslim, « Data driven approach for photovoltaic shading fault detection », UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA, Annaba.
- [38] CHETHOUTH Rachid et AMRI Abdenour, « Maintenance industrielle: pipes de transport des hydrocarbures », Université Mohamed Khider de Biskra, 2022.
- [39] L. BENSEDIK et M. BENOUIS, « Application des Études Statistiques à la Maintenance Préventive Industrielle des Pipelines de la Direction Maintenance de Laghouat », PhD Thesis, Université Ibn Khaldoun-Tiaret-, 2019.
- [40] H. Amel et H. Dhaker Ellah, « Maintenance conditionnelle basé sur l'analyse vibratoire d'un compresseur axial », présenté à the 2nd National Symposium on Process Safety and Sustainable Development, oran, déc. 2022.
- [41] K. Anani, « Diagnostic de systèmes non linéaires par analyse en composantes principales à noyau », phdthesis, Université de Lorraine, 2019. Consulté le: 1 juin 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://hal.univ-lorraine.fr/tel-02132788>
- [42] M.-F. Harkat, « Détection et localisation de défauts par analyse en composantes principales », PhD Thesis, Institut National Polytechnique de Lorraine-INPL, 2003.
- [43] Ait Izem Tarek, « Diagnosis of Uncertain Systems using Principal Component Analysis », These de doctorat, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA, 2018.
- [44] fayçal zidane et reda labouiz, « L'analyse en composante principale et indépendante pour le diagnostic des systèmes », memoire de master, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA, 2022.
- [45] J. Ragot, G. Mourot, A. B. Aicha, et K. BENOTHMAN, « Application de l'ACP par intervalles au diagnostic », *QUALITA*, 2011.
- [46] F. Palumbo et C. N. Lauro, « A PCA for interval-valued data based on midpoints and radii », in *New Developments in Psychometrics: Proceedings of the International Meeting of the Psychometric Society IMPS2001. Osaka, Japan, July 15–19, 2001*, Springer, 2003, p. 641-648.
- [47] N. C. Lauro, R. Verde, et A. Iripino, « Principal component analysis of symbolic data described by intervals », *Symbolic Data Analysis and the SODAS Software*, ed. E. Diday and M. Noirhomme-Fraiture, p. 279-312, 2008.
- [48] A. Hammouya et A. Kabouche, « Etude de phénomène BOIL OVER (Causes, conséquences et leurs barrières de sécurité) », in *Conférence: Conférence Internationale sur la Maintenance et la Sécurité Industrielle CIMSI '2017*, SKIKDA, 2017.
- [49] B. YAZID, « CONTROLE LES RISQUES PROFESSIONNELS MODES D'INTERVENTION », BADJI-MOKHTAR-ANNABA UNIVERSITY, 2011.
- [50] S. E. I. Bouasla, Y. Zennir, et E.-A. Mechhoud, « Risk Analysis Using HAZOP-Fault Tree-Event Tree Methodology Case Study: Naphta Stabilizer-A Reflux Drum (LPG

Bibliographie

- separation) in RA1K », *Algerian journal of signals and systems*, vol. 5, n° 2, p. 98-105, 2020.
- [51] J. L. Fuentes-Bargues, M. C. González-Cruz, C. González-Gaya, et M. P. Baixauli-Pérez, « Risk analysis of a fuel storage terminal using HAZOP and FTA », *International Journal of Environmental Research and Public Health*, vol. 14, n° 7, 2017, doi: 10.3390/ijerph14070705.
- [52] Y. ZENNIR, S. E. I. Bouasla, et E. Mechhoud, « Evaluation of Safety Instrumented System in a petrochemical plant using HAZOP-LOPA-Fault Tree Methodology: Case Study: Naphta Stabilizer-A Reflux Drum (LPG separation) in RA1K », in *2020 International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, IEEE, 2020, p. 1-7.
- [53] D. E. HAMMOUYA, « Etude du comportement mécanique en flexion 3points de deux composites stratifiés Verre/Epoxy [04] et[0/902/0] », mémoire de master, Université Badji Mokhtar Annaba, 2022.