

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique

Université Abderrahmane Mira

Faculté de la Technologie



Département d'Automatique, Télécommunication et d'Electronique

Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Télécommunications

Spécialité : Systèmes des Télécommunications

Thème

Mise en place d'une solution de détection de fuites pour la sécurisation
des oléoducs (SONATRACH)

Préparé par :

➤ MOULLA NESRINE

Dirigé par :

A. MEKHMOUKH

A. ALLICHE

K. MADDI

Examiné par :

M. SADJI

M. HADJI (président)

Année universitaire : 2023/202

Remerciements

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Tout d'abord, je remercie Dieu tout puissant de m'avoir accordé santé et courage pour pouvoir accomplir ce travail.

Je remercie mes encadrants, A. MEKHMOUKH & A. ALLICHE pour leur guidance, leur conseils précieux et leur soutien tout au long de ce travail. Leur expertise et leurs suggestions ont été d'une aide inestimable pour mener à bien ce projet.

Je souhaite également remercier l'ensemble des membres du département ATE de l'Université de Bejaia pour leur soutien académique et administratif, ainsi que pour l'accès aux ressources nécessaires à la réalisation de ce projet.

Je tiens à exprimer ma gratitude à l'entreprise SONATRACH, qui m'a permis de réaliser mon stage de fin d'études. Particulièrement à Mr K. MADDI qui a accepté de répondre à toutes mes questions et a permis de mener à bien ce travail. Sa contribution a été cruciale pour l'acquisition des ressources nécessaires pour mon travail.

Un grand merci à mes collègues et amis, pour leur encouragement, leur soutien moral et les nombreuses discussions enrichissantes qui ont souvent éclairé des aspects essentiels de ce travail.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à ma famille pour leur soutien inconditionnel, leur patience et leur compréhension tout au long de mes études. Leur présence et leurs encouragements ont été une source constante de motivation.

Enfin, je remercie tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire. Leur aide et leur soutien, qu'ils soient mentionnés ou non, ont été essentiels à l'aboutissement de ce projet.

Dédicace

Je dédie ce modeste mémoire :

À mes parents,

Pour avoir toujours cru en moi et pour m'avoir inculqué les valeurs de travail acharné et de persévérance. Leur foi en mes capacités a été un pilier sur lequel je me suis appuyé, et leur soutien a été essentiel à la réalisation de ce projet.

À ma famille/belle famille

Pour leur soutien indéfectible, leur amour inconditionnel et leur encouragement constant. Leur présence à mes côtés a été une source de force et de motivation tout au long de ce parcours académique. Je leur dédie ce mémoire avec toute ma gratitude et mon affection.

À Hani,

Pour sa patience, sa compréhension et son soutien sans faille durant les moments de doute et de fatigue. Ses encouragements ont été d'une aide précieuse dans l'accomplissement de ce travail.

À mes mentors et enseignants,

Pour leur guidance, leur expertise et leur dévouement à l'éducation. Leur enseignement et leurs conseils ont enrichi mon parcours académique et m'ont permis d'atteindre cet objectif.

À la mémoire de mes grands-parents (ZAHIR, MOURAD&KHEIRA), à Mon Oncle (Bizek)

À tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire,

Pour leur aide précieuse, leurs conseils avisés et leur soutien. Leur contribution, aussi petite soit-elle, a eu un impact significatif sur l'aboutissement de ce projet.

Merci à tous.

Nesrine Moulla

Liste des abréviations

BF	Beam Forming (Formation de Faisceau)
CLP	Contrôleur logique programmable
DCS	Distributed Control System (Système de contrôle distribué)
DRGB	Direction Régionale de Béjaïa
DSL	Digital Subscriber Line
DSP	Densité Spectrale de Puissance
DWV	Distribution de Wigner-Ville
ENPW	Extended Negative Pressure Wave (Onde de Pression Négative Etendue)
E-RTTM	Extended Real Time Transient Modeling (Modélisation Transitoire en Temps Réel Etendue)
FDC	Fonction de distribution cumulative
FDP	Fonction de distribution de probabilité
GEM	Gazoduc Enrico-Mattei
GPDF	Gazoduc Pedro Duran Farrell
HF	High Frequency
HRM	Réseau de Transport Hassi Rmel
LDS	Leak Detection System (Système de Détection de Fuites)
MUSIC	Multiple Signal Classification
NPW	Negative Pressure Wave (Onde de Pression Négative)
OPC	Open Platform Communications (système de connectivité ouvert)
OTDR	Optical Time-Domain Reflectometer
RTC	Réseau de Transport Centre (Béjaïa)
RTC	Réseau Transport Centre
RTE	Réseau de Transport Est (Skikda)
RTH	Réseau de Transport Hassi-Messaoud
RTI	Réseau de Transport In-Aminas
RTO	Réseau de Transport Ouest (Oran)

RTSS	Real-time Subsystem (sous-système d'exploitation temps réel)
RTTM	Real Time Transient Modeling (Modélisation Transitoire en Temps Réel)
SCADA	Supervisor Control and Data Acquisition
SLB	Statistical Line Balance (Solde de ligne statistique)
STC	Systèmes de Transport par Canalisation
TF	Transformée de Fourier
TFCT	Transformée de Fourier à Court Terme
TFD	Transformée de Fourier Discrète
TFR	Transformée de Fourier Rapide
TOC	Transformée en Ondelette Continue
TOD	Transformée en Ondelette Discrète
TRC	Activité Transport par Canalisation
TWV	Transformée de Wigner-Ville
UAD	L'unité d'acquisition de données
UTD	Unités terminales distantes
VHF	Very High Frequency

Table des figures

Figure I-1 Cartographie actuelle du Réseau de Transport	8
Figure I-2 Réseau de transport RTC Bejaia	10
Figure I-3 Organisation De Détail De La Direction Régionale Centre (RTC) De La Division Exploitation	11
Figure I-4 Terminal Arrivé Bejaia	13
Figure I-5 Organigramme du Département Maintenance / Sous-Direction Technique.....	16
Figure II-1 Classification des techniques de détection des fuites	20
Figure II-2 les différents pipelines que protège KROHNE en Algérie	29
Figure II-3 Fonction Principale d'un système de détection de fuite basé sur E-RTTM.....	30
Figure II-4 Détection de fuites par la méthode d'intersection des gradients.....	32
Figure II-5 Détection de fuites par la méthode d'onde de pression négative.	33
Figure II-6 Détection de fuites par la méthode d'onde de pression négative étendue.....	34
Figure II-7 Vue d'ensemble Pipeline	34
Figure II-8 Vue d'ensemble architecture	35
Figure II-9 Vue d'ensemble avec Unité d'Acquisition de Données.....	36
Figure II-10 Les éléments de l'Armoire	37
Figure II-11 Schéma général d'un système SCADA.....	38

Figure II-12 Installations PipePatrol dans le monde entier.....	39
Figure III-1 Echantillonnage et quantification d'une sinusoïde.....	45
Figure III-2 le produit de convolution de deux signaux discrets	47
Figure III-3 L'autocorrélation d'une sinusoïde	49
Figure III-4 TFR d'une sinusoïde.....	51
Figure III-5 Principe de la Transformée de Fourier à Court terme	53
Figure III-6 TFCT de trois sinusoïdes	54
Figure III-7 spectrogramme du signal test h=hamming (64).....	55
Figure III-8 Distribution de Wigner-Ville d'un Signal	57
Figure III-9 TWV du signal test	59
Figure III-10 TWV du signal analytique associé.....	59
Figure III-11 Transformée en Ondelette Continue de trois sinusoïdes	61
Figure III-12 TOC d'un Signal transitoire mesuré dans un pipeline	62
Figure III-13 TOC en utilisant la TF d'un Signal transitoire mesuré dans un pipeline	62
Figure III-14 Transformée en Ondelette Discrète de trois sinusoïdes.....	64
La Figure III-15 représente la TOD du signal réel. La décomposition est effectuée sur cinq niveaux.....	65
Figure III-16 TOD du signal réel.....	65
Figure III-17 TOD d'un Signal transitoire mesuré dans un pipeline	67

Figure III-18	Représentation du signal avec implémentation de la méthode Bartlett.....	71
Figure III-19	Représentation du signal avec implémentation de la méthode Laguna.....	73
Figure III-20	Représentation du signal avec implémentation de la méthode Capon	75
Figure III-21	Représentation du signal avec implémentation de la méthode MUSIC	78
Figure III-22	L'algorithme Bootstrap pour estimer l'écart type et les pourcentages	83
Figure III-23	Représentation des 9 Signaux mesuré et leur moyenne.....	86
Figure III-24	Intervalles de confiance de localisation des fuites en utilisant les méthodes percentile, intervalle standard et BCa,.....	89

Table des Matières

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Présentation de l'entreprise SONATRACH	4
I.1 Introduction	4
I.2 Présentation de l'entreprise SONATRACH [1].....	4
I.2.1 Histoire et Fondation	4
I.2.2 . Domaines d'activité	5
I.2.3 . Organisation et Structure.....	5
I.2.4 Importance économique et sociale	6
I.2.5 Défis et perspectives d'avenir	6
I.3 L'activité de transport par canalisation (TRC) [2] [3]	7
I.4 Le réseau transport centre de SONATRACH (RTC).....	8
I.4.1 L'oléoduc OB1 « Haoud El Hamra »	9
I.4.2 L'oléoduc Béni Mansour- ALGER / (OG1) "(OB1)	9
I.4.3 Gazoduc Hassi R'mel - Bordj Menaiel (GG1).....	9
I.5 Présentation de la direction régionale de Bejaia (DRGB)	11
I.5.1 Organisation de la DRGB.....	11
I.5.2 Situation géographique de la DRGB	11

I.5.3	. Présentation des différents départements	13
I.5.4	Le Département Maintenance	15
I.5.5	Le Service Télécom :.....	16
I.6	Objectif de notre travail :.....	17
I.7	Conclusions	18
Chapitre II	Les Systèmes de Détection de Fuites	19
II.1	Introduction	19
II.2	Importance de la détection des fuites	19
II.3	Classification des systèmes de détection de fuites [4] [5]	20
II.3.1	Système de détection de fuite de type logiciel [5]	21
II.3.2	Système de détection de fuite de type matériel [5]	22
II.3.3	Comparaison [5].....	25
II.4	Critères de sélection du système de détection de fuite pour pipeline	25
II.4.1	Critères de performances [4]	25
II.4.2	Limites théoriques de la détectabilité des fuites [4].....	26
II.4.3	Les facteurs spécifiques	27
II.5	Le système de détection de fuites Pipepatrol	28
II.5.1	Information PipePatrol [4]	30
II.5.2	Description fonctionnelle de PipePatrol [4].....	31

II.5.3	Vue d'ensemble [4]	34
II.5.4	Vue d'ensemble architecture [4]	34
II.5.5	Vue d'ensemble avec unités d'acquisition de données [4]	35
II.5.6	Interface avec DCS ou système SCADA [4]	37
II.5.7	Projets de référence internationaux de PipePatrol	39
II.5.8	Pourquoi choisir Pipepatrol Pas de fausses alarmes [4].....	40
II.6	Conclusion.....	41
Chapitre III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation		42
III.1	Introduction	42
III.2	Partie 1 : Etude des méthodes de traitement de signal et d'analyse spectrale	43
III.2.1	Analyse Temporelle	43
III.2.2	Analyse Fréquentielle.....	49
III.2.3	Analyse par Temps-Fréquence [10] [11]	52
III.2.4	Analyse Temps-Echelle.....	60
III.2.5	Analyse Spectrale [14]	68
III.3	Partie 2 : Approches Statistiques.....	80
III.3.1	La Méthode Bootstrap [14]	80
Conclusion Générale		92

Introduction Générale

Les hydrocarbures, composés organiques qui sont à la base de la majorité des énergies fossiles, jouent un rôle essentiel dans l'économie mondiale. Ils sont utilisés pour produire de l'énergie, fabriquer des produits chimiques, ainsi que pour les transports routiers, aériens et maritimes. Cependant, leur exploitation et leur transport sont également source de risques importants pour l'environnement et la sécurité.

Les fuites d'hydrocarbures peuvent survenir à tout moment, en raison de la fatigue du matériau, des défaillances techniques, des erreurs humaines ou des effets du temps. Lorsqu'elles se produisent, elles peuvent entraîner des dommages environnementaux graves, tels que la pollution des eaux et des sols, la destruction des écosystèmes et la perte de biodiversité. En outre, ces fuites peuvent également avoir des conséquences économiques importantes, notamment en termes de pertes de production et de coûts de nettoyage.

Selon les données de l'Organisation internationale de l'énergie (OIE), les fuites d'hydrocarbures ont causé environ 1 500 accidents graves dans les oléoducs et les pipelines au cours des 20 dernières années, ce qui a entraîné des pertes estimées à plus de 100 millions de dollars. De plus, ces fuites ont également menacé la sécurité des populations résidentes dans les zones concernées.

Les entreprises du secteur énergétique sont tenues de mettre en place des mesures pour prévenir et détecter les fuites d'hydrocarbures. Cependant, la détection précoce de ces fuites est souvent complexe et nécessite des méthodes fiables et précises. Les nouveaux matériaux et technologies émergentes offrent de nouvelles perspectives pour améliorer la détection des fuites d'hydrocarbures, mais il est essentiel de les évaluer soigneusement pour assurer une utilisation efficace et sécurisée.

Dans ce contexte, le présent mémoire a pour objet d'étudier les méthodes de détection avancées pour les fuites d'hydrocarbures dans les oléoducs de différentes stations de la société nationale SONATRACH. Nous allons examiner les technologies existantes, leurs avantages et leurs limites, ainsi que les nouvelles approches émergentes qui pourraient améliorer la fiabilité et la précision du système de détection utilisé par cette dernière.

Pour atteindre cet objectif, nous allons également examiner les différents types de fuites d'hydrocarbures, tels que les fuites d'hydrocarbures liquides, les fuites d'hydrocarbures gazeux, ainsi que les fuites d'hydrocarbures mixtes. Nous allons également analyser les causes les plus courantes qui entraînent ces fuites, telles que la fatigue du matériau, les défaillances techniques, les erreurs humaines ou des effets du temps.

Ensuite, nous allons présenter une revue de littérature sur les méthodes de détection existantes pour les fuites d'hydrocarbures, telles que les capteurs acoustiques, les capteurs magnétiques, les capteurs optiques, ainsi que les systèmes de détection par satellite. Nous allons également examiner les avantages et les inconvénients de chacune de ces méthodes.

Enfin, nous allons proposer une méthode de détection avancée pour les fuites d'hydrocarbures dans les oléoducs de différentes stations de la société nationale SONATRACH. Cette méthode sera basée sur l'utilisation d'un système de détection par satellite combiné avec un système de communication radio.

Ce mémoire est un aperçu exhaustif de la détection des fuites d'hydrocarbures, qui explore les différents aspects de ce phénomène complexe. Divisé en plusieurs chapitres, il couvre la présentation de l'entreprise Sonatrach, les systèmes de détection de fuites, la simulation d'une fuite et l'étude de la détection et de la localisation.

Le premier chapitre présente l'entreprise Sonatrach, notamment la direction régionale de Béjaïa, où j'ai effectué mon stage de projet de fin d'études. Ce chapitre fournit un contexte utile pour comprendre les activités de l'entreprise et les défis qu'elle rencontre en matière de détection des fuites d'hydrocarbures.

Le deuxième chapitre examine les systèmes de détection de fuites, incluant les technologies existantes et les nouveaux développements. Ce chapitre évalue les avantages et les inconvénients de chaque système, ainsi que les limites actuelles des méthodes de détection.

Le troisième chapitre simule une fuite d'hydrocarbures et étudie la détection et la localisation à l'aide des systèmes de détection examinés précédemment. Ce chapitre permet d'évaluer la précision et l'efficacité des méthodes de détection et de localisation.

Enfin, la conclusion résume les principaux résultats obtenus au cours de ce mémoire et examine les implications pour la pratique. Ensemble, ces chapitres fournissent une vue d'ensemble complète de l'état actuel de la détection des fuites d'hydrocarbures et des pistes à explorer pour améliorer cette technologie.

Chapitre I : Présentation de l'entreprise SONATRACH

I.1 Introduction

Sonatrach est la plus grande entreprise publique d'Algérie et l'une des plus importantes sociétés pétrolières et gazières du monde. Fondée en 1963, Sonatrach est chargée de l'exploration, de la production, du transport, du raffinage et de la commercialisation des hydrocarbures, ainsi que du développement de l'industrie pétrochimique en Algérie.

I.2 Présentation de l'entreprise SONATRACH [1]

I.2.1 Histoire et Fondation

L'histoire de la fondation de Sonatrach remonte à la période postindépendance de l'Algérie. Voici un résumé de ses origines :

•Contexte historique :

Après l'indépendance de l'Algérie en 1962, le gouvernement algérien a entrepris un processus de nationalisation de plusieurs secteurs clés de l'économie, notamment l'industrie pétrolière et gazière. Cette décision visait à reprendre le contrôle des ressources naturelles du pays, qui avaient été largement exploitées par des sociétés étrangères pendant la période coloniale.

•Fondation de Sonatrach :

En 1963, le gouvernement algérien a créé la Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures (Sonatrach). Cette entreprise était chargée de coordonner et de superviser toutes les activités liées aux hydrocarbures en Algérie, de l'exploration à la commercialisation. Depuis lors, elle a joué un rôle central dans l'économie du pays et dans le développement de son secteur énergétique.

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

I.2.2 . Domaines d'activité

- **Exploration et Production** : Sonatrach est engagée dans l'exploration et la production d'hydrocarbures en Algérie. Elle opère dans divers gisements pétroliers et gaziers à travers le pays, en exploitant les réserves d'hydrocarbures terrestres et offshore.
- **Transport** : Sonatrach gère un vaste réseau de pipelines pour transporter le pétrole brut et le gaz naturel des sites de production vers les installations de traitement et de distribution, ainsi que vers les terminaux d'exportation.
- **Raffinage** : L'entreprise possède et exploite plusieurs raffineries en Algérie, où elle transforme le pétrole brut en produits pétroliers raffinés tels que l'essence, le diesel, le fioul, le kérosène et le propane.
- **Commercialisation** : Sonatrach commercialise ses produits sur le marché national et international, en vendant du pétrole brut, du gaz naturel liquéfié (GNL), des produits raffinés et des produits pétrochimiques.
- **Pétrochimie** : Sonatrach est également active dans le domaine de la pétrochimie, en produisant et en commercialisant une gamme de produits chimiques dérivés du pétrole et du gaz, tels que les plastiques, les fertilisants et les solvants.

I.2.3 . Organisation et Structure

Sonatrach est une société d'État dont le siège social est situé à Alger, en Algérie. Elle est dirigée par un conseil d'administration et est divisée en plusieurs divisions et filiales, chacune étant responsable d'un aspect spécifique de ses activités.

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

I.2.4 Importance économique et sociale

Sonatrach est un pilier de l'économie algérienne, contribuant de manière significative aux recettes nationales grâce à ses exportations d'hydrocarbures. L'entreprise joue également un rôle crucial dans la création d'emplois et le développement des compétences en Algérie, en employant des milliers de personnes et en investissant dans la formation et le développement professionnel de ses employés.

I.2.5 Défis et perspectives d'avenir

Sonatrach est confrontée à plusieurs défis, notamment la nécessité de diversifier son économie pour réduire sa dépendance aux hydrocarbures, ainsi que de moderniser ses infrastructures et ses pratiques pour améliorer son efficacité opérationnelle et sa compétitivité sur le marché mondial. Malgré ces défis, Sonatrach continue de jouer un rôle crucial dans l'économie algérienne et est bien placée pour saisir les opportunités offertes par l'évolution du marché mondial de l'énergie.

Aujourd'hui, Sonatrach continue d'être un pilier de l'économie algérienne et joue un rôle crucial dans la fourniture d'énergie au pays ainsi que dans le développement de l'industrie pétrochimique et gazière. Son histoire de fondation témoigne de l'engagement de l'Algérie envers la gestion responsable de ses ressources naturelles et la promotion du développement économique national.

La DRGB est l'une des cinq directions régionales de transport par canalisations des hydrocarbures (TRC), et elle est rattachée directement à la division exploitation.

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

I.3 L'activité de transport par canalisation (TRC) [2] [3]

SONATRACH exploite un réseau de transport par canalisation des hydrocarbures (Pétrole Brut, Condensat, Gaz Naturel et Gaz Pétrole Liquéfié) composé de 22 Systèmes de Transport par Canalisation (STC) d'une longueur totale de 20 705 km.

Un STC est constitué d'une ou plusieurs canalisation(s) transportant des Hydrocarbures, y compris les installations intégrées, et les capacités de stockage liées à ces ouvrages, notamment les stations de compression, les stations de pompage, les postes de coupure, les postes de sectionnement, les lignes d'expédition, les postes de chargement à quai et en mer ainsi que les systèmes de protection cathodique, de comptage, de régulation, de télécommunications et de télécontrôle.

La gestion des dits STC s'opère à travers six (06) Directions Régionales (RTO, RTH, RTE, RTI, RTC, HRM) et deux (02) Directions Opérationnelles (GEM et GPDF).

Les capacités de transport réelles, réservées et disponibles des différents Systèmes de Transport par Canalisation déclarées pour l'année 2021 se présentent comme suit :

- Capacité totale réelle : 404,342 MTEP dont 264,182 MTEP concernant le Réseau Nord et 140,160 MTEP pour le Réseau Sud ;
- Capacité totale réservée : 229,467 MTEP soit 57 % de la capacité réelle ;
- Capacité totale disponible : 174,875 MTEP

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

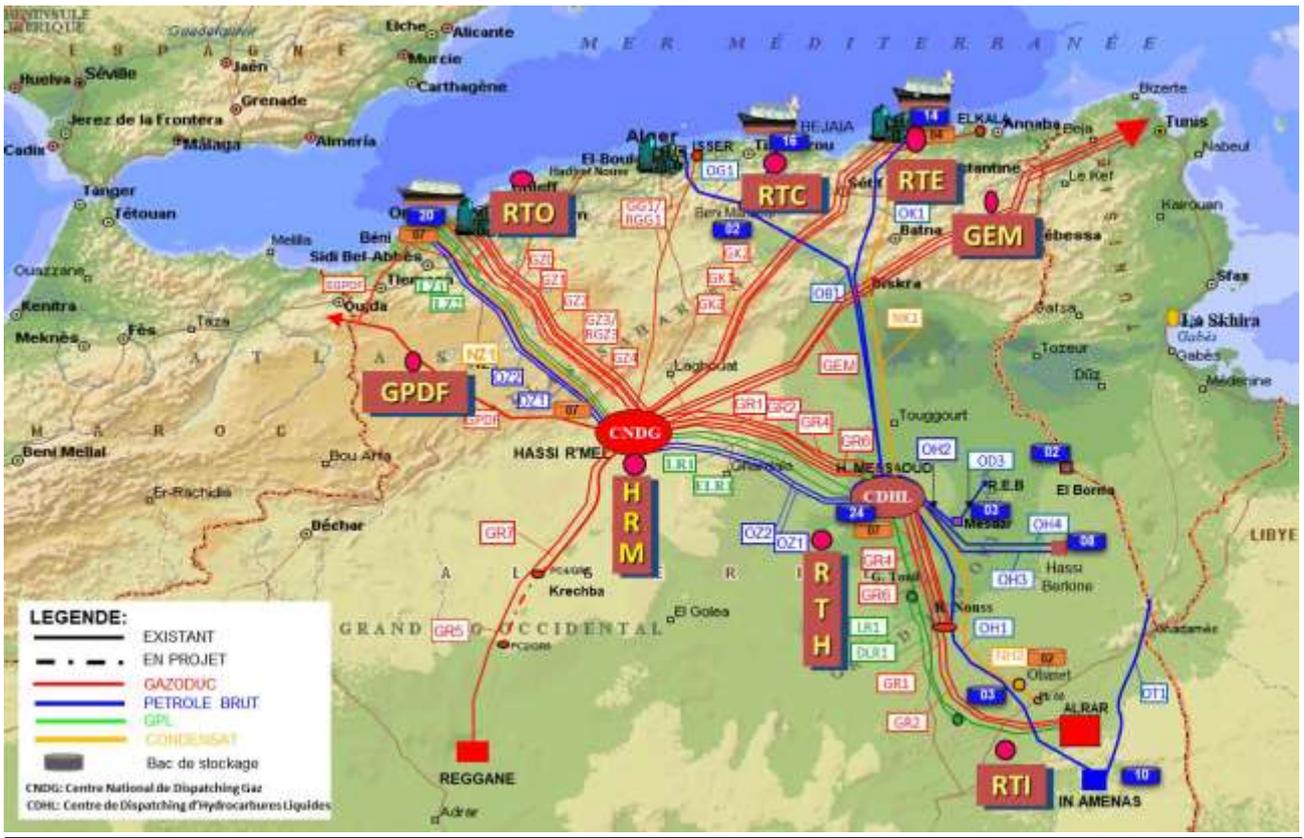


Figure I-1 Cartographie actuelle du Réseau de Transport

L'activité transport par canalisation est regroupée en divisions :

- Division Exploitation.
- Division Maintenance.

I.4 Le réseau transport centre de SONATRACH (RTC)

La région de transport de centre Bejaia (RTC) est l'une des cinq Régions de Transport du stockage, de la Livraison des Hydrocarbures de la Sonatrach couvrant l'activité de la branche transport par canalisation. Elle est chargée de l'exploitation de deux oléoducs, d'un gazoduc et d'un port pétrolier.

Elle gère les trois ouvrages énoncés précédemment à savoir :

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

I.4.1 L'oléoduc OB1 « Haoud El Hamra »

Réalisé en 1959, est le premier pipeline installé en Algérie par la société pétrolière SOPEG (société pétrolière de gérance). Il est d'une longueur 660Km et d'un diamètre de 24 pouces. IL possède une capacité de transport de 17 MTA, de pétrole brut et de condensat, vers le terminal marin de Bejaia et la raffinerie d'Alger.

I.4.2 L'oléoduc Béni Mansour- ALGER / (OG1) "(OB1)

Il est d'une longueur de 130Km et d'un diamètre de 16pouces il est piqué sur l'oléoduc « Haoud El Hamra » de Bejaia et alimente depuis 1970 la raffinerie d'Alger.

I.4.3 Gazoduc Hassi R'mel - Bordj Menaiel (GG1)

Il est d'une longueur de 473Km et d'un diamètre de 42pouces. Il approvisionne en gaz naturel, et ce depuis 1981, toutes les villes ainsi que tous les pôles du centre du pays. Il dispose d'une capacité de transport de 7 milliards de m³ par an.

Pour maintenir ces ouvrages en bon état de fonctionnement, la RTC assure les opérations de :

- Maintenance et de protection des installations.
- Conception et de réalisation de nouveaux projets.
- Entretien préventif.
- Gardiennage et surveillance.

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

Carte du Réseau de Transport RTC Bejaïa : [3]

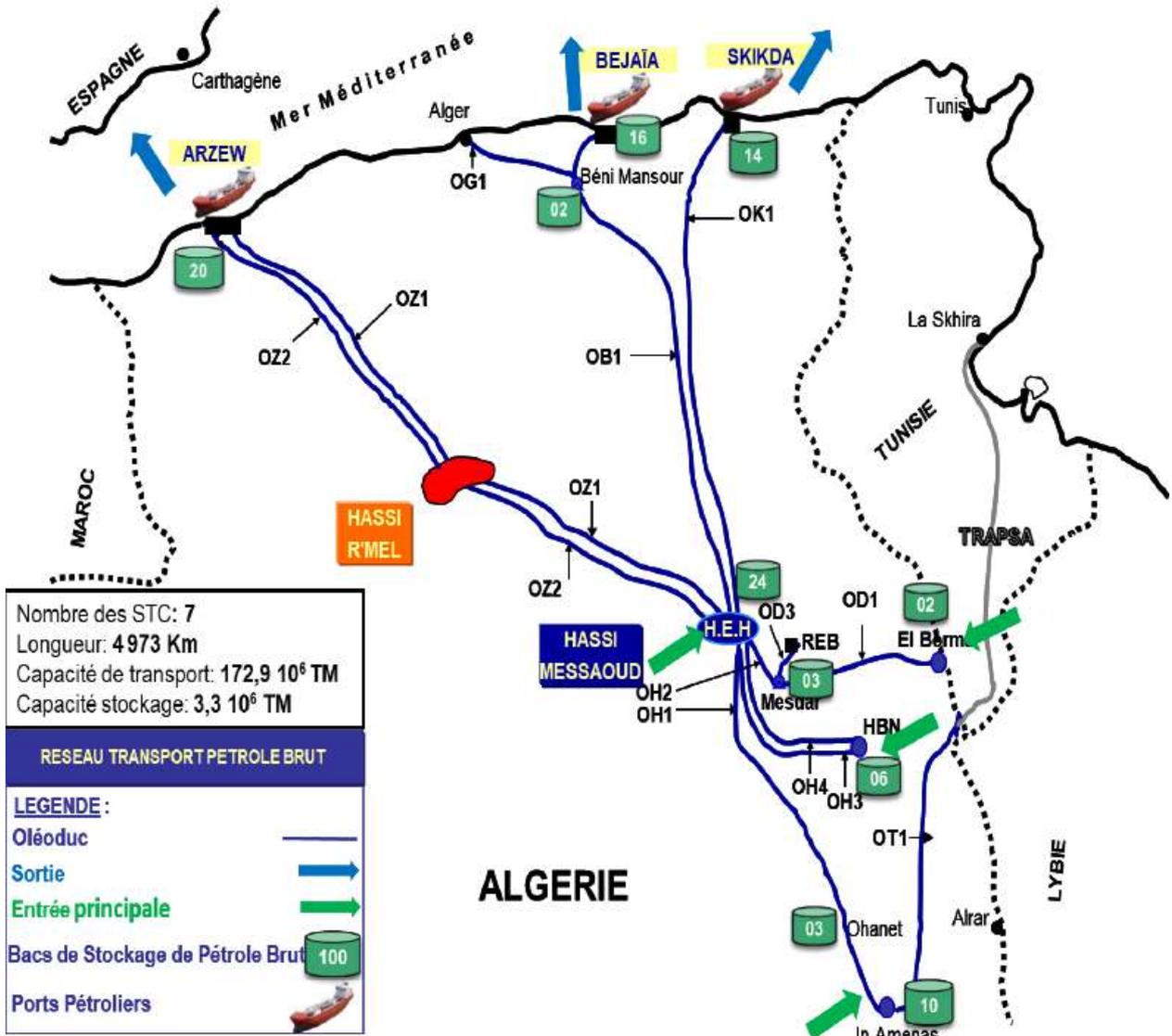


Figure I-2 Réseau de transport RTC Bejaïa

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

I.5 Présentation de la direction régionale de Bejaia (DRGB)

I.5.1 Organisation de la DRGB

Elle est organisée selon l'organigramme de la figure suivante :

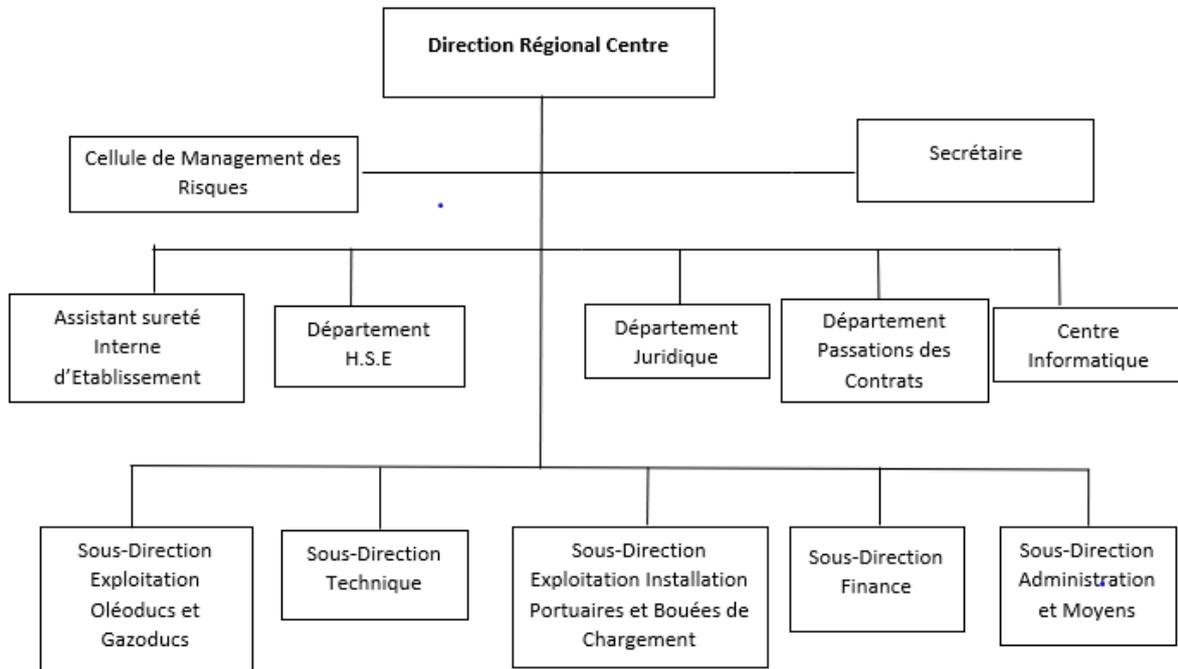


Figure I-3 Organisation De Détail De La Direction Régionale Centre (RTC) De La Division Exploitation

I.5.2 Situation géographique de la DRGB

Elle est située au nord de Bejaia (arrière port) et à l'entrée de la ville sur la zone industrielle. Elle s'étend sur une superficie d'environ 596601 m².

Son effectif est d'environ 480 travailleurs répartis sur 11 sites géographiques. Sa mission consiste en le transport, le stockage, et la livraison des hydrocarbures liquides et gazeux (condensat pétrole brut et gaz naturel) de la région centre du pays via les pipelines :

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

Elle est également chargée de l'exploitation de deux oléoducs, d'un gazoduc (comme cité précédemment) et d'un port pétrolier.

I.5.2.1 Le Port Pétrolier

Il est composé de deux postes de chargements de navires. Il permet ainsi, à partir d'un parc de stockage, le chargement de navires jaugeant jusqu'à 80000 tonnes au moyen d'une pompe comprenant 10 électropompes de 53000 chevaux de puissance totale, et plusieurs autres stations de pompage.

I.5.2.1.1 Le Terminal Nord

D'une surface globale de 3 600 510 m², il est composé de : (voir la **Figure I 4**)

- 12 bacs à toit flottant, d'une capacité de 35 000 m³.
- Un bac de purge à toit fixe de 29 000 m³, pour récupérer les purges des collecteurs et de manifold et recevoir le produit à l'entrée de la ligne lors d'une surpression.
- Le manifold permet d'envoyer le liquide arrivant par la ligne vers un réservoir choisi, de vidanger un bac ou plusieurs vers le poste de chargement et traverser le brut d'un bac à un autre.
- Groupe électropompe (GEP) composé de 7 unités.

I.5.2.1.2 Le Terminal Sud

Occupant une superficie de 123 925 m³, il est composé de (voir la **Figure I 4**)

- Quatre bacs de stockage à toit flottant, d'une capacité de 50 000 m³, d'un volume utile de stockage de 41 000 m³ pour chacun, d'une hauteur de 14,64 m.
- Le manifold sud assure les mêmes manœuvres que celui du nord

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

- Une pomperie de trois unités de différents débits.



Figure I-4 Terminal Arrivé Bejaia

I.5.3 . Présentation des différents départements

La DRGB est composée de quatre sous-directions qui sont elle-même décomposée en départements que nous allons décrire ci-dessous :

I.5.3.1 Sous-direction exploitation :

Est chargée de l'exploitation des installations de la région, elle est composée de deux départements :

- **Département exploitation liquide :** il a pour mission principale, l'organisation du transport de pétrole brut et du condensat dans les meilleures conditions et couts.

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

- **Département exploitation gaz** : il a pour mission principale, l'organisation du programme transport du pétrole brut et du condensat dans les meilleures conditions et couts, et assurer le bon fonctionnement du gazoduc.

I.5.3.2 Sous-direction Finance et Juridique

Elle a pour mission d'effectuer la gestion financière, de préparer le budget, d'assurer le contrôle de gestion et de prise en charge des affaires juridiques de la DRGB. Elle est organisée en trois départements : département finance, département juridique, département budget et contrôle de gestion.

- **Département budget et contrôle de gestion** : Son rôle essentiel est de s'assurer que les budgets sont respectés. Par ailleurs, il se charge d'élaborer le budget annuel de l'entreprise, comparer les prévisions faites avec les résultats obtenus et tirer.
- **Département juridique** : ce département a pour mission de prendre en charge les litiges nés entre la DRGB et les différents partenaires, et la préservation de tout le patrimoine de l'entreprise.
- **Département finances** : celui-ci a pour mission d'assurer la gestion financière de la DRGB, il est composé de deux services : comptabilité générale et trésorerie.

I.5.3.3 Sous-direction technique

Elle a pour mission d'assurer la maintenance et la protection des ouvrages, ainsi que l'approvisionnement, l'étude et le suivi de projets de réalisation de travaux neufs. Elle est organisée en quatre départements : département maintenance, département protection des ouvrages, département approvisionnement et transport et le département travaux neufs.

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

I.5.3.4 Sous-direction administration

Elle a pour mission la gestion des ressources humaines et les moyens généraux. Elle est organisée en trois départements : département administration et social, département ressources humaines et communication, département moyens généraux.

I.5.3.5 Enfin le centre informatique

Il est chargé de développer et d'exploiter des applications pour le compte de la DRGB ainsi que la maintenance des équipements informatiques.

I.5.4 Le Département Maintenance

Ce département très important au sein de la DRGB, il englobe des services d'entretien de la ligne de transport des hydrocarbures, il s'ajuste au premier plan par rapport à l'importance de ces activités. Ce département administre la gestion des services assurés par des branches opérationnelles telles que les directions fonctionnelles qui élaborent et veillent à l'application d'une politique et d'une stratégie de groupe. Elles fournissent l'expertise et l'appui nécessaire aux activités. Il est divisé en cinq services, sa structure est représentée dans la figure suivante :

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

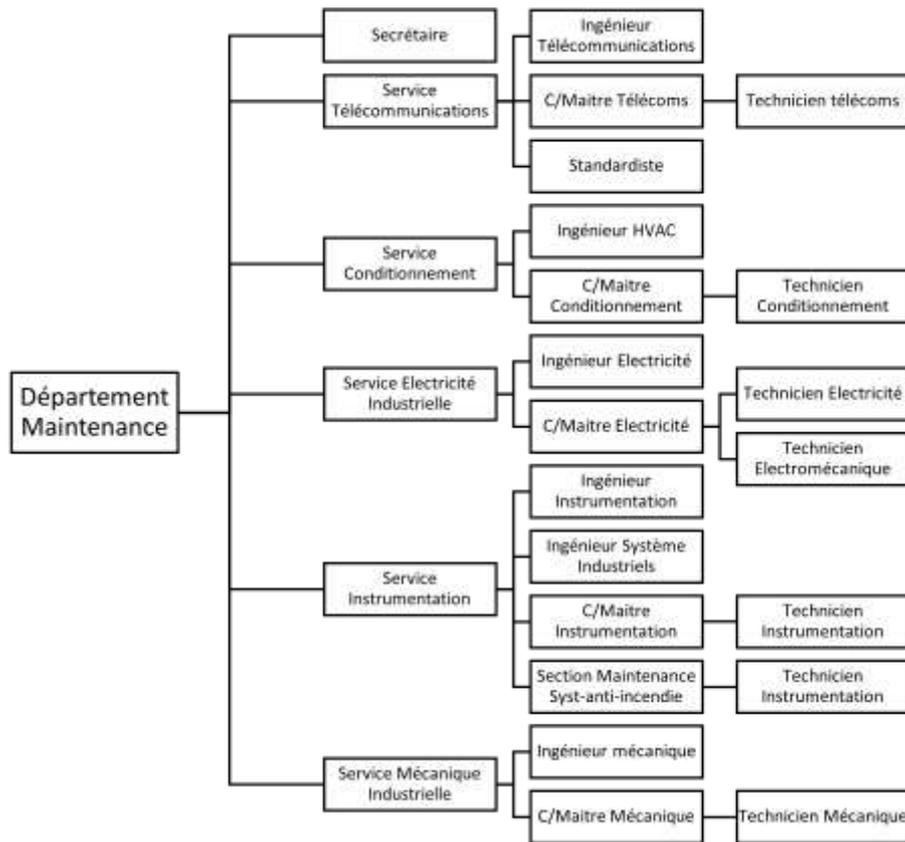


Figure I-5 Organigramme du Département Maintenance / Sous-Direction Technique

I.5.5 Le Service Télécom :

Chaque STC est doté de systèmes de contrôle/commande, de télémétrie et de télécommunication, permettant une exploitation optimale des installations. La qualité des supports de transmission implantés tout au long des canalisations confère une fiabilité à ces systèmes. La supervision de l'exploitation des ouvrages est assurée à partir des salles de dispatching situées au niveau des terminaux départs et arrivées, ainsi que dans chaque station de pompage ou de compression. Aussi, certains STC disposent de postes de visualisation déportés. Les systèmes de supervision et de télécommunications utilisés sont :

- Télémétrie et télé-exploitation SCADA (Supervisor Control And Data Acquisition) et conduites centralisées.
- Télégestion de la protection cathodique.

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

- Réseau de téléphonie interne de SONATRACH-SPA.
- Réseau Informatique.
- Radio VHF et HF (Very High Frequency et High Frequency).
- Téléphone conférence.
- Ligne spécialisée (local).
- Téléphone ligne fixe et ligne mobile.

I.6 Objectif de notre travail :

Les objectifs de ce mémoire sont les suivants :

- Examiner les méthodes traditionnelles de détection des fuites d'hydrocarbures, telles que la surveillance visuelle, les systèmes de détection de pression et de débit, ainsi que les technologies de détection par gaz.
- Analyser les lacunes et les défis associés aux méthodes traditionnelles de détection, tels que les fausses alarmes, les limitations de sensibilité et les coûts élevés de mise en œuvre et de maintenance.
- Explorer les avancées récentes dans le domaine de la détection des fuites d'hydrocarbures, notamment l'utilisation de capteurs intelligents, de l'intelligence artificielle et de l'analyse de données pour améliorer la précision et l'efficacité de la détection.

Chapitre I Présentation de L'entreprise SONATRACH

- Proposer des recommandations pour l'implantation de systèmes de détection avancés dans les industries pétrolières et gazières, en mettant en avant les avantages potentiels en termes de sécurité, d'environnement et d'économie.

I.7 Conclusions

Dans ce chapitre, on a décrit les missions de la direction régionale centre de SONATRACH (DRGB) Bejaïa

On a également présenté les activités de son département maintenance et plus précisément son service télécom.

Chapitre II Les Systèmes de Détection de Fuites

II.1 Introduction

Les systèmes de détection de fuites jouent un rôle crucial dans la gestion et la maintenance des infrastructures modernes, notamment dans les réseaux de distribution d'eau, les pipelines de pétrole et de gaz, ainsi que dans divers systèmes industriels. La détection précoce des fuites est essentielle pour prévenir les pertes de ressources, réduire les coûts d'exploitation, et minimiser les impacts environnementaux.

Il existe plusieurs technologies et méthodes utilisées pour la détection des fuites, chacune adaptée à des contextes spécifiques qu'on va présenter dans ce chapitre et plus précisément le système de détection de fuites Pipepatrol qui est utilisé dans la société SONATRACH.

II.2 Importance de la détection des fuites

Les fuites dans les systèmes de distribution peuvent entraîner des conséquences graves, telles que :

- **Pertes économiques :** Les fuites non détectées peuvent causer des pertes importantes de matières premières ou de produits finis, augmentant ainsi les coûts d'exploitation.
- **Domages environnementaux :** Les fuites de substances dangereuses, comme les hydrocarbures ou les produits chimiques, peuvent contaminer les sols et les sources d'eau, nuisant à l'environnement.
- **Sécurité :** Dans le cas des gaz ou des produits chimiques, les fuites peuvent poser des risques de sécurité pour les travailleurs et les populations avoisinantes.
- **Efficacité opérationnelle :** Les fuites peuvent affecter l'efficacité des systèmes, entraînant des interruptions de service et une maintenance non planifiée.

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

II.3 Classification des systèmes de détection de fuites [4] [5]

Cette partie donne une vue d'ensemble des différents moyens de détection et un certain nombre de méthodes/technologies de détection de fuite.

Les technologies de détection de fuite ont été classées en deux catégories principales, les méthodes basées sur le matériel et les méthodes basées sur un logiciel. Les méthodes basées sur le matériel exigent des instruments de détection spécifiques, alors que les méthodes basées sur un logiciel utilisent quant à elles, des instruments standards tels que les transmetteurs de pression, de température et de débit.

On peut les résumer dans la **Figure II-1** suivante :

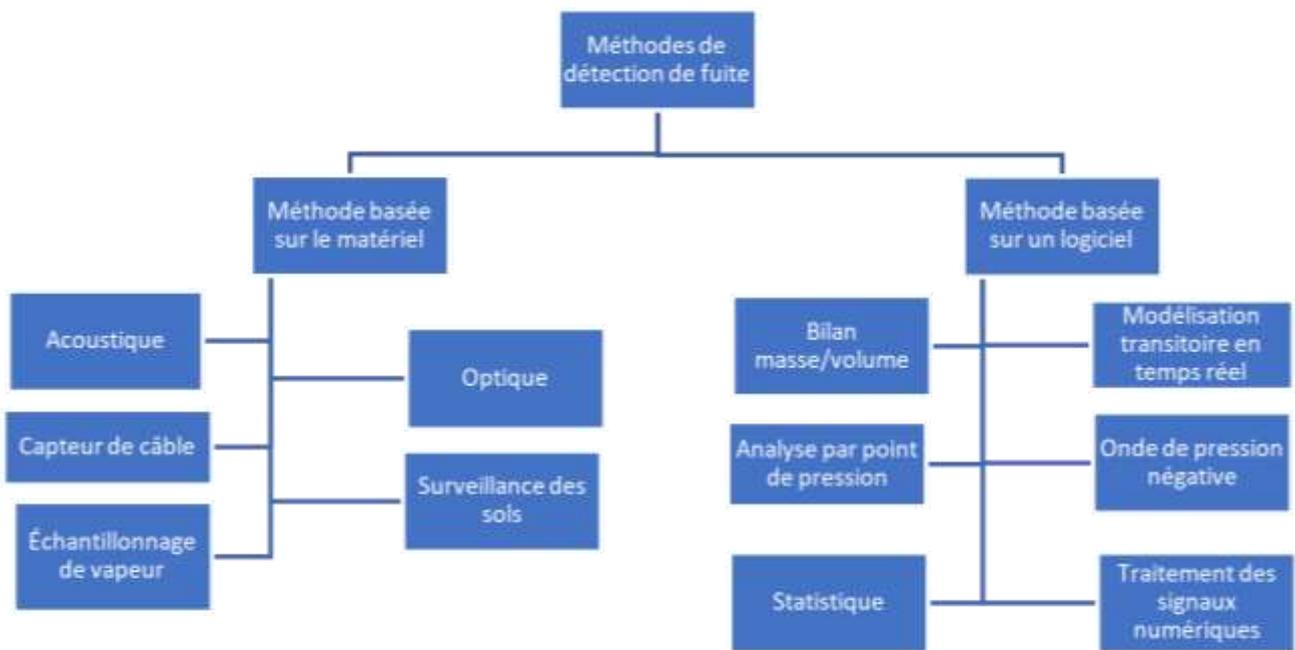


Figure II-1 Classification des techniques de détection des fuites

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

II.3.1 Système de détection de fuite de type logiciel [5]

II.3.1.1 Bilan Matière (Masse/Volume) :

Cette méthode détecte la présence de fuites en mesurant puis en calculant la masse / volume à deux sections du pipeline, en général à l'entrée et à la sortie d'un segment droit de la canalisation.

II.3.1.2 Modélisation en Temps Réel (Real Time Method)

Cette méthode mathématique modélise le fluide s'écoulant à l'intérieur du pipeline. Les équations utilisées pour créer le modèle, proviennent de la conservation de la masse, de la quantité de mouvement, de l'énergie et de l'équation d'état. Les valeurs calculées par le modèle en temps réel sont alors comparées aux valeurs mesurées. Les écarts entre ces deux valeurs sont ensuite utilisés afin de déterminer la présence ou non de fuite sur le pipeline.

II.3.1.3 Analyse de Point de Pression

Cette méthode compare la valeur de la pression en cours avec une valeur théorique calculée sur une période de temps. Le logiciel, en appliquant une analyse statistique, décèle les écarts de pression entre ces deux valeurs pour déterminer la présence de fuite.

II.3.1.4 Onde de pression négative

Cette méthode est basée sur la loi de conservation de l'énergie. L'apparition d'une fuite crée un flux de liquide ou de gaz dans l'environnement, qui à son tour libère la pression à l'intérieur du pipeline, générant une onde de pression négative (NPW). Cette onde se propage en aval et en amont à la vitesse du son.

II.3.1.5 Traitement des signaux

Cette méthode consiste à utiliser des techniques de traitement du signal numérique. La procédure de cette méthode consiste à mesurer la réponse du pipeline à une entrée connue

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

sur une période de temps. Cette réponse est ensuite comparée aux mesures ultérieures. Sur la base de la comparaison des caractéristiques de leur signal telles que la réponse en fréquence ou les coefficients de transformée en ondelettes, une alarme de fuite pourrait être générée. Semblable aux méthodes statistiques, cette technique ne nécessite pas de modèle de pipeline. Le problème associé à l'utilisation de cette méthode pour la détection des fuites est que seule l'apparition d'une fuite peut être détectée, et non sa présence, à moins que la taille de la fuite actuelle n'augmente considérablement.

II.3.1.6 Statistiques

Cette méthode utilise une technique statistique avancée pour analyser les mesures de débit, de pression et de température d'un pipeline. Cette méthode est appropriée pour les systèmes de canalisations complexes car elle peut être surveillée en permanence pour détecter les changements continus dans la conduite et les instruments de débit/pression. De plus, cette technique pourrait être utilisée pour la localisation de fuites. L'utilisation de l'analyse statistique est également très simple et applicable à différents systèmes de pipelines. L'objectif principal de ce système est de minimiser le taux de fausses alarmes. Il convient également aux applications en temps réel et a été testé avec succès dans les systèmes d'oléoducs. Le principal inconvénient de la détection statistique des fuites est que le bruit interfère dans les analyses statistiques et que certaines fuites étaient cachées dans le bruit, ce qui empêchait leur détection.

II.3.2 Système de détection de fuite de type matériel [5]

Les méthodes de détection et de localisation des fuites basés sur le matériel détectent la présence de fuites depuis l'extérieur du pipeline par observation visuelle ou en utilisant un équipement approprié. Ce type de techniques se caractérise par une très bonne sensibilité aux fuites et est très précise pour localiser la fuite. Cependant, ils sont coûteux et l'installation de leurs équipements est une tâche très complexe. En conséquence, leurs

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

utilisations sont limitées aux endroits à haut potentiel de risque, comme à proximité de rivières ou de zones de protection de la nature ou dans des conditions dans lesquelles des canalisations transfèrent des matières dangereuses. Des exemples de cette méthode sont :

II.3.2.1 Détection acoustique des fuites

Le principe de cette méthode repose sur le fait que lorsqu'une fuite se produit, elle produit un bruit acoustique autour du lieu de la fuite. Des capteurs acoustiques installés à l'extérieur du tracé de la canalisation détectent le niveau de bruit interne et créent une ligne de base avec des caractéristiques spécifiques. L'autosimilarité de ce signal est analysée en permanence par des capteurs acoustiques.

II.3.2.2 Capteurs à fibre optique

Cette méthode repose sur l'installation d'un câble à fibre optique tout au long du pipeline. Son principe est qu'en cas de fuite dans le pipeline, la substance à l'intérieur du pipeline entre en contact avec le câble à fibre optique. Ainsi, la température du câble change à cause de ce contact. En mesurant les changements de température dans les câbles à fibres optiques, une fuite a pu être détectée. Cette technique est basée sur l'effet Raman ou réflectométrie optique dans le domaine temporel (OTDR). La lumière laser est diffusée lorsque l'impulsion laser se propage à travers la fibre en raison de vibrations moléculaires.

II.3.2.3 Echantillonnage de vapeur

Cette méthode est basée sur un tube de détection de vapeur ou de liquide implique l'installation d'un tube sur toute la longueur du pipeline. En cas de fuite, le contenu du tuyau entre en contact avec le tube. Le tube est rempli d'air à pression atmosphérique. Une fois la fuite survenue, la substance qui fuit pénètre dans le tube. Tout d'abord, pour évaluer la répartition de la concentration dans le tube capteur, une colonne d'air à vitesse constante est forcée dans le tube. Il y a des capteurs de gaz à l'extrémité du tube capteur. Chaque

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

augmentation de la concentration de gaz entraîne un pic de concentration de gaz dont la taille est une indication de l'ampleur de la fuite.

II.3.2.4 Capteur de câbles

Les câbles de détection de liquide sont placés à proximité d'un pipeline et leur fonction principale est de représenter les changements dans les impulsions d'énergie transmises qui se sont produits en raison des différentiels d'impédance. Des impulsions d'énergie sûres sont continuellement envoyées à travers le câble. Au fur et à mesure que ces impulsions d'énergie parcourent le câble, les réflexions sont renvoyées à l'unité de surveillance et une « carte » de l'énergie réfléchi par le câble est stockée en mémoire. La présence de liquides sur le câble du capteur, en quantité suffisante pour « mouiller » le câble, va altérer ses propriétés électriques. Cette altération entraînera un changement de la réflexion à cet endroit. La modification est ensuite utilisée pour déterminer l'emplacement d'une fuite potentielle. Pour la localisation, un délai entre l'impulsion d'entrée et l'impulsion réfléchi est utilisé. Cette méthode fonctionne bien pour la détection et la localisation de fuites multiples sur des pipelines courts.

II.3.2.5 Surveillance des sols

Cette technique exploite un traceur gazeux peu coûteux et non dangereux à guider dans le pipeline. Ce traceur se présente sous la forme d'un gaz très volatil qui s'échappe du pipeline à l'endroit précis de la fuite. En analysant le sol au-dessus du pipeline, la présence d'une fuite et son emplacement ont pu être estimés. La production de faibles fausses alarmes ainsi que la détectabilité de très petites fuites pourraient être mentionnées comme les avantages de cette méthode. Mais d'un autre côté, la méthode est très coûteuse car le traceur doit être injecté en permanence dans le tuyau lors du processus de détection. Cela n'est pas non plus réalisable dans les cas où les pipelines sont découverts.

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

II.3.3 Comparaison [5]

Les systèmes de détection des fuites basés sur le matériel sont coûteux. Pour installer ce type de matériel le long de pipelines qui s'étendent sur des centaines de kilomètres coûte cher, quel que soit l'endroit où le tuyau se trouve ou les éléments qu'il traverse. Cela ajoute également plus d'équipement nécessitant un entretien et des réparations.

Les systèmes basés sur des logiciels ne sont généralement que besoin de mesures de débit, de pression et peut-être de température à l'entrée et à la sortie. Si le système de distribution est très vaste avec de nombreuses succursales, des équipements de mesure à l'intérieur du tuyau à certains endroits est nécessaire, mais cela coûtera quand même moins cher que les méthodes de détection basées sur le matériel.

II.4 Critères de sélection du système de détection de fuite pour pipeline

II.4.1 Critères de performances [4]

Lors de la comparaison des différents systèmes de détection de fuite, il sera vérifié que les performances suivantes sont respectées :

- Robustesse** : La disponibilité de fonctionnalité de détection de fuite pendant des états transitoires de pipeline ou en cas de perte de données due à la défaillance d'instruments.
- Sensibilité** : La taille de fuite qu'un système peut détecter et le temps pris pour détecter une fuite de cette taille.
- Fiabilité** : La capacité d'un système de détection de fuite à effectuer des décisions correctes, la probabilité de détecter une fuite existante et la probabilité de déclarer une fuite lorsqu' aucune fuite n'est présente (fausse alarme).
- Précision** : La précision estimée de la taille et l'emplacement d'une fuite à la suite de la détection d'une fuite.

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

La question de la fiabilité et de la sensibilité du système doit aussi être examinée. La configuration du système de détection de fuite dépend de la façon à laquelle est traitée le conflit entre la sensibilité de détection de fuite et le taux de fiabilité défini comme acceptable.

Le temps nécessaire à la détection d'une fuite peut être considéré comme le temps de réponse du système. En règles générales, les fuites de grandes tailles sont détectées plus rapidement que les fuites de petites tailles. Un seuil d'incertitude est défini comme un résultat des tolérances de mesure de l'instrumentation, et du bruit des phénomènes transitoires. Les fuites en dessous des seuils de détection sont considérées comme non détectable.

Une fuite possible est donc déclarée par des variations au-dessus du seuil de détection avec la réserve que de tels dépassements de seuil soient confirmés par plusieurs mesures répétées, afin de réduire au minimum les fausses alarmes.

Pour maintenir le niveau de confiance de l'utilisateur dans le système de détection de fuite, il est préférable de privilégier un taux de fiabilité élevée (un faible taux de fausses alarmes) plutôt que d'essayer de réduire au minimum le temps de détection de fuite du système.

II.4.2 Limites théoriques de la détectabilité des fuites [4]

L'approche de l'API 1149 [6] peut être utilisée pour établir la sensibilité théorique de détection des fuites fondées sur les inexactitudes des instruments.

L'API 1149 porte sur les incertitudes de divers éléments du pipeline et son impact sur la détectabilité de fuite. L'API 1149 utilise une méthode simple de bilan massique pour arriver

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

à une limite théorique de détection de fuite tenant en compte l'imprécision des instruments et les caractéristiques physiques du pipeline.

Sensibilité \geq incertitude de l'état stable + incertitude de l'état transitoire.

Quand l'incertitude de l'état stationnaire provient de l'incertitude de l'écoulement causée par les incertitudes sur le débit, la pression et la température et l'incertitude sur les transitoires étant spécifique à l'incertitude causée par les conditions transitoires du pipeline, l'équation de l'API 1149 est :

$$\frac{Q_{\text{Taux de fuites}}}{Q_{\text{Débit dans pipeline}}} = \sqrt{(Incertitude\ du\ Débit\ entrant)^2 + (Incertitude\ du\ Débit\ entrant)^2} + \left\{ \left(\frac{Incertitude\ remplissage}{\Delta\text{Temps} \times \text{Débit}} \right)^2 \right\} \quad (1)$$

II.4.3 Les facteurs spécifiques

La performance du système est généralement définie en fonction des exigences contractuelles :

- Le taux de fuite détectable minimum ;
- Le temps nécessaire pour détecter au-dessus du taux de fuite minimal ;
- Exactitude de l'estimation de la position de fuite ;
- Exactitude de l'estimation du taux de fuite.

II.4.3.1 Facteurs opérationnels

- Type de fluide ;
- Changements de la Charge ;
- Les variations de température ;
- Changements de viscosité ou de densité ;
- Changement du point de consigne du contrôleur ;
- Ecoulement en dépression ;

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

II.4.3.2 Mesure

- Les caractéristiques des instruments : tel que la précision, répétabilité, et l'hystérésis
- La dérive de l'instrument ;
- Les effets de la température sur la précision des capteurs.

II.4.3.3 Transmission de données

- La résolution du Convertisseur A/N ;
- Le filtrage du bruit ;
- Le taux de vote (taux de sondage).

II.4.3.4 Modèle du logiciel (si applicable)

- Le nombre et la localisation des points du système de contrôle ;
- L'incertitude dans le calcul de propriété du fluide ;
- L'Incertainité des propriétés thermique du sol ;
- Les techniques de discrimination du bruit.

II.5 Le système de détection de fuites Pipepatrol

PipePatrol est un système avancé de gestion et de détection des fuites, développé par KROHNE [6], conçu spécifiquement pour surveiller les pipelines de transport de liquides et de gaz. Ce système joue un rôle essentiel dans la prévention des fuites, la réduction des pertes de produits et la protection de l'environnement. PipePatrol offre une suite de modules pour la surveillance, la détection, et la gestion des pipelines, garantissant ainsi une sécurité et une efficacité optimales.

Il est basé l'Extended Real Time Transient Modeling (E-RTTM), telle que développé par le Dr Geiger, est une combinaison de la Modélisation Transitoire en Temps Réel (RTTM) qui a été étendue avec des analyses de signatures de fuites en utilisant des techniques de

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

reconnaissance de formes avancées. Le résultat est un système de détection de fuites qui combine une détection très rapide, même de petites fuites, sous des conditions stables ainsi que dans des conditions transitoires du pipeline, telles que le démarrage et l'arrêt de pompes ou de toute autre opération qui impacte la ligne. L'analyse de la signature de fuites fournit une grande fiabilité et une grande précision dans la détection de véritables événements de fuite et permet d'éliminer les fausses alarmes. En fournissant des informations sûres et qui permettent de réagir rapidement en cas de déversement de produit, PipePatrol permet de minimiser les conséquences d'une fuite.

Aujourd'hui, KROHNE PipePatrol protège plusieurs pipelines en Algérie :

Sorfert Fertilizer Complex

- 1 Pipeline, 9km, DN300
- Ammoniacum liquid
- Mise en service: 2010



NAFTAL, Sorfert

- Pipelines, 78km, DN200
- Multiproduct, LNG
- Mise en service 2014



Petrofac

- 1 Pipeline, 74km, DN600
- Sales Gas
- Mise en service 2015



Repsol (Regan Project)

- 1 Pipeline, 5.5km, DN200
- CO2, Super critique
- Mise en service 2015/2016



Figure II-2 les différents pipelines que protège KROHNE en Algérie

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

II.5.1 Information PipePatrol [4]

KROHNE, fabricant de techniques de mesure et fournisseur établi de systèmes pour l'industrie pétrolière et gazière depuis plus de 30 ans, a élargi sa gamme de produits pour y inclure l'E-RTTM, un modèle de pointe pour la surveillance interne continue des pipelines. Le RTTM ("Real-Time Transient Model") est un modèle mathématique qui compare en temps réel les mesures prises pendant le fonctionnement réel d'un pipeline avec celles d'un "pipeline virtuel", ou d'une simulation informatique du pipeline. E-RTTM est l'acronyme de Extended Real Time Modeling (modèle transitoire en temps réel étendu), qui permet également d'analyser la signature des fuites en utilisant la détection des schémas de fuite.

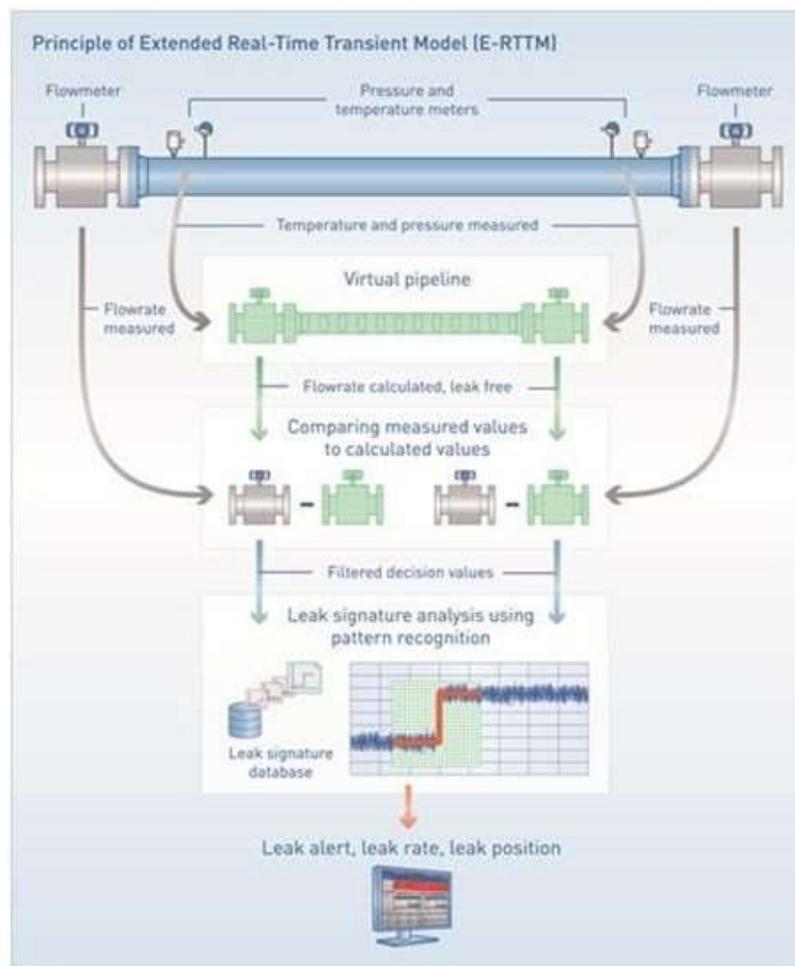


Figure II-3 Fonction Principale d'un système de détection de fuite basé sur E-RTTM

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

Un système de détection des fuites E-RTTM crée une image virtuelle d'un pipeline sur la base de données mesurées réelles. Les valeurs mesurées par des capteurs de débit, de température et de pression installés à l'entrée et à la sortie du pipeline et le long du pipeline à des endroits tels que les stations de pompage et de vannes sont cruciales. Le débit, la pression, la température et la densité en chaque point du pipeline virtuel sont calculés à partir des valeurs de pression et de température mesurées. Le modèle compare les valeurs de débit calculées avec les valeurs réelles des débitmètres. Si le modèle détecte un écart de débit, le module d'analyse de la signature de la fuite détermine alors s'il a été causé par une erreur d'instrument, une fuite graduelle ou une fuite soudaine.

II.5.2 Description fonctionnelle de PipePatrol [4]

II.5.2.1 PipePatrol E-RTTM

PipePatrol E-RTTM utilise un RTTM pour compenser le changement de line pack dans une ou plusieurs sections d'un pipeline. Il peut donc être utilisé pour créer une ou plusieurs sections de bilan massique compensées. Le taux de fuite résultant de chaque section sera traité par la reconnaissance statistique des formes, appelée analyse des signatures, pour déterminer, s'il y a une fuite dans le pipeline ou non.

II.5.2.2 PipePatrol SLB

PipePatrol SLB (Statistical Line Balance) utilise un RTTM ou un modèle simplifié pour compenser le changement de line pack dans une ou plusieurs sections d'un pipeline. La compensation sera choisie en fonction des meilleures pratiques d'ingénierie. Elle peut donc être utilisée pour créer une ou plusieurs sections de bilan de ligne comme le bilan volumétrique, le bilan volumétrique modifié et le bilan massique compensé.

II.5.2.3 Ondes de pression négative PipePatrol (NPW)

Pipepatrol NPW utilise plusieurs techniques RTTM pour filtrer les changements de pression opérationnelle dans une ou plusieurs sections d'un pipeline. Il peut donc être utiliser pour

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

détecter une occurrence d'une onde de pression négative causée par une fuite. Les signaux de pression filtrés seront traités par la reconnaissance de signature de fuite pour déterminer s'il s'agit d'une fuite dans le pipeline ou non.

II.5.2.4 Localisation des fuites

La précision de Pipepatrol est basée sur différentes méthodes de localisation de fuite : la méthode d'intersection des gradients, la méthode NPW et la méthode NPW étendue.

II.5.2.4.1 Méthode d'intersection des gradients

Cette méthode est basée sur le profil de pression d'un pipeline : l'apparition d'une fuite change le gradient de pression le long du pipeline de manière caractéristique (voir figure ci-dessous). Sans fuite, la perte de charge pour un pipeline en liquide est linéaire (ligne bleue). Avec une fuite, le gradient de pression change et deux segments linéaires apparaissent avec des pentes différentes (segments orange). La position de la fuite peut être déterminée en calculant le point d'intersection des segments.



Figure II-4 Détection de fuites par la méthode d'intersection des gradients

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

II.5.2.4.2 Méthode d'onde de pression Négative NPW

La seconde option pour la localisation de fuite est la méthode NPW, qui analyse les ondes de pression qui résultent d'une fuite. Si une fuite suffisamment importante apparaît soudainement, par exemple un pipeline endommagé par une pelleteuse, une onde de pression négative se diffuse à la vitesse du son dans les deux directions le long du pipeline (voir figure ci-dessous). La position de la fuite peut être calculée en comparant les temps d'arrivées de ces ondes à l'entrée et à la sortie du pipeline, à l'aide des transmetteurs de pression positionnés à ces endroits-là.

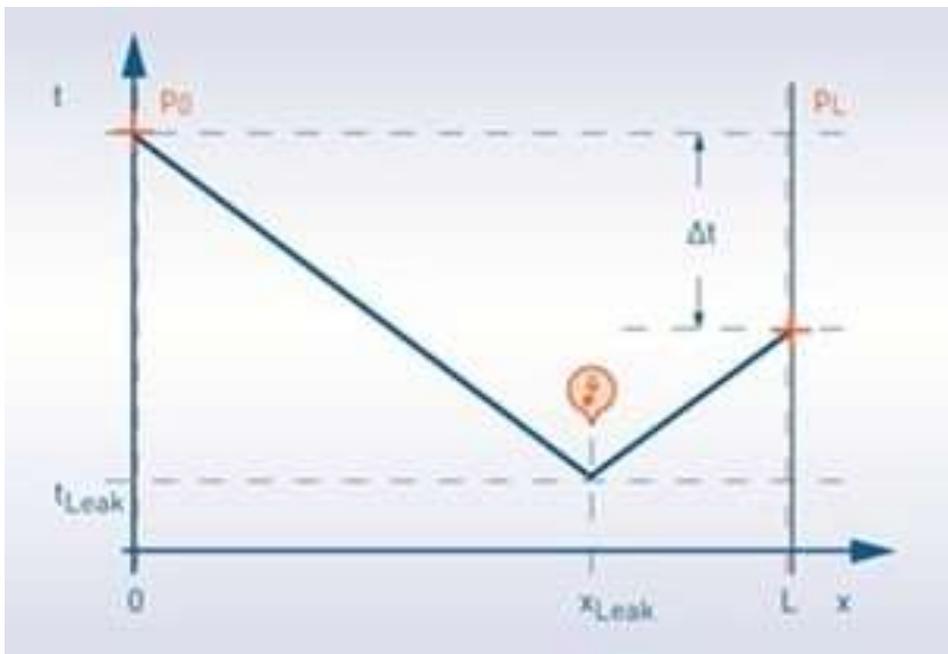


Figure II-5 Détection de fuites par la méthode d'onde de pression négative.

II.5.2.4.3 Méthode d'onde de pression Négative Étendue ENPW

La méthode NPW étendue est basée sur le même principe physique que la méthode NPW. Elle prend en compte les valeurs additionnelles des transmetteurs de pression installés dans des stations de mesure et de contrôle le long du pipeline par exemple, et la vitesse du son du

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

produit transporté. Cela permet une localisation plus précise de la fuite en réduisant les erreurs dues aux temps de latence des capteurs par exemple.

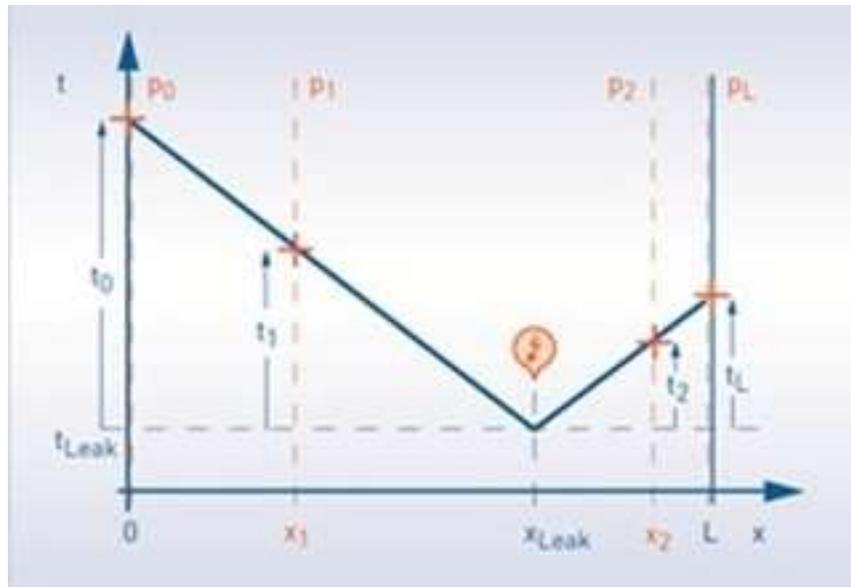


Figure II-6 Détection de fuites par la méthode d'onde de pression négative étendue.

II.5.3 Vue d'ensemble [4]

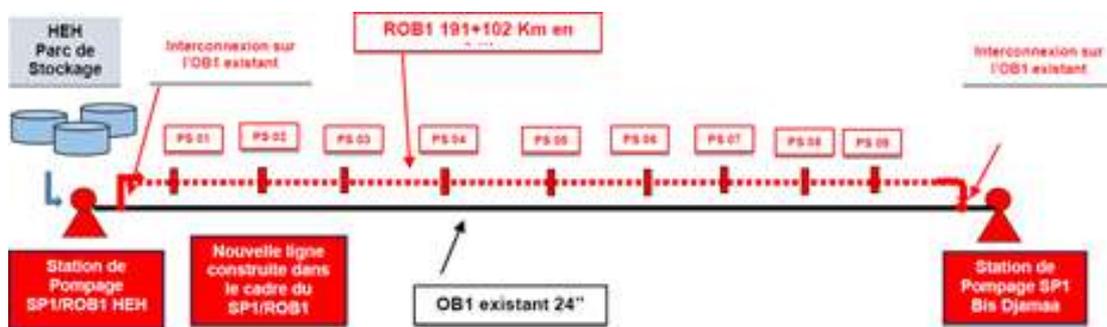


Figure II-7 Vue d'ensemble Pipeline

II.5.4 Vue d'ensemble architecture [4]

Voici une suggestion d'une disposition du système indiqué ci- dessous dans la **Figure II-8**

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

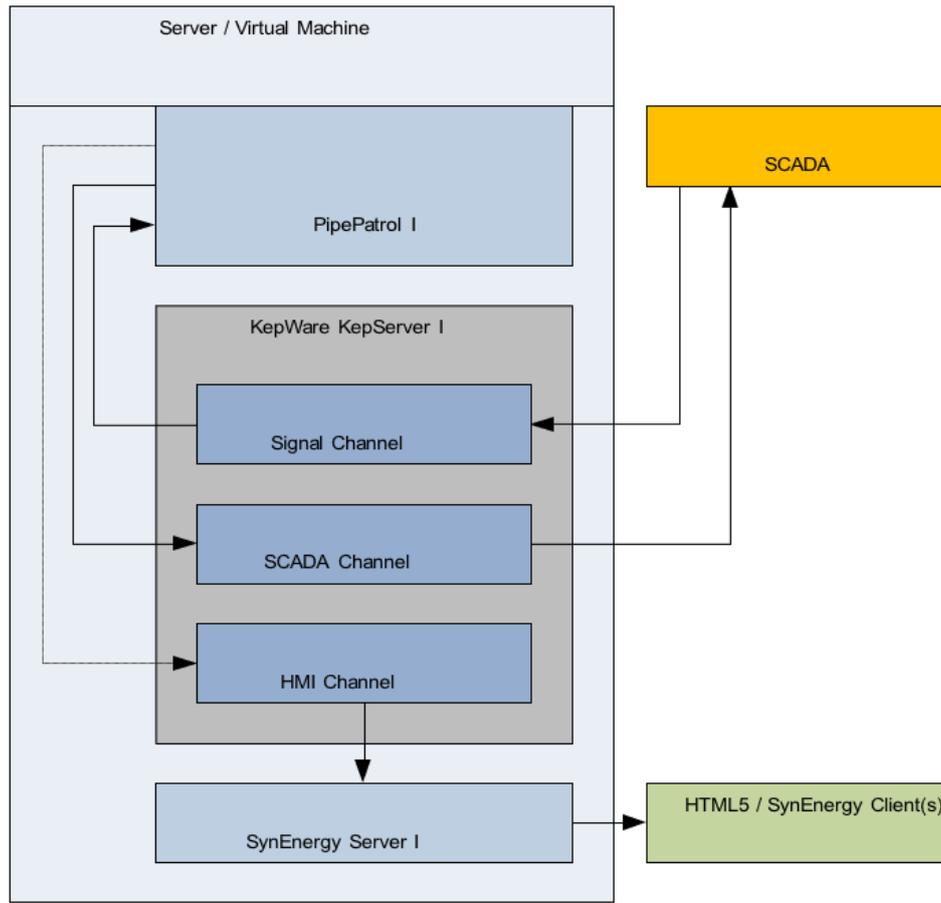


Figure II-8 Vue d'ensemble architecture

II.5.5 Vue d'ensemble avec unités d'acquisition de données [4]

Voici une suggestion d'une disposition du système avec unité d'acquisition de données :

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

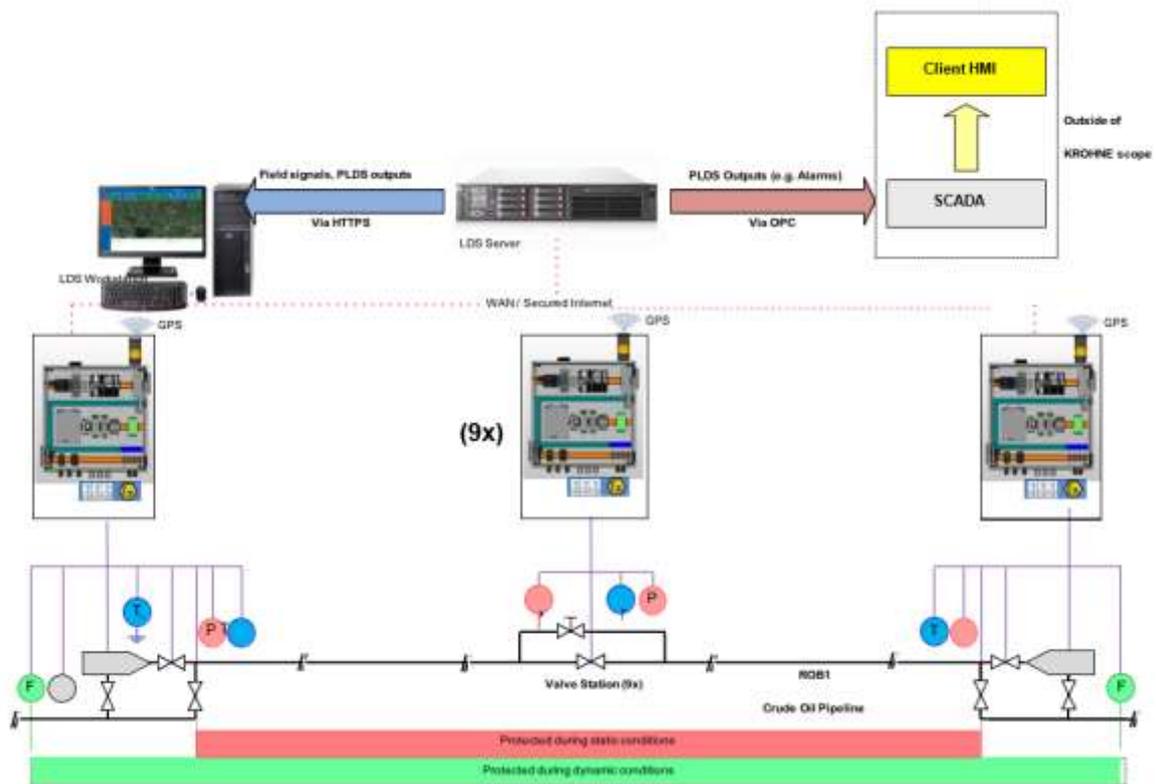


Figure II-9 Vue d'ensemble avec Unité d'Acquisition de Données.

L'unité d'acquisition de données (UAD) PipePatrol sera assemblée dans une armoire de commande pour une utilisation en intérieur.

Elle est dotée d'une alimentation électrique ininterrompue et d'une batterie de 7,2Ah qui préserve le fonctionnement de la UAD même en cas de coupure de courant.

Le UAD inclut la synchronisation temporelle GPS et stocke toutes les valeurs de champ avec une fréquence de balayage flexible entre 10ms et 10s localement pour les transférer en un seul paquet toutes les 10-100 nouvelles valeurs. Les options de connectivité sont Ethernet via le commutateur à 6 ports inclus, fibre optique et ligne DSL, ainsi qu'une connexion 3G primaire ou de secours.

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

Le UAD fournit 8-16 AI et 8-16 DI pour prendre en charge un ou plusieurs pipelines au même endroit. L'armoire dispose également d'un élément optique local et d'un élément acoustique pour les alarmes.

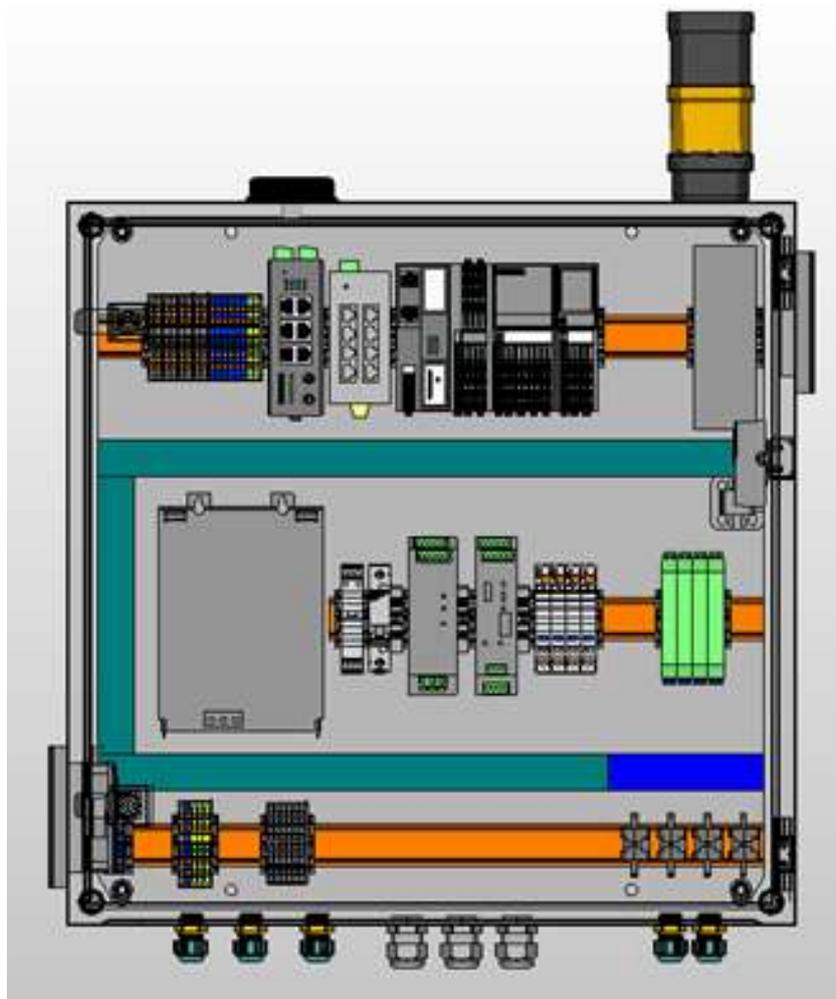


Figure II-10 Les éléments de l'Armoire

II.5.6 Interface avec DCS ou système SCADA [4]

Une intégration rapide et robuste dans le SCADA ou DCS client, ou même directement à un automate, est l'une des caractéristiques les plus importantes du système KROHNE. Notre équipe de projet et de développement expérimentée est capable d'intégrer PipePatrol même dans les systèmes les plus complexes.

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

Pour cette proposition, une interface OPC sera utilisée pour l'échange de données avec le SCADA ou le DCS. Si cela n'est pas le cas, un logiciel de communication supplémentaire peut être nécessaire et n'est pas inclus dans le périmètre de cette offre.

II.5.6.1 Description d'un système SCADA [8]

SCADA est un acronyme qui signifie le contrôle et la supervision par acquisition de données (supervisor control and data acquisition), il effectue une surveillance et un contrôle centralisé pour les sites sur le terrain via des réseaux de communication longue distance, y compris la surveillance des alarmes et le traitement des données de divers appareils d'une quelconque installation, puis transmet ces données à un ordinateur central, pour contrôler et superviser l'installation, comme illustré par la figure suivante :

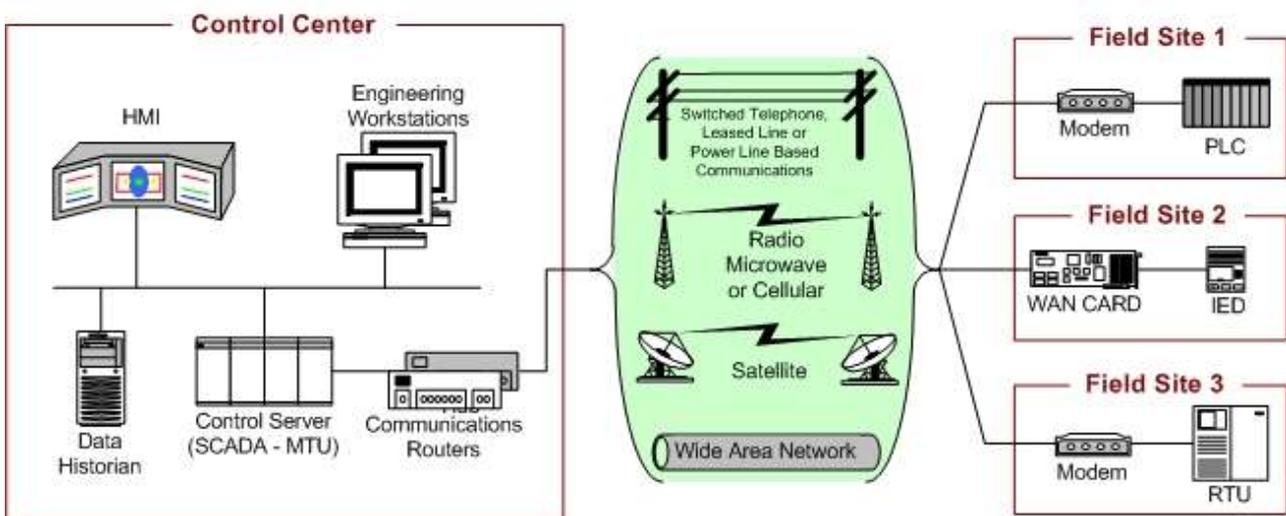


Figure II-11 Schéma général d'un système SCADA

II.5.6.2 Composants d'un système SCADA

C'est une interface qui présente traiter les données à un opérateur humain, et à travers cela, l'opérateur humain surveille et contrôle le processus.

- **Système de surveillance (informatique) :** Il rassemble des données sur le processus et envoie des commandes (ou de contrôle) au processus.

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

- Unités terminales distantes (UTD) : Il se connecte aux capteurs en cours de processus, convertissant les signaux des capteurs en données numériques et envoyant des données numériques au système de supervision.
- Contrôleur logique programmable (CLP) : Il Est utilisé comme appareil de terrain car il est plus économique, polyvalent, flexible et configurable que les UTD à usage spécifique.
- Infrastructure de communication : Il fournit une connectivité au système de supervision des unités terminales distantes.

II.5.7 Projets de référence internationaux de PipePatrol

Pipepatrol surveille aujourd'hui plus de 420 Pipelines dans le monde entier



Figure II-12 Installations PipePatrol dans le monde entier

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

II.5.8 Pourquoi choisir Pipepatrol Pas de fausses alarmes [4]

La technologie "Aucune fausse alarme" de PipePatrol est connue dans le monde entier. C'est un fait que tous nos Clients qui ont acheté un système PipePatrol et qui ont eu besoin d'un autre LDS ont à nouveau acheté PipePatrol. La raison en est la fiabilité exceptionnelle de PipePatrol, obtenue grâce à notre technologie unique E-RTTM. Nous avons vu PipePatrol remplacer des LDS existants de plusieurs types, mais jamais l'inverse. La raison en est la profonde satisfaction de l'opérateur due à la fiabilité unique de PipePatrol.

II.5.8.1 Sensibilité optimale

Parce que PipePatrol utilise un RTTM pour éliminer les effets dynamiques résultant de différentes situations opérationnelles avant d'appliquer la reconnaissance des formes, il garantit une sensibilité optimale pour tous les types de fonctionnement, indépendamment du démarrage, de l'arrêt, de la modification du point de consigne, de la fermeture ou du régime permanent.

II.5.8.2 Précision de la localisation des fuites

En général, les paramètres du produit changent pendant le fonctionnement. La modification des paramètres du fluide affecte fortement la vitesse du son dans le pipeline, ce qui entraîne une imprécision dans la localisation des fuites par les méthodes de localisation des fuites acoustiques ou par réfraction des ondes, même en utilisant un taux d'échantillonnage élevé. Il en va de même pour le RTSS (Real-time Subsystem, ou sous-système d'exploitation temps réel). Qui utilise la méthode d'intersection des gradients sans utiliser de modèle.

Cette incertitude sur le profil de la vitesse du son sera complètement éliminée par le système E-RTTM qui prendra en compte le profil calculé à partir des relevés des instruments pour la localisation des fuites. En utilisant cette méthode basée sur le profil, la précision de localisation des fuites du PipePatrol dépassera celle de tout autre système connu.

CHAPITRE II Les systèmes de détection de fuites

II.5.8.3 Temps de détection plus rapide

En raison du principe d'analyse de la signature utilisé dans le PipePatrol E-RTTM, le temps de détection des fuites dépend de l'onde de pression arrivant aux transmetteurs de pression. Par conséquent, le temps de détection des fuites surpassera celui de n'importe quel système de bilan massique ou de RTSS et sera au moins égal, mais généralement supérieur, à celui des systèmes acoustiques ou de réfraction des ondes qui sont basés sur le même effet physique.

II.5.8.4 Fonctionnalités supplémentaires

L'E-RTTM vous offre des fonctions supplémentaires incluses dans le système qui ne peuvent jamais être réalisées par un système acoustique, un système statistique en temps réel ou un système de réfraction à ondes négatives, comme les profils réels des pipelines, la protection contre les surpressions et les sous-pressions ou le calcul des stocks et de l'emballage des lignes réelles.

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons pu situer et décrire les systèmes de détections de fuites existant, ainsi que les différentes méthodes utilisées par ces derniers, leurs avantages et leur importance dans le milieu des industries surtout pétrochimiques, car la mise en place de systèmes de détection de fuites est indispensable pour maintenir l'intégrité des infrastructures et minimiser les impacts économiques et environnementaux des fuites.

Chapitre III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

III.1 Introduction

Ce chapitre est dédié à l'application et à la simulation de différentes méthodes de détection de fuites présentées dans le chapitre précédent. Nous nous pencherons plus particulièrement sur les techniques de traitement du signal et les approches statistiques.

Dans un premier temps, nous décrirons en détail ces méthodes, en expliquant leur fonctionnement, leurs principes sous-jacents, ainsi que les outils et techniques spécifiques utilisés. Chaque méthode sera accompagnée d'exemples pratiques et d'explications approfondies pour garantir une compréhension complète.

Cette section sera divisée en deux parties :

- **La première partie** sera réservée à l'étude de la méthode d'analyse spectrale et traitement de signaux.
- **La seconde partie** quant à elle, sera réservée à l'étude de la méthode d'approches statistiques.

Ces deux parties permettront de comparer les performances et l'efficacité des différentes méthodes, en soulignant les avantages et les inconvénients de chacune. Le chapitre fournira ainsi une vue d'ensemble exhaustive et pratique des techniques de détection de fuites, en combinant théorie et application pratique.

Les différentes simulations ont été effectuées sur le logiciel MATLAB sous sa version 2020a, dans un environnement Windows 10 équipé d'un processeur Intel Core i5 de 9ème génération, afin de permettre une exécution rapide et efficace des calculs. Cet

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

environnement a été choisi pour ses performances élevées et sa compatibilité avec les outils et bibliothèques nécessaires pour notre travail.

III.2 Partie 1 : Etude des méthodes de traitement de signal et d'analyse spectrale

III.2.1 Analyse Temporelle

L'analyse temporelle est une technique utilisée pour étudier les caractéristiques d'un signal ou d'une série de données dans le domaine temporel. Elle examine les variations du signal au fil du temps.

L'analyse temporelle peut être formalisée par différentes expressions et modèles selon le contexte et les objectifs de l'analyse.

III.2.1.1 Echantillonnage et Quantification

L'échantillonnage et la quantification sont des étapes cruciales dans le traitement des signaux analogiques pour les convertir en signaux numériques. Ces processus permettent de manipuler les signaux avec des ordinateurs et autres dispositifs numériques.

-L'échantillonnage est le processus de conversion d'un signal analogique continu en un signal discret en prenant des échantillons à des intervalles de temps réguliers.

La fréquence d'échantillonnage f_s est le nombre d'échantillons prélevés par seconde. Elle doit être au moins deux fois supérieure à la fréquence maximale du signal (fréquence de Nyquist) pour éviter l'aliasing, c'est-à-dire :

$$f_s \geq 2f_{max} \quad (1)$$

Où : f_{max} est la fréquence maximale du signal.

-Théorème de Nyquist-Shannon :

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Ce théorème stipule qu'un signal continu peut être entièrement reconstruit à partir de ses échantillons s'il est échantillonné à une fréquence supérieure ou égale à deux fois sa fréquence maximale.

-La quantification est le processus de conversion des valeurs d'échantillons analogiques en valeurs numériques discrètes. Cela implique de mapper une amplitude continue à un ensemble fini de valeurs discrètes.

Elle se fait en deux étapes :

- **Discrétisation de l'Amplitude** : Division de l'intervalle de valeurs possibles en niveaux de quantification.
- **Arrondi** : Assignation de chaque valeur échantillonnée au niveau de quantification le plus proche.

Le nombre de niveaux de quantification est déterminé par le nombre de bits utilisés. Pour **b** bits, il y a 2^b niveaux possibles.

Voici un exemple d'échantillonnage et quantification d'un signal analogique continu qui a pour expression : $x(t)=\sin(2\pi*f*t)$ ainsi que les paramètres suivants :

$f_s=1000\text{Hz}$ (la fréquence d'échantillonnage). $f=5\text{Hz}$ la fréquence du signal sinusoïdal.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

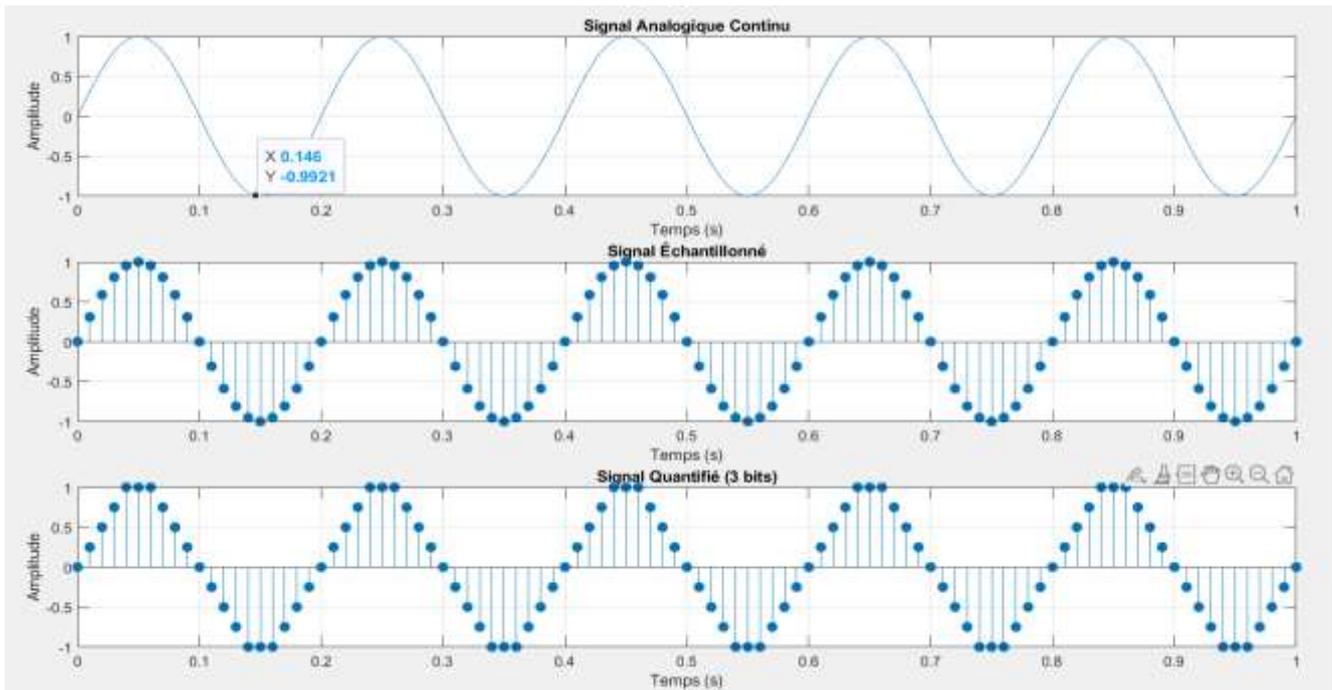


Figure III-1 Echantillonnage et quantification d'une sinusoïde

La figure montre en premier lieu le signal original $x(t)$, Le graphique montre une sinusoïde continue et lisse à 5 Hz, oscillant régulièrement entre -1 et 1. C'est le signal de référence avant tout traitement d'échantillonnage et de quantification. La sinusoïde continue représente un signal idéal sans aucune perte d'information ou distorsion.

Le second graphique montre des points discrets représentant les échantillons du signal continu, espacés uniformément en temps (tous les 10 points du signal continu). Le processus d'échantillonnage prend des instantanés du signal continu à des intervalles réguliers. Ici, la fréquence d'échantillonnage est 100 Hz (puisque le signal est échantillonné tous les 10 points sur une fréquence initiale de 1000 Hz). Cela permet de représenter le signal dans un format numérique discret. Si la fréquence d'échantillonnage est suffisante par rapport à la fréquence du signal (théorème de Nyquist), les points échantillonnés capturent correctement la forme du signal d'origine.

Le dernier graphique montre les points échantillonnés, mais maintenant avec des amplitudes ajustées aux niveaux de quantification disponibles. Avec 3 bits, il y a 8 niveaux possibles

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

de quantification. Le processus de quantification mappe les valeurs échantillonnées aux niveaux discrets déterminés par le nombre de bits utilisés. Avec 3 bits, le signal est quantifié en 8 niveaux distincts. Cela introduit une certaine distorsion, appelée erreur de quantification, visible par la discrétisation des valeurs. L'amplitude du signal est approximée aux niveaux les plus proches disponibles.

III.2.1.2 Convolution

La convolution est une opération mathématique essentielle en traitement du signal, utilisée pour déterminer la réponse d'un système linéaire invariant dans le temps à un signal d'entrée. Elle est largement utilisée dans divers domaines, tels que le traitement des signaux, l'analyse d'images, et la résolution d'équations différentielles.

La convolution discrète de deux signaux $\mathbf{x}[\mathbf{n}]$ et $\mathbf{h}[\mathbf{n}]$ est donnée par :

$$\mathbf{y}[\mathbf{n}] = (\mathbf{x} * \mathbf{h})[\mathbf{n}] = \sum_{k=-\infty}^{\infty} \mathbf{x}[k] \cdot \mathbf{h}[\mathbf{n} - k] \quad (2)$$

Pour des signaux finis de longueur \mathbf{N} et \mathbf{M} respectivement, la somme se simplifie à :

$$\mathbf{y}[\mathbf{n}] = \sum_{k=0}^{\mathbf{N}-1} \mathbf{x}[k] \cdot \mathbf{h}[\mathbf{n} - k] \quad (3)$$

Où $\mathbf{y}[\mathbf{n}]$ est calculé pour $n=0, 1, \dots, \mathbf{N}+\mathbf{M}-2$

Avec :

$\mathbf{x}[\mathbf{n}]$: C'est le signal original que l'on veut traiter (Signal d'entrée).

$\mathbf{h}[\mathbf{n}]$: C'est la réponse du système à une impulsion unitaire. Elle caractérise entièrement le comportement d'un système (Réponse impulsionnelle).

$\mathbf{y}[\mathbf{n}]$: C'est le résultat de la convolution du signal d'entrée avec la réponse impulsionnelle (Signal de sortie).

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

On prend pour exemple deux signaux discret qui ont les séquences suivantes :

Le signal d'entrée $\mathbf{x}[n]$ est une impulsion unitaire (c'est-à-dire un signal où seul le premier échantillon est 1 et les autres sont 0) allant de 0 jusqu'à 50.

Le signal $\mathbf{h}[n]$ est la réponse impulsionnelle d'un filtre passe-bas simple, modélisé par une fonction exponentielle décroissante de 0.1 $\mathbf{h}[n] = e^{-0.1n}$

Et on calcule le produit de convolution $\mathbf{y}[n]$ entre ces deux signaux les résultats obtenus sont représentés dans la figure suivante :

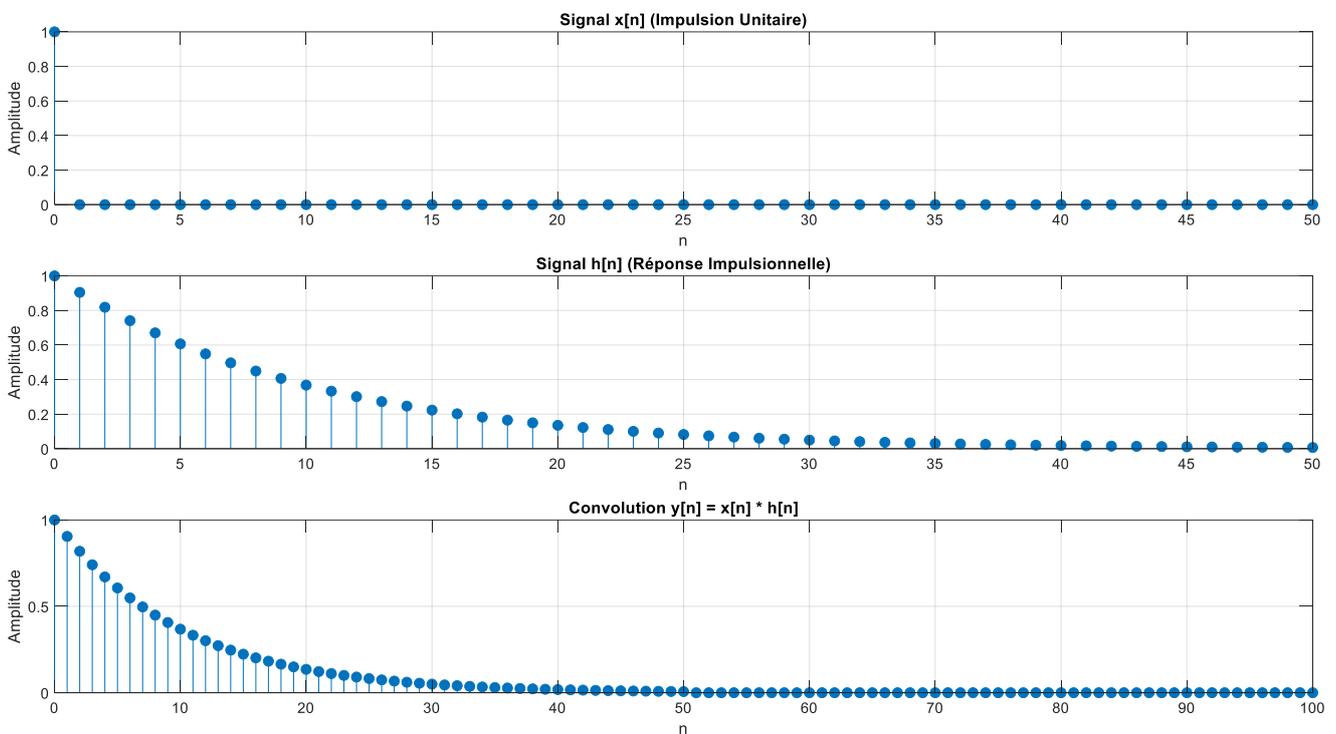


Figure III-2 le produit de convolution de deux signaux discrets

Le premier graphe montre la visualisation de notre signal $\mathbf{x}[n]$, le second montre celui de $\mathbf{h}[n]$ et le troisième montre une visualisation du signal $\mathbf{y}[n]$ qui représente le signal résultant du produit de convolution des deux premiers signaux.

Le résultat de la convolution, $\mathbf{y}[n]$, montre que le signal d'entrée a été filtré par $\mathbf{h}[n]$. Puisque $\mathbf{x}[n]$ est une impulsion unitaire, le résultat $\mathbf{y}[n]$ est simplement $\mathbf{h}[n]$ étendu à cause de

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

l'opération de convolution. Cela confirme que l'impulsion unitaire a été modifiée selon les caractéristiques du filtre passe-bas.

III.2.1.3 Autocorrélation

L'autocorrélation mesure la corrélation d'un signal avec lui-même à différents décalages temporels. L'expression mathématique de l'autocorrélation pour un signal discret $\mathbf{x}(t)$ à un décalage τ est :

$$R(\tau) = \frac{1}{N} \sum_{t=0}^{N-\tau-1} x(t) \cdot x(t+\tau) \quad (4)$$

Où :

$R(\tau)$ est l'autocorrélation à un décalage τ ,

N est le nombre total de points dans la série temporelle,

$X(t)$ est la valeur de la série temporelle au temps t ,

τ est le décalage temporel.

Pour visualiser le calcul de l'autocorrélation, on prend le même signal que l'exemple précédent ainsi que les mêmes paramètres et on lui rajoute un bruit gaussien. L'expression du signal devient alors : $\mathbf{x}(t)=\sin(2\pi ft) + 0.5$

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

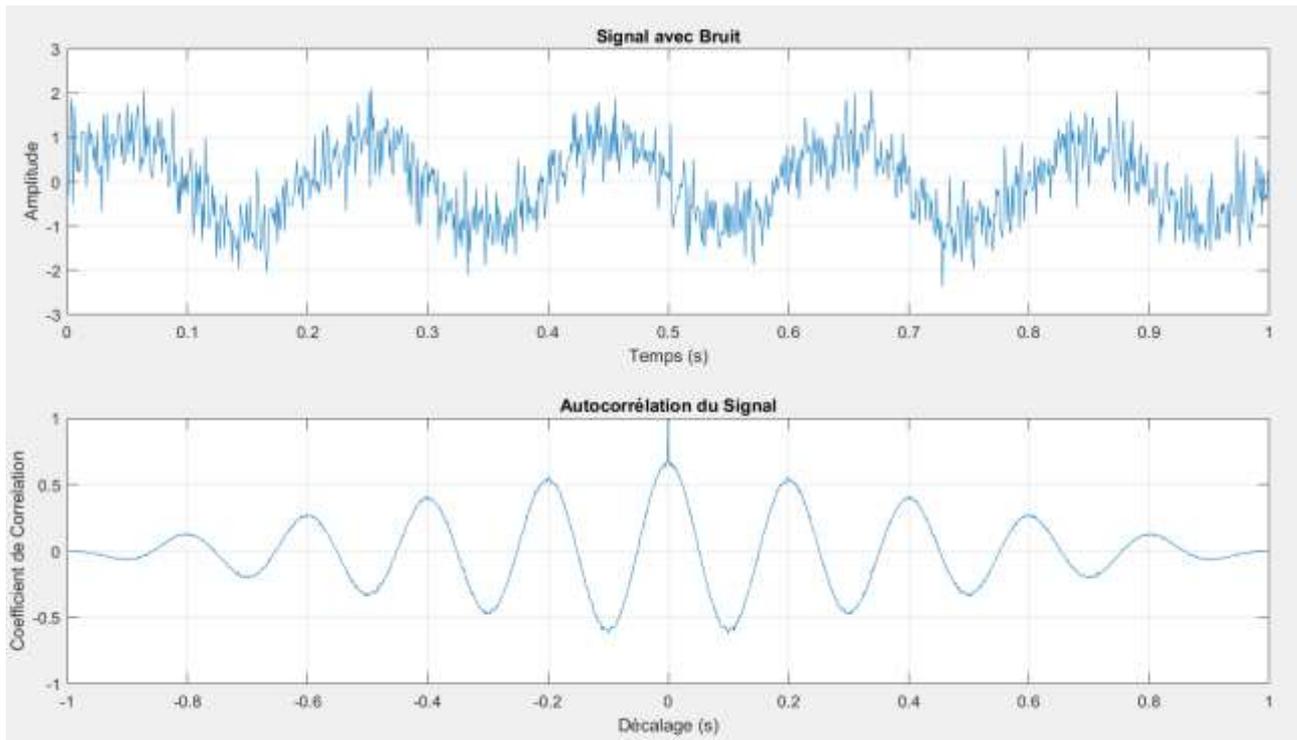


Figure III-3 L'autocorrélation d'une sinusoïde

Deux graphiques ont été créés pour afficher le signal original et son autocorrélation.

Le premier graphique montre le signal avec bruit qui rend le signal moins lisse et introduit des variations irrégulières, mais la forme sinusoïdale sous-jacente reste visible.

Le second graphique montre l'autocorrélation du signal, on peut remarquer que le bruit ajoute des fluctuations aléatoires aux valeurs de corrélation, rendant les pics moins nets et augmentant le niveau de bruit de fond dans le graphique de l'autocorrélation. Les pics d'autocorrélation sont moins prononcés et moins réguliers qu'ils ne le seraient dans un signal purement sinusoïdal sans bruit.

III.2.2 Analyse Fréquentielle

III.2.2.1 La Transformée de Fourier [9]

La transformation de Fourier est un outil mathématique fondamental utilisé pour analyser les signaux dans le domaine fréquentiel.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Pour un signal discret $\mathbf{x}(t)$ de longueur \mathbf{N} la formule est donné par :

$$X(f) = \sum_{t=0}^{N-1} x(t) e^{-j \frac{2\pi f t}{N}} \quad (5)$$

Où :

$\mathbf{X}(f)$ est la transformée de Fourier du signal $x(t)$

f est la fréquence,

j est l'unité imaginaire ($j^2 = -1$),

$e^{-j2\pi ft}$ est la base complexe sinusoïdale.

III.2.2.2 La Transformée de Fourier Discrète [9]

La Transformée de Fourier Discrète (TFD) est un outil mathématique fondamental en traitement du signal, qui permet de passer d'une représentation temporelle à une représentation fréquentielle d'un signal discret. Elle est utilisée pour analyser les fréquences contenues dans un signal discret.

La TFD d'un signal discret $\mathbf{x}[n]$ de longueur \mathbf{N} est définie par :

$$X[k] = \sum_{n=0}^{N-1} x[n] \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} kn} \quad (6)$$

Où $k=0,1,2,\dots,N-1$ et j est l'unité imaginaire.

III.2.2.3 La Transformée de Fourier Rapide [10]

La Transformée de Fourier Rapide (TFR) est un algorithme efficace pour calculer la Transformée de Fourier Discrète. La TFR réduit considérablement le nombre de calculs nécessaires pour obtenir la TFD, passant de $\mathbf{O}(N^2)$ opérations pour la TFD directe à $\mathbf{O}(N \log N)$ opérations pour la TFR, où \mathbf{N} est le nombre de points du signal.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

C'est une méthode algorithmique pour calculer cette TFD de manière plus efficace.

La TFD d'un signal discret $x[n]$ de longueur N est définie par :

$$X[k] = \sum_{n=0}^{N-1} x[n] \cdot e^{-j\frac{2\pi}{N}kn} \quad (7)$$

Exemple : La TFR d'une sinusoïde de 5Hz et d'une fréquence d'Echantillonnage de 200Hz

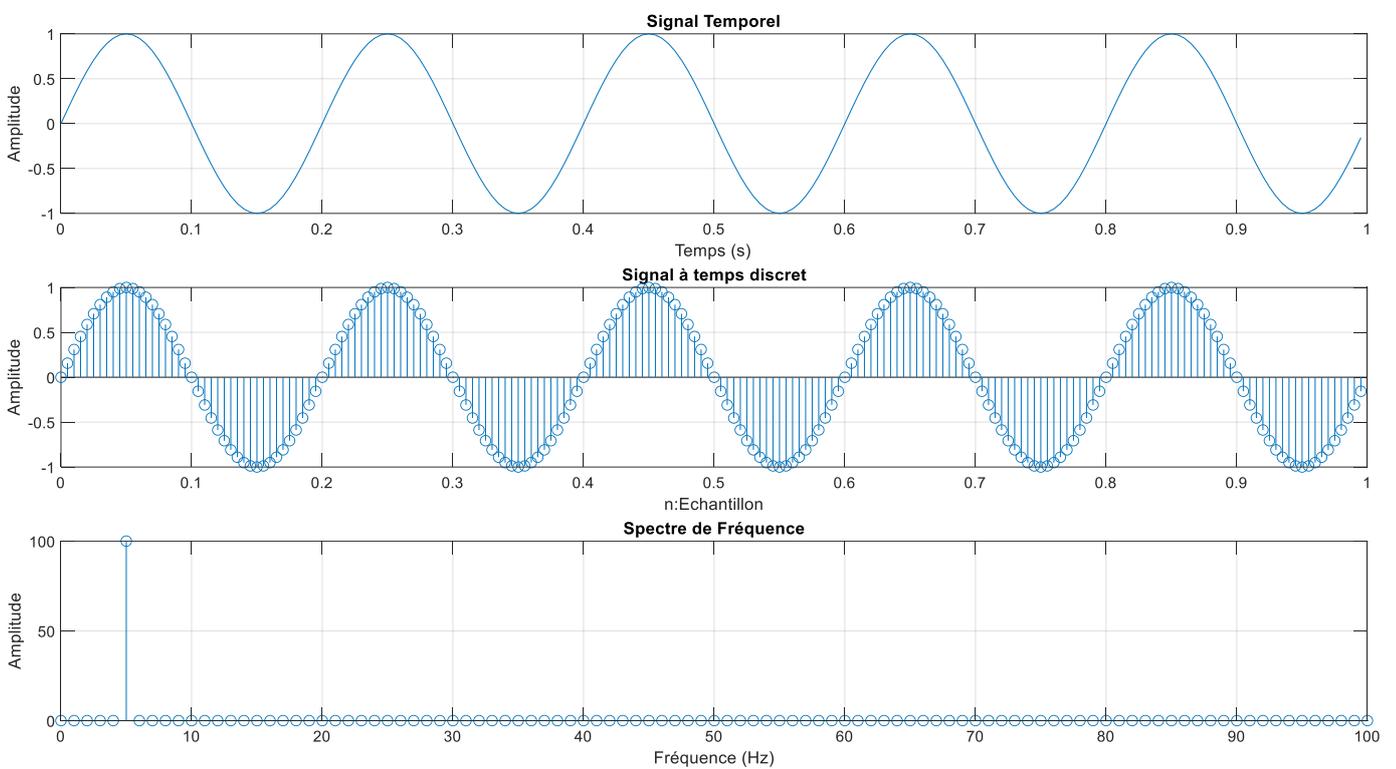


Figure III-4 TFR d'une sinusoïde

Le premier sous-graphique montre le signal sinusoïdal continu dans le domaine temporel. On observe une sinusoïde régulière oscillant entre -1 et 1 sur une période d'une seconde, représentant le signal analogique original.

Le second sous-graphique montre le signal discret en utilisant des tiges ('stem'), ce qui indique clairement les valeurs échantillonnées. On voit les échantillons du signal pris à

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

intervalles réguliers de 1/200 seconde. Le signal discret reste fidèle à la sinusoïde originale, confirmant une fréquence d'échantillonnage adéquate.

Le troisième sous-graphique montre le spectre de fréquence du signal, tracé en utilisant la magnitude de la TFD. Le pic principal apparaît à 5 Hz, qui est la fréquence du signal sinusoïdal original. Il s'agit d'une confirmation que la TFD a correctement identifié la fréquence dominante du signal. Le spectre est limité aux fréquences positives (de 0 à $f_s/2$) pour une meilleure lisibilité.

III.2.3 Analyse par Temps-Fréquence [10] [11]

III.2.3.1 Signal non-Stationnaire

La non stationnarité est strictement une définition basée sur des propriétés statistiques, mais dans le domaine de traitement du signal, elle est souvent utilisée pour décrire un processus pour lequel les paramètres caractéristiques évoluent au cours du temps (état transitoire), c'est le cas des signaux réels (variations rapides (brutales) en amplitude, ruptures...).

De tels signaux nécessitent la mise en place d'une analyse temps-fréquence qui traduira l'évolution temporelle du spectre fréquentiel.

III.2.3.2 Représentation temps-fréquence (RTF) [10] [12]

Les différentes représentations temps-fréquence (RTF) utilisées dans un but d'analyse et de classification de signaux non-stationnaires.

- Transformer de Fourier a courte terme ;
- Wigner-ville.

Le choix dépend souvent d'une alternative entre propriétés théoriques et lisibilité de la représentation.

III.2.3.2.1 Transformé de Fourier à court terme (TFCT) [10] [12]

La transformée Fourier pour analyser seulement une petite section du signal à la fois. Cette solution intuitive consiste à découper le signal dans un certain nombre de segments de courte durée et leur appliquer la TF. Ces segments du temps sont choisis de telle sorte que le signal à analyser soit stationnaire. La fenêtre résultante de cette transformation est appelée TFCT ; où :

$$TFCT(t, f) = \int x(\tau) h^*(\tau - t) e^{-2j\pi f t} d\tau \quad (8)$$

Le signal est représenté en deux dimensions temps-fréquence.

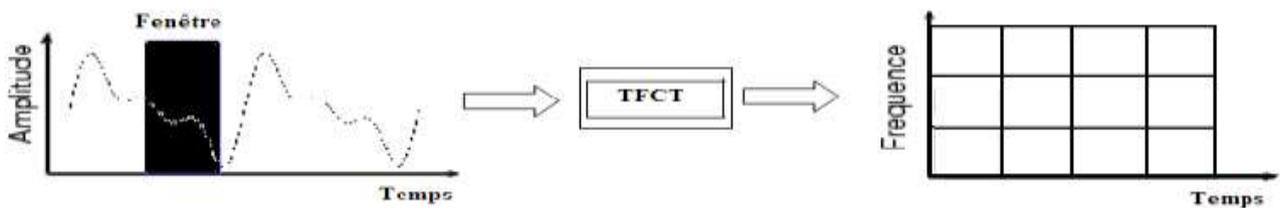


Figure III-5 Principe de la Transformée de Fourier à Court terme

La résolution temporelle dépend essentiellement de la durée de la fenêtre d'analyse $h(t)$, qui est inversement proportionnelle à la résolution fréquentielle. Donc, pour avoir une grande résolution temporelle et fréquentielle, on doit trouver un compromis d'où *l'inégalité de Heisenberg* est :

$$\Delta t \cdot \Delta f \geq \frac{1}{4\pi} \quad \text{Ou} \quad \Delta t \cdot \Delta \omega \geq \frac{1}{2} \quad (9)$$

Δt : Largeur de la fenêtre.

Δf : Hauteur de la fenêtre.

$\Delta \omega$: La pulsation exprimée en radian/seconde.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Vu l'inconvénient de la TFCT due à sa résolution, les chercheurs se sont penchés sur d'autres représentations plus appropriées au traitement des signaux.

Exemple 1 :

Pour l'exemple de la TFCT on prend un signal de l'expression suivantes :

$$x(t) = \cos(2\pi 50t) + \cos(2\pi 100t) + \cos(2\pi 200t)$$

Le signal est composé de trois composantes sinusoïdales avec des fréquences différentes qui changent au fil du temps.

On insère les paramètres suivants :

$f_s = 1000\text{Hz}$ (la fréquence d'échantillonnage).

$t = 0:1/f_s:2-1/f_s$ (un vecteur temps allant de 0 à 2 secondes avec des incréments de $1/f_s$)

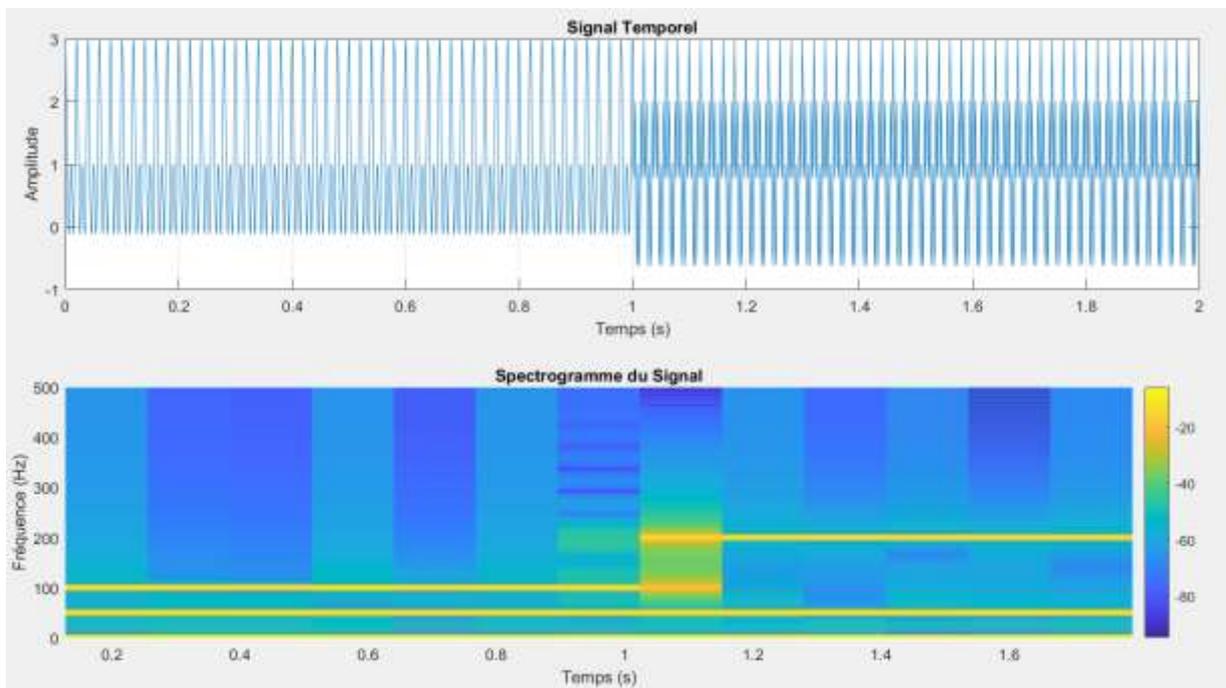


Figure III-6 TFCT de trois sinusoïdes

La représentation temporelle est constituée de deux parties, caractérisant deux sinusoïdes

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

La seconde représentation montre le spectrogramme, une représentation temps-fréquence du signal. L'axe 'x' représente le temps, l'axe 'y' représente la fréquence, et l'intensité des couleurs représente l'amplitude des composantes fréquentielles., on remarque la présence de trois sinusoïdes.

Exemple 2 : (signal réel : bruits cardiaques) [13]

Pour toutes les approches temps-fréquence, nous prenons comme signal test, le signal d'un bruit surajouté. L'étude est effectuée sur 1024 échantillons. La **Figure III-7** représente le résultat d'analyse avec le spectrogramme en utilisant une fenêtre de hamming sur 64 échantillons.

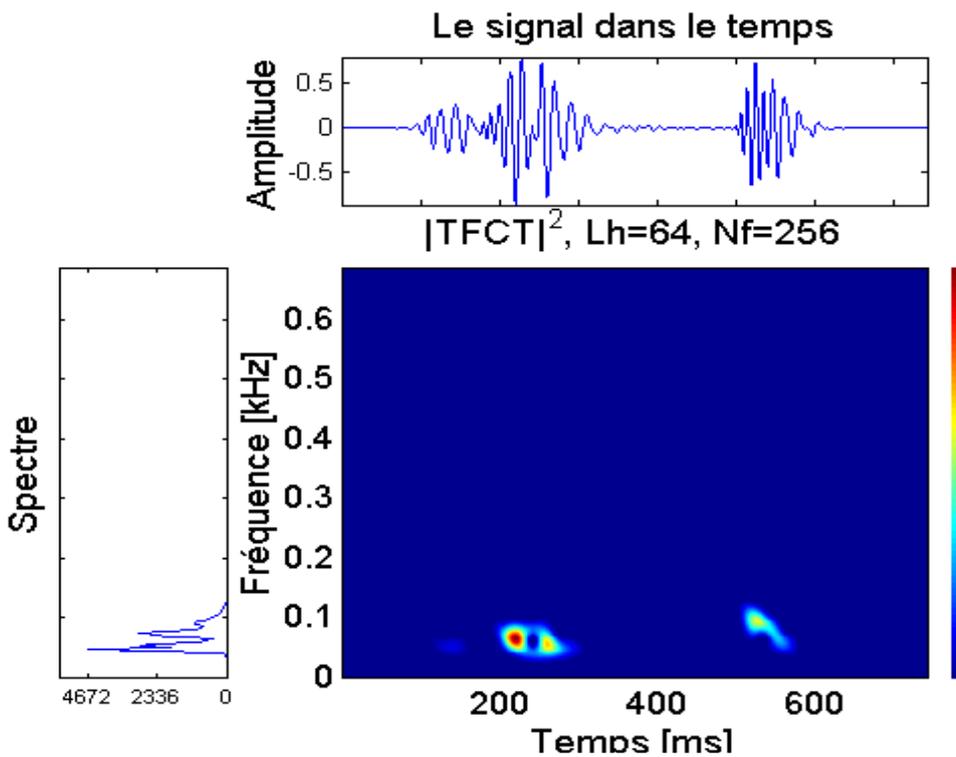


Figure III-7 spectrogramme du signal test h=hamming (64)

Nous observons des concentrations d'énergie correspondantes aux différents bruits. Le B4 apparaît avec une faible énergie centrée à une fréquence de 45 Hz. L'énergie de la première

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

composante de B1 est la plus élevée et centrée à une fréquence de 70 Hz. Celle de la deuxième composante est centrée à une fréquence de 50 Hz. Nous observons aussi le dédoublement physiologique de B2. L'énergie de ses deux composantes sont centrées respectivement aux fréquences 100 et 50 Hz.

La fenêtre utilisée permet une bonne résolution temporelle. Mais elle dégrade la résolution fréquentielle.

Une bonne résolution temporelle requiert une fenêtre d'analyse de courte durée. Une bonne résolution fréquentielle nécessite l'utilisation d'un filtre en fréquence très sélectif (de longue durée). C'est ce qui interdit une bonne résolution à la fois en temps et en fréquence. De plus, la TFCT ne tient pas compte réellement du caractère non stationnaire par le calcul de sa TF durant la durée d'analyse.

La représentation permettant de pallier à ces problèmes, est la représentation de Wigner-Ville qui possède des propriétés plus intéressantes pour une analyse pertinente dans le plan t/f.

III.2.3.2.2 Distribution de Wigner-Ville [9]

DWV est une méthode d'analyse bidimensionnelle qui permet de représenter l'énergie du signal simultanément en temps et en fréquence.

$$w_x(t, f) = \int_{-\infty}^{+\infty} x\left(t + \frac{\tau}{2}\right) x^*\left(t - \frac{\tau}{2}\right) e^{-2j\pi f\tau} d\tau \quad (10)$$

C'est un outil largement utilisé pour l'analyse temps-fréquence du fait de sa très bonne résolution temps-fréquence. Elle peut être aussi définie dans le domaine fréquentiel à partir de $X(f)$.

La projection DWV sur l'axe des temps fournit la puissance instantanée du signal et exprime sur l'axe des fréquences une densité spectrale d'énergie.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

La relation (10) Revient à calculer la TF du produit $x\left(t + \frac{\tau}{2}\right)x^*\left(t - \frac{\tau}{2}\right)$ appelé noyau de la transformation.

DWV est limitée en résolution en temps et en fréquence $BT \geq \frac{1}{2}$.

Exemple 1 :

On prend pour exemple un signal d'expression :

$$x(t) = \cos(2\pi 50t) + \cos(2\pi 100t) + \cos(2\pi 200t)$$

Le signal est composé de trois composantes sinusoïdales de fréquences différentes qui changent au fil du temps. Et qui a les paramètres suivants :

$f_s = 1000\text{Hz}$ (la fréquence d'échantillonnage).

$t = 0 : 1/f_s : 2 - 1/f_s$ (un vecteur temps allant de 0 à 2 secondes avec des incréments de $1/f_s$)

Les résultats obtenus sont représentés dans la **Figure III-8** suivantes :

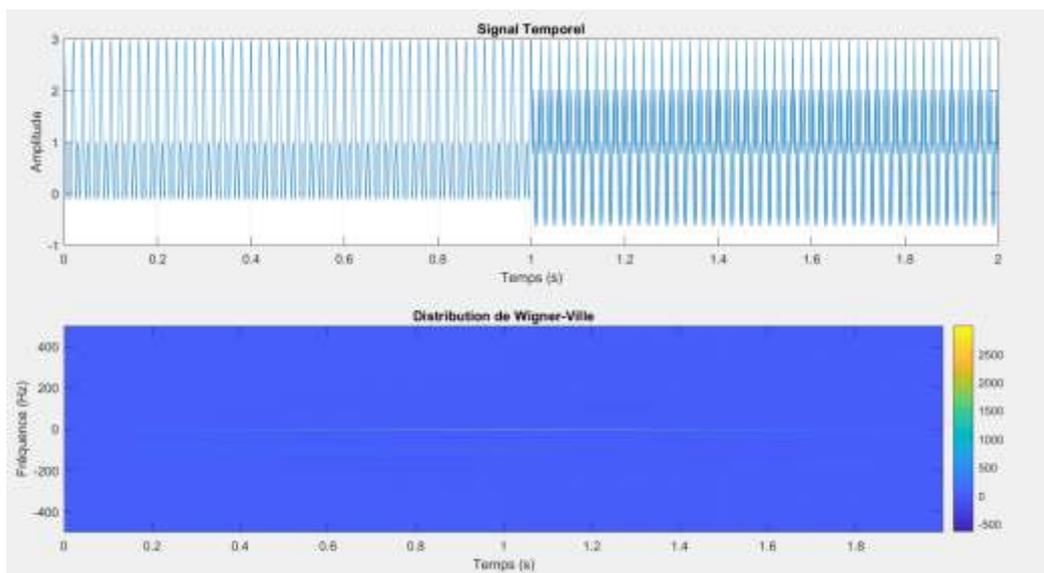


Figure III-8 Distribution de Wigner-Ville d'un Signal

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Le premier graphe montre le signal temporel et le second montre la distribution de Wigner-Ville du signal, permettant une analyse temps-fréquence détaillée.

III.2.3.2.2.1 Transformée de Wigner-Ville [10]

La TWV est une méthode d'analyse bi-dimensionnelle permettant de représenter l'énergie du signal simultanément en temps et en fréquence. La TWV relatif à un signal $x(t)$ est :

$$W(t, f) = \int_{-\infty}^{+\infty} x\left(t + \frac{\tau}{2}\right) x^*\left(t - \frac{\tau}{2}\right) e^{-j2\pi f\tau} d\tau \quad (11)$$

La TWV étant une loi quadratique, des termes d'interférences faussent la lisibilité de ses résultats. Ils sont dus à la structure multi-composantes du signal. Les spectres des signaux réels sont symétriques. D'autres termes appelés les auto-interférences apparaissent. Il serait donc intéressant d'éliminer cette redondance en utilisant le signal analytique associé.

Le signal analytique $z(t)$ associé au signal réel $x(t)$ est défini par :

$$z(t) = x(t) + jH\{x(t)\} \quad (11)$$

Avec : H : Transformée de Hilbert.

Son spectre $Z(f)$ est donné par :

$$Z(f) = \begin{cases} 2X(f) & f > 0, \\ X(f) & f = 0, \\ 0 & f < 0. \end{cases} \quad (12)$$

L'utilité du signal analytique est illustrée en comparant la TWV du signal test et celle du signal analytique associé.

Exemple : [13]

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

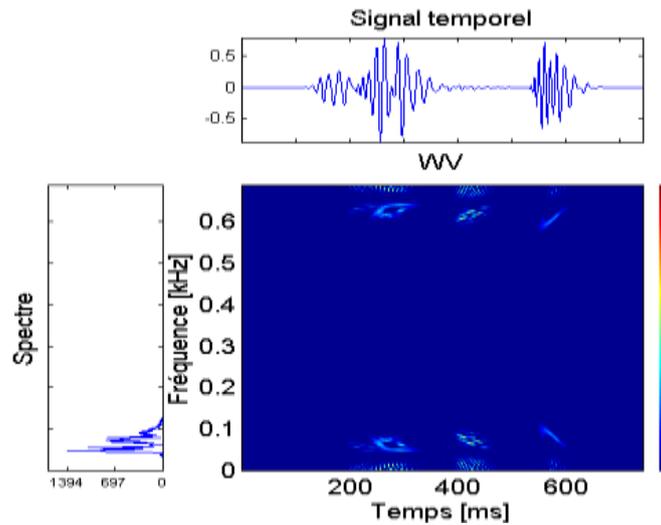


Figure III-9 TWV du signal test

La **Figure III-9** montre deux parties symétriques, et des oscillations parasites entre les composantes décalées en temps et en fréquence. Parmi ces oscillations, on trouve les auto interférences qui sont concentrés autour de l'axe temporel ($f = 0$), et des termes d'interférences entre B1 et B2. Le B4 étant un bruit de faible intensité, son énergie n'apparaît plus sur le plan. Mais, il y a des termes d'interférences avant B1 qui prouvent son existence.

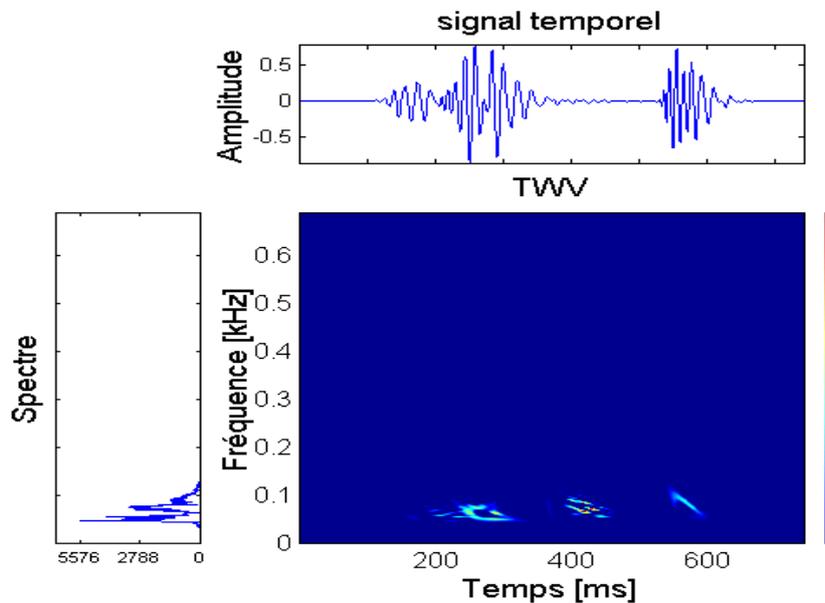


Figure III-10 TWV du signal analytique associé.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

La **Figure III-10** nous montre que l'utilisation du signal analytique a pour effet d'éliminer les fréquences négatives. L'énergie a été compensée (doublée) dans la partie positive. Les auto-interférences sont disparus mais il n'y a aucun effet sur les termes d'interférences.

III.2.4 Analyse Temps-Echelle

III.2.4.1 Transformée Ondelette continue (TOC)

La résolution apportée par la TFCT est limitée, par conséquent même dans la fenêtre, le signal peut être non stationnaire. La transformation en ondelette agit en quelque sorte comme un microscope mathématique, c'est-à-dire adaptant sa résolution (la taille de la fenêtre d'analyse) à la taille de l'objet (ou de détail) analysé.

Les hautes fréquences sont mieux résolues en temps et les basses fréquences sont mieux résolues en fréquence. Ceci signifie, qu'aux hautes fréquences, les composantes sont mieux localisées en temps qu'aux basses fréquences. Au contraire, une composante de basse fréquence est mieux localisée en fréquence qu'une composante de haute fréquence. La Transformée Ondelette continue est définie comme :

$$TOC(a, b) = |a|^{-\frac{1}{2}} \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \Psi^* \left(\frac{t-b}{a} \right) dt \quad (13)$$

$\Psi(t)^*$: Complexe conjugué de Ψ .

a : paramètre d'échelle (dilatation).

b : paramètre de translation.

$\Psi(t)$: Ondelette mère.

L'analyse en ondelette consiste à calculer la similitude entre le signal et l'ondelette, et ceci pour différentes échelles et décalages.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Exemple 1 :

On prend le même signal précédent ainsi que les mêmes paramètres et on visualise la transformé en ondelette continue :

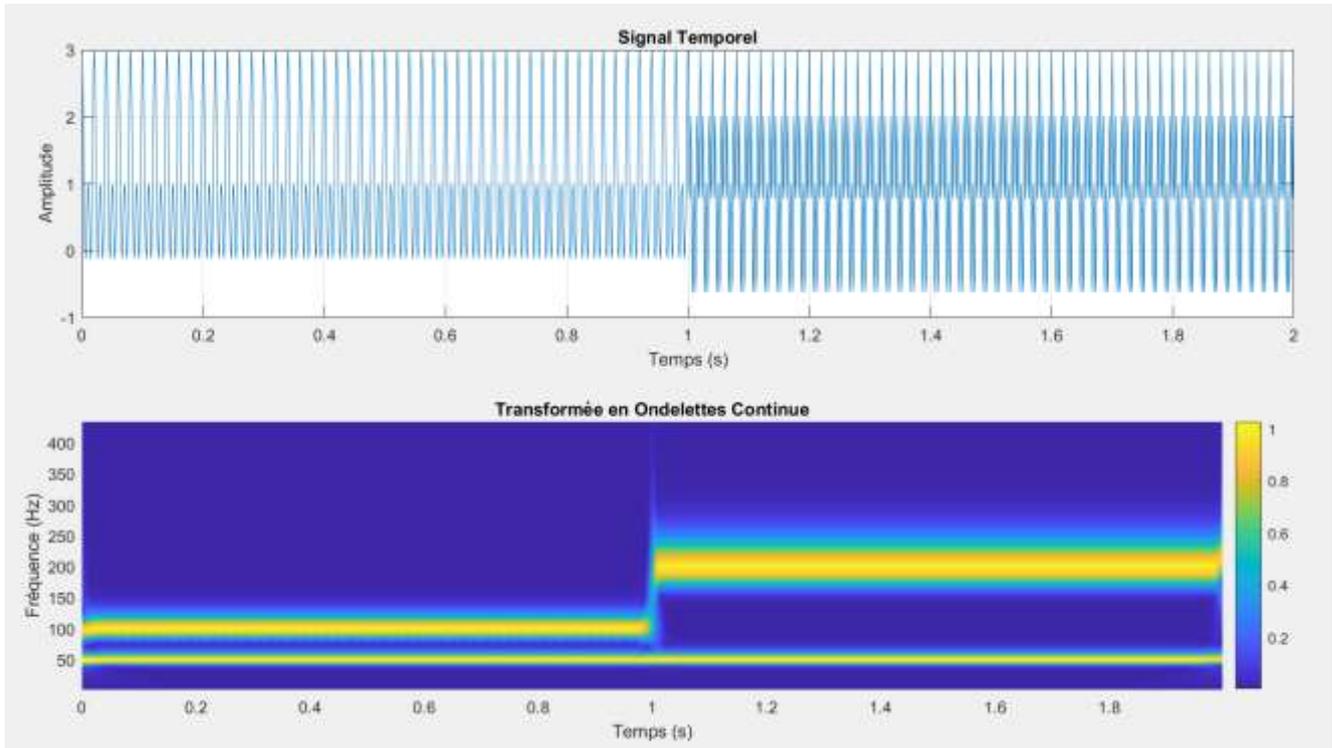


Figure III-11 Transformée en Ondelette Continue de trois sinusoides

Le premier sous-graphe montre le signal temporel et le second sous-graphe montre la transformée en ondelettes du signal, permettant une analyse Temps-Echelle détaillée

Exemple 2 : (TOC d'un signal de pression du fluide dans un pipeline) [14]

On prend pour exemple un signal transitoire mesuré dans un pipeline et contaminés par du bruit et on visualise ça TOC ainsi que la TOC en utilisant la TF les résultats obtenues ont représentés dans la **Figure 12** et la **Figure 13** suivantes :

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

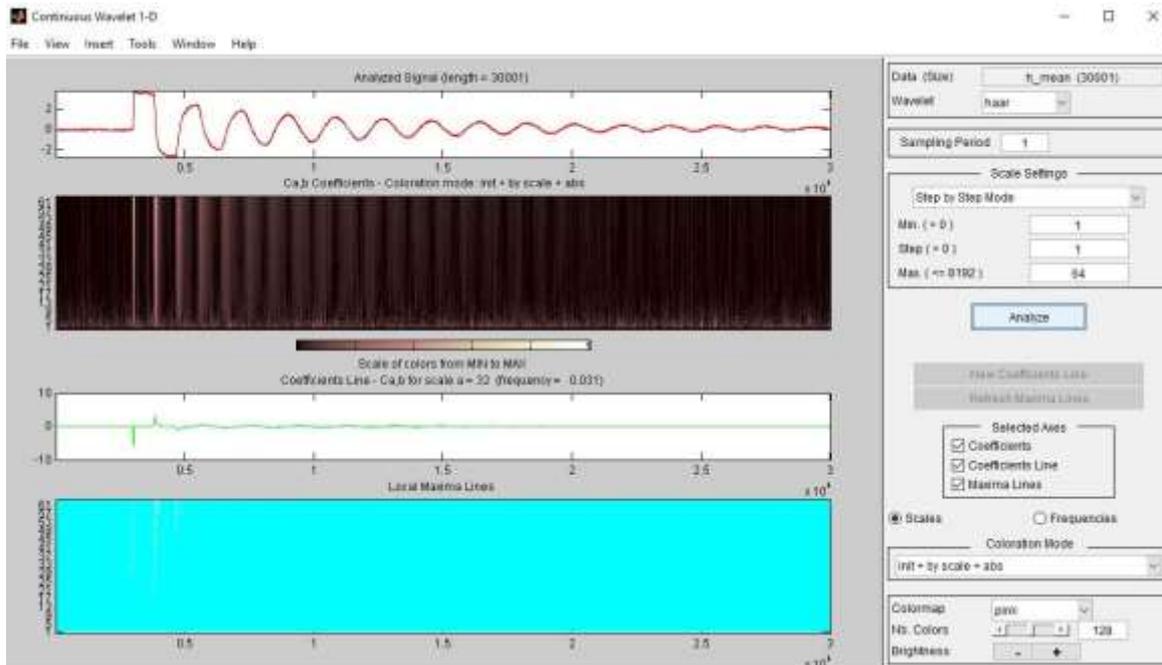


Figure III-12 TOC d'un Signal transitoire mesuré dans un pipeline

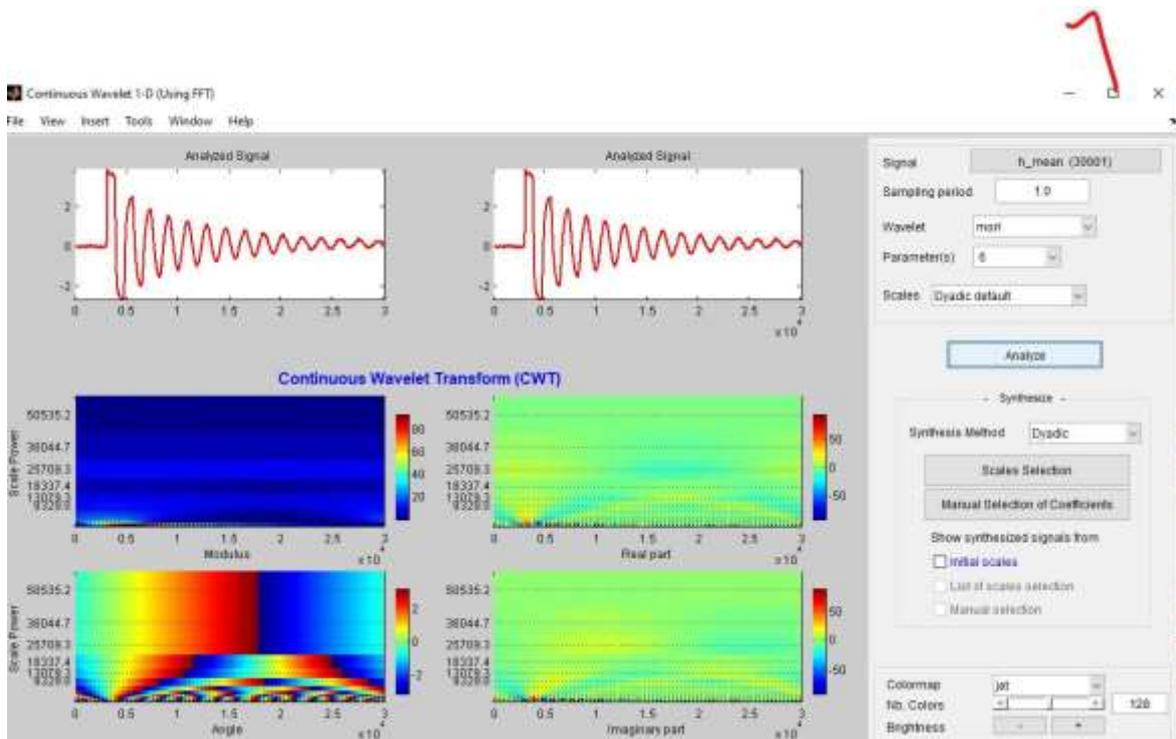


Figure III-13 TOC en utilisant la TF d'un Signal transitoire mesuré dans un pipeline

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

III.2.4.2 Transformée Ondelette discrète (TOD)

La transformée en ondelettes discrète se présente dans une base de fonctions *orthonormées*. Dans le même style que la transformée de Fourier discrète (TFD). La différence principale entre les deux *Transformée Ondelette* est que la TOD fonctionne sur toutes les valeurs continues de la fréquence et du temps tandis que la TOD fonctionne sur un sous-ensemble spécifique de toutes les valeurs discrètes de la fréquence et du temps. TOD donne une représentation du signal avec une très grande résolution temporelle et un aperçu des composantes spectrales présentes.

La transformée en ondelettes discrète décompose un signal en approximations et détails en utilisant des filtres passe-bas et passe-haut. Pour un signal discret $\mathbf{x}[\mathbf{n}]$, les coefficients de la TOD sont obtenus par convolution du signal avec une ondelette mère discrète et une fonction d'échelle, suivie d'un sous-échantillonnage.

Les coefficients de détails $\mathbf{d}_j[\mathbf{k}]$ et les coefficients d'approximations $\mathbf{a}_j[\mathbf{k}]$ sont définis par :

$$\mathbf{a}_j[\mathbf{k}] = \sum_n \mathbf{x}[\mathbf{n}] \phi_{j, \mathbf{k}}[\mathbf{n}] \quad (14)$$

$$\mathbf{d}_j[\mathbf{k}] = \sum_n \mathbf{x}[\mathbf{n}] \psi_{j, \mathbf{k}}[\mathbf{n}] \quad (15)$$

Où :

$\phi_{j, \mathbf{k}}[\mathbf{n}]$ est la fonction d'échelle

$\psi_{j, \mathbf{k}}[\mathbf{n}]$ est la fonction ondelette, toutes deux discrètes et décalées.

Exemple 1 :

On prend pour exemple un signal non stationnaire d'expression :

$$\mathbf{x}(t) = \cos(2\pi 50t) + \cos(2\pi 120t) + (\cos 2\pi 250t)$$

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Qui est caractérisé par les paramètres suivants :

$f=1000\text{Hz}$ (la fréquence d'échantillonnage).

$t=$ (vecteur temps allant de 0 à 1 seconde avec des incréments de $1/fs$).

On décompose notre signal en 5 niveaux à l'aide des coefficients de décomposition, ensuite on extrait les coefficients d'approximation et de détail puis on visualise les résultats obtenus

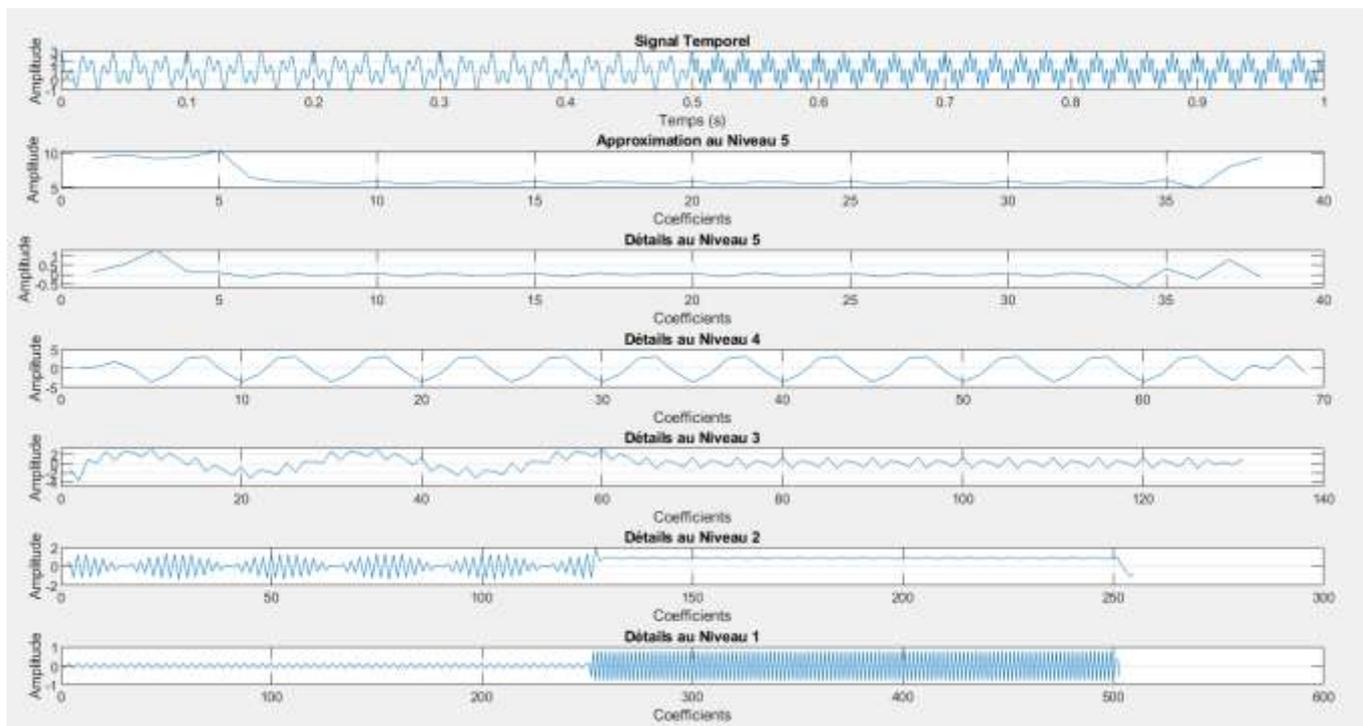


Figure III-14 Transformée en Ondelette Discrète de trois sinusoides

Les graphiques montrent le signal original et les coefficients d'approximation et de détail à différents niveaux de décomposition.

Les coefficients d'approximation (A5) au niveau le plus bas (5) représentent une estimation grossière du signal original avec les basses fréquences conservées.

Les coefficients de détail (D5, D4, D3, D2, D1) captent les détails et les hautes fréquences du signal à chaque niveau de décomposition.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Les coefficients de détail montrent clairement l'activité des composantes haute fréquence du signal non stationnaire. Par exemple, au niveau 5, on observe des détails correspondant aux fréquences plus élevées présentes dans le signal d'origine.

La transformée en ondelettes discrètes permet une décomposition efficace des signaux non stationnaires en différentes échelles de fréquence. Chaque niveau de décomposition fournit des informations sur les caractéristiques du signal à cette échelle particulière, permettant une analyse plus détaillée et une représentation plus efficace des signaux complexes comme celui utilisé ici. Ce type d'approche est utile dans de nombreux domaines, y compris le traitement du signal.

Exemple 2 : (TOC signal réel bruit cardiaques) [13]

La **Figure III-15** représente la TOD du signal réel. La décomposition est effectuée sur cinq niveaux.

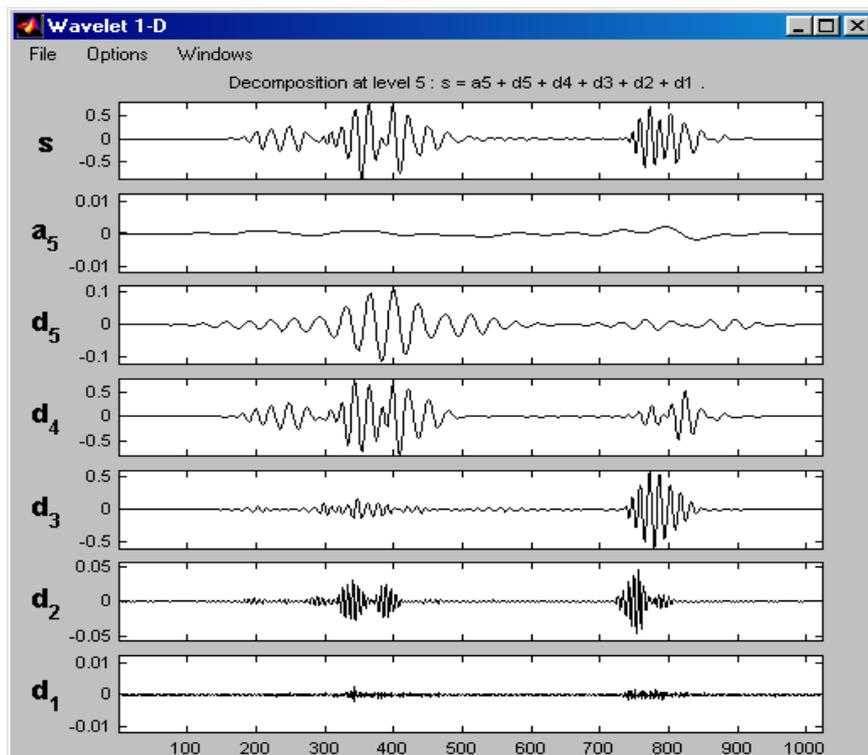


Figure III-16 TOD du signal réel

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Le détail « d1 » ne révèle aucune information. En effet « d1 » représente les composantes hautes fréquences du signal

Le détail « d2 » fait apparaître nettement le dédoublement de B1 et de manière moins perceptible le dédoublement de B2. L'amplitude de B2 est faible.

Le détail « d3 » montre le B2 comme une seule composante, et des légères oscillations à l'instant correspondant à B1.

Le détail « d4 », nous observons l'apparition du bruit surajoutés B4, le B1 dédoublé et la deuxième composante de B2.

Le détail « d5 » comporte quelques basses oscillations des bruits cités précédemment.

L'approximation « a5 » ne révèle aucune information.

L'application de la TOD sur les bruits cardiaques permet la détection de toutes les oscillations présentes dans un bruit. En effet, le problème d'intensité rencontré dans les applications de l'approche temps-fréquence, ne se pose plus. Pour caractériser les différents bruits, il est nécessaire de tenir compte de tous les détails.

Exemple 3 : (TOD d'un signal de pression de fluide dans un pipeline) [14]

On prend pour exemple un signal transitoire mesuré dans un pipeline et contaminés par du bruit et on visualise ça TOD les résultats obtenues ont représentés dans la **Figure III-17** suivante :

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

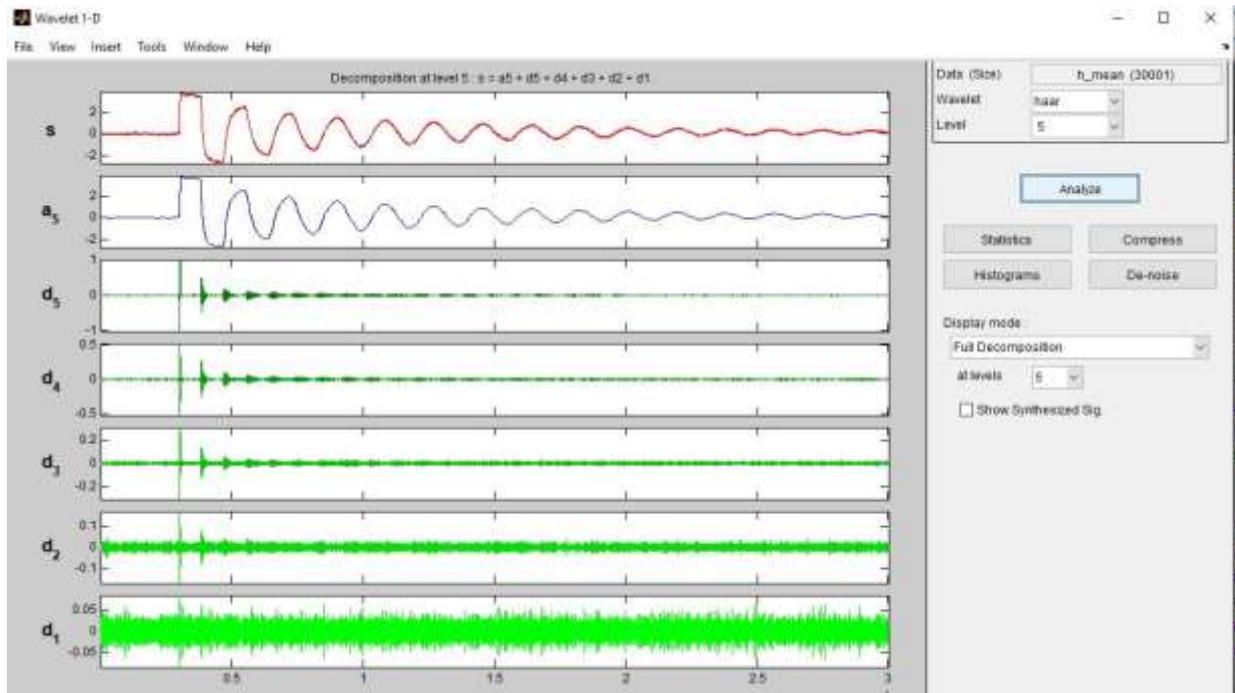


Figure III-17 TOD d'un Signal transitoire mesuré dans un pipeline

On peut remarquer que le détail « d1 » comporte le signal mesuré qui est bruité.

Le détail « d2 » montre des légères oscillations ce qui nous laisse dire que le signal a été légèrement d'ébruité.

Les coefficients de détail « d3, d4, d5 » captent les détails et les hautes fréquences du signal à chaque niveau de décomposition et quelques basses oscillations des bruits.

Les coefficients d'approximation (a5) représentent une estimation grossière du signal original avec les basses fréquences conservées.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

III.2.5 Analyse Spectrale [15]

L'analyse spectrale est une technique utilisée dans le traitement du signal pour étudier les propriétés fréquentielles d'un signal. Cette technique permet d'analyser la distribution des composantes fréquentielles présentes dans ce dernier. Elle peut fournir des informations précieuses pour la compréhension, la caractérisation et la manipulation des signaux dans divers domaines d'application.

Il existe plusieurs méthodes de cette dernière certaines sont catégorisées comme paramétrique, d'autres comme non-paramétriques. On décrira quatre (4) parmi eux, avec des exemples d'application sur un signal réel.

Le problème de la localisation des fuites dans les pipelines à l'aide de données transitoires est étudié. Les techniques de traitement du signal qui ont fait leurs preuves dans les communications sans fil et l'acoustique sont adaptées et testées pour l'identification des fuites. Plus précisément :

- La formation de faisceaux de Bartlett (également connu sous le nom de BF conventionnel, champ adapté ou réseau phasé),
- BF de Capon (également connu sous le nom de filtre de réponse sans distorsion à variance minimale),
- BF de Lagunas (également connu sous le nom de filtre de réponse sans distorsion à variance minimale).
- BF De Capon (également connu sous le nom de filtre de réponse sans distorsion à variance minimale),
- BF de Lagunas et les méthodes de classification de signaux multiples (MUSIC) sont utilisés.

La localisation est réalisée par une recherche unidimensionnelle de l'emplacement de la fuite le long de la conduite, une recherche unidimensionnelle signifiant que le modèle d'onde

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

utilisé ne comprend qu'une seule fuite. La recherche unidimensionnelle est avantageuse car elle implique un faible coût de calcul. Les performances des différentes techniques dans le cas d'une fuite unique et de fuites multiples sont examinées.

Dans le cas d'une fuite unique, les méthodes spectrales proposées localisent avec précision la fuite, même pour un niveau de bruit élevé. Dans le cas de fuites multiples, les méthodes spectrales proposées sont capables de localiser toutes les fuites à condition que la distance de fuite soit du même ordre ou plus grande que la moitié de la longueur d'onde de sondage la plus courte. Cependant, la localisation se détériore lorsque les fuites sont trop proches les unes des autres, car un modèle avec une seule fuite est utilisé pour identifier plusieurs fuites. Bien qu'elle ne soit pas précise, l'application de la recherche unidimensionnelle à des fuites multiples est toujours utile parce qu'elle fournit une première estimation rapide des fuites.

III.2.5.1 La Méthode Bartlett

L'analyse spectrale utilisant la méthode de Bartlett est une technique employée en traitement du signal pour estimer la densité spectrale de puissance (DSP) d'un signal. Cette méthode est une amélioration par rapport à l'estimation de base de la DSP, en réduisant la variance de l'estimation au prix d'une résolution spectrale plus faible.

Elle se fait en plusieurs étapes, d'abord la division du signal en segment, le signal $\mathbf{x}[n]$ est divisé en \mathbf{K} segments non superposés de longueur \mathbf{M} . Si le signal $\mathbf{x}[n]$ a une longueur totale \mathbf{N} , alors $\mathbf{K}=\lfloor \mathbf{N}/\mathbf{M} \rfloor$.

Ensuite, l'application par fenêtre. Pour chaque segment, une fenêtre $\mathbf{w}[m]$ est appliquée afin de réduire les effets de bords. Une fenêtre courante est la fenêtre de Hemming.

Après ça Pour chaque segment, la transformée de Fourier discrète (TFD) est calculée :

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

$$Xk(f) = \sum_{m=0}^{M-1} xk[m].w[m]e^{-j2\pi fm} \quad (16)$$

Où $x_k[m]$ est le k -i^{ème} segment du signal.

Puis la DSP pour chaque segment est calculée en prenant le carré de la magnitude de la TFD et en normalisant par la longueur du segment :

$$Pk(f) = M1 |Xk(f)|^2 \quad (17)$$

En fin, la DSP finale est obtenue en moyennant les DSP des segments :

$$\hat{P}(f) = \frac{1}{K} \sum_{K=0}^{K-1} Pk(f) \quad (18)$$

Exemple :

On prend pour exemple un signal réel de données transitoires et on lui implémente la méthode Bartlett pour la détection probable d'une fuite dans le pipeline.

- Les caractéristiques du signal sont :
- Longueur totale du pipeline : $L=2000$ m
- Vitesse de propagation du son dans le pipeline : $a=1200$ m/s.
- Diamètre du pipeline : $D=0.5$ m
- Aire de la section transversale (A) calculée à partir du diamètre : $A=\pi(D/2)^2$
- Facteur de friction de Darcy-Weisbach (f) : utilisé pour calculer les pertes de charge dues au frottement.
- Hauteur des réservoirs : 25 m (amont) et 20 m (aval). $H1$ & $H2$ respectivement.
- Nombre de fuites à considérer ($no_L=1$).
- Positions des fuites (xL) : 30% de la longueur du pipeline (600 m).

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

- Taille des fuites (CdAl) : Coefficient de décharge ajusté en fonction de la hauteur initiale.
- Capteurs (Hydrophones) : Nombre de capteurs $M=2$.
- Positions des capteurs (x_M) : 90% (1800 m) et 80% (1600 m) de la longueur du pipeline.
- Fréquences (Omega) : Fréquences d'analyse déterminées par la vitesse du son et la longueur du pipeline, allant de ω_{th} à $31 \cdot \omega_{th}$
- Niveau de bruit ajouté aux mesures pour simuler un environnement réel : $SNR = -10$ dB.

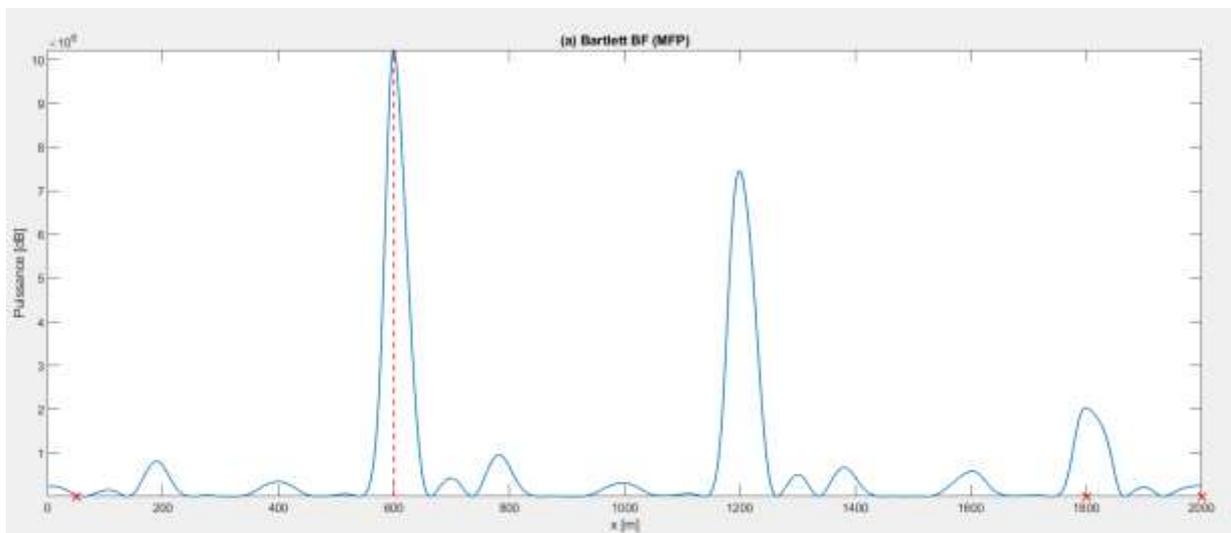


Figure III-18 Représentation du signal avec implémentation de la méthode Bartlett

Le graphique montre des pics multiples et distincts, cela peut indiquer des limitations de cette méthode en termes de résolution spatiale et de robustesse face au bruit.

La méthode de Bartlett est plus simple et moins précise en présence de bruit et d'interférences. Les pics sont moins prononcés et la localisation est moins précise.

Elle est moins robuste face au bruit et aux interférences. Cela peut se traduire par des fluctuations plus importantes dans les résultats et des pics moins distincts.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Avantages :

- En moyennant les spectres de puissance de plusieurs segments, la méthode de Bartlett réduit la variance de l'estimation de la DSP, ce qui donne une estimation plus fiable.
- La méthode est simple à mettre en œuvre et ne nécessite pas de paramètres complexes, sauf la longueur des segments.

Inconvénients :

- La résolution spectrale est réduite car chaque segment est plus court que le signal original, ce qui limite la capacité à distinguer des fréquences proches.
- Si le signal n'est pas divisible de manière exacte en segments de longueur M , certaines données peuvent ne pas être utilisées.

En conclusion la méthode de Bartlett est une technique efficace pour la détection de fuites, mais elle présente certaines limitations en termes de résolution spatiale et de robustesse au bruit comparée à des méthodes plus avancées comme Capon et MUSIC. Les résultats montrent des pics aux positions des fuites, mais ces pics sont plus larges et moins distincts, indiquant une précision potentiellement moindre. En résumé, la méthode de Bartlett est utile pour une estimation initiale, mais pour des environnements plus complexes ou bruyants, des méthodes comme Capon ou MUSIC pourraient offrir de meilleures performances.

III.2.5.2 La Méthode Laguna

La méthode Lagunas, est une technique utilisée pour estimer la densité spectrale de puissance (DSP) d'un signal. Cette méthode se distingue par sa capacité à fournir des estimations avec une résolution spectrale améliorée et une réduction du biais.

Elle est basée sur la transformation de Fourier et l'utilisation de fenêtres pour segmenter le signal en plusieurs parties, puis moyennant les résultats obtenus. Cela permet de réduire le bruit et d'améliorer la résolution spectrale.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Elle se fait en plusieurs étapes :

D'abord Division du Signal en Segments de longueur fixe M . Si le signal a une longueur totale N alors $K=[N/M]$.

Ensuite, l'Application de Fenêtres, Chaque segment est multiplié par une fenêtre (par exemple, une fenêtre de Hamming pour minimiser les effets de bords).

Après ça, la Transformée de Fourier discrète (TFD) est calculée pour chaque segment.

Enfin, on fait la moyenne des spectres de puissance, la densité spectrale de puissance pour chaque segment est calculée, puis les spectres de puissance de tous les segments sont moyennés pour obtenir l'estimation finale de la DSP.

Exemple :

On Prend pour exemple le signal précédent et on lui applique cette méthode les résultats obtenues sont dans la figure suivante :

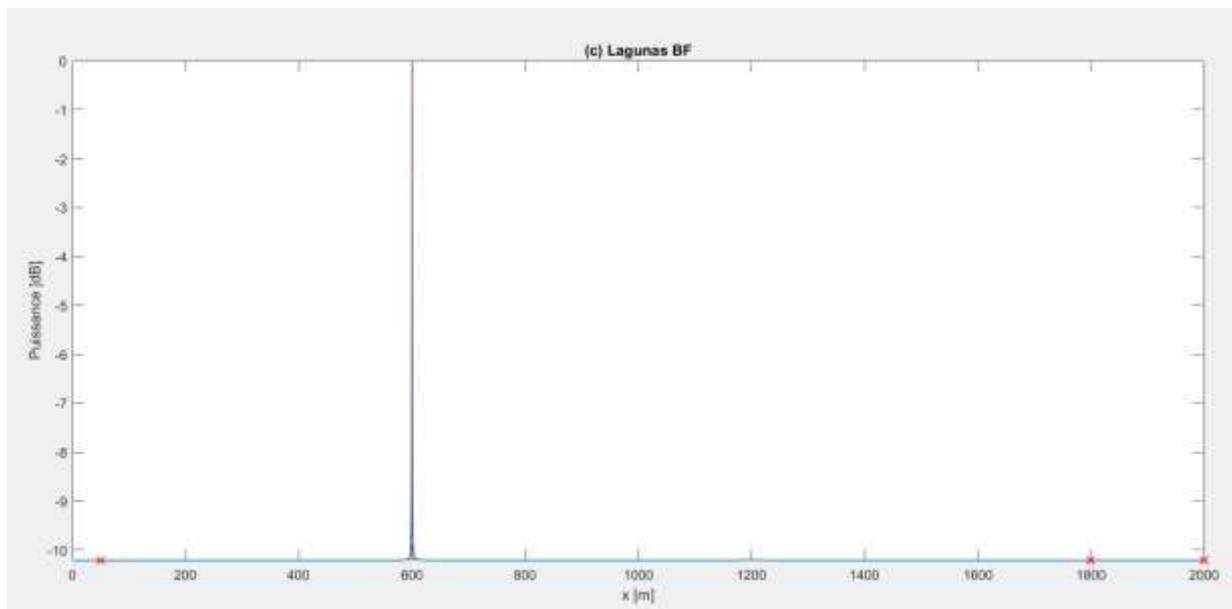


Figure III-19 Représentation du signal avec implémentation de la méthode Laguna

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Le graphique montre un pic prononcé à une position proche de la position réelle de la fuite, en estimant qu'elle se trouve à 600m. et ce pic est plus distinct que dans les autres méthodes, cela indique que Lagunas a bien fonctionné en fournissant une localisation plus précise des fuites grâce à son traitement avancé du signal.

Elle est conçue pour être plus robuste au bruit et aux interférences, ce qui est crucial dans des environnements de pipeline réels où le signal peut être fortement perturbé.

Avantages

- En offrant les spectres de puissance de segments multiples, la méthode de Lagunas réduit l'influence du bruit.
- L'utilisation de fenêtres et de recouvrement entre les segments améliorent la résolution spectrale.
- Peut être appliqué à divers types de signaux avec des paramètres réglables (longueur de segment, type de fenêtre, etc.).

Limites

- Le calcul des transformées de Fourier pour plusieurs segments et le recouvrement augmente le temps de calcul.
- Dépendance aux Paramètres : Les résultats peuvent varier en fonction du choix des paramètres (longueur de segment, type de fenêtre, etc.).

En conclusion, la méthode de Lagunas est une technique puissante pour la détection de fuites, offrant une meilleure résolution et une robustesse accrue par rapport aux méthodes plus simples. Les résultats montrent des pics distincts aux positions des fuites, confirmant la précision de cette méthode.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

III.2.5.3 La Méthode Capon

La méthode Capon est une technique d'estimation spectrale utilisée en traitement du signal pour estimer la densité spectrale de puissance (DSP) d'un signal à partir d'un échantillon fini de données. Cette méthode est particulièrement efficace dans le cas où le nombre d'échantillons est petit par rapport à la longueur du signal et lorsqu'il y a une corrélation spatiale dans le signal, comme c'est souvent le cas dans les signaux acoustiques ou radar.

Elle est basée sur le principe de minimisation de la variance de l'estimateur de la DSP sous certaines contraintes. Elle utilise généralement une fonction de coût qui minimise la variance de l'estimation spectrale tout en tenant compte des contraintes imposées par le problème. Cette fonction de coût peut être optimisée numériquement pour obtenir une estimation spectrale précise.

On Prend pour exemple le signal précédent et on lui applique cette méthode les résultats obtenues sont dans la figure suivante : [15]

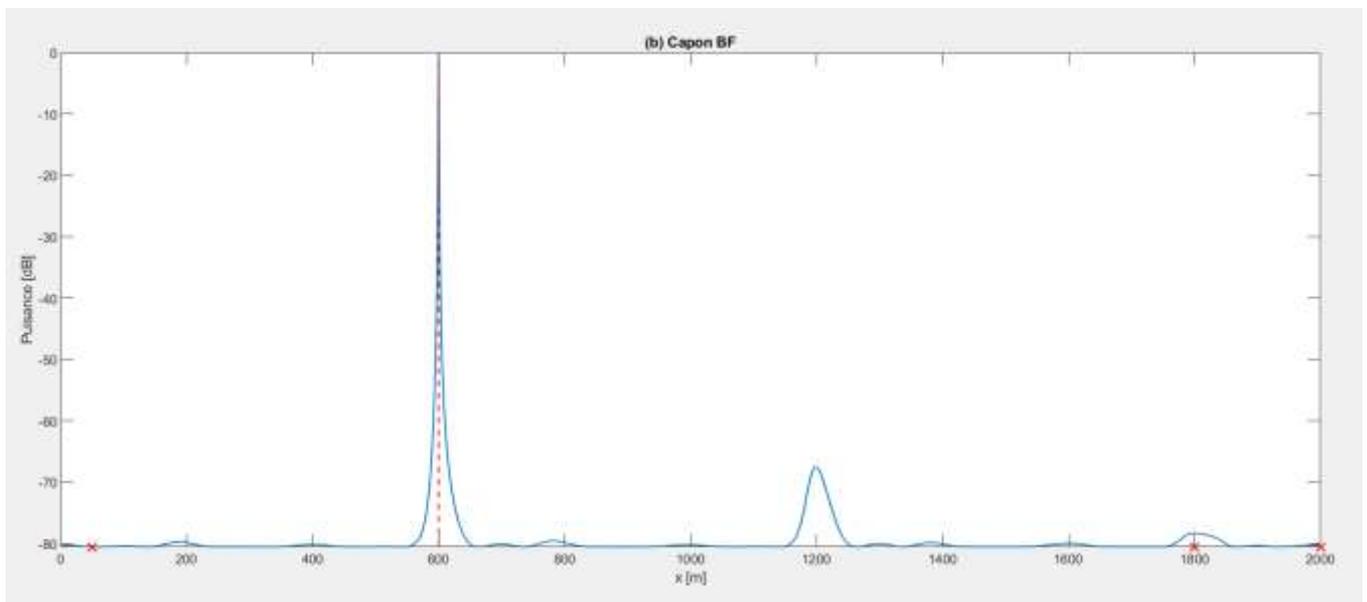


Figure III-20 Représentation du signal avec implémentation de la méthode Capon

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Le graphique montre un pic distinct et étroit à une position proche de la position réelle de la fuite, cela confirme l'efficacité de la méthode de Capon. On peut remarquer que cette méthode est capable de distinguer plusieurs fuites si et distinguer chacune d'elles plus précisément que les méthodes plus simples comme Bartlett.

La méthode de Capon vise à minimiser l'énergie captée hors de la direction d'intérêt. La détection du pic en utilisant la méthode de capon se situe très proche des positions réelles des fuites, cela indique que la méthode a localisé avec succès les fuites.

Elle offre théoriquement une meilleure résolution spatiale, réduisant les effets des sources de bruit et des interférences. Les pics sont plus étroits et mieux définis, indiquant une meilleure capacité à distinguer des fuites proches.

Elle est conçue pour être plus robuste face aux interférences et au bruit par rapport à la méthode de Bartlett. Cela devrait se traduire par des pics plus prononcés et moins de fluctuations dans les résultats.

Avantages :

- La méthode Capon peut fournir une résolution spectrale élevée, ce qui signifie qu'elle est capable de séparer étroitement les composantes spectrales du signal.
- Elle fonctionne bien même avec un petit nombre d'échantillons de données, ce qui est utile dans les situations où les données sont limitées.
- La méthode Capon est adaptative, ce qui signifie qu'elle peut s'ajuster automatiquement aux variations des caractéristiques du signal ou du bruit.
- Elle est robuste aux variations des propriétés statistiques du bruit, ce qui la rend efficace même en présence de bruit non stationnaire ou de distributions non gaussiennes.

Inconvénients :

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

- La méthode Capon peut être plus complexe sur le plan computationnel par rapport à d'autres méthodes d'estimation spectrale, en particulier lorsqu'elle est appliquée à des signaux à haute dimension.
- Comme toute méthode d'estimation, la méthode Capon peut être sensible aux erreurs de modèle, notamment si les hypothèses sous-jacentes sur la structure du signal ou du bruit ne sont pas correctement spécifiées.
- La précision de l'estimation spectrale dépend fortement de la qualité de la matrice de covariance calculée à partir des données. Des erreurs dans cette estimation peuvent entraîner des estimations de DSP imprécises.
- Dans certains cas, la méthode Capon peut souffrir de problèmes de convergence numérique, en particulier lorsque les contraintes ou les conditions du problème ne sont pas correctement spécifiées.

En conclusion Capon est une technique puissante pour la détection de fuites dans un pipeline, offrant une résolution spatiale améliorée et une meilleure robustesse aux interférences et au bruit. Les résultats montrent des pics étroits et distincts aux positions des fuites, ce qui confirme la précision et l'efficacité de cette méthode. Comparée aux autres méthodes, Capon offre des résultats supérieurs en termes de localisation précise des fuites, particulièrement dans des environnements bruyants ou avec des sources de signaux interférents.

III.2.5.4 La Méthode MUSIC [15] [16]

La méthode MUSIC (Multiple Signal Classification) est une technique d'estimation spectrale utilisée en traitement du signal pour détecter et localiser les composantes de fréquence dans un signal en présence de bruit. Contrairement à la méthode Capon qui est basée sur la minimisation de la variance de l'estimateur de la densité spectrale de puissance (DSP), la méthode MUSIC est basée sur la décomposition en valeurs singulières de la matrice de covariance des données.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

On Prend pour exemple toujours le même signal et on lui applique cette méthode les résultats obtenues sont dans la figure suivante :

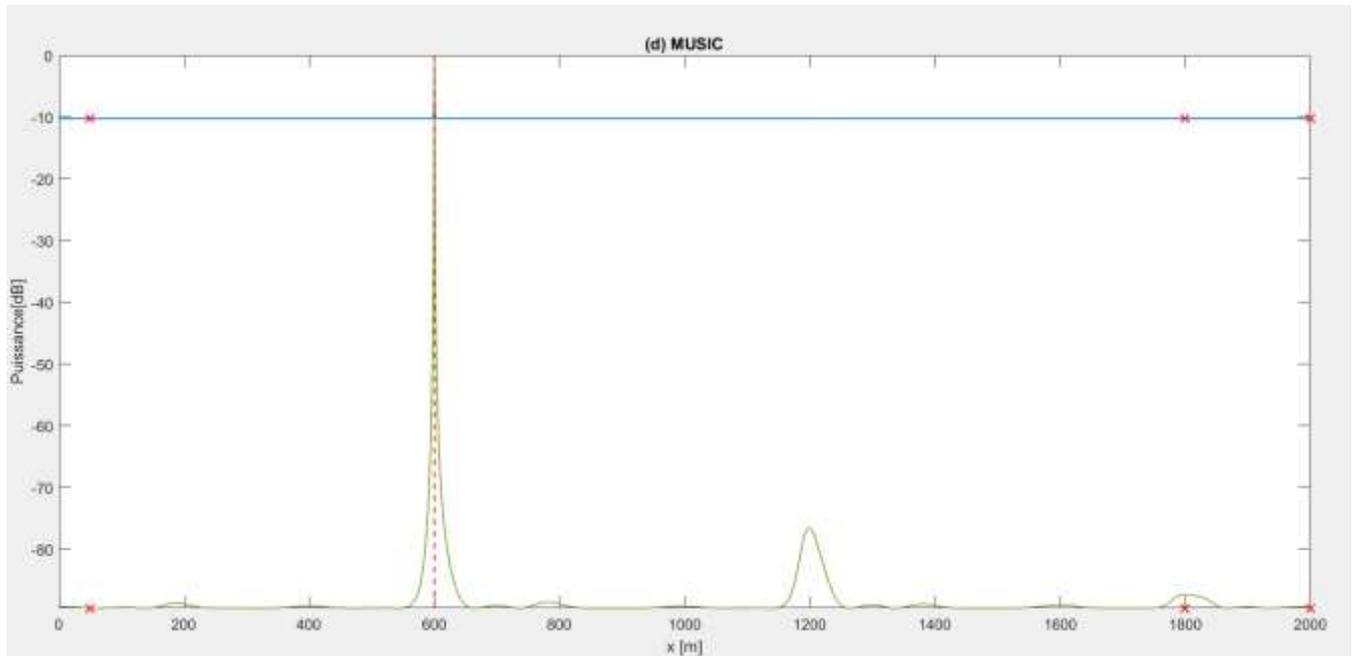


Figure III-21 Représentation du signal avec implémentation de la méthode MUSIC

Le graphique montre des pics très distincts et étroits à des positions proches des positions réelles des fuites, cela confirme que la méthode MUSIC a fonctionné avec une grande précision pour cette situation spécifique. Les pics sont bien définis et situés exactement aux positions des fuites.

Les pics sont plus fins et plus distincts comparés aux autres méthodes comme Bartlett et Capon. Cela est dû à la capacité de MUSIC à séparer les sous-espaces de signal et de bruit de manière plus efficace.

La méthode MUSIC est assez robuste face au bruit, grâce à sa capacité à projeter les signaux sur le sous-espace de bruit. Cependant, en présence d'un bruit très élevé ou de données de mauvaise qualité, la performance peut diminuer.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Avantages

- Comme la méthode Capon, la méthode MUSIC offre une résolution spectrale élevée, ce qui permet de séparer étroitement les composantes spectrales du signal.
- Elle est robuste aux variations des propriétés statistiques du bruit, ce qui la rend efficace même en présence de bruit non stationnaire ou de distributions non gaussiennes.

Inconvénients

- Tout comme la méthode Capon, la méthode MUSIC peut être sensible aux erreurs de modèle si les hypothèses sous-jacentes sur la structure du signal ou du bruit ne sont pas correctement spécifiées.
- La méthode MUSIC peut être computationnellement coûteuse, en particulier pour des applications avec un grand nombre de données ou des signaux à haute dimension.

En conclusion, la méthode MUSIC est une technique puissante et précise pour la détection de fuites. Les résultats montrent des pics très nets aux positions des fuites, indiquant une localisation précise et une haute résolution spatiale. La robustesse de la méthode face au bruit et aux interférences la rend particulièrement utile dans des environnements complexes. En résumé, MUSIC est souvent préférable pour des applications nécessitant une haute précision et une résolution fine, surpassant généralement les méthodes comme Bartlett et Capon en termes de performance globale.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

III.3 Partie 2 : Approches Statistiques

III.3.1 La Méthode Bootstrap [14]

La perte de pétrole dans les industries pétrolière s'élève à des milliards de dollars par an. La méthodologie basée sur les transitoires est une approche générale prometteuse pour résoudre ce problème en fournissant une détection et une localisation rapides et efficaces des fuites. Cette approche introduit activement les ondes transitoires dans le fluide dues à des changements soudains de débit, tels que la fermeture ou l'ouverture rapide d'une vanne, mesure les réponses de pression à emplacements spécifiés et identifie les fuites en analysant les signaux transitoires mesurés.

Bien que les méthodes existantes basées sur les transitoires fonctionnent bien dans des environnements idéaux, leur application dans des systèmes de canalisations réels reste difficile, en particulier pour les petites fuites où la signature de la fuite dans un signal transitoire est faible. Cela est dû au fait que les signaux mesurés sont toujours contaminés par du bruit ou des incertitudes aléatoires, provenant du trafic, des turbulences, des appareils de mesure, des équipements mécaniques (tels que les pompes) et des variations de la demande et de l'offre de fluides.

C'est précisément le problème auquel répond l'article [14].il a développé un cadre d'intervalle de confiance pour étendre les méthodes existantes de détection des fuites afin qu'elles fournissent la probabilité qu'une fuite se situe dans une plage spécifiée. Deux défis majeurs doivent être relevés. D'abord, l'estimation de l'intervalle de confiance nécessite généralement un grand nombre de répétitions d'estimation ponctuelle. Cela nécessite à son tour que le test transitoire est répété plusieurs fois. Cependant, exposer le tuyau à des charges transitoires répétées n'est pas souhaitable et parfois ce n'est même pas possible car cela compromet l'intégrité structurelle du pipeline.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

La distribution statistique des signaux transitoires est complexe. En plus du bruit ambiant (dû à turbulence et trafic) qui est normale ou distribuée α -stable, les incertitudes aléatoires liées à la génération des vagues (valve temps et modèle de fermeture) et le bruit de la pompe (corrélé spatialement et temporellement et cyclo-stationnaire) sont inconnus et leurs distributions sont complexes, ce qui rend l'interférence statistique sur la localisation des fuites encore plus difficile.

La méthode Bootstrap est un outil puissant car (i) elle fonctionne bien avec une petite taille d'échantillon et (ii) sa version non paramétrique n'a pas besoin de prédéfinir (la famille de) la distribution statistique du signal mesuré. Cette approche utilise un petit nombre de données expérimentales pour construire une distribution empirique afin de modéliser les incertitudes aléatoires, à partir de laquelle une grande quantité de données synthétiques est échantillonnée, puis l'estimation des paramètres concernés peut être reproduite autant que possible. En conséquence, les mesures de précision des paramètres concernés (biais, variance, intervalles de confiance, etc.) peuvent être attribuées. Le présent article développe une méthode basée sur le Bootstrap pour la localisation par intervalle de confiance des fuites dans les canalisations avec un niveau élevé d'incertitudes aléatoires.

La méthode Bootstrap est fréquemment utilisée en inférence statistique pour estimer des paramètres ou des quantités d'intérêt à partir d'un échantillon de données. Cependant, elle peut également être adaptée à des problèmes de détection et de localisation, y compris la détection et la localisation de fuites.

Supposons que nous disposons d'enregistrements de pression dans un réseau de distribution à plusieurs points (capteurs) sur une période sans fuite connue. Après avoir filtré ces enregistrements pour éliminer les valeurs aberrantes dues à des erreurs de capteur, nous générons 1000 échantillons Bootstrap à partir des enregistrements de pression. Pour chaque échantillon Bootstrap, nous calculons la moyenne et l'écart-type de la pression à chaque point de mesure et déterminons les intervalles de confiance pour ces statistiques.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

III.3.1.1 Énoncé du problème

En mesurant la pression en temps réel et en comparant ces mesures avec les intervalles de confiance estimés, toute pression mesurée qui se situe significativement en dehors de ces intervalles indique une anomalie potentielle due à une fuite. En utilisant la distribution spatiale des anomalies de pression, nous pouvons estimer la localisation probable de la fuite. Si plusieurs points de mesure montrent une baisse de pression, la fuite est probablement située entre ces points. Une inspection physique de la zone suspectée peut alors confirmer la présence et l'emplacement exact de la fuite.

Considérons une situation idéale dans laquelle la mesure dans le système de canalisations est silencieuse. Étant donné l'emplacement de la fuite \mathbf{xL} et la taille \mathbf{sL} , ainsi que d'autres paramètres du système et une excitation, le problème direct résout les signaux de hauteur de pression $\mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL})$ et de débit $\mathbf{q}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL})$ en tout point donné le long du système de canalisations. La détection des fuites basée sur les transitoires est un schéma inverse dans lequel les mesures des signaux de pression sont utilisées pour déduire \mathbf{xL} et \mathbf{sL} . Symboliquement, le problème inverse cherche à résoudre les paramètres de fuite à partir de la connaissance de $\mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL})$ comme :

$$\{\widehat{\mathbf{xL}}, \widehat{\mathbf{sL}}\} = \mathbf{g}(\mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL})) = \{\mathbf{xL}, \mathbf{sL}\} \quad (19)$$

Avec : \mathbf{g} représente la procédure inverse d'une estimation de fuite spécifique technique.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

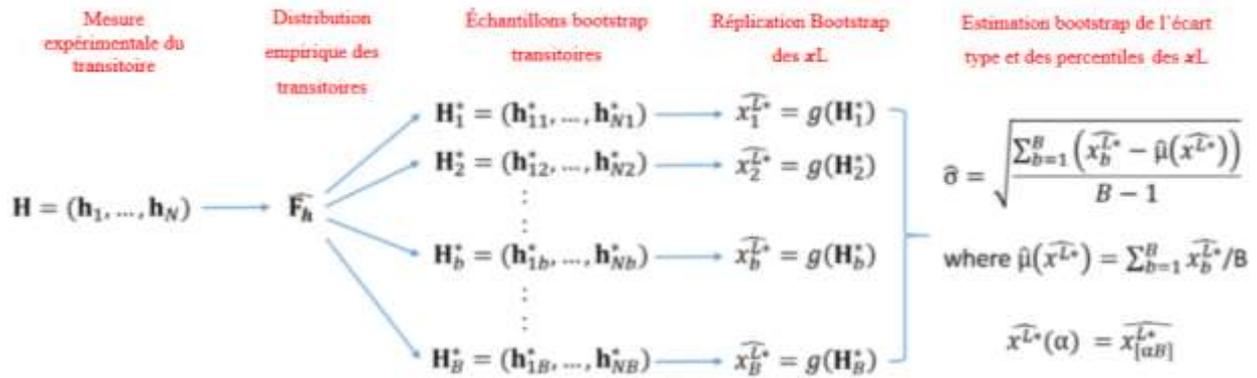


Figure III-22 L'algorithme Bootstrap pour estimer l'écart type et les pourcentages

En pratique, les signaux de hauteur de pression utilisés dans le problème inverse sont obtenus à partir de mesures sur le terrain. Par conséquent, $\mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL})$ est toujours contaminé par du bruit ou des incertitudes aléatoires, qui sont représentées par un vecteur aléatoire \mathbf{e} . Il est raisonnable de supposer que la moyenne de \mathbf{e} est $\mathbf{0}$; sinon, le modèle $\mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL})$ est modifié pour inclure la moyenne de \mathbf{e} (c'est-à-dire que la moyenne non nulle est traitée comme incertitudes épistémiques)

Il a été montré que le bruit de fond dans un système de conduites suit le bruit normal de la distribution ou distribution α -stable en fonction du nombre de Reynolds du flux. Cependant, \mathbf{e} n'inclut pas seulement l'arrière-plan bruit en régime permanent, mais aussi d'autres incertitudes aléatoires pendant le transitoire, qui peuvent être temporellement et spatialement corrélées. Dans ce cas, l'estimation de la fuite devient :

$$\{\widehat{\mathbf{xL}}, \widehat{\mathbf{sL}}\} = \mathbf{g}(\mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL}) + \mathbf{e}) \neq \{\mathbf{xL}, \mathbf{sL}\} \quad (20)$$

Il est clair que l'estimation des fuites dans l'équation est inexacte, car \mathbf{e} déforme l'application inverse \mathbf{g} . L'estimation ponctuelle fournie en résolvant l'équation. Ne donne pas de mesure quantitative de la probabilité que les paramètres de fuite estimés se situent dans les limites données intervalles de confiance. Pourtant, la connaissance d'un intervalle de confiance est essentielle pour que les autorités chargées puissent décider de la gravité du problème.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

III.3.1.2 Méthodologie

Dans cette section, le problème de localisation des fuites est reformulé dans le cadre du principe du plug-in avec un modèle transitoire semi-paramétrique. Ensuite, la méthode Bootstrap (une approche numérique pour calculer des estimateurs plug-in) pour répliquer les signaux transitoires et les estimations de localisation des fuites est présentée dans la section « 3.1.2.2 » .

III.3.1.2.1 Distribution Empirique et Principe du Plug-in

Le signal transitoire mesuré est supposé être une superposition du modèle théorique et du bruit additif ; ce dernier peut être inconnu et suit toute distribution probabiliste. Plus précisément

$$\mathbf{h} = \mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL}) + \mathbf{e} \quad (21)$$

Désigne le vecteur aléatoire du signal de pression mesuré avec une distribution $F_{\mathbf{h}}$, tel que

$$E_{F_{\mathbf{h}}}(\mathbf{h}) = E_{F_{\mathbf{h}}}(\mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL}) + \mathbf{e}) = \mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL}). \quad (22)$$

Ici, $F_{\mathbf{h}}$ et la loi de \mathbf{e} ne sont pas supposés appartenir à une famille paramétrique particulière de loi de probabilité. Le problème de localisation des fuites dans l'équation. Peut-être reformulé ainsi :

$$\widehat{\mathbf{xL}} = \mathbf{g}(\mathbf{h}(\mathbf{xL}, \mathbf{sL})) = \mathbf{g}(E_{F_{\mathbf{h}}}(\mathbf{h})) = \mathbf{t}(F_{\mathbf{h}}) \quad (23)$$

Qui souligne que l'emplacement de la fuite est obtenu en appliquant une procédure d'évaluation numérique $\mathbf{t}(\cdot) = \mathbf{g}(E \cdot (\mathbf{h}))$ à la distribution fonction $F_{\mathbf{h}}$.

Si $F_{\mathbf{h}}$ était connu avec précision, l'emplacement de la fuite pourrait être obtenu à partir de l'équation. Malheureusement, la distribution de $F_{\mathbf{h}}$ est inconnue même si la répartition du bruit pouvait être donnée avec précision (bien que cela soit également impossible en pratique), car les paramètres de fuite \mathbf{xL} et \mathbf{sL} sont inconnus.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Supposons que N tests transitoires soient mis en œuvre et que N signaux de hauteur de pression, notés $\mathbf{H} = \{\mathbf{h}_n : n = 1, \dots, N\}$, soient collectés, qui sont N échantillons aléatoires de $F\mathbf{h}$. La fonction de distribution empirique de \mathbf{h} , notée $F\mathbf{h}$, est définie comme une distribution discrète qui met la probabilité $1/N$ sur chaque \mathbf{h}_n , ce qui est une manière évidente d'estimer $F\mathbf{h}$ et converge avec une probabilité de 1 vers $F\mathbf{h}$, selon l'équation de Glivenko-Cantelli. Théorème [...]. La probabilité empirique associée \mathbf{P} de $F\mathbf{h}$ sur le processus stochastique \mathbf{h} est :

$$\widehat{\mathbf{P}}(\mathbf{h}_n) = \frac{1}{N}, n \in \{1, \dots, N\}; \quad (24)$$

$$\widehat{\mathbf{P}}(\mathbf{h}) = 0, \mathbf{h} \notin \{\mathbf{h}_1, \dots, \mathbf{h}_N\} \quad (25)$$

Le principe du plug-in est d'estimer un paramètre, lorsque la distribution entière est inconnue, en utilisant la distribution empirique. Pour le problème de localisation des fuites, l'estimation plug-in de \mathbf{xL} consiste à remplacer $F\mathbf{h}$ dans l'équation. (24) par la distribution empirique $\widehat{F\mathbf{h}}$:

$$\widehat{\mathbf{xL}} = \mathbf{t}(\widehat{F\mathbf{h}}) = \mathbf{g}(\mathbf{E}_{\widehat{F\mathbf{h}}}(\mathbf{h})) = \mathbf{g}\left(\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \mathbf{h}_n\right) \quad (26)$$

D'une manière générale, un estimateur plug-in ne peut pas toujours être obtenu explicitement comme dans l'équation. Alternativement, la méthode Bootstrap fournit une solution pour résoudre numériquement les estimateurs plug-in, via l'échantillonnage aléatoire de Monte-Carlo à partir de la distribution empirique.

Pour expliquer le fonctionnement de la méthode on présente un système de canalisation et on extrait un signal transitoire contenant neufs (9) ondes tests puis on calcule leur moyenne :

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

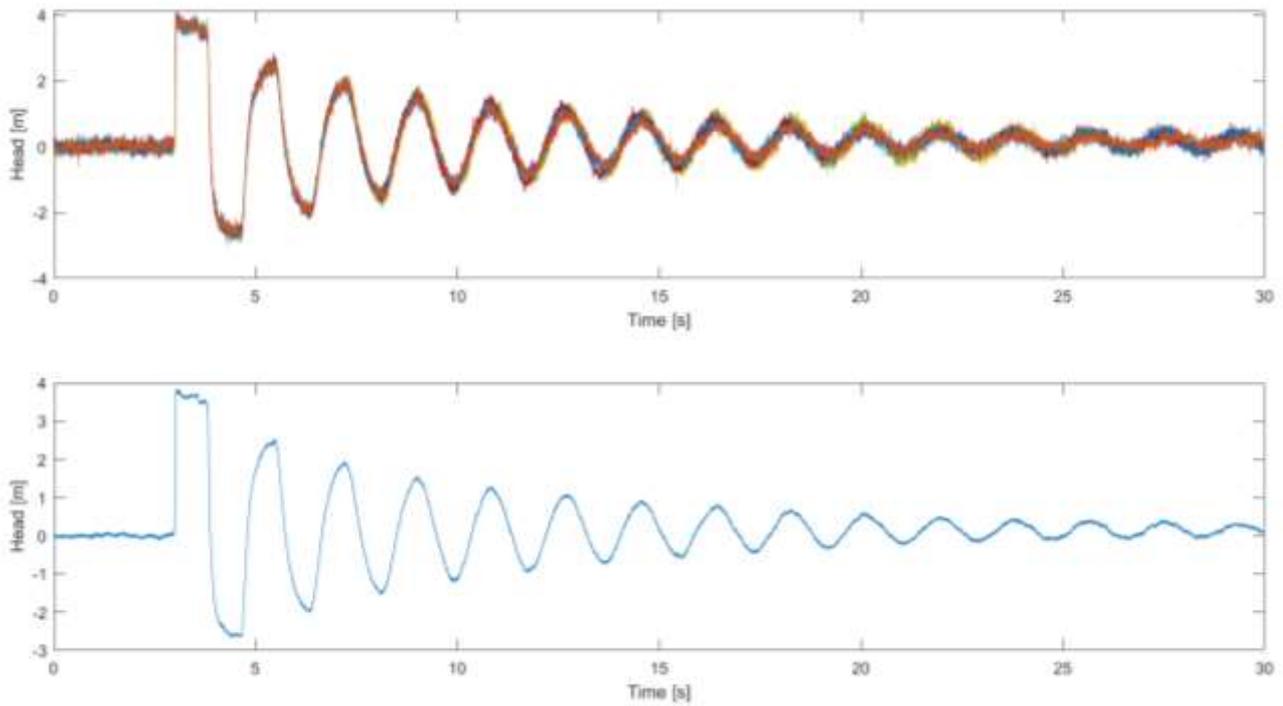
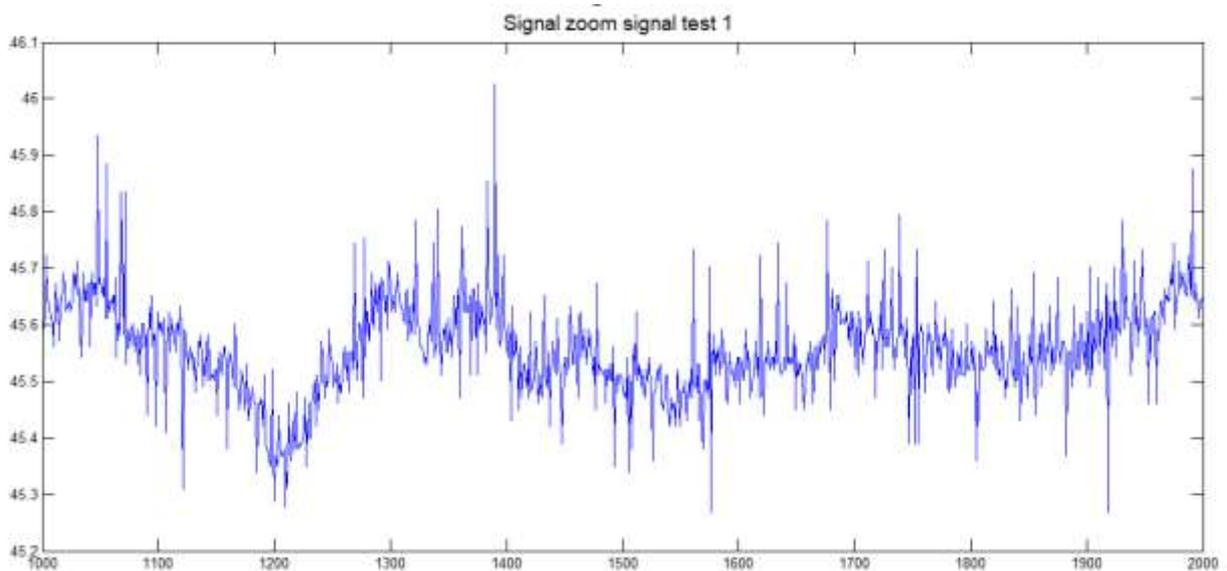
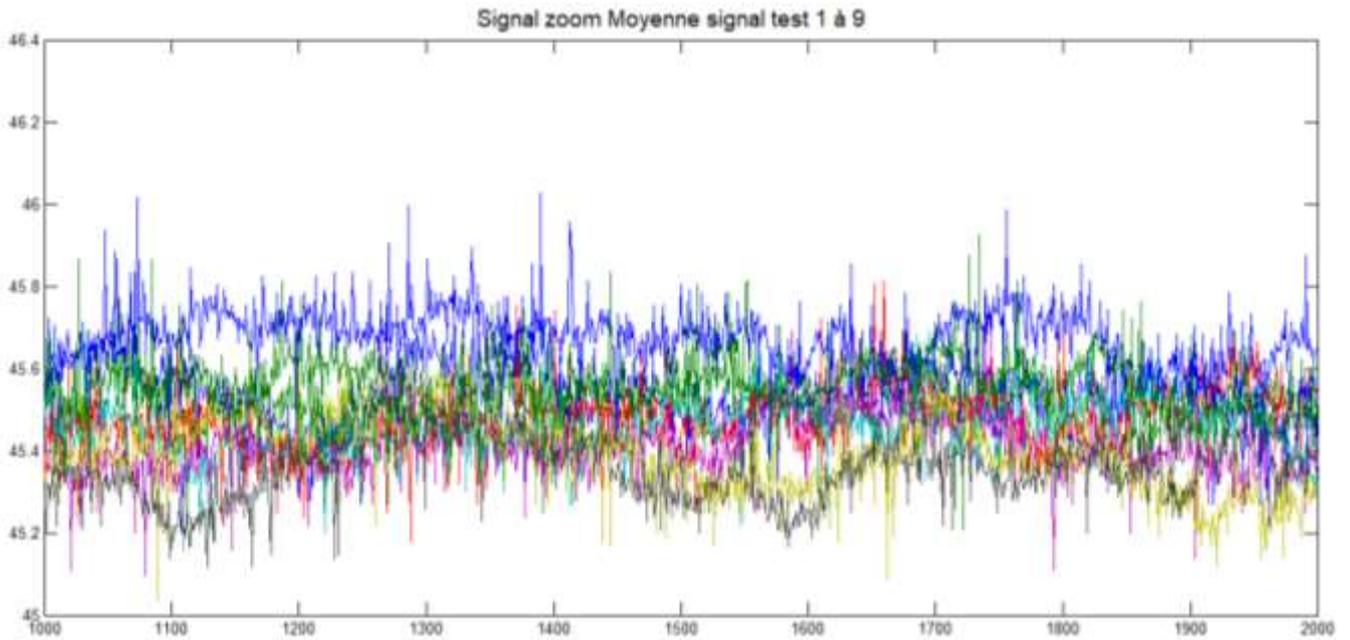


Figure III-23 Représentation des 9 Signaux mesuré et leur moyenne

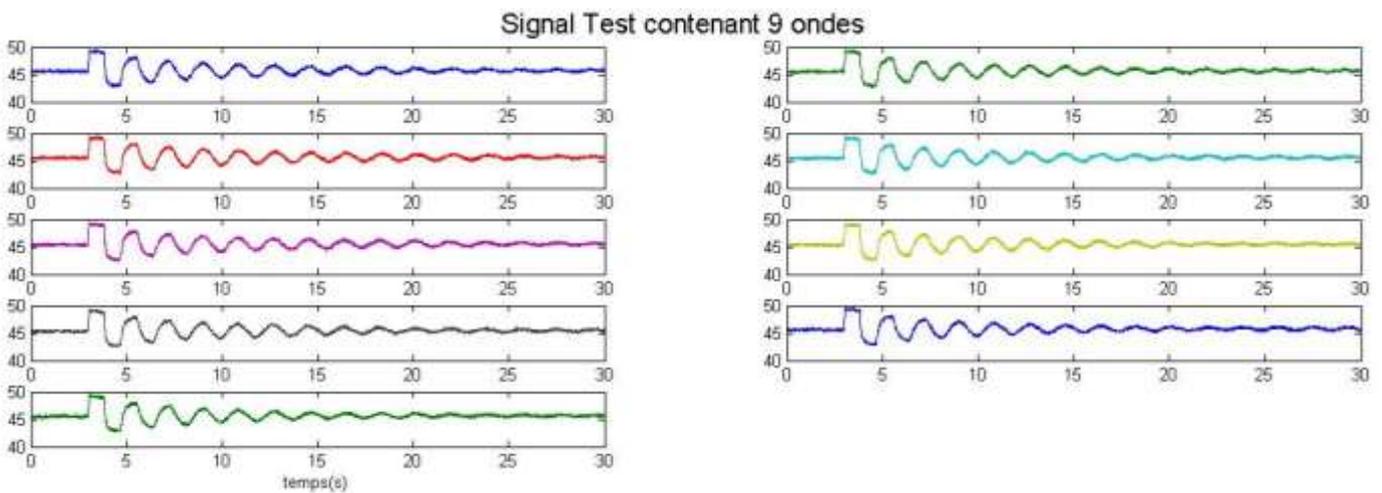


(a)

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation



(b)



(c)

III.3.1.2.2 Répliques de Signaux Transitoires et Localisation de Fuites

La précision de la localisation des fuites dans l'équation. Peut-être quantifié par l'écart type et les pourcentages de \hat{xL} , c'est-à-dire les paramètres de la distribution de \hat{xL} . L'estimation de ces quantités, en théorie, peut également être formulée par le principe du plug-in.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Étant donné la distribution empirique \widehat{Fh} , qui attribue une probabilité de $1/N$ à chaque mesure \mathbf{h}_n , un échantillon Bootstrap de signal transitoire est défini comme étant un échantillon aléatoire de taille N tiré de \widehat{Fh} , noté : $\mathbf{H}^* = \{\mathbf{h}_n^* : n= 1, \dots, N\}$. En d'autres termes, les signaux Bootstrap $\mathbf{h}_1^*, \dots, \mathbf{h}_N^*$ sont un échantillon aléatoire de taille N tiré avec remise des signaux mesurés $\mathbf{h}_1, \dots, \mathbf{h}_N$. Avec une donnée Bootstrap \mathbf{H}^* , la réplique correspondante de la localisation de la fuite peut être donnée :

$$\widehat{\mathbf{xL}}^* = \mathbf{g} \left(\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \mathbf{h}_n^* \right) \quad (27)$$

Où la notation en étoile dans $\widehat{\mathbf{xL}}^*$ représente la localisation de la fuite obtenue à partir d'un échantillon bootstrap de signal transitoire, plutôt que les données expérimentales d'origine. Notez que, pour prendre N échantillons (non ordonnés) avec remplacement à partir de N éléments, le nombre de possibilités différentes est $C_{2N-1}^{N-1} = \frac{(2n-1)!}{n!(n-1)!}$ soit 10, 35, 126, 462, 1716, 6435, 24 310 pour $N = 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9$, respectivement. Par conséquent, même pour un petit N (disons $N \geq 5$), un nombre suffisant de \mathbf{H}^* distincts peut être généré.

L'échantillonnage Bootstrap est répété B fois, ce qui donne $\mathbf{H}_{b^*} = \{\mathbf{h}_{nb^*} : n= 1, \dots, N\}$,

$b = 1 \dots, B$. Pour chaque \mathbf{H}_{b^*} , la localisation de la fuite est calculée ; ainsi, B répétitions des estimations de localisation de fuite sont obtenues, notées $\widehat{\mathbf{x}}_b^{L^*}$, $b = 1 \dots, B$. Ensuite, l'estimation bootstrap de l'écart type de $\widehat{\mathbf{xL}}$ peut être calculé :

$$\widehat{\sigma} = \sqrt{\frac{\sum_{b=1}^B \left(\widehat{\mathbf{x}}_b^{L^*} - \widehat{\mu}(\widehat{\mathbf{xL}}^*) \right)^2}{B-1}} \quad (28)$$

Avec : $\widehat{\mu}(\widehat{\mathbf{xL}}^*) = \frac{\sum_{b=1}^B \widehat{\mathbf{x}}_b^{L^*}}{B}$

III.3.1.2.3 Intervalles de confiance basés sur Bootstrap pour la localisation des fuites

Supposons que la distribution F_x de l'estimateur de localisation de fuite \widehat{xL} soit donnée (le caractère aléatoire est dû au bruit dans les signaux mesurés), l'intervalle de confiance de \widehat{xL} avec une probabilité de couverture $1-2\alpha$ ($\alpha \in (0, 0,5)$), noté $[\widehat{xL}_{lo}, \widehat{xL}_{up}]$, peut être obtenu à partir des percentiles.

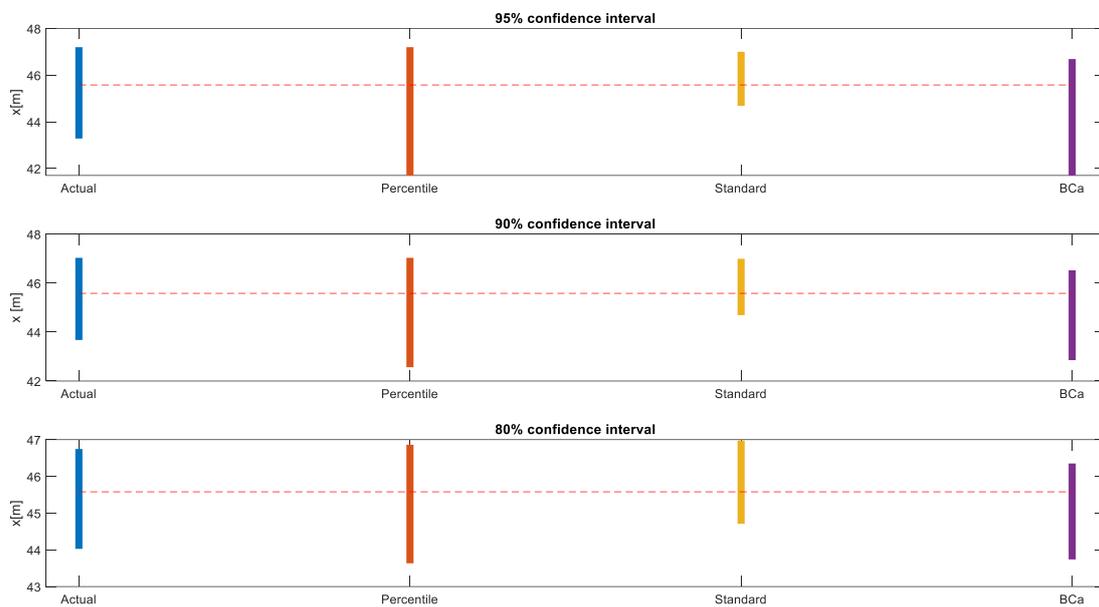


Figure III-24 Intervalles de confiance de localisation des fuites en utilisant les méthodes percentile, intervalle standard et BCa,

Où le nombre de signaux transitoires utilisés est $N = 5$.

Les deux limites sont données par les 100α -ième et $100(1 - \alpha)$ ième centiles :

$$\widehat{xL}_{lo} = F_x^{-1}(\alpha), \quad \widehat{xL}_{up} = F_x^{-1}(1-\alpha) \quad (29)$$

C'est-à-dire :

$$P(\widehat{xL} < \widehat{xL}_{lo}) = \alpha ; P(\widehat{xL} < \widehat{xL}_{up}) = \alpha \quad (30)$$

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

Et :

$$P(\widehat{xL} \in [\widehat{xL}_{lo}, \widehat{xL}_{up}]) = 1 - 2\alpha \quad (31)$$

Si \widehat{xL} suit la loi normale d'espérance mathématique μ et de variance σ^2 c'est-à-dire :

$\widehat{xL} \sim N(\mu, \sigma^2)$ et $(\widehat{xL} - \mu) / \sigma \sim N(0, 1)$. Donc $Z^{(\alpha)}$ désigne le 100α -ième centile de la distribution normale standard $N(0, 1)$.

$$P(\widehat{xL} \in [\mu - \sigma \cdot Z^{(1-\alpha)}, \mu - \sigma \cdot Z^{(\alpha)}]) = 1 - 2\alpha \quad (32)$$

Ce qui fournit une estimation plus facile de l'intervalle de confiance. La relation entre les percentiles et les intervalles de confiance est illustré via la fonction de densité de probabilité (PDF) et la fonction de densité cumulative (CDF). En pratique, la distribution F_x de l'emplacement de la fuite est inconnue, mais peut être estimée via la méthode Bootstrap de la section « 3.1.2.2 ».

Avantages :

- **Non-paramétrique** : La méthode Bootstrap ne fait aucune hypothèse paramétrique sur la distribution des données, ce qui la rend flexible et applicable à divers types de données et de configurations de réseau.
- **Robustesse** : Elle est efficace même avec des ensembles de données de petite taille, à condition que les échantillons Bootstrap soient suffisamment nombreux.

Limites :

- **Computationnellement Intensif** : Générer un grand nombre d'échantillons Bootstrap et calculer les statistiques peut être exigeant en termes de calcul, surtout avec des grands ensembles de données.

CHAPITRE III Simulation d'une fuite et étude de la détection et localisation

- **Dépendance à la Qualité des Données :** La qualité des résultats dépend fortement de la qualité des données historiques utilisées pour générer les échantillons Bootstrap. Des données historiques de mauvaise qualité peuvent conduire à des résultats imprécis ou erronés.

III.3.1.3 Conclusion

En conclusion, la méthode Bootstrap est un outil puissant pour la détection et la localisation des fuites, offrant une manière statistiquement robuste de comparer les nouvelles mesures avec les comportements normaux attendus basés sur les données historiques. Cette méthode peut améliorer la fiabilité et la rapidité de la détection des fuites dans divers systèmes de distribution.

Conclusion Générale

Le présent mémoire a démontré que la solution proposée pour la détection des fuites d'hydrocarbures dans les oléoducs de différentes stations de la société nationale SONATRACH est une solution innovante et efficace pour améliorer la détection précoce des fuites d'hydrocarbures. Les avantages de cette solution sont multiples :

- Elle permet de détecter les fuites d'hydrocarbures à distance, sans avoir à mettre en place des équipements spécifiques sur le terrain, ce qui réduit les coûts et les risques liés à l'installation et à la maintenance de ces équipements.
- Elle est plus précise que les méthodes existantes, car elle peut détecter les fuites d'hydrocarbures à très faible quantité, ce qui permet de prendre des mesures rapidement pour réduire les dommages causés par la fuite.
- Elle est moins intrusive que les méthodes existantes, car elle ne nécessite pas d'accès physique au terrain, ce qui réduit les risques liés à la sécurité et à l'environnement.

Développement des perspectives

Les perspectives futures pour la détection des fuites d'hydrocarbures dans les oléoducs de différentes stations de la société nationale SONATRACH sont nombreuses et nécessiteront une collaboration continue entre les parties prenantes pour améliorer la sécurité et la prévention des fuites d'hydrocarbures.

- Développement de nouvelles technologies : il est possible de développer de nouvelles technologies pour détecter les fuites d'hydrocarbures, telles que les capteurs à fibre optique ou les systèmes de détection par drone.
- Mise en place de systèmes de détection intelligents : il est possible de mettre en place des systèmes de détection intelligents qui peuvent analyser les données en temps réel pour détecter les fuites d'hydrocarbures.

- Formation des employés et des travailleurs : il est important de former les employés et les travailleurs de la société nationale SONATRACH aux dernières techniques et technologies de détection des fuites d'hydrocarbures.
- Mise en place de programmes de maintenance réguliers : il est important de mettre en place des programmes de maintenance réguliers pour les oléoducs et les pipelines pour réduire les risques de fuites d'hydrocarbures.
- Collaboration avec d'autres parties prenantes : il est important de collaborer avec d'autres parties prenantes, telles que les autorités locales, les organisations non gouvernementales et les entreprises du secteur énergétique, pour améliorer la prévention et la gestion des fuites d'hydrocarbures.

En outre, il est important de noter que le présent mémoire a mis en avant l'importance de la formation continue des employés et des travailleurs dans le domaine des technologies de détection des fuites d'hydrocarbures. Il est donc essentiel de mettre en place des programmes de formation réguliers pour assurer une mise en pratique efficace des technologies avancées.

En fin, le présent mémoire a démontré que la solution proposée pour la détection des fuites d'hydrocarbures dans les oléoducs est une solution innovante et efficace pour améliorer la détection précoce des fuites d'hydrocarbures. Les perspectives futures sont nombreuses et nécessiteront une collaboration continue entre les parties prenantes pour améliorer la sécurité et la prévention des fuites d'hydrocarbure

Bibliographie

- [1] SONATRACH, «<https://sonatrach.com/>,» [Accès avril/mai 2024].
- [2] La Direction Générale de Sonatrach Alger , «Le Code Réseau de Transport par Canalisation,» 2018. [En ligne].
- [3] Direction Générale SONATRACH Alger, «Document Interne Description du Réseau de Transport par Canalisation des Hydrocarbures & Tarifs de Transport,» 2024. [En ligne].
- [4] SONATRACH, *Document Interne de la RTC (LDS&LDS1)*., DRG Bejaia, Avril-Mai 2024..
- [5] M. Golmohamadi, *Pipeline leak detection, Masters Theses, MASTER OF SCIENCE IN COMPUTER ENGINEERING, MISSOURI UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY*, 2015.
- [6] American Petroleum Institute, *API 1149*, Septembre 2015.
- [7] KROHNE, «<https://dz.krohne.com/fr/>,» [En ligne]. [Accès Avril/Mai 2024].
- [8] F.Hassani&T.Teniche, *Etude d'un système de Supervision SCADA de l'ouvrage RO1 M'sila Terminal Arrivé Bejaia (SONATRACH), PFE Master Télécommunication , Université A.Mira Bejaia.*,2019.
- [9] A.Hamid&S.Djebbara, *Etude et Analyse du Signal Cardiaque par différentes méthodes Temps-Fréquence, Ingéniorat en électronique option controle, Université A.Mira Bejaia*, 1995.
- [10] A.Louchiche&M.KERBOUB, *Analyse des signaux ECG, PFE Master, Université A.Mira Bejaia*,2009.

- [11] E.Djermoune&S.Boudaoud, *Analyse Temps-Fréquence et Application aux Signaux Réels, Ingéniorat en électronique option communication, Université A.Mira Bejaia.*, 1998.
- [12] M.Benkhellat&B.Rachid, *Interface graphique pour Analyse Temps-Fréquence sous MATLAB 5.2, Ingéniorat en électronique option communication; Université A.Mira Bejaia*, 1999.
- [13] S.Khemili&N.Mezhoud, *Etude et Analyse des Bruits Cardiaques PFE Ingéniorat électronique Université A.mira Bejaia*, 2001.
- [14] Wang.X&Ghidaoui.MS&Lin.J, «Localisation par intervalle de confiance des fuites de pipeline via la méthode Bootstrap. Systèmes mécaniques et traitement du signal,» n° %1108580, p. 167, 2022.
- [15] Wang.X&Ghidaoui.MS&Much.RD&Zhao.l&Palomar.DP, «Méthodes basées sur le spectre pour la localisation des fuites dans les pipelines,» *Journal de génie hydraulique*, n° %104018089, p. 145 (3), 2019.
- [16] A.Djema, *Technique de Localisation de Source Application en Télécom, Ingéniorat en électronique option communication, Université A. Mira Bejaia*, 2011.