

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougera-Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Transport et Equipements des
Hydrocarbures



Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbure

Option : Génie mécanique-Transport et distribution des hydrocarbures

Présenté par :

GHOUL Abdelhamid
OUALI Younes Abderrahmane

THEME

Etude de fuite dans un pipeline (cas de l'oléoduc Pk20)

Soutenu publiquement le 29 / 06 / 2024

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Président de jury	YOUNSI Karim	MCA	UMBB
Examineur	BOUHAFS Smail	MAA	UMBB
Examineur	MENAA Abdenour	MCB	UMBB
Encadreur	TIKOBAINI Mourad	MAA	UMBB

Boumerdes 2024



Remerciement

On remercie dieu le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de Mr TIKOBAINI Mourad , on le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.

Notre remerciement s'adresse également à tous nos professeurs pour leurs générosités et la grande patience dont ils ont fait preuve malgré leurs charges académiques professionnelles.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et respect.



À Ma Mère

Affable, honorable, aimable, tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement. Tu n'as jamais cessé de m'encourager et de prier pour moi. Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour ses enfants, en me guidant sur le bon chemin dans ma vie et mes études. Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour.

À Mon Père

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eus pour toi. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien-être. Ce travail est le fruit des sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

À Ma Famille

A ma sœur , et à mes frères Khair-Eddine, Imad et Hatem , qui m'ont toujours soutenu et cru en moi.

À mon binôme

Younes qui est devenu un ami cher et un collaborateur talentueux, merci pour notre collaboration fructueuse et notre amitié. Tu as été une source d'inspiration et de motivation pour moi tout au long de ce parcours.

À Mes Camarades

Ainsi qu'à tous mes camarades avec qui j'ai partagé une partie de mon parcours, et avec qui j'ai vécu des moments inoubliables de joie et de folie au cours de ces années universitaires. Votre complicité et votre amabilité ont été précieuses. Merci du fond du cœur.

GHOUL Chihab



Dédicace

Je voudrais commencer par remercier mes parents, pour leur amour, leur soutien inconditionnel et leurs encouragements constants tout au long de ce voyage académique. Vous êtes ma source d'inspiration.

Je tiens également à me remercier moi-même, comme l'a dit quelqu'un : "I want to thank me for believing in me."

À ma petite sœur et à mes deux frères, Yahia et Yacine, merci pour votre soutien et votre amour. Vos encouragements, votre patience et votre présence m'ont été d'un immense réconfort tout au long de ce parcours. Vous avez su me motiver dans les moments de doute et célébrer avec moi chaque petite victoire. Votre confiance en moi a été une source de force inestimable.

À mes amis de classe et à mon binôme, Chihab, à mon ami Younes pour les moments partagés, les encouragements et les éclats de rire qui ont rendu ce parcours plus agréable.

À mes professeurs, merci pour votre engagement, vos conseils et votre dévouement à l'enseignement. Vous avez fait une différence significative dans mon parcours académique.

Une dédicace spéciale à mon encadrant, M. Tikobaini.

À ma grande famille Ouali et Mahmoudi, et un spécial dédicace à ma nourrice et son mari tu étais comme grand père et grand-mère, merci .

C'est très émotionnel d'écrire ces mots et de réfléchir à chaque moment que nous avons passé ensemble. Ces cinq années sont passées très rapidement. Merci à tous, je vous aime énormément

OUALI Younes

SOMMAIRE

Introduction générale	13
-----------------------------	----

Chapitre I : Les causes des fuites et les moyens de détection

I.1. Les causes des fuites.....	15
I.1.1 Corrosion	15
I.1.1.1. Type de corrosion.....	15
I.1.1.2. Classification de corrosion.....	16
I.1.1.3. Factures de corrosion	19
I.1.1.4. Conséquence de la corrosion.....	20
I.1.2 Négligence humaine	22
I.1.3 Défauts lors du processus d'installation et de montage	23
I.1.4 Défauts lors du processus de fabrication	24
I.1.5 Facteurs externes.....	25
I.1.6 Conditions environnementales.....	27
I.1.7 Vieillessement des pipelines.....	28
I.2. Statistiques des sources de défaillance des pipelines	29
I.3. Les moyens de détections des fuites	31
I.3.1 Méthodes de détection de fuites basées sur l'extérieur.....	33
I.3.1.1. Capteurs d'émission acoustique	33
I.3.1.2. Accéléromètres.....	33
I.3.1.3. Méthode des Fibres Optiques.....	34
I.3.1.4. Méthode d'Échantillonnage de Vapeur.....	34
I.3.1.5. Thermographie Infrarouge	35
I.3.1.6. Radar de Pénétration au Sol	35
I.3.1.7. Méthode de Fluorescence.....	36

I.3.1.8.	Détection Capacitive	36
I.3.1.9.	Méthodes basées sur l'Impédance Électromécanique	37
I.3.2	Méthodes de Détection de Fuites Visuelles/Biologiques.....	39
I.3.3	Méthodes Intérieures/Informatiques	41
I.3.3.1.	Le bilan masse-volume	41
I.3.3.2.	Onde de pression négative	42
I.3.3.3.	Analyse des Points de Pression.....	42
I.3.3.4.	Traitement Numérique du Signal	42
I.3.3.5.	Modélisation Dynamique	43
I.3.3.6.	Méthode des Estimateurs d'État/Observateurs.....	43
I.4.	L'importance du système détection des fuites.....	46

Chapitre II : Technologies de Détection Avancées pour la Prévention des Fuites

II.1.	Introduction	48
II.2.	Classes de modèles de détection de fuites.....	48
II.3.	Vue historique	49
II.4.	Chronologies des progrès de la détection des fuites	52
II.5.	Critère du choix.....	54
II.6.	La méthodologie et prévention.....	55

Chapitre III: Simulation d'une fuite de pétrole dans un pipeline (cas d'oléoduc Pk20)

III.1.	Introduction	58
III.2.	Présentation de l'organisation OURHOUD	58
III.2.1	Localisation géographique du champ	58
III.2.2	Organigramme de la direction champ OURHOUD.....	59
III.2.3	Compositions du champ OURHOUD.....	59

III.2.4	Répartition du centre de production et bases de vie	60
III.2.5	Vue générale sur le CPF.....	61
III.3.	Description du procédé au niveau du CPF	62
III.3.1	Traitement du pétrole brut (au CPF).....	62
III.3.1.1.	Slug Catcher	62
III.3.1.2.	Les séparateurs A/B.....	63
III.3.1.3.	Séparateur 1er étage	64
III.3.1.4.	Séparateur 2ème étage.....	65
III.3.1.5.	Dessaleurs coalescer.....	65
III.3.1.6.	La Colonne de stabilisation.....	66
III.3.1.7.	Le four.....	67
III.3.2	Stockage et expédition	68
III.4.	Problématique.....	69
III.4.1	Les fuites notables dans les oléoducs en Algérie.....	69
III.5.	Proposition d'une solution avec la méthode E-RTTM.....	70
III.5.1	Définition de RTTM	70
III.5.2	E-RTTM (extended RTTM).....	70
III.5.3	Comparaison entre RTTM et E-RTTM.....	70
III.5.4	Les avantages de méthode E-RTTM.....	72
III.5.5	Comment fonctionne la méthode.....	72
III.5.5.1.	Premier Etape : Modélisation du système de pipeline	72
III.5.5.2.	Deuxième étape : résolution de l'équation transitoire.....	77
III.5.5.3.	Troisième étape : Traitement des données des capteurs et détection des fuite	82
III.5.5.4.	Quatrième étape : localisation de fuite.....	83
	Conclusion générale.....	90

Liste de figure

Chapitre I : Les causes des fuites et les moyens de détection

Figure I-1 (a) Corrosion localisée et (b) Corrosion uniforme d'un métal	17
Figure I-2: Les différentes formes de la corrosion localisée	17
Figure I-3: Un diagramme circulaire des statistiques des sources de défaillance des pipelines..	30

Chapitre II : Technologies de Détection Avancées pour la Prévention des Fuites

Figure II-1: développement des capteurs acoustique LDS	50
Figure II-2: Evolution des capteurs a fibre optique	50
Figure II-3: développement de la technique des surveillance pression et débit	50
Figure II-4: Avancement du RTTM en tant que LDS	51
Figure II-5: Avancement du RTTM en tant que LDS	51
Figure II-6: Evolution des méthodes inspection non continue – aérienne	51

Chapitre III : Simulation d'une fuite dans un pipeline (cas d'oléoduc Pk20)

Figure III-1: Localisation champ Ourhoud	59
Figure III-2: Organigramme de la direction champ OURHOUD	59
Figure III-3: Vue sur le CPF	60
Figure III-4: Traitement du pétrole brut au niveau du CPF	61
Figure III-5: slug Catcher	63
Figure III-6: Les séparateurs A/B	64
Figure III-7: Séparateur 1er et 2em étage	65
Figure III-8: Dessaleurs coalescer	66
Figure III-9: La Colonne de stabilisation	67

Figure III-10: Le four	67
Figure III-11: schéma simplifié d'un train de traitement	68
Figure III-12: Profile en long	76
Figure III-13: Simulation de débit dans le cas normal	80
Figure III-14: La variation de pression en fonction de la longueur de la pipe et le changement d'élévation.....	80
Figure III-15: La variation de pression en fonction de la longueur de la pipe et le changement d'élévation en cas de fuite.....	81
Figure III-16: simulation de débit en cas d'une fuite	81
Figure III-17: Architecture de bout en bout du système de détection de fuite propose.	82
Figure III-18: les variations de pression et de débit le long de la conduite en cas de fuite.	84
Figure III-19: Méthode d'identification de l'emplacement d'une fuite.	85

Liste de tableau

Chapitre I: Les causes des fuites et les moyens de détection

Tableau I-1: La différence entre les Méthodes de détection de fuites basées sur l'extérieur 39

Tableau I-2: La différence entre les Méthodes Intérieures 46

Chapitre III : Simulation d'une fuite dans un pipeline (cas d'oléoduc Pk20)

Tableau III-1: les paramètres préconisés pour un brut fini 66

Tableau III-2: La différence entre RTTM et E-RTTM..... 71

Tableau III-3: Régimes d'écoulements 74

Tableau III-4: Données du calcul 75

Tableau III-5: Détermination de régime de fonctionnement..... 76

Tableau III-6: Données de calcul de localisation de fuite. 87

Liste de Organigramme

Chapitre I: Les causes des fuites et les moyens de détection

Organigramme I-1: Méthodes de détections des fuites..... 32

Chapitre II : Technologies de Détection Avancées pour la Prévention des Fuites

Organigramme II-1: Les méthodes les plus utilisée dans le domaine au cours du temps..... 53

Chapitre III : Simulation d'une fuite dans un pipeline (cas d'oléoduc Pk20)

Organigramme III-1: Les étapes de calcule hydraulique..... 79

Introduction générale

Introduction générale

Les pipelines sont largement utilisés pour le transport de fluides hydrocarbures sur des millions de kilomètres à travers le monde. Les structures des pipelines sont conçues pour résister à plusieurs conditions de charge environnementales afin d'assurer une distribution sûre et fiable du point de production jusqu'au rivage ou au dépôt de distribution.

Cependant, les fuites dans les réseaux de pipelines sont l'une des principales causes de pertes innombrables pour les opérateurs de pipelines et pour la nature. Les incidents de défaillance des pipelines peuvent entraîner de graves désastres écologiques, des pertes humaines et des pertes financières. Afin d'éviter de tels fléaux et de maintenir une infrastructure de pipelines sûre et fiable, des efforts de recherche substantiels ont été consacrés à la mise en œuvre de la détection et de la localisation des fuites dans les pipelines en utilisant différentes approches.

Dans ce mémoire, nous explorerons différentes méthodes et approches pour détecter les fuites dans les oléoducs. Notre objectif est d'appliquer des techniques robustes et précises capables de localiser rapidement les fuites, minimisant ainsi les risques potentiels.

Chapitre I

Les causes des fuites et les moyens de détection

I.1. Les causes des fuites

Les fuites, qu'elles surviennent dans les pipelines, représentent une préoccupation majeure en raison de leurs conséquences potentiellement dommageables. Une fuite se produit lorsque des fluides s'échappent d'un système ou d'un conteneur, compromettant ainsi son intégrité et pouvant entraîner des impacts néfastes sur l'environnement, la sécurité et la santé publique. Les fuites peuvent avoir de multiples causes, allant de la corrosion et des défauts de conception à des facteurs externes tels que les dommages mécaniques ou les conditions environnementales extrêmes. Leur détection précoce et leur réparation sont cruciales pour éviter des conséquences plus graves, telles que des déversements de produits toxiques, des pertes économiques importantes et des risques pour la santé humaine.

I.1.1 Corrosion

La corrosion, du latin ‘corrodée’, signifie ronger, attaquer. C'est une destruction non voulue des métaux sous l'action de milieux corrosifs (agents atmosphériques ou réactifs chimiques). Après attaque, les métaux ont tendance à retourner à leur état primitif d'oxyde, sulfure, carbonate etc., Plus stable par rapport au milieu considéré et ainsi à subir une détérioration de leurs propriétés En service les Matériaux métalliques sont souvent en contact avec un milieu agressif liquide ou gazeux, donc le phénomène de corrosion est un problème de surface ou plus précisément d'interface entre un métal et un milieu agressif liquide ou gazeux ; comme il a été déjà mentionné ci-dessus le processus de la corrosion entraîne une destruction des matériaux métalliques. Ce phénomène à pris de nos jours une importance considérable, étant donné l'utilisation de plus en plus grande des métaux et alliages dans la vie moderne. La corrosion ne se limite pas à l'acier, mais affecte tous les métaux ainsi que les polymères et céramiques et elle touche tous les domaines de l'économie du circuit intégré au pont en béton armé. L'évaluation des pertes dues à la corrosion doit prendre en considération. [1]

I.1.1.1. Type de corrosion

❖ **Corrosion chimique** : C'est une réaction hétérogène entre une phase solide (le métal) et une phase liquide ou gazeuse. Lorsque le réactif est gazeux, la corrosion est dite sèche. Si le réactif est liquide, il est en général accompagné d'une corrosion électrochimique. L'attaque d'un métal par un autre métal liquide, par un sel fondu ou par une solution non aqueuse peut être considérée comme une corrosion chimique. Donc on peut dire que la corrosion chimique

est l'attaque du métal par son environnement. Elle est généralement rencontrée dans les industries produisant ou utilisant les acides.

- ❖ **Corrosion bactérienne :** La corrosion bactérienne est due à la présence de colonies importantes de bactéries dites anaérobiques qui se développent dans les eaux contenant des sulfates. Elles consomment donc ces sulfates et les rejettent sous la forme réduite de sulfure H_2S . La pollution locale du milieu corrosif en H_2S et son effet connu sur la corrosion, suffisent à expliquer les dommages provoqués par les bactéries.
- ❖ **Corrosion électrochimique :** La corrosion électrochimique fait appelle à la fois à une réaction chimique et un transfert de charges électriques (circulation d'un courant). Cette corrosion nécessite la présence d'un agent réducteur (H_2O , O_2 , H_2 , etc.), sans celui-ci la corrosion du métal ne peut se produire. La corrosion électrochimique d'un matériau correspond à une réaction d'oxydo-réduction, dont :
 - La réaction d'oxydation d'un métal est appelée réaction « anodique »
 - La réaction de réduction d'un agent oxydant est appelée réaction « cathodique »
- ❖ **Corrosion en présence d'une sollicitation mécanique :** Des phénomènes de corrosion ont parfois lieu en présence d'une sollicitation mécanique externe ou interne telle que : les frottements, l'érosion, l'abrasion, les vibrations. Ce type de corrosion est très dangereux car il peut aboutir à des ruptures catastrophiques (atteinte à la sécurité des biens et des personnes). [1]

I.1.1.2. Classification de corrosion

En tenant compte de la forme et des sites de l'attaque, les principaux types de corrosion sont regroupés en deux grandes familles : la corrosion généralisée et la corrosion localisée .

- ❖ **Corrosion uniforme ou généralisée :** C'est la forme la plus classique. Elle se manifeste avec la même vitesse et se traduit par une dissolution uniforme due à une réaction chimique ou électrochimique sur toute la surface du métal. Les surfaces anodiques et cathodiques se déplacent en contact avec l'agent agressif. Elle se traduit par une diminution d'épaisseur par unité de temps ou par perte en poids par unité de surface, et par unité de temps.
- ❖ **Corrosion localisée :** La corrosion localisée découle toujours de la corrosion uniforme, par couplage galvanique entre les zones hétérogènes. Il suffit alors d'une petite anode et d'une grande cathode pour générer des vitesses de pénétration locales très importantes. Ces hétérogénéités locales peuvent être préexistantes dans le métal ou dans le milieu corrosif.

Ce type de corrosion ne peut être mesuré par la perte de poids ou de la diminution de l'épaisseur. Pour se faire on doit réaliser des observations métallographiques, et des mesures électrochimiques.

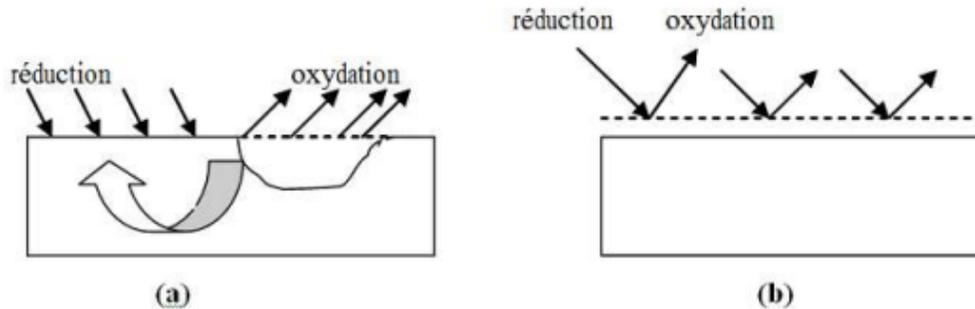


Figure I-1 (a) Corrosion localisée et (b) Corrosion uniforme d'un métal [1]

Nous distinguons plusieurs types de corrosion localisée que nous pouvons schématiser comme suite :

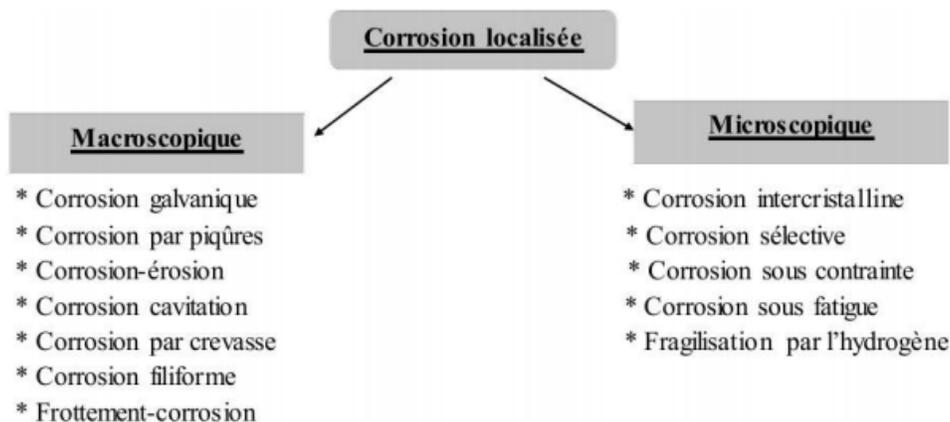


Figure I-2: Les différentes formes de la corrosion localisée [1]

- Corrosion par piqûres : La corrosion par piqûres désigne une attaque locale d'une surface passive, elle nécessite la présence d'anions agressifs tels que Cl^- , Br^- , et I^- , et d'un oxydant. Elle se manifeste par la formation de petites cavités (piqûres), alors que la surface passive reste intacte. Le nombre et la forme de piqûres de corrosion varient selon les conditions expérimentales.
- Corrosion par crevasse La corrosion par crevasse ou corrosion cavernueuse est due, au moins au départ, à la formation d'une cellule d'aération différentielle. Elle se caractérise

par une attaque intense, qui varie depuis la corrosion presque uniforme à l'attaque par piqûres.

- Corrosion galvanique Dans un assemblage de deux métaux différents, plongés dans un milieu aqueux, l'un va se dissoudre (métal actif) tandis que l'autre sera le siège d'une réaction d'oxydoréduction du milieu gazeux, mais, lui-même ne sera pas corrodé (métal noble) ; il y aura formation d'une pile dont le métal le plus noble est la cathode et le plus actif est l'anode.
- Corrosion sélective Dans les structures multi phasées, ce même type de corrosion galvanique peut dissoudre sélectivement l'une des phases. La corrosion feuilletant est une forme de corrosion sélective qui se propage suivant une multitude de plans parallèles à la direction du laminage ou du filage.
- Corrosion sélective : Dans les structures multi phasées, ce même type de corrosion galvanique peut dissoudre sélectivement l'une des phases. La corrosion feuilletant est une forme de corrosion sélective qui se propage suivant une multitude de plans parallèles à la direction du laminage ou du filage.
- Fragilisation par l'hydrogène : L'hydrogène peut pénétrer dans le métal quand il est produit à l'interface métal- film d'oxyde lors d'une réduction liée à la corrosion. En fond de fissure, le métal est nu. Il réagit avec l'eau et libère de l'hydrogène naissant qui se concentre aux joints de grains et facilite une décohésion inter cristalline.
- Corrosion sous contrainte : La corrosion sous contrainte est le résultat de l'action simultanée d'un milieu corrosif et d'une contrainte mécanique. Ce type de corrosion se définit comme un processus de développement de fissures, pouvant aller jusqu'à la rupture complète de la pièce sous l'action combinée d'une tension mécanique et d'un milieu corrosif. Ce sont les contraintes de tension qui sont dangereuses ; les contraintes de compression exerçant au contraire une action protectrice. Les pertes en poids sont généralement très faibles et sans commune mesure avec l'ampleur des dégâts.
- Corrosion intergranulaire : La corrosion intergranulaire est un mode de corrosion structurale qui se propage dans le métal en attaquant soit les joints de grains, soit les zones adjacentes aux joints de grains. Ce mode de corrosion résulte de la présence, aux joints de grains, d'une phase continue et anodique par rapport au c Sur du grain. [1]

I.1.1.3. Factures de corrosion

Les phénomènes de corrosion dépendent d'un grand nombre de facteurs, généralement en relation les uns avec les autres de manière complexe pouvant réagir avec un effet de synergie. Ces facteurs sont de deux types : externe et interne et sont résumés comme suit :

Facteurs relatifs au milieu et définissant le mode d'attaque :

- Concentration du réactif.
- Teneur en Oxygène, en impuretés, en gaz dissous (CO₂, NH₃, H₂S).
- Acidité du milieu, salinité, résistivité.
- Température, pression.
- Présence de bactéries.

Facteurs Métallurgiques :

- Composition d'alliage, hétérogénéités cristallines.
- Procédés d'élaboration.
- Impuretés dans l'alliage, inclusions.
- Traitements thermiques, mécaniques.
- Additions protectrices

Facteurs définissant les conditions d'emploi :

- Etat de surface, défauts de fabrication.
- Formes de pièces.
- Sollicitations mécaniques.
- Emploi d'inhibiteurs.
- Procédés d'assemblage (couples galvaniques, soudures, etc.).
- Croûte d'oxydes superficiels.
- Force électromotrice extérieure (électrolyse).

Facteurs dépendants du temps :

- Vieillessement.
- Tensions mécaniques internes ou externes.
- Température
- modalité d'accès de l'oxygène ou autre gaz dissous.
- Modification des revêtements protecteurs.
- Apparition d'un dépôt (calcique ou autre).

I.1.1.4. Conséquence de la corrosion

La corrosion dans les pipelines peut avoir des conséquences graves et variées, affectant à la fois l'intégrité structurelle des pipelines et la sécurité des opérations. Voici quelques-unes des conséquences de la corrosion dans les pipelines :

- **Risque de fuites et de ruptures** : La corrosion peut affaiblir la paroi des pipelines, augmentant ainsi le risque de fuites ou de ruptures. Les fuites peuvent entraîner des déversements de produits dangereux pour l'environnement et la santé publique, ainsi que des pertes économiques importantes pour les entreprises exploitantes.
- **Interruptions dans la chaîne d'approvisionnement** : En cas de fuite ou de rupture due à la corrosion, les pipelines doivent être temporairement fermés pour effectuer des réparations, ce qui peut entraîner des interruptions dans la chaîne d'approvisionnement en produits pétroliers, en gaz naturel ou en autres fluides transportés.
- **Coûts de réparation et de remplacement élevés** : La détection et la réparation des dommages dus à la corrosion peuvent être coûteuses, notamment si elles nécessitent des travaux de remplacement de sections de pipeline ou des réparations complexes.
- **Perte de productivité et de revenus** : Les temps d'arrêt imprévus pour effectuer des réparations dues à la corrosion peuvent entraîner une perte de productivité pour les entreprises et des pertes de revenus importantes, en particulier si les pipelines transportent des produits à forte valeur ajoutée.
- **Risques pour l'environnement et la santé publique** : Les fuites de produits chimiques ou de pétrole provenant de pipelines corrodés peuvent contaminer les sols, les cours d'eau et les écosystèmes environnants, entraînant des dommages environnementaux importants et des risques pour la santé publique.
- **Perte de confiance et de réputation** : Les incidents de corrosion et les fuites associées peuvent nuire à la réputation des entreprises responsables de la gestion des pipelines, ainsi qu'à la confiance du public, des régulateurs et des parties prenantes dans leur capacité à assurer la sécurité et la fiabilité des infrastructures.

La corrosion dans les pipelines constitue un problème sérieux qui nécessite une gestion proactive, y compris la mise en œuvre de programmes de prévention, de surveillance et de maintenance pour réduire les risques associés et assurer le bon fonctionnement des pipelines sur le long terme.

Pour prévenir la corrosion dans les pipelines, diverses mesures sont mises en œuvre tout au long du cycle de vie des pipelines, depuis la conception jusqu'à l'exploitation et la maintenance. Les préventions couramment utilisées sont :

- **Revêtements protecteurs :** Les pipelines sont souvent revêtus de matériaux protecteurs, tels que des revêtements époxy, des polymères, des céramiques ou des métaux spéciaux, pour protéger leur surface contre la corrosion causée par l'exposition aux éléments environnementaux et aux fluides transportés.
- **Protection cathodique :** La protection cathodique est une technique couramment utilisée pour prévenir la corrosion des pipelines métalliques. Elle consiste à créer un courant électrique artificiel qui protège la surface du métal en le rendant cathodique par rapport à d'autres métaux plus réactifs, tels que le zinc ou le magnésium.
- **Contrôle de la qualité de l'eau :** La qualité de l'eau transportée à l'intérieur des pipelines peut influencer la vitesse de corrosion. Un contrôle régulier de la qualité de l'eau, y compris son pH, sa teneur en oxygène et en substances corrosives, peut aider à minimiser les risques de corrosion.
- **Surveillance et inspection régulières :** Les pipelines font l'objet d'une surveillance et d'une inspection régulières pour détecter les signes de corrosion ou de dommages potentiels. Cela peut inclure l'utilisation de techniques telles que l'inspection par pige, les ultrasons, la radiographie ou la surveillance par drones.
- **Maintenance préventive :** La maintenance préventive, y compris le nettoyage régulier des pipelines et le remplacement des revêtements usés ou endommagés, est essentielle pour prolonger la durée de vie des pipelines et prévenir la corrosion.
- **Gestion des facteurs environnementaux :** La gestion des facteurs environnementaux, tels que la température, l'humidité, la salinité et les conditions géologiques, peut contribuer à réduire les risques de corrosion en identifiant et en atténuant les zones à haut risque.
- **Formation et sensibilisation des employés :** Il est essentiel de former et de sensibiliser le personnel chargé de l'exploitation et de la maintenance des pipelines aux risques de corrosion et aux meilleures pratiques de prévention et de réparation.

Ces mesures de prévention, les exploitants de pipelines peuvent réduire de manière significative les risques de corrosion et assurer la sécurité, la fiabilité et la durabilité des infrastructures de transport de fluides sur le long terme.

I.1.2 Négligence humaine

La négligence humaine constitue une cause significative de fuites dans les pipelines. Elle peut se manifester de différentes manières, notamment par des erreurs de conception, des erreurs d'installation ou des défauts de maintenance. Par exemple, une conception défaillante du pipeline peut créer des points faibles susceptibles de se rompre sous la pression des fluides transportés. De même, une installation incorrecte ou des procédures de soudage inadéquates peuvent entraîner des défauts dans la structure du pipeline, pouvant éventuellement conduire à des fuites. De plus, une maintenance inadéquate, telle que le non-remplacement des composants vieillissants ou l'absence d'inspection régulière, peut entraîner une dégradation de l'intégrité du pipeline et favoriser l'apparition de fuites. La négligence humaine est donc une cause évitable de fuites dans les pipelines et nécessite une attention particulière pour garantir la sécurité et la fiabilité des infrastructures de transport de fluides.

Pour prévenir les fuites dues à la négligence humaine lors de la conception, de l'installation et de la maintenance des pipelines, plusieurs mesures peuvent être mises en place :

- **Formation et sensibilisation** : Fournir une formation adéquate aux ingénieurs, aux techniciens et au personnel chargé de la construction et de la maintenance des pipelines est essentiel. Cette formation devrait mettre l'accent sur les bonnes pratiques de conception, d'installation et de maintenance, ainsi que sur la sensibilisation aux risques de négligence.
- **Procédures et normes strictes** : Élaborer et appliquer des procédures et des normes strictes pour la conception, la construction et la maintenance des pipelines. Ces normes devraient inclure des directives claires sur les matériaux à utiliser, les techniques de soudage appropriées, les tests de pression et les inspections régulières.
- **Supervision et inspection** : Mettre en place des processus de supervision et d'inspection rigoureux tout au long du processus de construction et de maintenance des pipelines. Des inspections régulières peuvent identifier les erreurs et les défauts potentiels avant qu'ils ne deviennent des problèmes majeurs.
- **Utilisation de technologies de pointe** : Incorporer des technologies de surveillance avancées telles que les systèmes de contrôle automatique des soudures, les capteurs de pression et de température, et les inspections par drones pour détecter les défauts et les signes de corrosion.

- **Gestion de la qualité** : Mettre en place des programmes de gestion de la qualité pour s'assurer que les matériaux utilisés dans la construction des pipelines répondent aux normes et spécifications requises.
- **Responsabilité et sanctions** : Établir des mécanismes de responsabilité clairs et des sanctions pour les violations des protocoles de sécurité et des normes de construction. Cela peut dissuader les comportements négligents et renforcer l'importance de la conformité aux règles établies. En mettant en œuvre ces mesures préventives, il est possible de réduire considérablement les risques de fuites causées par la négligence humaine dans la conception, l'installation et la maintenance des pipelines.

I.1.3 Défauts lors du processus d'installation et de montage

Les défauts survenant lors du processus d'installation et de montage des pipelines représentent une autre source potentielle de fuites. Ces défauts peuvent découler de procédures de construction défectueuses, de techniques d'assemblage inappropriées ou de l'utilisation de matériaux de qualité inférieure. Par exemple, des soudures mal exécutées, des raccords mal ajustés ou des matériaux défectueux peuvent créer des points faibles dans la structure du pipeline, susceptibles de céder sous la pression des fluides transportés. Des erreurs dans le processus d'installation peuvent également conduire à des tensions excessives ou à des contraintes mécaniques non appropriées, augmentant ainsi le risque de défaillance du pipeline. Une surveillance étroite et des normes rigoureuses pendant le processus d'installation et de montage sont essentielles pour minimiser ces défauts et garantir l'intégrité à long terme du pipeline.

Pour prévenir les fuites liées aux défauts lors du processus d'installation et de montage des pipelines, voici quelques mesures préventives :

- **Formation et qualification du personnel** : Assurons-nous que le personnel chargé de l'installation et du montage des pipelines est correctement formé, qualifié et certifié pour effectuer les tâches nécessaires. Cela garantit que les travaux sont réalisés selon les normes et les meilleures pratiques de l'industrie.
- **Supervision étroite** : Fournissons une supervision étroite pendant toutes les phases du processus d'installation et de montage. Des superviseurs compétents doivent être présents pour surveiller les travaux, s'assurer que les procédures sont suivies correctement et intervenir en cas de problème.

- **Contrôle de la qualité :** Mettons en place des procédures de contrôle de la qualité rigoureuses pour vérifier la conformité des matériaux, des soudures et des installations aux spécifications et aux normes requises. Effectuez des inspections régulières et des tests non destructifs pour détecter tout défaut ou anomalie.
- **Utilisation de techniques d'installation avancées :** Utilisons des techniques d'installation avancées et des équipements spécialisés pour réduire les risques de défauts lors du processus d'installation. Cela peut inclure l'utilisation de méthodes de soudage avancées, de techniques de pose de tuyaux modernes et de contrôle de la tension et de la pression pendant l'installation.
- **Planification minutieuse :** Planifions soigneusement chaque étape du processus d'installation et de montage, en tenant compte des conditions du site, des contraintes environnementales et des risques potentiels. Une planification minutieuse peut aider à anticiper les défis et à prendre des mesures préventives appropriées.
- **Formation à la sécurité :** Assurons-nous que tout le personnel est formé aux procédures de sécurité appropriées et aux protocoles d'intervention en cas d'urgence. La sécurité doit être une priorité absolue sur le chantier.

I.1.4 Défauts lors du processus de fabrication

Les défauts survenant pendant le processus de fabrication des composants du pipeline peuvent également contribuer aux fuites. Ces défauts peuvent résulter de problèmes tels que des imperfections dans le matériau utilisé, des erreurs de fabrication, des fissures invisibles ou des anomalies structurelles. Par exemple, des soudures défectueuses, des matériaux de qualité inférieure ou des procédures de fabrication inadéquates peuvent affaiblir la résistance du pipeline et rendre sa structure vulnérable aux fuites. Les défauts de fabrication peuvent également être exacerbés par des conditions environnementales ou des contraintes opérationnelles auxquelles le pipeline est exposé une fois installé. Une surveillance et des contrôles de qualité stricts tout au long du processus de fabrication sont essentiels pour détecter et prévenir ces défauts, réduisant ainsi les risques de fuites et assurant la fiabilité à long terme du pipeline.

Voici quelques mesures préventives :

- **Contrôle qualité strict** : Mettre en place des procédures de contrôle qualité strictes tout au long du processus de fabrication. Cela implique de vérifier régulièrement la qualité des matériaux utilisés, des processus de fabrication et des produits finis.
- **Utilisation de matériaux de qualité** : S'assurer que seuls des matériaux de haute qualité et conformes aux normes sont utilisés dans la fabrication des composants du pipeline. Cela peut réduire les risques de défauts et de défaillance prématurée.
- **Surveillance continue** : Effectuer une surveillance continue pendant le processus de fabrication pour détecter les défauts dès qu'ils surviennent. Cela peut inclure des inspections visuelles, des tests non destructifs et des évaluations de la qualité à différentes étapes de la fabrication.
- **Formation du personnel** : Assurer une formation adéquate du personnel chargé du processus de fabrication pour garantir qu'ils sont conscients des normes de qualité, des procédures de fabrication et des exigences de sécurité.
- **Amélioration des processus** : Mettre en œuvre des mesures d'amélioration continue pour identifier et corriger les sources potentielles de défauts dans le processus de fabrication. Cela peut inclure l'analyse des causes profondes des défauts et la mise en place de mesures correctives pour les prévenir à l'avenir.
- **Certification et conformité** : S'assurer que les fabricants et les fournisseurs de composants de pipeline sont certifiés et conformes aux normes de l'industrie et aux réglementations gouvernementales pertinentes.

I.1.5 Facteurs externes

Les dommages causés par des événements externes constituent une autre cause majeure de fuites dans les pipelines. Ces événements peuvent inclure des accidents de construction, des tremblements de terre, des glissements de terrain, des inondations, des incendies ou des actes de vandalisme. Par exemple, un accident de construction peut endommager physiquement le pipeline, tandis qu'un tremblement de terre peut provoquer des mouvements de terrain susceptibles de rompre les conduites. De même, des actes de vandalisme intentionnels, tels que la perforation du pipeline, peuvent entraîner des fuites massives de produits transportés. Les facteurs externes

représentent donc une menace potentielle pour l'intégrité des pipelines et peuvent conduire à des fuites si les mesures de sécurité et de protection appropriées ne sont pas mises en place

Pour la prévention il faut des :

- **Surveillance et protection des sites :** Effectuons une surveillance continue des sites où les pipelines sont situés pour détecter toute activité suspecte ou tout signe de dommage potentiel. Installez des clôtures de sécurité et des systèmes de surveillance pour protéger les installations contre l'accès non autorisé.
- **Inspections régulières :** Effectuons des inspections régulières des pipelines pour détecter les dommages causés par des facteurs externes tels que les chutes d'arbres, les travaux de construction à proximité, les glissements de terrain ou les inondations. Des inspections aériennes ou terrestres peuvent être nécessaires pour couvrir de vastes zones de pipelines.
- **Formation du personnel :** Fournissons une formation adéquate au personnel sur la sécurité des pipelines et les procédures d'urgence en cas d'incident causé par des facteurs externes. Assurez-vous que le personnel sait comment réagir en cas d'urgence pour minimiser les risques de fuites et de dommages.
- **Systèmes d'alerte précoce :** Mettons en place des systèmes d'alerte précoce pour détecter les anomalies ou les activités suspectes le long des pipelines. Cela peut inclure l'utilisation de capteurs de surveillance, de systèmes de détection d'intrusion et de surveillance par vidéo.
- **Plans d'urgence :** Élaborons des plans d'urgence détaillés pour répondre rapidement aux incidents causés par des facteurs externes. Ces plans devraient inclure des procédures pour isoler les sections endommagées du pipeline, arrêter le flux de produits et minimiser les dommages environnementaux.
- **Coordination avec les autorités locales :** Coopérons avec les autorités locales, les organismes de réglementation et les communautés locales pour identifier et atténuer les risques potentiels associés aux facteurs externes. Travailler ensemble peut renforcer la sécurité des pipelines et réduire les impacts des incidents.

I.1.6 Conditions environnementales

Les conditions environnementales extrêmes peuvent également contribuer aux fuites dans les pipelines. Ces conditions comprennent les variations de température, les changements de pression, les phénomènes géologiques tels que le mouvement du sol, ainsi que les conditions météorologiques sévères comme les tempêtes, les inondations et les ouragans. Par exemple, les fluctuations de température peuvent causer une expansion et une contraction du pipeline, ce qui peut entraîner des fissures et des fuites. De même, les mouvements de terrain causés par des tremblements de terre ou d'autres activités géologiques peuvent endommager les pipelines et provoquer des fuites. Les conditions météorologiques extrêmes peuvent également exercer une pression excessive sur les pipelines, les exposant à un risque accru de défaillance et de fuites. La prise en compte des conditions environnementales lors de la conception, de la construction et de l'exploitation des pipelines est donc essentielle pour minimiser les risques de fuites et assurer leur fonctionnement sûr et fiable.

Pour éviter ces cause lies aux ces condition il suffit de :

- **Surveillance et protection des sites :** Effectuons une surveillance continue des sites où les pipelines sont situés pour détecter toute activité suspecte ou tout signe de dommage potentiel. Installez des clôtures de sécurité et des systèmes de surveillance pour protéger les installations contre l'accès non autorisé.
- **Inspections régulières :** Effectuons des inspections régulières des pipelines pour détecter les dommages causés par des facteurs externes tels que les chutes d'arbres, les travaux de construction à proximité, les glissements de terrain ou les inondations. Des inspections aériennes ou terrestres peuvent être nécessaires pour couvrir de vastes zones de pipelines.
- **Formation du personnel :** Fournissons une formation adéquate au personnel sur la sécurité des pipelines et les procédures d'urgence en cas d'incident causé par des facteurs externes. Assurez-vous que le personnel sait comment réagir en cas d'urgence pour minimiser les risques de fuites et de dommages.
- **Systèmes d'alerte précoce :** Mettons en place des systèmes d'alerte précoce pour détecter les anomalies ou les activités suspectes le long des pipelines. Cela peut inclure l'utilisation de capteurs de surveillance, de systèmes de détection d'intrusion et de surveillance par vidéo.

- **Plans d'urgence :** Élaborons des plans d'urgence détaillés pour répondre rapidement aux incidents causés par des facteurs externes. Ces plans devraient inclure des procédures pour isoler les sections endommagées du pipeline, arrêter le flux de produits et minimiser les dommages environnementaux.
- **Coordination avec les autorités locales :** Coopérons avec les autorités locales, les organismes de réglementation et les communautés locales pour identifier et atténuer les risques potentiels associés aux facteurs externes. Travailler ensemble peut renforcer la sécurité des pipelines et réduire les impacts des incidents.

I.1.7 Vieillessement des pipelines

Le vieillissement des pipelines est une cause inhérente de fuites au fil du temps. À mesure que les pipelines vieillissent, divers facteurs tels que la corrosion, l'usure mécanique, les changements de pression et les fluctuations de température peuvent contribuer à la détérioration de leur intégrité structurelle. Les matériaux du pipeline peuvent subir des processus de vieillissement naturels, entraînant une diminution de leur résistance et de leur flexibilité. Les revêtements protecteurs peuvent également se dégrader, exposant ainsi le métal à des agents corrosifs.

Le vieillissement des pipelines est souvent accéléré dans des conditions environnementales sévères. Les pipelines enterrés peuvent être sujets à des mouvements du sol, contribuant à l'usure des matériaux. La surveillance continue et la mise en œuvre de programmes d'entretien préventif sont cruciales pour atténuer les effets du vieillissement des pipelines et minimiser les risques de fuites associés à cette cause naturelle. Un programme de gestion de l'intégrité des pipelines peut inclure des inspections régulières, des évaluations de la corrosion, des réparations opportunes et, si nécessaire, le remplacement de sections vieillissantes pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau de pipelines.

Mesure de prévention :

- **Programme de maintenance préventive :** Mettons en place un programme de maintenance régulière et préventive pour surveiller l'état des pipelines au fil du temps. Cela peut inclure des inspections régulières, des tests de pression, des évaluations de la corrosion et des réparations planifiées.

- **Surveillance de l'intégrité du pipeline :** Utilisons des techniques de surveillance avancées telles que la surveillance par pige intelligent, la surveillance par drones et les capteurs de surveillance pour surveiller en continu l'intégrité des pipelines et détecter les signes de vieillissement ou de détérioration.
- **Revêtements protecteurs :** Appliquons des revêtements protecteurs sur les pipelines pour réduire les effets de la corrosion et de l'abrasion. Les revêtements peuvent aider à prolonger la durée de vie utile des pipelines et à réduire les risques de fuites.
- **Évaluation du risque :** Effectuons une évaluation régulière du risque pour identifier les sections de pipeline les plus vulnérables au vieillissement et à la corrosion. Cela permet de prioriser les activités de maintenance et de réparation là où elles sont le plus nécessaires.
- **Remplacement et mise à niveau :** Envisageons le remplacement ou la mise à niveau des sections de pipeline les plus anciennes ou les plus vulnérables. Les nouveaux matériaux et technologies peuvent offrir une meilleure résistance à la corrosion et prolonger la durée de vie des pipelines.
- **Gestion de l'environnement :** Prenons des mesures pour minimiser l'exposition des pipelines à des conditions environnementales sévères. Cela peut inclure des mesures pour prévenir les mouvements du sol, minimiser l'impact des inondations et des changements de température, et protéger les pipelines contre les dommages causés par des événements naturels. En mettant en œuvre ces mesures préventives, il est possible de prolonger la durée de vie des pipelines et de réduire les risques de fuites causées par le vieillissement et la détérioration des matériaux.

I.2. Statistiques des sources de défaillance des pipelines

Il a été démontré que les réseaux de pipelines de pétrole et de gaz sont le moyen le plus économique et le plus sûr de transporter les pétroles bruts et qu'ils répondent à une forte demande en termes d'efficacité et de fiabilité. Par exemple, les décès estimés dus aux accidents par tonne-mille de produits pétroliers expédiés sont de 87%, 4% et 2,7% plus élevés en utilisant respectivement le camion, le navire et le train, par rapport à l'utilisation des pipelines. Cependant, alors que le transport de substances dangereuses à l'aide de pipelines longs de plusieurs kilomètres est devenu populaire dans le monde entier au cours des dernières décennies, le risque d'accidents critiques dus aux défaillances des pipelines augmente. Les causes des défaillances sont soit

intentionnelles (comme le vandalisme) soit non intentionnelles (comme les défaillances des dispositifs/matériaux et la corrosion), entraînant une défaillance du pipeline et donc des dommages irréversibles qui incluent des pertes financières et une pollution environnementale extrême, en particulier lorsque la fuite n'est pas détectée en temps opportun.

Les pertes économiques moyennes dues aux incidents de fuites de pipelines sont énormes. Au cours des trois dernières décennies, les accidents de pipelines aux États-Unis ont endommagé des biens d'une valeur d'environ 7 milliards de dollars, tuant plus de 500 personnes et blessant des milliers d'autres. Par exemple, l'explosion d'un pipeline dans la communauté de San Bruno, en Californie, aux États-Unis, le 6 septembre 2010, a tué huit personnes et en a blessé plus de cinquante. Dans un incident similaire de défaut de pipeline survenu au Michigan, aux États-Unis, le 26 juillet 2010, plus de 840 000 gallons de pétrole brut se sont déversés dans la rivière Kalamazoo, avec un coût estimé à 800 millions de dollars. Les causes des dommages aux pipelines varient. La figure 1 montre un diagramme circulaire illustrant les statistiques des principales causes de défaillance des pipelines, notamment la corrosion des pipelines, la négligence humaine, les défauts pendant le processus d'installation et de montage, ainsi que les défauts survenant pendant le processus de fabrication et les facteurs externes. [2]

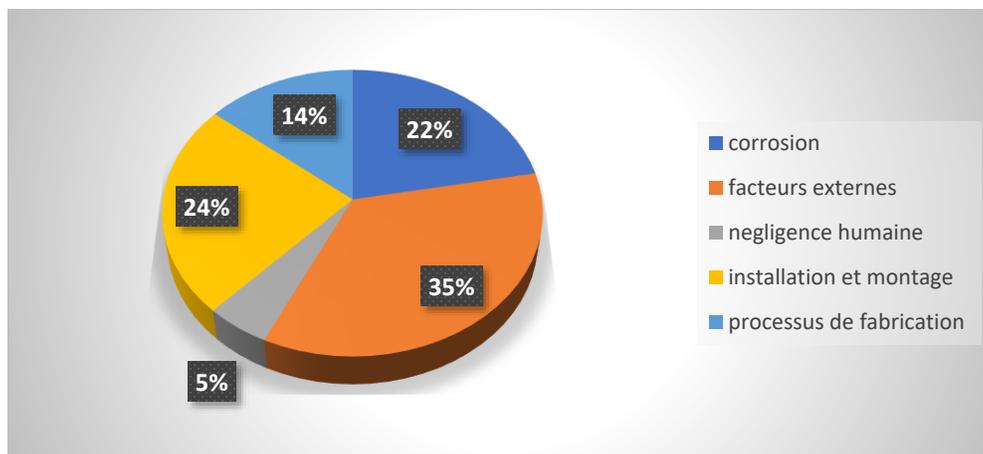


Figure I-3: Un diagramme circulaire des statistiques des sources de défaillance des pipelines [2]

Sur la base de ces statistiques, il est difficile d'éviter entièrement les incidents de fuites de pipelines car les sources de défaillance sont diverses. Cependant, afin de réduire les impacts des déversements de pétrole sur la société, il est très important de surveiller les pipelines pour détecter rapidement les fuites ou même prédire les fuites, car une détection précoce des fuites permettra des réponses rapides pour arrêter le déversement de pétrole et assurer un entretien approprié des

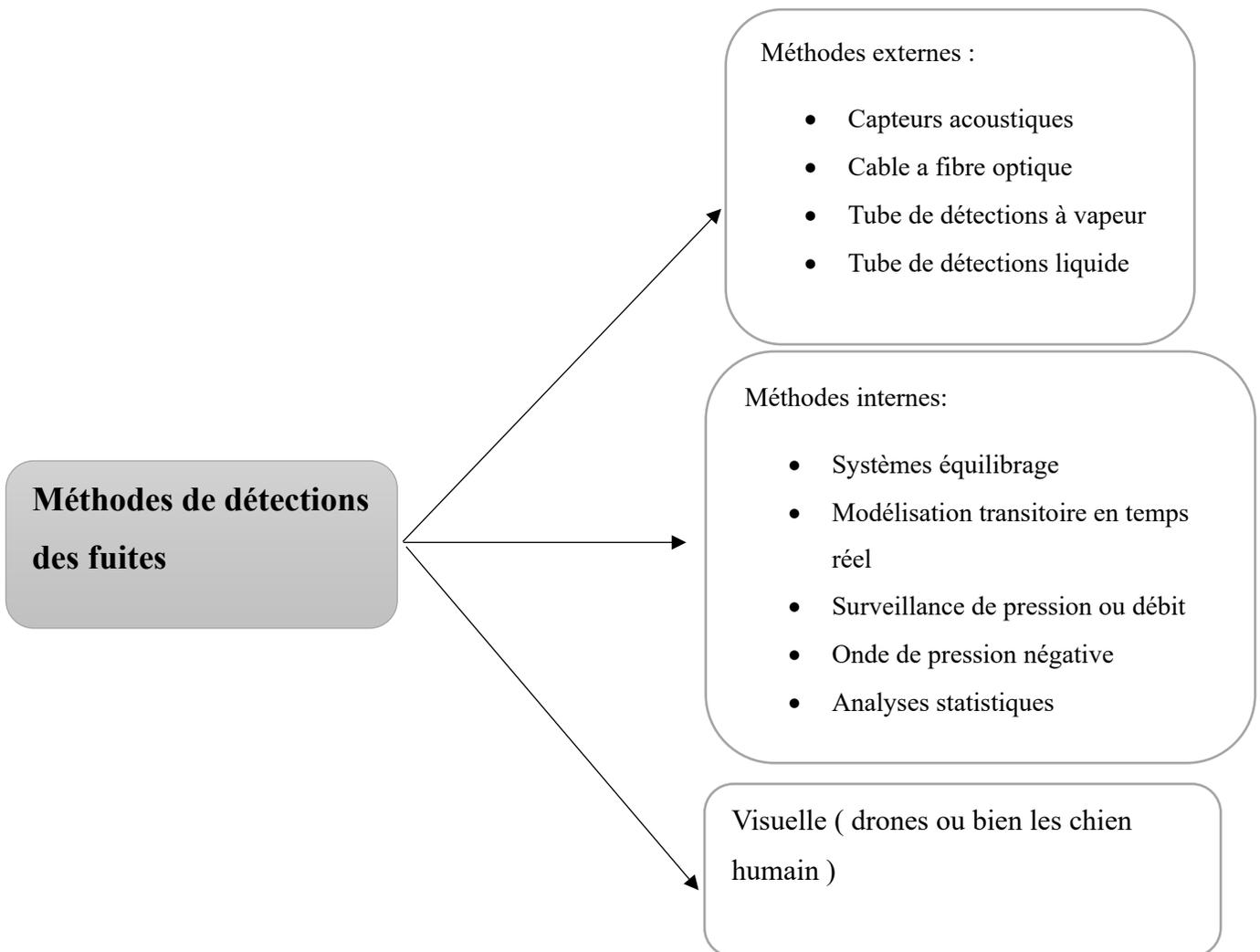
pipelines. Ainsi, il est possible de réduire le taux de perte, les blessures et autres conséquences graves sur la société et l'environnement dues aux défaillances des pipelines.

Plusieurs méthodes de détection de fuites de pipeline ont été proposées au cours des dernières décennies en utilisant différents principes de fonctionnement et approches. Les méthodes de détection de fuites existantes sont : l'émission acoustique, le capteur à fibres optiques, le radar de pénétration au sol, l'onde de pression négative, l'analyse des points de pression, la modélisation dynamique, l'échantillonnage de vapeur, la thermographie infrarouge, le traitement numérique du signal et le bilan masse-volume. Ces méthodes ont été classées selon divers cadres. Certains auteurs les ont classées en deux catégories : méthodes basées sur le matériel et méthodes basées sur les logiciels. Dans une tentative de regrouper ces méthodes en fonction de leur nature technique, des efforts de recherche supplémentaires ont été déployés, ce qui a conduit à la classification des systèmes de détection de fuites disponibles en trois grands groupes, à savoir les méthodes internes, non techniques ou non continues et externes. Dans cette étude, nous classerons différentes méthodes dans les catégories suivantes : extérieure, visuelle ou biologique, et intérieure ou computationnelle. L'approche extérieure utilise divers systèmes de détection artificiels pour effectuer la tâche de détection à l'extérieur des pipelines. De plus, l'approche biologique utilise les sens visuel, auditif et/ou olfactif de chiens entraînés ou de personnel expérimenté pour détecter les fuites. De plus, l'approche intérieure se compose de méthodes basées sur les logiciels qui utilisent des algorithmes de calcul intelligents avec l'aide de capteurs surveillant l'environnement interne du pipeline pour la tâche de détection. La surveillance à distance peut être réalisée en transportant des caméras ou des systèmes de détection vers des emplacements désignés par pig intelligent, hélicoptère ou Systèmes Non Pilotés (UAV). [2]

I.3. Les moyens de détections des fuites

Une gamme d'approches de détection de fuites a été développée, allant des méthodes traditionnelles aux technologies de pointe. Ces approches se divisent généralement en trois catégories principales : les méthodes basées sur l'extérieur, les méthodes basées sur des facteurs visuels ou biologiques, et les méthodes basées sur l'intérieur du pipeline. Les méthodes basées sur l'extérieur impliquent l'utilisation de capteurs et de technologies de surveillance pour détecter les signes de fuites à la surface ou autour du pipeline. Les méthodes visuelles ou biologiques explorent les changements visibles ou les réactions biologiques causées

par les fuites. Enfin, les méthodes basées sur l'intérieur du pipeline surveillent les paramètres internes tels que la pression, le débit et la composition du fluide pour détecter les anomalies. Chaque approche présente des avantages et des inconvénients uniques en termes de sensibilité, de précision, de coût et de complexité technique. Le choix de la méthode de détection dépend souvent de facteurs tels que le type de fluide transporté, les caractéristiques du pipeline et les contraintes Opérationnelles.



Organigramme I-1: Méthodes de détections des fuites. [2]

I.3.1 Méthodes de détection de fuites basées sur l'extérieur

Les méthodes extérieures impliquent principalement l'utilisation de dispositifs de détection spécifiques pour surveiller la partie externe des pipelines. Ces méthodes peuvent être utilisées pour déterminer les anomalies dans l'environnement du pipeline et détecter également l'occurrence de fuites. Indépendamment des principes de fonctionnement sur lesquels reposent ces méthodes de détection, elles nécessitent une forme de contact physique entre les sondes des capteurs et l'infrastructure surveillée. Les exemples de ces dispositifs comprennent la détection acoustique, la détection par fibre optique, l'échantillonnage de vapeur, la thermographie infrarouge et le radar de pénétration terrestre. Le principe opérationnel, les forces et les faiblesses de ces méthodes sont discutés dans les sections suivantes :

I.3.1.1. Capteurs d'émission acoustique

L'émission acoustique, selon la norme 316 de la American Society of Mechanical Engineering (ASME), est définie comme « la classe de phénomènes par lesquels des ondes élastiques transitoires sont générées par la libération rapide d'énergie à partir de sources localisées à l'intérieur d'un matériau, ou les ondes transitoires ainsi générées ». L'émission acoustique utilise le bruit ou les vibrations générés suite à une chute soudaine de pression pour détecter l'occurrence d'une fuite de pipeline. Lorsqu'une fuite de pipeline se produit, elle génère des ondes élastiques dans la plage de fréquences allant jusqu'à 1 MHz en raison de l'échappement de fluide sous haute pression à partir du point perforé, ce qui permet de détecter les incidents de fuite de pipeline. Le décalage temporel entre les signaux acoustiques détectés par deux capteurs est utilisé pour identifier la position de la fuite. Les méthodes acoustiques de détection de fuites peuvent être divisées en deux classes : actives et passives. Les méthodes actives détectent les défauts de pipeline en écoutant les échos réfléchis des impulsions sonores émises en raison de la fuite. Au contraire, les méthodes passives détectent les défauts en écoutant les changements de son générés par les ondes de pression dans les pipelines. Il existe trois grandes catégories de capteurs acoustiques, à savoir les hydrophones, les géophones et les techniques de corrélation acoustique. [2]

I.3.1.2. Accéléromètres

Outre les études susmentionnées qui sont entièrement basées sur l'émission acoustique, les accéléromètres sont un autre type de dispositif de mesure vibro-acoustique qui est également utile pour surveiller les vibrations de coque de tuyau à basse fréquence. Plusieurs études ont été

proposées pour réaliser la détection et la localisation de fuites à l'aide d'accéléromètres. Ont utilisé des accéléromètres sans fil pour détecter des événements de fuite à l'extérieur des vannes reliant les réseaux de pipelines. Une enquête expérimentale sur la densité spectrale croisée de la mesure des vibrations de surface à des emplacements discrets le long des pipelines tels que les jonctions, les coudes et les différentes tailles de pipeline à l'aide d'accéléromètres a été proposée dans. L'utilisation à la fois d'accéléromètres et d'hydrophones pour surveiller les pipelines a été proposée dans. Les résultats obtenus ont montré qu'une performance satisfaisante de détection de fuites avait été obtenue sur les deux transducteurs. [2]

I.3.1.3. Méthode des Fibres Optiques

Cette méthode implique l'installation de capteurs à fibres optiques le long de l'extérieur du pipeline. Les capteurs peuvent être installés comme un capteur réparti ou ponctuel pour détecter de manière exhaustive la variété des propriétés physiques et chimiques des déversements d'hydrocarbures le long des pipelines. Le principe de fonctionnement de cette méthode est que la température du câble changera lorsque des fuites de pipeline se produiront et que du fluide d'hydrocarbure s'infiltrera dans le câble de revêtement. En mesurant les variations de température dans le câble à fibres optiques, des anomalies le long du pipeline peuvent être détectées. Le Capteur à Fibre Optique Répartie (CFOR) fournit des mesures environnementales basées sur trois classes de diffusion, à savoir la diffusion Raman, Rayleigh et Brillouin. Ces classifications sont basées sur la fréquence des signaux optiques. La diffusion Brillouin peut mesurer à la fois la contrainte et la température mais est très sensible à la contrainte, tandis que la diffusion Raman est uniquement sensible à la température, avec une plus grande capacité à mesurer précisément la température supérieure ou égale à une résolution de 0,01 °C. [2]

I.3.1.4. Méthode d'Échantillonnage de Vapeur

L'échantillonnage de vapeur est généralement utilisé pour déterminer le degré de vapeur d'hydrocarbures dans l'environnement du pipeline. Bien qu'il soit applicable dans les systèmes de stockage de gaz, il convient également pour déterminer les émissions de gaz dans l'environnement entourant le pipeline. Le tube est dépendant de la pression et rempli d'air à la pression atmosphérique. Les déversements d'huile peuvent être déterminés en mesurant la concentration de gaz enregistrée en fonction du temps de pompage pour ainsi déterminer le degré d'absorption. En cas de fuites de pipelines, la vapeur ou le gaz se diffuse dans le tube en raison du gradient de

concentration, ce qui, après un certain temps, générera un signal accumulé indiquant la présence de vapeur d'hydrocarbures dans l'environnement du tube. À mesure que la concentration en gaz augmente, le pic de fuite augmente également. Plus la concentration en gaz dans l'environnement du tube est élevée, plus le pic de fuite augmente.

Différents types de systèmes de surveillance de fuites de pipelines basés sur l'échantillonnage de vapeurs ont été proposés dans la littérature. L'utilisation de tubes renifleurs basés sur un cylindre perméable aux hydrocarbures pour détecter les déversements autour de l'environnement du pipeline a été rapportée dans. Selon l'étude menée dans, un tuyau de capteur doit être positionné sous le pipeline pour détecter le gaz diffusé hors des tuyaux en raison d'une fuite. [2]

I.3.1.5. Thermographie Infrarouge

Les systèmes de détection de fuites de pipelines basés sur la thermographie infrarouge (IRT) sont également applicables pour la détection des fuites de pipelines. L'IRT est une technique basée sur l'image infrarouge qui peut détecter les changements de température dans l'environnement du pipeline à l'aide de caméras infrarouges qui montrent la plage infrarouge de 900 à 1400 nm [30]. L'image capturée à l'aide d'une caméra d'IRT est appelée thermogramme. Comme les changements de température sont l'un des indicateurs courants de décharge de gaz dans l'environnement des pipelines, car les fuites de gaz causent généralement une distribution de température anormale, l'utilisation de l'IRT pour la surveillance des pipelines est largement acceptée en raison de sa capacité à mesurer les changements de température en temps réel et de manière non intrusive. L'IRT, en tant qu'outil de surveillance des conditions sans contact et non invasif, est également applicable à diverses applications de surveillance des conditions telles que le transfert de chaleur, la rupture sous tension, le béton et la maçonnerie. [2]

I.3.1.6. Radar de Pénétration au Sol

L'émergence du radar de pénétration au sol (GPR) est considérée comme un outil environnemental précieux pour détecter et identifier des structures physiques telles que des pipelines enterrés, des concentrations d'eau et des débris d'enfouissement dans le sol. L'utilisation de la technologie GPR pour la surveillance souterraine est particulièrement utile pour aider les efforts de détection des mines, qui remontent à 1960. Le GPR est un instrument haute résolution non invasif qui utilise la propagation des ondes électromagnétiques et des techniques de diffusion

pour détecter les altérations des propriétés magnétiques et électriques du sol dans l'environnement du pipeline. La détection d'objets souterrains en utilisant l'approche radar a été proposée pour la première fois par Cook en 1960. Les lecteurs sont invités à consulter pour les principes de fonctionnement de base du GPR. Afin de détecter les niveaux de réflexion des objets souterrains. [2]

I.3.1.7. Méthode de Fluorescence

Les méthodes de fluorescence pour la détection des déversements d'hydrocarbures utilisent des sources lumineuses d'une longueur d'onde spécifique pour exciter les molécules de la substance ciblée à un niveau d'énergie supérieur. La détection du déversement repose sur la proportionnalité entre la quantité de fluide d'hydrocarbures déchargée et le taux de lumière émise à une longueur d'onde différente, qui peut ensuite être captée pour détecter l'occurrence du déversement d'hydrocarbures. La détection des fuites a été mise en œuvre avec succès en utilisant des colorants fluorescents (lumière ultraviolette non filtrée).

Étant donné que les détecteurs de fluorescence ont une grande capacité de couverture spatiale, un balayage rapide et facile peut être effectué en montant les capteurs sur un manipulateur de ROV, et la détection des fuites peut être facilement réalisée quel que soit le sens du courant de marée. Cependant, si la concentration des colorants fluorescents est très élevée, la visibilité de l'environnement de surveillance doit être élevée pour obtenir des performances optimales du système.

Un autre inconvénient des colorants fluorescents, notamment dans les environnements sous-marins, est l'effet des lumières noires non réglées qui peuvent facilement induire en erreur les observateurs dans le suivi de l'emplacement de la fuite. Bien que ce problème ait été partiellement résolu par des fluor mètres submersibles (réglés) développés qui peuvent transmettre des données jusqu'au navire d'accompagnement pour fournir un affichage en temps réel, ce défi reste toujours un problème dans les eaux troubles. [2]

I.3.1.8. Détection Capacitive

Dans cette technique, le changement de la constante diélectrique du milieu entourant le capteur est mesuré pour identifier l'existence de déversements d'hydrocarbures. Le capteur capacitif est un capteur ponctuel de couverture locale qui est généralement utilisé dans les pipelines sous-marins. Les capteurs utilisent les variations de constantes diélectriques entre l'eau de mer et

les hydrocarbures pour détecter l'existence d'hydrocarbures, ce qui provoque un déséquilibre dans la capacité mesurée une fois qu'il entre en contact avec le capteur. La sensibilité du capteur par rapport à la taille de la fuite dépend de la distance entre la position de la fuite et la dérive du milieu qui fuit. Le capteur capacitif a été introduit sur le marché pour la surveillance environnementale. Cependant, un certain nombre de fausses alarmes ont été signalées par l'opérateur. Les causes de ces erreurs peuvent largement être dues au fait que le capteur nécessite un contact direct avec le milieu qui fuit. De plus, les effets de flottabilité peuvent emporter le milieu qui fuit loin de la proximité du capteur, ce qui peut être surmonté en installant un collecteur pour les déversements d'hydrocarbures sur la structure de surveillance. [2]

I.3.1.9. Méthodes basées sur l'Impédance Électromécanique

Dans les techniques basées sur l'impédance électromécanique (EMI), une variation de l'impédance mécanique structurelle provoquée par l'incidence d'une défaillance du pipeline est surveillée pour détecter l'occurrence d'une défaillance du pipeline. Les transducteurs EMI sont constitués de petits patches piézoélectriques généralement de moins de $25 \times 25 \times 0,1$ mm³ et leur impédance dynamique est mesurée pour la détection des fuites. En cas de défauts de pipeline, l'EMI utilise une excitation de structure à haute fréquence (généralement supérieure à 30 kHz) à travers un capteur piézoélectrique lié à la surface pour détecter les variations de l'impédance ponctuelle de la structure. Au fil des ans, la méthode EMI a suscité un grand intérêt pour la surveillance de différentes structures, y compris les pipelines. La faisabilité de l'utilisation d'évaluations basées sur l'impédance pour les structures de pipelines a été proposée dans Zuo et al. Ont proposé une approche EMI modifiée pour détecter l'incidence de fissures comprenant la fusion de signaux provenant de plusieurs transducteurs. Dans l'étude de Xu et al, une nouvelle méthode de localisation des défauts de pipeline utilisant la réversibilité temporelle et un algorithme de poursuite de correspondance a été proposée. L'un des principaux avantages de l'utilisation de l'EMI pour surveiller les structures de pipelines est sa capacité à utiliser un seul transducteur piézoélectrique pour agir à la fois comme capteur et actionneur. Cependant, en raison de températures de Curie plus basses, il est difficile d'utiliser la méthode EMI dans un environnement à haute température. Pour surmonter cet inconvénient, une nouvelle méthode pour éviter de fixer directement le transducteur piézoélectrique sur la structure ciblée en utilisant un décalage de fréquence pour compenser les changements de signature a été proposée par Na et Lee. Les résultats

obtenus ont montré que l'identification des défauts structurels peut être réalisée avec précision dans un environnement à une température supérieure à 200 °C. [2]

Méthodes	Principes d'opération	Avantages	Point faible
Emission Acoustique	Détecter les fuites en captant les signaux intrinsèques s'échappant d'un pipeline perforé	Facile à installer et adapté à la détection précoce, portable et économique.	Sensible aux bruits aléatoires et environnementaux, sujet aux fausses alarmes et peu adapté aux petites fuites.
Détection par fibres optiques	Détecter les fuites grâce à l'identification des changements de température dans les propriétés optiques du câble induits par la présence de fuites.	Insensible au bruit électromagnétique et la fibre optique peut agir à la fois comme capteur et moyen de transmission de données.	Le coût de mise en œuvre est élevé, non durable et non applicable pour les pipelines protégés par des systèmes de protection cathodique.
Échantillonnage de vapeur	Utilise la vapeur d'hydrocarbures diffusée dans le tube du capteur pour détecter des concentrations de traces de composés d'hydrocarbures spécifiques.	Convient pour détecter de faibles concentrations de gaz diffusés.	Le temps nécessaire pour détecter une fuite est long, pas vraiment efficace pour les pipelines sous-marins.
Thermographie infrarouge	Détecte les fuites en utilisant des techniques d'imagerie infrarouge pour détecter les variations de température dans l'environnement du pipeline.	Très efficace pour transformer les objets détectés en images visuelles, facile à utiliser et temps de réponse rapide	Quantifier les orifices de fuite plus petits que 1,0 mm à l'aide de systèmes basés sur l'IRT est difficile.
Radar de Pénétration au Sol	Utilise des ondes électromagnétiques transmises dans l'objet surveillé au moyen du déplacement d'une antenne le long d'une surface.	Détection opportune des fuites dans les pipelines souterrains, fiable et les informations sur les fuites sont exhaustives.	Les signaux GPR peuvent facilement être déformés dans un environnement argileux, coûteux et nécessitent un

			opérateur hautement qualifié.
Fluorescence	Proportionnalité entre la quantité de fluide déchargée et le taux de lumière émise à une longueur d'onde différent	Grande couverture spatiale, balayage rapide et facile pour les fuites.	Le milieu à détecter doit être naturellement fluorescent.
Impédance Électromécanique	Utilise les changements d'impédance mécanique déduits par l'incident de défaut de pipeline.	Un seul transducteur piézoélectrique peut servir à la fois de capteur et d'actionneur	Il est uniquement applicable aux pipelines métalliques, avec des limitations opérationnelles dans les environnements à haute température.
Détection Capacitive	Mesure des changements dans la constante diélectrique du milieu entourant le capteur.	Il peut être utilisé pour la détection dans des cibles non métalliques.	Nécessite un contact direct avec le milieu qui fuit.
Scanners Spectraux	Comparer la signature spectrale Par rapport au fond normal.	Capable d'identifier le type d'huile (légère/brute) et l'épaisseur de la nappe d'huile	La quantité de données générées par un scanner spectral est importante, ce qui limite sa capacité à fonctionner presque en temps réel

Tableau I-1: La différence entre les Méthodes de détection de fuites basées sur l'extérieur [2]

I.3.2 Méthodes de Détection de Fuites Visuelles/Biologiques

Les méthodes visuelles/biologiques de détection de fuites font référence au processus traditionnel de détection des déversements de pétrole dans l'environnement des pipelines à l'aide de chiens dressés, de personnel expérimenté, de « smart pigging » ou d'hélicoptères/drones. Cette méthode utilise généralement du personnel formé qui marche le long des pipelines et recherche des conditions anormales dans l'environnement des pipelines. Les observateurs formés peuvent

reconnaître les fuites par observation visuelle ou en sentant l'odeur provenant du point de rupture. De même, le bruit ou les vibrations générés lorsque le pétrole s'échappe du point de rupture sont également applicables dans cette méthode pour détecter et localiser les défaillances des pipelines. Les chiens et le « smart pigging » fonctionnent de manière similaire au personnel expérimenté. Le « pig » est parfois équipé de capteurs et de dispositifs d'enregistrement de données tels que des capteurs fluorescents, optiques ou des caméras vidéo avec une grande plage de détection si le niveau de visibilité est élevé. Un chien dressé est plus sensible à l'odeur de certains gaz que les êtres humains ou le « pigging » dans certains cas. Cependant, les chiens ne sont pas efficaces pour une opération prolongée pendant plus de 30 à 120 minutes de recherche continue en raison de la fatigue. Ces méthodes d'inspection sur site ne peuvent être appliquées qu'aux réseaux de pipelines terrestres ou peu profonds. De plus, le temps de détection est également basé sur la fréquence des inspections qui ont généralement lieu dans certains pays tels que les États-Unis au moins une fois toutes les trois semaines. Le développement récent des véhicules télécommandés (ROVs) a transformé le mode opératoire des opérateurs de transport pétrolier offshore. Il a été démontré que les ROVs sont durables pour effectuer des tâches d'inspection de pipelines sous-marins et fonctionner dans des eaux profondes qui ne peuvent pas être accessibles par des chiens, du « pigging » ou des plongeurs humains. Le principe de fonctionnement des ROVs est basé sur la téléopération qui implique un système maître-esclave. L'esclave est un ROV conçu pour interagir avec l'environnement sous-marin extrêmement dangereux tandis que l'opérateur humain maître se trouve dans un endroit sûr pour contrôler à distance les mouvements du robot esclave à l'aide de dispositifs d'entrée, comme des joysticks. Toutes les commandes du robot, les retours sensoriels et l'alimentation sont envoyés via un câble ombilical reliant le ROV et le navire de déploiement. L'émergence des véhicules sous-marins autonomes (AUV) dans l'inspection et la surveillance des pipelines sous-marins a réduit le niveau d'implication des opérateurs humains dans les véhicules sans pilote grâce à la mise en œuvre de machines de contrôle intelligentes, réduisant ainsi considérablement le risque d'accidents humains. Bien que le principe de fonctionnement des AUV soit similaire à la téléopération des ROV, seuls quelques opérateurs qualifiés sont nécessaires pour le contrôle de supervision des AUV. Il existe de nombreux types d'AUV et de ROV disponibles pour la surveillance des infrastructures pétrolières et gazières. L'utilisation de véhicules sans pilote pour l'inspection des pipelines présente l'avantage d'être un système d'exploitation à distance ; ce qui le rend adapté à l'inspection dans un environnement éloigné et dangereux. Un coût de

maintenance plus faible et une sécurité d'exploitation plus élevée sont également quelques-uns des avantages des véhicules sans pilote. Malheureusement, ces systèmes ont également des inconvénients. Par exemple, le coût d'achat ou de location d'un AUV/ROV est extrêmement élevé. De plus, les mauvaises conditions météorologiques telles que les nuages, les vents ou d'autres agents climatologiques peuvent restreindre les performances de ces véhicules. Il existe également des contraintes légales pour l'utilisation du système sans pilote dans certaines zones en raison de problèmes de sécurité car les véhicules sans pilote manquent généralement de capacité embarquée pour détecter et éviter d'autres AUV à l'avance. Cependant, de grands efforts ont été déployés dans la recherche sur la détection et la navigation des robots sous-marins pour réaliser des AUV entièrement autonomes pour les tâches d'inspection et de surveillance des pipelines avec une intervention humaine minimale. [2]

I.3.3 Méthodes Intérieures/Informatiques

Les méthodes intérieures ou informatiques utilisent des instruments de mesure interne des fluides pour surveiller les paramètres associés à l'écoulement des fluides dans les pipelines. Ces systèmes sont utilisés pour surveiller en continu l'état des produits pétroliers à l'intérieur du pipeline tels que la pression, le débit, la température, la densité, le volume et d'autres paramètres qui caractérisent quantitativement les produits libérés. En fusionnant les informations transmises par les états internes du pipeline, l'écart entre deux sections différentes du pipeline peut être utilisé pour déterminer l'occurrence de fuites selon diverses méthodes, à savoir le bilan masse-volume, les ondes de pression négatives, l'analyse des points de pression, le traitement numérique du signal et la modélisation dynamique.

I.3.3.1. Le bilan masse-volume

L'approche du bilan masse-volume pour la détection de fuites est directe. Son fonctionnement est basé sur le principe de conservation de la masse. Ce principe stipule qu'un fluide qui pénètre dans la section de tuyauterie reste à l'intérieur du tuyau jusqu'à ce qu'il en sorte. Dans un réseau de pipelines cylindriques normal, le fluide entrant et sortant peut être mesuré. En l'absence de fuite, l'hypothèse est que le débit entrant et sortant mesuré aux deux extrémités de la section de pipeline doit être équilibré, donc une divergence entre les débits massiques-volumiques mesurés aux deux extrémités du pipeline indique la présence d'une fuite. L'incohérence des valeurs de mesure peut être déterminée en utilisant le principe de conservation de la masse comme suit :

$$M_i(t) - M_o(t) = \frac{dMl}{dt}$$

$M_i(t)$ et $M_o(t)$ représente le débit massique à l'entrée (i) et à la sortie (o), respectivement. La masse stockée le long de la longueur du pipeline est désignée par Ml , tandis que l représente la longueur de la section de pipeline. [2]

I.3.3.2. Onde de pression négative

Les techniques de détection de fuites utilisant des ondes de pression négative (NPW) sont basées sur le principe selon lequel lorsqu'une fuite se produit, elle provoque une altération de la pression ainsi qu'une diminution de la vitesse d'écoulement, ce qui entraîne une chute de pression instantanée et une variation de vitesse le long du pipeline. Lorsque la chute de pression instantanée se produit, elle génère une onde de pression négative au niveau de la fuite et propage l'onde avec une certaine vitesse vers les extrémités amont et aval du tuyau. L'onde contient des informations sur la fuite qui peuvent être estimées par inspection visuelle et analyse du signal pour déterminer l'emplacement de la fuite grâce à la différence de temps avec laquelle les ondes atteignent les extrémités du pipeline. Une technique de détection de fuites basée sur les NPW est rentable car elle nécessite peu de matériel dans l'ensemble du réseau de pipelines pour détecter et localiser les fuites. [2]

I.3.3.3. Analyse des Points de Pression

La méthode d'analyse des points de pression (PPA) est une technique de détection de fuites basée sur les propriétés statistiques des pressions mesurées à différents points le long du pipeline. La fuite est déterminée par la comparaison des valeurs mesurées par rapport à la tendance statistique en cours des mesures précédentes. Si la pression statistique des nouvelles données entrantes est considérablement plus faible que la valeur précédente ou plus faible qu'un seuil prédéfini, cela indique un événement de fuite. Cette méthode est considérée comme l'un des moyens les plus rapides de détecter la présence d'une fuite dans un pipeline, car l'existence d'une fuite entraîne toujours une chute de pression immédiate au niveau du point de fuite.

I.3.3.4. Traitement Numérique du Signal

Dans les approches de traitement numérique du signal, les informations extraites telles que les amplitudes, les coefficients de transformation en ondelettes et d'autres réponses en fréquence sont utilisées pour déterminer les événements de fuite. Généralement, la détection de fuites de pipelines à l'aide du traitement numérique du signal implique cinq étapes. Les étapes sont les

suivantes : (1) initialement, des capteurs internes mesurent la pression ou le débit dans le tuyau ; (2) Après l'acquisition des données, les données acquises sont prétraitées pour filtrer le bruit de fond en vue d'une extraction efficace des caractéristiques ; (3) Dans l'étape d'extraction des caractéristiques, diverses techniques statistiques, spectrales et de transformation du signal sont employées pour extraire des caractéristiques pertinentes afin de surveiller l'état du transport de fluides hydrocarbonés dans le pipeline ; (4) Le motif de la caractéristique extraite est comparé au signal préétabli connu ou aux caractéristiques précédentes pour la prise de décision ; (5) La détection de fuites est réalisée par la comparaison du motif avec le comportement typique de fuites dans le système. [2]

I.3.3.5. Modélisation Dynamique

Les systèmes de détection de fuites de pipelines basés sur la modélisation dynamique attirent une attention considérable car ils semblent être une technique prometteuse pour la détection d'anomalies dans les réseaux de pipelines de surface et sous-marins. Dans cette approche, des modèles mathématiques sont formulés pour représenter le fonctionnement d'un système de pipeline basé sur les principes de la physique. La détection des fuites à l'aide de cette méthode est effectuée à partir de deux points de vue différents : (1) un point de vue statistique et (2) un point de vue transitoire. Du point de vue statistique, le système utilise la théorie de la décision en supposant que les paramètres associés à l'écoulement du fluide restent constants sauf en présence d'anomalies le long du pipeline. Le test d'hypothèse impliqué pour détecter les fuites est basé sur le bilan massique non compensé par l'utilisation de mesures uniques ou multiples effectuées à différents instants. [2]

I.3.3.6. Méthode des Estimateurs d'État/Observateurs

La méthode des estimateurs d'état ou des observateurs est basée sur la modélisation dynamique du processus d'écoulement dans le pipeline pour estimer ou observer les variations dans les variables associées à l'écoulement du fluide et indiquer l'occurrence d'une défaillance résultant d'un dommage au tuyau. Cette technique, dans un sens habituel, peut être considérée comme un modèle dynamique auxiliaire pour l'estimation des paramètres internes d'un processus d'écoulement. Les observateurs d'état ont été utilisés pour reconstruire le vecteur d'état et estimer les variables manquantes dans le processus d'écoulement. Une revue générale des observateurs récents dans les systèmes de processus chimiques appliqués a été réalisée par Ali et al. Qui ont présenté six types différents d'estimateurs d'état, notamment : les observateurs basés sur Luen

berger, les observateurs de systèmes à dimension finie, les estimateurs bayésiens, les observateurs basés sur l'intelligence artificielle, les observateurs de dérangements et de détection de défauts, et les observateurs hybrides. Les détails et l'évaluation de ces observateurs en fonction de leurs attributs, mérites et limitations peuvent être trouvés dans. Des classifications supplémentaires et des applications de chacun des observateurs tels que l'observateur de Luen berger étendu, l'observateur de mode glissant, le filtre de Kalman étendu, etc. ont également été présentés. La modélisation des défaillances de pipelines en utilisant certaines de ces classes a été proposée dans la littérature. [2]

Méthodes	Principles d'opération	Avantages	Point faible
Le bilan masse-volume	Utilisant la différence entre la masse-volume du fluide en amont et en aval pour déterminer la fuite.	Coût faible, portable, simple et insensible aux interférences sonores	Dépendant de la taille de la fuite, non applicable pour la localisation des fuites.
Onde de pression négative	Utilise les ondes de pression négative propagées suite à des chutes de pression résultant de fuites.	Temps de réponse rapide et adapté à la localisation des fuites.	Efficace uniquement pour les fuites instantanées de grande ampleur.
Analyse des Points de Pression	Surveille les variations de pression à différents points du système de canalisation.	Adapté aux environnements sous-marins, aux climats froids et fonctionne correctement dans des conditions d'écoulement diverses.	La détection de fuites est difficile dans les processus en lots où les vannes sont ouvertes et fermées simultanément.

Traitement Numérique du Signal	Utilise les caractéristiques extraites du signal telles que l'amplitude, la fréquence, les coefficients de transformée en ondelettes, etc., à partir des données acquises.	Bonne performance, adaptée pour détecter et localiser les positions des fuites.	Facilement sujet aux fausses alarmes et peut être masqué par du bruit.
Modélisation Dynamique	Détecte les fuites en utilisant la disparité entre les données mesurées et les valeurs simulées basées sur les équations de conservation et l'équation d'état du fluide.	Applicable pour la détection et la localisation des fuites, rapide et une grande quantité de données peut être traitée.	Complexité computationnelle élevée, coûteux et intensif en main-d'œuvre.
Méthode des Estimateurs d'État/Observateurs	Estime les variables manquantes en utilisant un ensemble d'équations algébriques qui relie un ensemble de variables d'entrée, de sortie et d'état.	Adapté pour la reconstruction du vecteur d'état et l'estimation de la variable manquante.	Les limitations varient en fonction des classes d'estimateurs telles que les mauvais facteurs de convergence, la complexité computationnelle, le rejet des incertitudes

			lors de la simulation, etc.
--	--	--	--------------------------------

Tableau I-2: La différence entre les Méthodes Intérieures [2]

I.4. L'importance du système de détection des fuites

- **Sécurité** : La détection rapide des fuites permet de réduire les risques d'accidents majeurs, de prévenir les blessures corporelles et de protéger les populations environnantes. Les fuites de pipelines peuvent entraîner des explosions, des incendies et d'autres incidents graves si elles ne sont pas détectées et traitées rapidement.
- **Protection de l'environnement** : Les fuites de pipelines peuvent entraîner des déversements de produits dangereux dans les cours d'eau, les sols et les écosystèmes environnants. Un système de détection de fuites efficace permet de minimiser les dégâts environnementaux en identifiant les fuites dès qu'elles se produisent.
- **Économies** : La détection rapide des fuites permet de limiter les pertes de produit, ce qui représente des économies importantes pour les entreprises exploitant les pipelines. De plus, cela réduit les coûts liés aux opérations de nettoyage et de restauration après un déversement.
- **Conformité réglementaire** : De nombreuses juridictions imposent des réglementations strictes en matière de sécurité des pipelines, y compris des exigences relatives à la détection et à la gestion des fuites. Un système de détection de fuites efficace aide les entreprises à respecter ces réglementations et à éviter les amendes et les sanctions réglementaires.
- **Confiance du public** : Les communautés environnantes et les parties prenantes accordent une grande importance à la sécurité des pipelines. Un système de détection de fuites fiable et efficace renforce la confiance du public dans l'exploitant du pipeline et dans la sécurité de ses opérations.

Chapitre II

Technologies de Détection Avancées pour la Prévention des Fuites

II.1. Introduction

La détection et la localisation des fuites constituent des défis majeurs dans de nombreux domaines, notamment dans les industries pétrolière et gazière, l'approvisionnement en eau, les réseaux de distribution de fluides, et bien d'autres. Les fuites dans les pipelines et les systèmes de tuyauterie peuvent entraîner des conséquences économiques et environnementales désastreuses, allant de pertes financières importantes à des dommages écologiques irréversibles. Par conséquent, le développement de méthodes efficaces de détection et de localisation des fuites revêt une importance capitale pour la sécurité des infrastructures et la préservation de l'environnement. La détection des fuites vise à identifier la présence de fuites dans un système de transport de fluides, tandis que la localisation consiste à déterminer précisément l'emplacement de ces fuites. Ces processus sont essentiels pour permettre une intervention rapide et précise afin de minimiser les dommages potentiels causés par les fuites. Traditionnellement, la détection et la localisation des fuites reposaient largement sur des méthodes manuelles et visuelles, ce qui pouvait entraîner des retards dans l'identification des problèmes et une réactivité limitée aux incidents. Cependant, avec les progrès technologiques, de nouvelles approches basées sur des capteurs, des algorithmes avancés et des techniques de traitement des données ont émergé pour améliorer la détection et la localisation des fuites. Ces méthodes exploitent souvent des réseaux de capteurs sans fil, des technologies de surveillance en temps réel et des modèles mathématiques sophistiqués pour fournir une surveillance continue et une intervention précoce en cas de fuite.

II.2. Classes de modèles de détection de fuites

À travers l'observation de la littérature et des travaux appliqués en détection de fuites, deux principales catégories de systèmes de détection de fuites peuvent être identifiées. Les catégories sont la détection de fuites statique (ou stationnaire) et la détection de fuites dynamique (ou mobile). Bien que chaque classe en soi soit capable d'identifier, de détecter et de localiser les fuites, il n'est pas rare d'utiliser une combinaison des deux classes. Les deux classes de systèmes de détection de fuites peuvent être définies comme suit :

- Les systèmes de détection de fuites statiques : sont des systèmes qui reposent sur des capteurs et des collecteurs de données placés dans le réseau d'eau et sur les vannes et sont capables de transmettre périodiquement des données au bureau de gestion du réseau. Ces données peuvent être utilisées pour identifier, localiser et localiser les fuites.

- Les systèmes de détection de fuites dynamiques : sont des systèmes qui reposent sur des dispositifs de détection de fuites mobiles pour se rendre dans la zone de fuite suspectée afin d'effectuer une enquête. Par conséquent, ils dépendent initialement de la suspicion de l'existence d'une fuite. Une autre approche consiste à effectuer des enquêtes régulières autour des villes pour identifier les fuites le plus rapidement possible.

Ces systèmes peuvent confirmer l'existence de fuites et les détecter et les localiser immédiatement. La principale distinction entre les deux classes est que les systèmes de détection de fuites statiques peuvent informer la gestion du réseau d'eau de l'existence d'une fuite presque immédiatement, tandis que les systèmes de détection de fuites dynamiques doivent avoir des informations sur la possibilité d'une fuite afin qu'ils puissent être mobilisés pour une enquête. D'autre part, les systèmes de détection de fuites dynamiques peuvent localiser précisément l'emplacement d'une fuite presque immédiatement dans des conditions de fonctionnement idéales, tandis que les systèmes de détection de fuites statiques fourniront une localisation dans une certaine zone et sont également plus sujets aux fausses alarmes. Il n'est pas rare d'utiliser un système de détection de fuites statique pour détecter les fuites et un système de détection de fuites dynamique pour les localiser, mais cela n'est pas censé être la voie la plus abordable . Les deux classes englobent une grande variété de technologies pour fournir un système de détection de fuites précis, mais les technologies ne se limitent pas à une seule classe. Par exemple, les technologies acoustiques, notamment les enregistreurs de bruits, peuvent être dynamiques et déplacées d'un endroit à l'autre périodiquement pour détecter les fuites . [3]

II.3. Vue historique

La détection des fuites a connu une évolution significative au fil du temps, passant des méthodes rudimentaires de détection visuelle aux technologies avancées de surveillance en temps réel et d'analyse des données basées sur l'intelligence artificielle. Ces progrès ont permis d'améliorer la sensibilité, la fiabilité et la rapidité de détection des fuites, contribuant ainsi à réduire les risques pour l'environnement et la sécurité.

Voici des chronologies de développement de quelques méthodes :

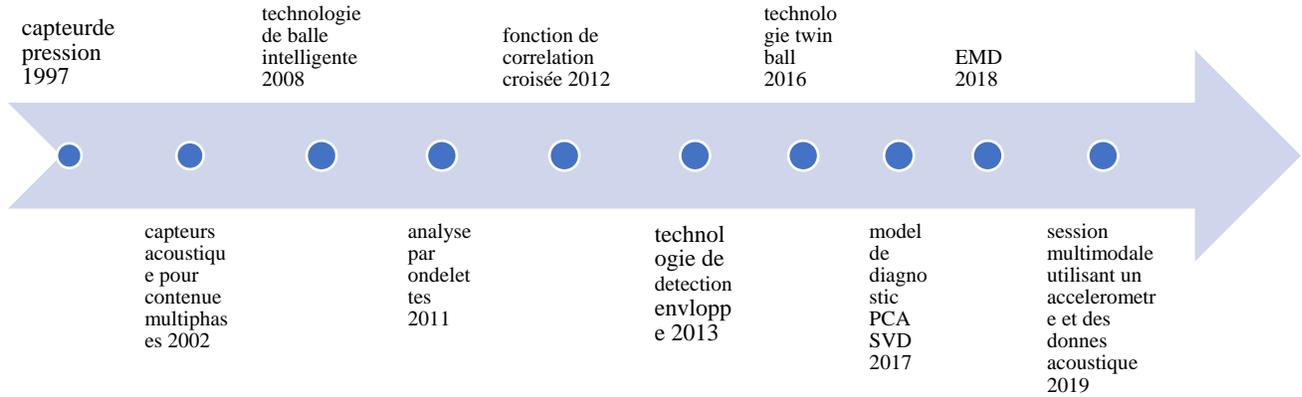


Figure II-1:développement des capteurs acoustique LDS [3]

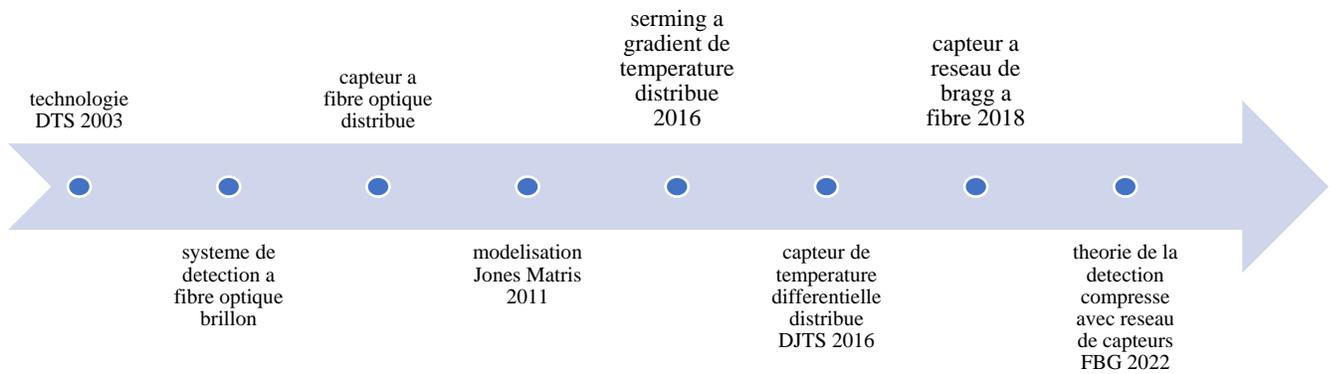


Figure II-2:Evolution des capteurs a fibre optique [3]

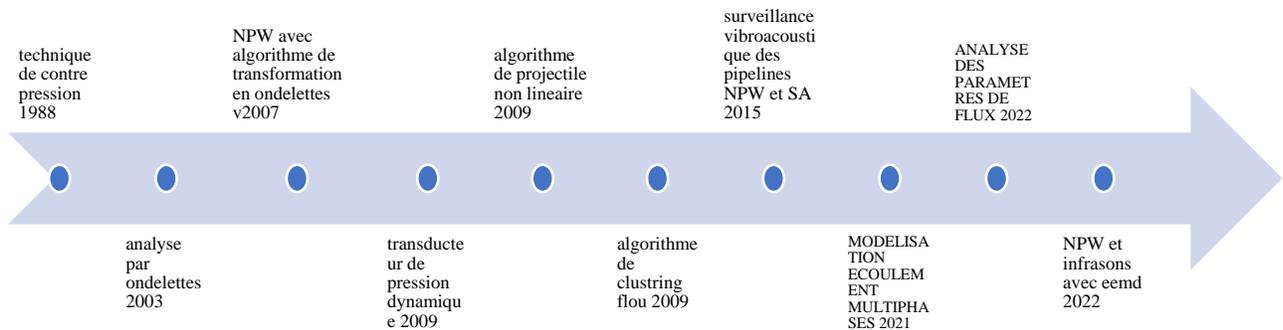


Figure II-3:développement de la technique des surveillance pression et débit [3]

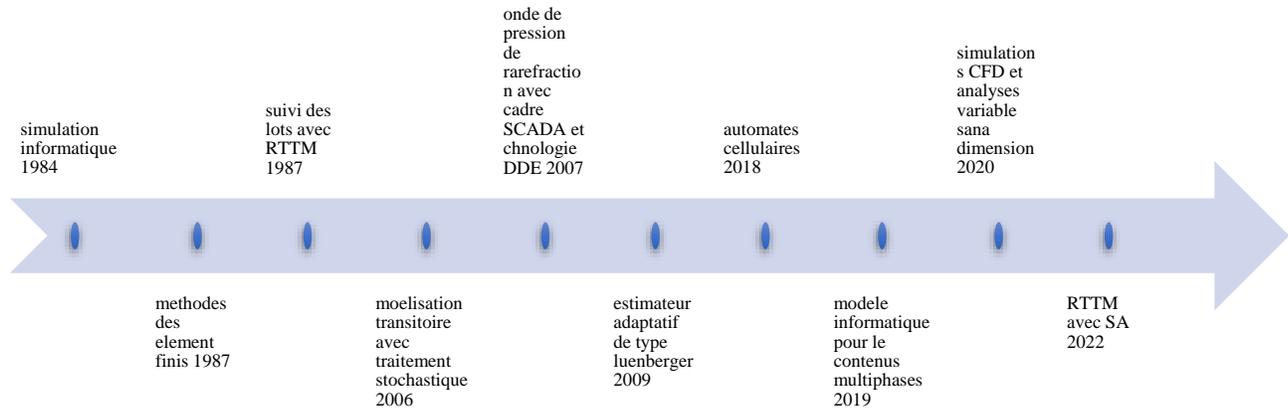


Figure II-4: Avancement du RTTM en tant que LDS [3]

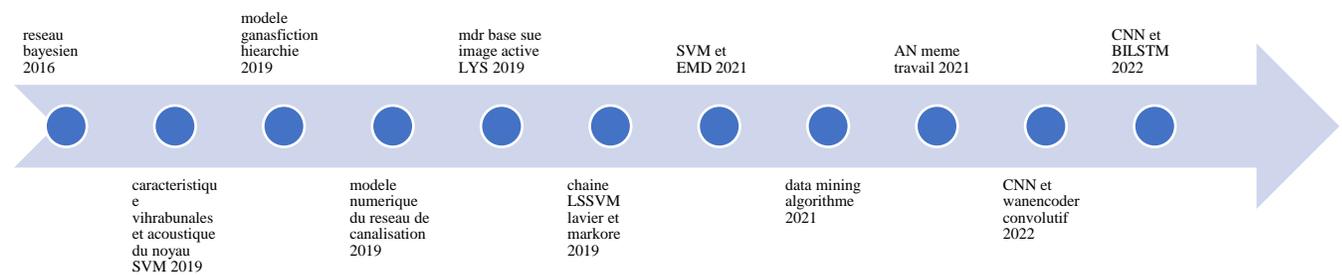


Figure II-5: Avancement du RTTM en tant que LDS [3]

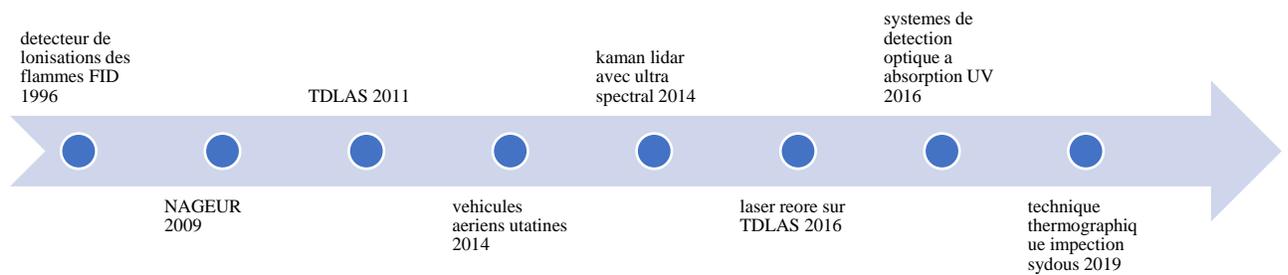
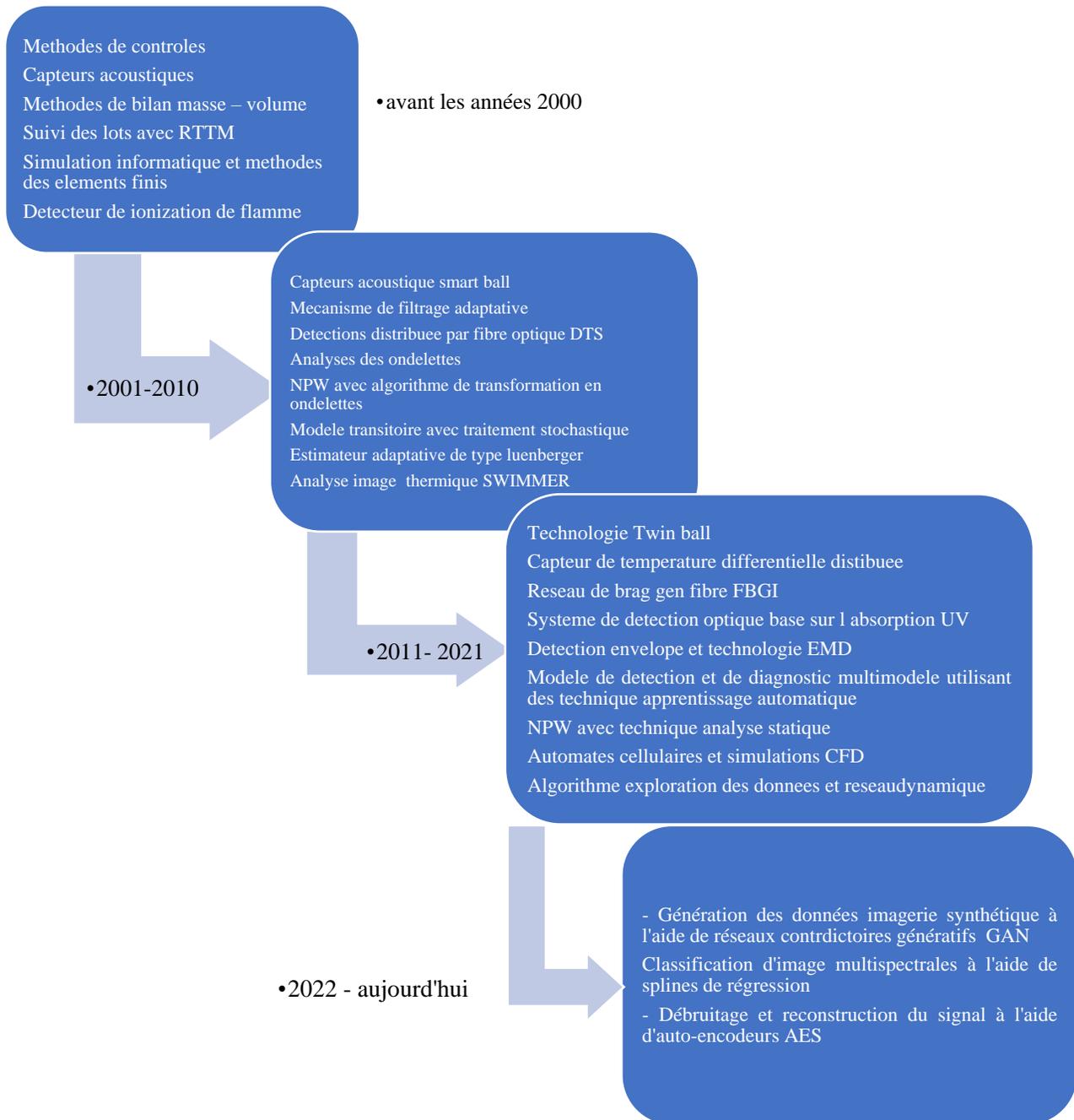


Figure II-6: Evolution des méthodes inspection non continue – aérienne [3]

II.4. Chronologies des progrès de la détection des fuites

1. Détection visuelle : Les premières méthodes de détection des fuites reposaient sur des inspections visuelles, où les opérateurs recherchaient des signes extérieurs de fuites, tels que des taches d'humidité ou des flaques de liquide.
2. Méthodes acoustiques : Au début du 20e siècle, les méthodes acoustiques ont été développées pour détecter les fuites en écoutant les bruits anormaux émis par les fuites à travers les pipelines.
3. Introduction de traceurs : Dans les années passés, des traceurs chimiques ou des marqueurs colorés ont été introduits dans les pipelines pour aider à identifier la présence de fuites.
4. Utilisation de capteurs : Dans les années 1960 et 1970, l'utilisation de capteurs électroniques pour surveiller les paramètres du pipeline, tels que la pression, le débit et la température, est devenue plus répandue.
5. Développement de systèmes de surveillance en temps réel : Dans les années 1980 et 1990, les progrès technologiques ont permis le développement de systèmes de surveillance en temps réel basés sur des réseaux de capteurs sans fil et des logiciels avancés pour l'analyse des données de surveillance.
6. Intégration de l'intelligence artificielle : Dans les années 2000 et au-delà, l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique ont été intégrés dans les systèmes de détection des fuites, permettant une analyse plus avancée des données de surveillance et une détection plus précise des anomalies.
7. Émergence de la surveillance par drones : Au cours des dernières années, la surveillance par drones équipés de capteurs spécialisés est devenue une méthode de détection des fuites prometteuse pour les pipelines difficilement accessibles ou étendus.



Organigramme II-1: Les méthodes les plus utilisées dans le domaine au cours du temps. [3]

II.5. Critère du choix

La stratégie appliquée dans les méthodes de détection de fuites dépend des caractéristiques spécifiques du système à surveiller, des technologies disponibles et des objectifs de surveillance. L'objectif principal est généralement de détecter les fuites le plus rapidement possible, avec le moins de fausses alarmes possible, pour minimiser les impacts économiques et environnementaux des fuites.

1. **Surveillance continue** : Cette stratégie implique la surveillance en temps réel des paramètres pertinents du système, tels que la pression, le débit, la température ou les niveaux de liquide. Les capteurs sont utilisés pour recueillir ces données en continu, ce qui permet une détection rapide des variations anormales pouvant indiquer une fuite.
2. **Analyse de données** : Les données collectées par les capteurs sont analysées à l'aide d'algorithmes avancés pour détecter les modèles ou les anomalies caractéristiques des fuites. Cette stratégie peut impliquer l'utilisation de techniques de traitement du signal, de modélisation mathématique, d'apprentissage automatique ou d'intelligence artificielle pour identifier les signaux de fuite parmi le bruit de fond.
3. **Surveillance périodique** : Dans certains cas, une stratégie de surveillance périodique peut être utilisée, où des inspections régulières sont effectuées à intervalles définis pour rechercher activement des signes de fuites. Cela peut impliquer l'utilisation de technologies telles que les inspections visuelles, les ultrasons ou les outils de pigging.
4. **Utilisation de marqueurs ou de traceurs** : Certains systèmes de détection de fuites utilisent des marqueurs ou des traceurs chimiques introduits dans le système de pipeline. Ces substances peuvent être détectées en aval du pipeline pour indiquer la présence de fuites.
5. **Combinaison de méthodes** : Souvent, plusieurs stratégies sont combinées pour améliorer la fiabilité et la sensibilité de la détection des fuites. Par exemple, une surveillance continue peut-être complétée par des inspections périodiques ou des analyses de données avancées pour une détection plus robuste des fuites.

II.6. La méthodologie et prévention

La méthodologie des systèmes de détection de fuites comprend plusieurs étapes, de la planification initiale à l'évaluation post-mortem et à l'amélioration continue. Une approche holistique et intégrée est essentielle pour assurer une détection efficace et une réponse rapide aux fuites, réduisant ainsi les risques pour la sécurité, l'environnement et l'exploitation économique.

1. **Planification** : Cette étape implique la définition des objectifs de détection de fuites, l'identification des zones critiques à surveiller, la sélection des technologies de détection appropriées et l'établissement d'un plan de mise en œuvre. Il est essentiel de prendre en compte les caractéristiques spécifiques du système de pipeline ou de tuyauterie, telles que la nature du fluide transporté, les conditions environnementales et les contraintes opérationnelles.
2. **Installation des capteurs** : Une fois le plan établi, les capteurs appropriés sont installés à des emplacements stratégiques le long du pipeline ou de la tuyauterie. Ces capteurs peuvent mesurer une gamme de paramètres tels que la pression, le débit, la température, les niveaux de liquide ou les caractéristiques acoustiques.
3. **Collecte de données** : Les capteurs recueillent en continu des données sur les conditions du système, qui sont ensuite transmises à un système de surveillance centralisé pour analyse. Les données collectées peuvent être stockées localement sur les capteurs ou transmises sans fil à un centre de contrôle.
4. **Analyse des données** : Les données collectées sont analysées à l'aide d'algorithmes avancés pour détecter les signes de fuites ou d'anomalies. Cette analyse peut inclure le traitement du signal, la modélisation mathématique, l'apprentissage automatique ou d'autres techniques d'analyse de données.
5. **Alarmes et alertes** : Lorsque des signes de fuites sont détectés, des alarmes sont déclenchées pour alerter le personnel de surveillance. Ces alertes peuvent être visuelles, sonores ou transmises électroniquement aux opérateurs responsables de la gestion du système.
6. **Intervention et correction** : En cas de détection de fuite confirmée, des mesures d'intervention sont prises pour isoler la zone affectée, arrêter le flux de fluide et entreprendre les réparations nécessaires pour corriger la fuite. Cette étape peut impliquer

la mobilisation d'équipes de maintenance sur le terrain pour effectuer des réparations d'urgence.

7. **Évaluation et amélioration continue** : Après chaque incident de fuite, une évaluation post-mortem est effectuée pour comprendre les causes sous-jacentes de la fuite, évaluer l'efficacité des mesures de détection et d'intervention prises, et identifier les opportunités d'amélioration. Cette rétroaction est utilisée pour affiner les stratégies de détection de fuites et renforcer la résilience du système contre de futures fuites.

Chapitre III

Simulation d'une fuite de pétrole dans un pipeline (cas d'oléoduc Pk20)

III.1. Introduction

Le pétrole est la matière première de la civilisation moderne, c'est la première source d'énergie mondiale grâce à ces propriétés physiques et chimiques principalement la quantité d'énergie par rapport au volume ainsi que le rendement et la rentabilité économiques qu'il offre la facilité de sa commercialisation, sa production et son transport, l'abondance des réserves naturelles et les dérivés qu'on peut extraire, il remplace le charbon utilisé depuis très longtemps qui était moins pratique, une nouvelle source d'énergie plus concentrée, plus maniable et plus souple que le charbon est apparue pour donner des formes nouvelles au mouvement irréversible de mécanisation du monde : c'est le pétrole .

Depuis le début du 20ème siècle, nous observons un élargissement de l'utilisation du pétrole et du gaz et leurs dérivés, qu'est considérablement augmenté la production mondiale du pétrole et du gaz.

Pour satisfaire cet accroissement, il faut constamment rechercher de nouveaux gisements, par les méthodes les plus modernes de recherches géologiques, de prospections géophysiques, et des nouvelles techniques de forage d'exploitation et de récupération, liées aux différents types de gisements de pétrole et de gaz.

L'ALGERIE, est un pays a grand potentiel gazeux au niveau mondial. Les réserves les plus importante en gaz se trouve à OURHOUD.

III.2. Présentation de l'organisation OURHOUD

III.2.1 Localisation géographique du champ

Le champ de pétrole OURHOUD situé dans le désert du Sahara au sud du champ d'Anadarko à Hassi-Berkine ; 320 km au sud-est de Hassi- Messaoud, 1200 km au sud-est d'Alger, a approximativement 20 Km de long sur 4 Km de large, fut découvert en juillet de l'an 1994. Il est le deuxième plus grand gisement en Algérie, d'une superficie de réservoir de 140 km

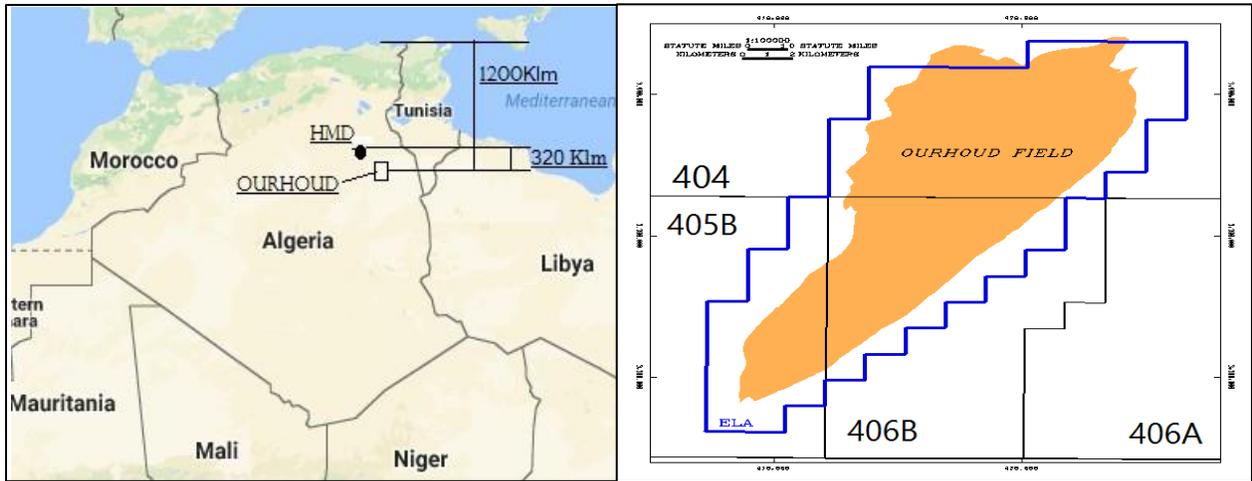


Figure III-1: Localisation champ Ourhoud [4]

III.2.2 Organigramme de la direction champ OURHOUD



Figure III-2: Organigramme de la direction champ OURHOUD [4]

III.2.3 Compositions du champ OURHOUD

Le champ d'OURHOUD comprend :

- Des puits de production d'huile.
- Des puits injecteurs de gaz.
- 29 puits injecteurs d'eau.
- 09 puits producteurs d'eau de l'ALBIEN/BAREMIEM.
- 08 puits producteurs d'eau du MIOPLIOCENE (6 puits MPP ET 2 puits MPI)
- Un centre de traitement de brut (CPF ou Central Processing Facilities).

- Un réseau de collecte et dessertes.
- Une base industrielle.
- Une base de vie pour le personnel OURHOUD.
- Une base de vie pour le personnel de sous-traitant

III.2.4 Répartition du centre de production et bases de vie

1. Arrivées des lignes de collecte principales (trunk line) où il y a les gars des racleurs.
2. Slug Catcher.
3. Trains de traitement d'huile.
4. Bac off spécification pour le stockage du brut non conforme aux normes.
5. Bacs de stockage du pétrole brut qui est prêt pour l'exportation.
6. Système de traitement de gaz.
7. Système de traitement des eaux huileuses pour l'injection.
8. Salle de contrôle.
9. Laboratoire.
10. Bac de stockage pour l'eau d'incendie.
11. Base industrielle.
12. Base de vie OURHOUD.
13. Département hygiène et sécurité environnement (HSE).
14. Magasin.



Figure III-3: Vue sur le CPF

III.2.5 Vue générale sur le CPF

Il y a sept (7) stations satellites, quatre (4) au sud de CPF et trois (3) au nord, chacune d'elles collectant les fluides d'un groupe de cinq à neuf puits.

Les lignes de collecte transportent les effluents des puits venant des puits de production vers les sept satellites, où les fluides d'un groupe de puits (4 à 6 puits) seront collectés au niveau de chaque une des stations satellites. Des installations de test (Débitmètres multiphasiques) sont disposées à chaque station satellite. Des lignes principales de collecte transportent les effluents des puits de chaque station satellite vers la station CPF. Des lignes principales et des lignes de collecte sont également disposées pour l'eau de dilution, l'eau d'injection, le gaz d'injection et le gaz lift pour les envoyer vers les puits (puits de réinjection pour le gaz et l'eau, et puits de production pour le gaz lift et l'eau de dilution). [4]

Tous les effluents des puits sont traités aux CPF pour produire une huile stabilisée. Le traitement consiste à:

- La pré-séparation dans le slug Catcher.
- Une séparation au niveau des séparateurs **A/B** et des séparateurs des trains 10, 20 et 30.
- Un dessalage au niveau des dessaleurs des trois trains **10, 20 et 30**.
- Une stabilisation au niveau des colonnes de stabilisation des trois trains des traitement **10,20 et 30**.
- Enfin, l'huile va être stabilisée est stockée et exportée via un pipeline.

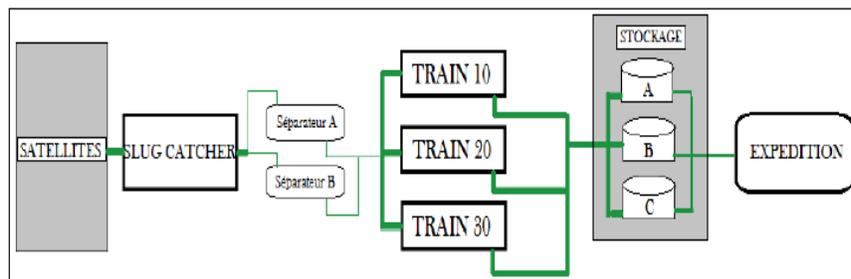


Figure III-4: Traitement du pétrole brut au niveau du CPF

Les gaz associés sont comprimés et séchés, une certaine quantité est utilisée pour le fuel gaz (utilisé pour les consommations interne de la station CPF) après l'avoir fait passer par l'unité compression, et le reste est comprimé à la pression du gaz lift, puis à la pression du gaz de réinjection. Le gaz lift est distribué vers les puits producteurs BP, de façon à maintenir le débit de la tête du puits. Alors que le gaz de réinjection est réinjecté dans le gisement pour augmenter

la production de ce dernier.

L'eau de production (l'eau séparée du brut) est réinjectée dans le réservoir après traitement dans les unités dite eaux huileuses pour augmenter la production du gisement.

L'eau de l'aquifère Albien Barrémien est aussi injectée vers le réservoir pour maintenir un volume adéquat et maintenir la pression du gisement.

Et l'eau de l'aquifère Mio-Pliocène est traitée et utilisée ensuite comme L'eau de service ou de dilution pour diluer le brut sortant du gisement étant donné qu'il contient une grande quantité de sel. [4]

III.3. Description du procédé au niveau du CPF

III.3.1 Traitement du pétrole brut (au CPF)

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au CPF à travers 7 satellites, les arrivées des 7 satellites seront collectés au niveau d'un récupérateur de bouchons liquides (Slug catcher) puis toute la charge passe par les nouveaux séparateurs (01- VA-20-02A/B) afin de subir des opérations de séparation de l'eau et de gaz et le dessalement suivi par une stabilisation dans les trains de traitements 10,20 et 30.

Le pétrole brut passe par 3 trains composés chacun de :

- Deux étages de séparateur triphasique (huile / gaz / eau).
- Deux dessaleurs électrostatique 1^{er} et 2^{ème} étage.
- Une colonne de stabilisation de brut par distillation atmosphérique.
- Un four rebouilleur.

III.3.1.1. Slug Catcher

C'est un assemblage de plusieurs tuyaux, qui sont utilisés comme des séparateurs longs, généralement inclinés, il fonctionne à une pression de 21 bars avec une alimentation environ de 4000 m³/h. Il minimise les effets hydrodynamiques, et amortie les chocs des effluents entrant au CPF pour les stabiliser, et séparer le brut en trois phases : l'huile, l'eau, le gaz.

Le slug catcher est un équipement situé à l'extrémité ou à tout autre point intermédiaire d'une tuyauterie pour absorber à travers la variation d'un niveau liquide, toute fluctuation de liquide et de débit d'alimentation. [4]

Le slug catcher minimise les effets hydrodynamiques et de topographie. Il permet d'effectuer une pré-séparation triphasique de brute et de stocker temporairement tout volume excessif de

liquide qui pourrait excéder instantanément la capacité de la station de traitement CPF. Les effluents liquides de ce slug catcher sont distribués de façon égale entre les trois trains de séparation BP, toute eau libre ayant été éliminée sous l'effet d'un système de control interface sera envoyer vers l'unité eaux huileuses pour la traiter. Le gaz sous contrôle de pression serait envoyé directement vers l'unité compression.

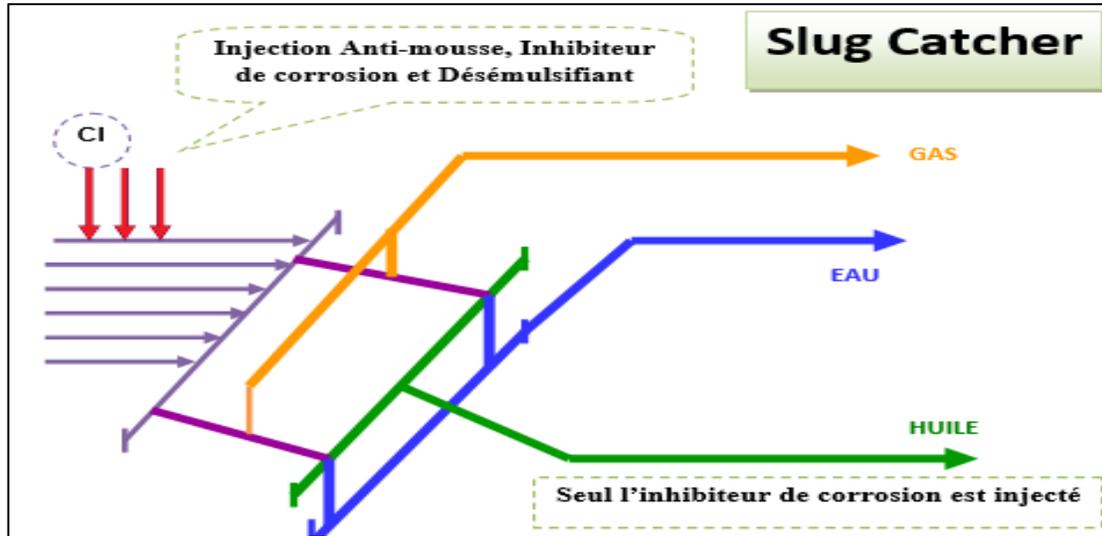


Figure III-5: slug Catcher

III.3.1.2. Les séparateurs A/B

La charge huile/eau provenant du Slug catcher et une partie du gaz du Slug catcher est acheminé vers deux nouveaux séparateurs triphasés présentant les caractéristiques suivantes :

- Les deux nouveaux séparateurs à trois phases fonctionnent en parallèle (avec un contrôle de niveau d'huile commun et un contrôle de pression de sortie de gaz commun). Ils seront conçus avec la possibilité de mettre un séparateur hors service pour les opérations de maintenance (et ensuite en service) tout en gardant l'autre séparateur en service.
- Les nouveaux séparateurs fonctionnent à 18,3 bars et le slug Catcher à 19,8 bars.
- La quantité de gaz acheminée depuis le slug Catcher vers les trains de séparation 10 ,20 et 30 est de 5.5 MMSm³ / j. Le gaz provenant du slug Catcher envoyer aux nouveaux séparateurs triphasiques est d'environ 4,8 MMSm³ / j.
- Le flux de gaz sera acheminé vers l'en-tête d'aspiration des re compresseurs.

- L'eau soutirée (26200 Sm³ / d) des nouveaux séparateurs sera acheminée vers le nouveau système de traitement de l'eau huileuse (OWTS N°2), et le reste du volume d'eau débordera sur le côté huile des nouveaux séparateurs triphasés acheminés avec l'huile aux trois trains de séparation 10, 20 et 30.
- Les séparateurs fourniront un minimum de 10 minutes de temps de séjour pour l'eau / huile dans la section de séparation. La teneur en huile dans le courant d'eau est inférieure à 1000 mg / l. [4]



Figure III-6: *Les séparateurs A/B*

III.3.1.3. Séparateur 1er étage

Comme la température d'arrivée des effluents puits varie de façon significative entre les puits d'hiver et les journées d'été, des réchauffeurs sont installés en amont de la séparation **BP** pour élever la température du fluide aussi près que possible à **62°C**, ceci afin de minimiser la fluctuation opératoire des systèmes de séparation et de compression. Pour les trains de séparation **BP**, le séparateur du 1er étage triphasique opérant à **15bars** et **62°C**. Il est conçu pour une teneur en eau de **10%** dans l'huile quittant les capacités, mais sa fonction première est de séparer les gaz et liquides. Dans l'huile quittant la capacité. L'effluent du séparateur du 1er étage est réchauffé avant d'entrer dans le séparateur de 2eme étage pour favoriser la séparation de l'émulsion huile / eau qui est la fonction première de séparateur.

III.3.1.4. Séparateur 2ème étage

Le séparateur du deuxième étage est également un séparateur tri phasique opérant à 13 bars et 80°C qui sépare le gaz, l'huile et l'eau. Cependant la fonction principale de ces ballons est de fournir un temps de séjour adéquat pour faciliter la séparation d'huile et de l'eau dans le cas d'une émulsion importante.

L'eau est envoyée vers l'unité de traitement des eaux en passant d'abord par un package AXSIA, le gaz est dirigé vers le système de recompressions ; et l'huile vers le dessaleur qui fonctionnent en séries. [4]



Figure III-7: Séparateur 1er et 2em étage

III.3.1.5. Dessaleurs coalescer

Pratiquement tous les bruts contiennent du sel, de l'eau et des sédiments. Les pétroles bruts contiennent des quantités importantes de sel et des impuretés étrangères qui doivent être éliminées pour réduire la corrosion et protéger les installations de traitement situées en aval.

L'huile du séparateur 2ème étage, est envoyée grâce à une pompe de charge vers le dessaleur /coalesceur 1^{er} étage afin de réduire l'eau et la salinité dans le brut. L'eau et la salinité sont encore réduites dans le dessaleur /coalesceur 2ème étage.

Les dessaleurs comprennent deux coalesceurs électrostatiques en série. L'eau de dilution Mio-pliocène est injectée dans le dessaleur/coalesceur du 2ème étage et passe à travers des vannes Mélangeuses (Mixing valve). L'eau de dilution est chauffée pour améliorer la séparation huile /eau ainsi réduire la tendance à l'émulsion du mélange.

L'eau, séparée dans le dessaleur 2eme étage par l'action d'un champ électrostatique, est réutilisée dans le dessaleur 1^{er} étage. La saumure du dessaleur est envoyée au traitement de production d'eau à travers les cyclones et hydro cyclone du dessaleur

Enfin, l'huile quittera le 2eme dessaleur pour entrer au sommet de la colonne en échangeant au passage ses calories avec l'eau moi-pleiocène dans un échangeur de chaleur. [4]



Figure III-8: Dessaleurs coalescer

III.3.1.6. La Colonne de stabilisation

La stabilisation a lieu dans une colonne de stripage réchauffée pour produire un pétrole brut avec un maximum RVP de 0,69 bar (10 psi). L'huile, venant du dessaleur 2^{eme} étage, est envoyée sur le plateau supérieur de la colonne de fractionnement où les composants plus légers sont extraits. Le liquide cumulant au fond de colonne, est extrait par la pompe du rebouilleur, traverse le rebouilleur (four) pour assurer une température de 160 c° au fond de la colonne.

Dans ce tableau on trouve les paramètres préconisés pour un brut fini :

Spécifications	Valeurs
TVR (RVP) Maxi	0.690 BAR (10 PSI)
Salinité Maxi	40 mg/l
BS&W Maxi	0.5 %
Densité	0.774

Tableau III-1: les paramètres préconisés pour un brut fini

Le brut stabilisé, sortant du fond de la colonne de stripage, est refroidi, en échangeant sa chaleur avec l'alimentation des séparateurs 1^{er} et 2^{ème} étage, avant le refroidissement final (aéroréfrigérant).



Figure III-9: La Colonne de stabilisation

III.3.1.7. Le four

Il joue le rôle d'un rebouilleur (Inter stage Heater), à la sortie de la colonne de stabilisation, une partie du brut est envoyée vers un four pour l'utiliser ensuite comme moyen pour réchauffer la colonne de stabilisation.

Le pétrole brut ainsi traité, ramené aux spécifications de transport et de commercialisation (BSW, TVR, salinité) est envoyé vers les bacs de stockage.

A partir des bacs de stockage, il est repris par une pompe d'expédition et est acheminé par une pipe OH3 de SH jusqu'au TRC situé à environ 21 Km du CPF.



Figure III-10: Le four

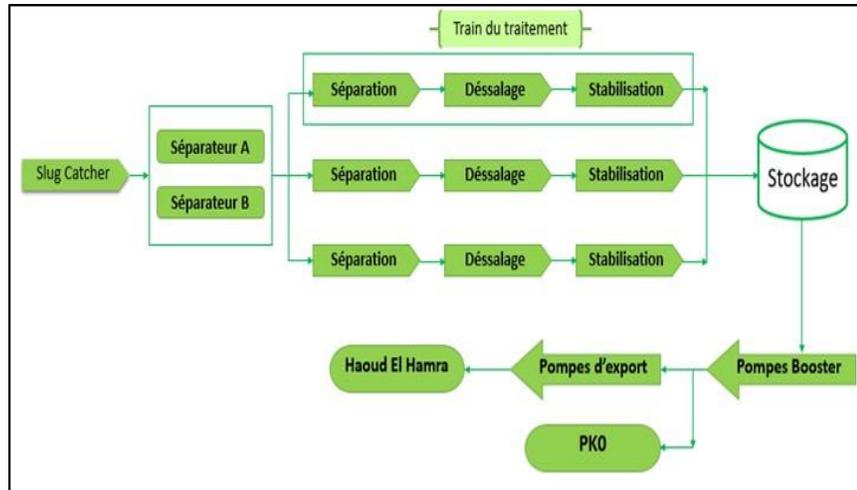


Figure III-11: schéma simplifié d'un train de traitement [4]

III.3.2 Stockage et expédition

Le produit (pétrole brut) venant du fond de colonne de stabilisation est expédié vers le stockage en cédant ses calories à l'huile venant des puits dans les échangeurs de production BP, 10/20/30-HA-20-01 A/B (55°C), et dans échangeurs inter étage 10/20/30-HA-20-02 A/B (80°C). Les refroidissements finals se fait à l'aide d'un aéro- réfrigérant 10/20/30-HC-21-01 à 65°C, dans les conditions les plus chaudes en été et vers 36-55°C dans les conditions hivernales. Le pétrole brut alimente les bacs de stockage à toit flottant (301/302/303-TA-22-01) sous control de niveau de la colonne de stabilisation.

Les bacs de stockage sont trois réservoirs ayant chacun une capacité de 37970m³. Chaque bac de stockage à une capacité suffisante pour une journée maximum de production avec les trois trains. Il est prévu que l'huile traitée sera toujours expédiée vers un des bacs de stockage. Un second bac de stockage sera plein de produit fini pour vérifie la qualité et le troisième servira à l'expédition. [4]

III.4. Problématique

Avec ses importantes réserves de pétrole et de gaz, l'Algérie a été le théâtre de plusieurs accidents de pipeline remarquables, mettant en lumière les dangers inhérents liés à l'infrastructure de transport des hydrocarbures. Parmi ces événements figurent des déversements notables d'oléoducs qui ont causé des pertes financières, des dommages à l'environnement et des inquiétudes accrues concernant la sécurité et le contrôle réglementaire.

III.4.1 Les fuites notables dans les oléoducs en Algérie

- Une fuite s'est produite dans le désert du Sahara en janvier 2015 sur le projet In Salah Gas, géré conjointement par Sonatrach, BP et Statoil. L'incident impliquait un pipeline de gaz naturel, mais il a également soulevé des préoccupations concernant la sécurité et les dangers environnementaux, ce qui a conduit à la fermeture temporaire de l'installation pour entretien et inspection.
- Une importante rupture s'est produite en 2008 dans un pipeline de pétrole relié à l'usine de Skikda dans l'est de l'Algérie, entraînant un déversement de pétrole brut dans les environs. La fuite a mis en lumière la vulnérabilité de l'infrastructure utilisée dans le transport du pétrole ainsi que les possibles répercussions des erreurs opérationnelles.
- Un autre événement notable s'est produit en janvier 2017, lorsqu'un pipeline de pétrole exploité par Sonatrach a explosé près de Hassi Messaoud dans l'est de l'Algérie, provoquant un volume considérable de déversement de pétrole brut. Cet incident a rappelé l'importance cruciale d'identifier les problèmes dès que possible et de prendre des mesures rapides pour en atténuer les effets.

Ces accidents mettent en évidence l'importance des systèmes de détection de fuites pour protéger les pipelines de gaz et de pétrole contre les fuites et les déversements. Une détection rapide des fuites est cruciale pour réduire les dommages environnementaux, protéger la santé et la sécurité publiques et réduire les coûts financiers pour les communautés et les entreprises touchées. La création et l'application de systèmes de détection de fuites solides sont essentielles pour garantir l'intégrité et la sécurité de l'infrastructure pétrolière et gazière de l'Algérie à la lumière de ces accidents. Il faut des efforts proactifs pour éviter et réduire les effets des ruptures de pipeline, protéger l'environnement et le bien-être de la population. Ces mesures proactives comprennent des

inspections régulières, des systèmes de surveillance sophistiqués et des plans d'intervention d'urgence étendus.

III.5. Proposition d'une solution avec la méthode E-RTTM

III.5.1 Définition de RTTM

La méthode RTTM (Real-Time Transient Model), également connue sous le nom de méthode de modélisation transitoire en temps réel, est une approche utilisée dans la surveillance et la gestion des pipelines. Cette méthode repose sur l'utilisation de modèles mathématiques sophistiqués pour simuler le comportement du pipeline en temps réel, en tenant compte des variations dynamiques de pression, de débit et d'autres paramètres.

La méthode RTTM permet aux opérateurs de surveiller en continu les conditions du pipeline et de détecter rapidement les anomalies telles que les fuites ou les obstructions. Elle utilise des algorithmes avancés pour comparer les données mesurées du pipeline avec les données simulées par le modèle, afin d'identifier les écarts significatifs qui pourraient indiquer un problème.

En intégrant la méthode RTTM dans les systèmes de surveillance des pipelines, les opérateurs peuvent prendre des décisions éclairées en temps réel pour optimiser les opérations du pipeline, améliorer la sécurité et réduire les risques de dommages environnementaux. [5]

III.5.2 E-RTTM (extended RTTM)

E-RTTM, ou Extended Real-Time Transient Model, est une évolution de la méthode RTTM (Real-Time Transient Model). Cette méthode est utilisée pour surveiller en temps réel les pipelines et détecter les fuites potentielles ou d'autres anomalies.

III.5.3 Comparaison entre RTTM et E-RTTM

	RTTM	E-RTTM
Complexité et précision	La méthode RTTM utilise des modèles mathématiques pour simuler le comportement du pipeline en temps réel. Bien que cela permette de détecter certaines anomalies, la précision peut être limitée en raison de la simplicité des modèles utilisés.	En revanche, la méthode E-RTTM est une version étendue de RTTM, qui utilise des modèles mathématiques plus sophistiqués et des algorithmes avancés pour simuler le comportement du pipeline de manière plus précise.
Analyse de la signature de fuite	La méthode RTTM peut utiliser une analyse de la signature de fuite pour identifier les schémas caractéristiques associés aux fuites. Cependant, cette analyse peut être limitée en raison de la simplicité des modèles utilisés.	En revanche, E-RTTM intègre une analyse de la signature de fuite plus avancée, qui utilise des modèles mathématiques plus sophistiqués pour identifier les schémas caractéristiques des fuites avec une précision accrue.
Localisation de la fuite	La méthode RTTM peut être utilisée pour estimer la localisation probable des fuites le long du pipeline. Cependant, la précision de cette localisation peut être limitée en raison de la simplicité des modèles utilisés.	En revanche, E-RTTM utilise des modèles mathématiques plus sophistiqués pour estimer la localisation des fuites avec une précision accrue, en tenant compte de divers paramètres du pipeline.

Tableau III-2: La différence entre RTTM et E-RTTM.

III.5.4 Les avantages de méthode E-RTTM

- Précision accrue
- Détection en temps réel
- Analyse de la signature de fuite améliorée
- Localisation précise des fuites
- Intégration dans les systèmes de surveillance existants

III.5.5 Comment fonctionne la méthode

III.5.5.1. Premier Etape : Modélisation du système de pipeline

En utilisant les trois équation (continuité, énergie et le mouvement) pour connaître le comportement de fluide dans le pipeline en mise en compte le changement de densité, vitesse, pression et l'énergie au bout du temps.

Equation de continuité : cette équation décrit comment la densité change dans le temps à mesure que l'écoulement travers le pipeline.

$$\frac{d\rho}{dt} + \rho \cdot \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

Dans notre cas la densité et la vitesse de l'écoulement sont constants.

$$\frac{\partial(\rho Av)}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

D'où A : la section transversale du flux.

$$\rho A \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial(\rho A)}{\partial x} = 0 \quad (3)$$

$$v \left(\rho \frac{\partial A}{\partial x} + \frac{\partial(\rho A)}{\partial x} \right) = 0 \quad (4)$$

$$v \frac{\partial(\rho A)}{\partial x} + \rho v \frac{\partial A}{\partial x} = 0 \quad (5)$$

$$\frac{\partial(\rho Av)}{\partial x} = 0 \quad (6)$$

Equation de mouvement : cette équation décrit comment la vitesse du fluide change dans le temps en fonction de gradient pression et la gravite.

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v v) + \nabla P = \rho g \quad (7)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho Av) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho Av^2) + \frac{\partial P}{\partial x} - \rho g \frac{\partial z}{\partial x} = 0 \quad (8)$$

D'après l'équation (6) elle devient :

$$\frac{dP}{dx} - \rho g \frac{\partial z}{\partial x} = 0 \quad (9)$$

Equation d'énergie :

$$\frac{dh}{dt} - \frac{1}{\rho} \cdot \frac{dp}{dt} - l_L = 0 \quad (10)$$

Remarques :

- Ces équations décrivent (pour simplifier) un écoulement unidimensionnel (en fonction de la position x) transitoire (en fonction du temps t) d'un fluide monophasique (liquide et gaz) dans un seul segment de pipeline sans diffusion. Il s'agit d'un système d'EDP de type hyperbolique.
- La force de traînée f_D par unité de masse comprend la force gravitationnelle par unité de masse et la force de frottement par unité de masse : $f_D \equiv f_G + f_F$.
- Les pertes l_L par unité de masse comprennent le flux de chaleur par unité de masse et les pertes dissipatives par unité de masse : $l_L = l_Q + v \cdot f_F$.

Calcul hydraulique

On va présenter les formules principales pour étudier l'écoulement dans les conduites ainsi que l'évaluation des paramètres qui leurs caractérisent.

Débit et vitesse d'écoulement (Q)

$$Q = S \times \omega$$

$$\omega = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{int}^2}$$

$$S = \frac{\pi \cdot D_{int}^2}{4}$$

Q : le débit de fonctionnement en (m^3/s).

S : section interne de conduit en (m^2).

ω : La vitesse moyenne de fluide en (m/s).

D_{int} : Diamètre intérieur de la conduite en (m)

Nombre de Reynolds (Re)

$$Re = \frac{\omega \cdot D_{int}}{\vartheta}$$

Re: Nombre de Reynolds.

ω : La vitesse moyenne de fluide en (m/s).

D_{int} : Diamètre intérieur de la conduite en (m).

ϑ : Viscosité cinématique du produit en (m² /s).

Régime d'écoulement d'un fluide : Le régime d'écoulement d'un fluide est défini comme étant la façon de déplacement des particules d'un fluide dans une conduite. On distingue deux régimes d'écoulement :

	0	2320	Re_{cr1}	Re_{cr2}
Régime	Laminaire	Turbulent		
		Tube lisse	Frottement mixte	Quadratique (tube rugueux)
Formule	Formule de Stocks	Formule de Blasis	Formule d'Altchouille	Formule d'Altchouille
Lambda	$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = 0.3164 * Re^{-0.25}$	$\lambda = 0.11 \left(\frac{\epsilon}{2} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25}$	$\lambda = 0.11 \left(\frac{\epsilon}{2} \right)^{0.25}$

Tableau III-3: Régimes d'écoulements [6]

Avec :

$$\epsilon = 2 \times \left(\frac{e}{D_{int}} \right)$$

$$Re_1 = \frac{59,5}{\epsilon^7}$$

$$Re_2 = \frac{665 - 765 \times \log \epsilon}{\epsilon}$$

λ : Coefficient de perte de charge.

ϵ : Rugosité relative.

e : Rugosité absolue en (mm).

Perte de charge totale

$$H_T = 1.02 \times H_L$$

Pente hydraulique (i)

Elle représente la perte de charge par unité de longueur, pour une conduite de diamètre D. La pente hydraulique est donnée par la formule suivante :

$$i = \frac{H_T}{L_T} = \frac{8.16 \times \lambda \times Q^2}{g \times \pi \times D_{int}^5} = \text{tg}(\alpha)$$

i: Pente hydraulique.

α : Angle d'inclinaison de la pente par rapporte à l'horizontal en (°)

Donc :

$$H_{ref} = i \times L_T + \Delta Z + H_{asp}$$

Le tableau suivant représente les données de base pour déterminer les différents paramètres nécessaires dans notre calcul :

Paramètres	Symboles et unités	Valeur
Diamètre extérieur	D_{ext} (mm)	609.6
Epaisseur	δ (mm)	8.7
Viscosité	ϑ (m ² /s)	0,000003
Masse volumique	ρ (Kg/m ³)	774
Rugosité	e (mm)	0.05
Pression refoulement	P_{ref} (bar)	17
La longueur	L_T (m)	23064.4

Tableau III-4: Données du calcul

Le tableau suivant représente les résultats de calcul hydraulique :

Paramètres	Symboles et unités	Valeur
Diamètre intérieur	D_{int} (mm)	592.2
Vitesse moyenne	ω (m/s)	1.256
Rugosité relative	ε	0.000168
Reynolds	Re	248052.29
Reynolds critique 1	Re ₁	1225883.54
Reynolds critique 2	Re ₂	21146657.139

Tableau III-5: Détermination de régime de fonctionnement

On a : $Re < Re_1$ donc le régime d'écoulement est tube lise .

D'après la formule de Blasius : $\lambda = 0.0141$.

Dans notre cas Δz est variable , donc on va calculer Perte de charge totale , la Pente hydraulique et Href point par point .

Représentation graphique

On peut exprimer les résultats de calcul sous forme graphique comme suit :

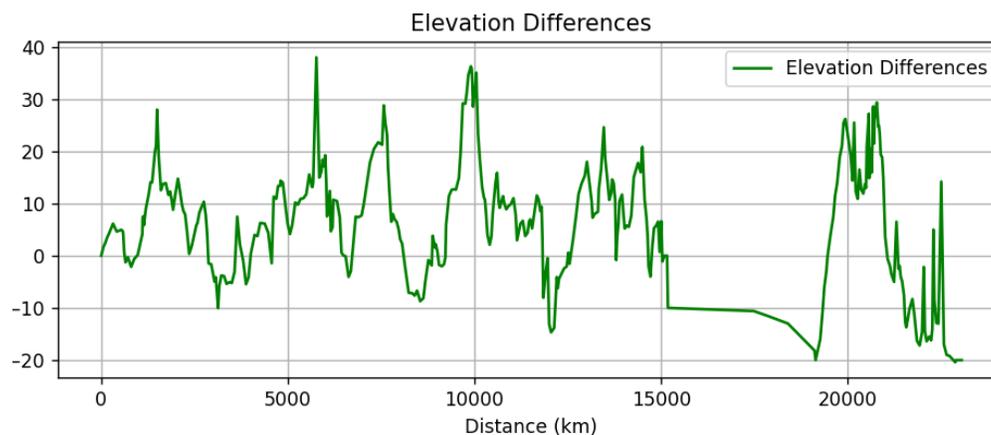


Figure III-12: Profil en long

III.5.5.2. Deuxième étape : résolution de l'équation transitoire

Pour les pipelines de liquides, l'écoulement dans les pipelines est exprimé par les équations suivantes :

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho A) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho \omega A) = 0$$

Où A est la section transversale du pipeline .

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} + \omega \frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + g \sin \alpha + \frac{\lambda \omega^2}{2D} = 0$$

Avec : α est l'angle d'inclinaison du pipe-line par rapport à l'horizontale

$$\alpha = \frac{\Delta z}{L}$$

- L'écoulement de fluide dans un pipeline sans fuite donnée par :

$$\frac{P_1 - P_2 - \rho g(Z_1 - Z_2)}{\omega^2} = \frac{\lambda \rho L}{2D}$$

$$P_1 - P_2 = \frac{\lambda \rho L \omega^2}{2D} + \rho g(Z_1 - Z_2)$$

$$P_1 - P_2 = \rho g \left(\frac{\lambda L \omega^2}{2gD} + \Delta z \right)$$

Où : P_1 : pression initial

P_2 : pression finale

Z_1, Z_2 : les élévations des extrémités d'entrée et de sortie du pipeline. [7]

- Pour le cas d'une fuite :

$$\frac{P_1 - P_f - \rho g(Z_f - Z_1)}{\omega^2} = \frac{\lambda \rho L_f}{2D}$$

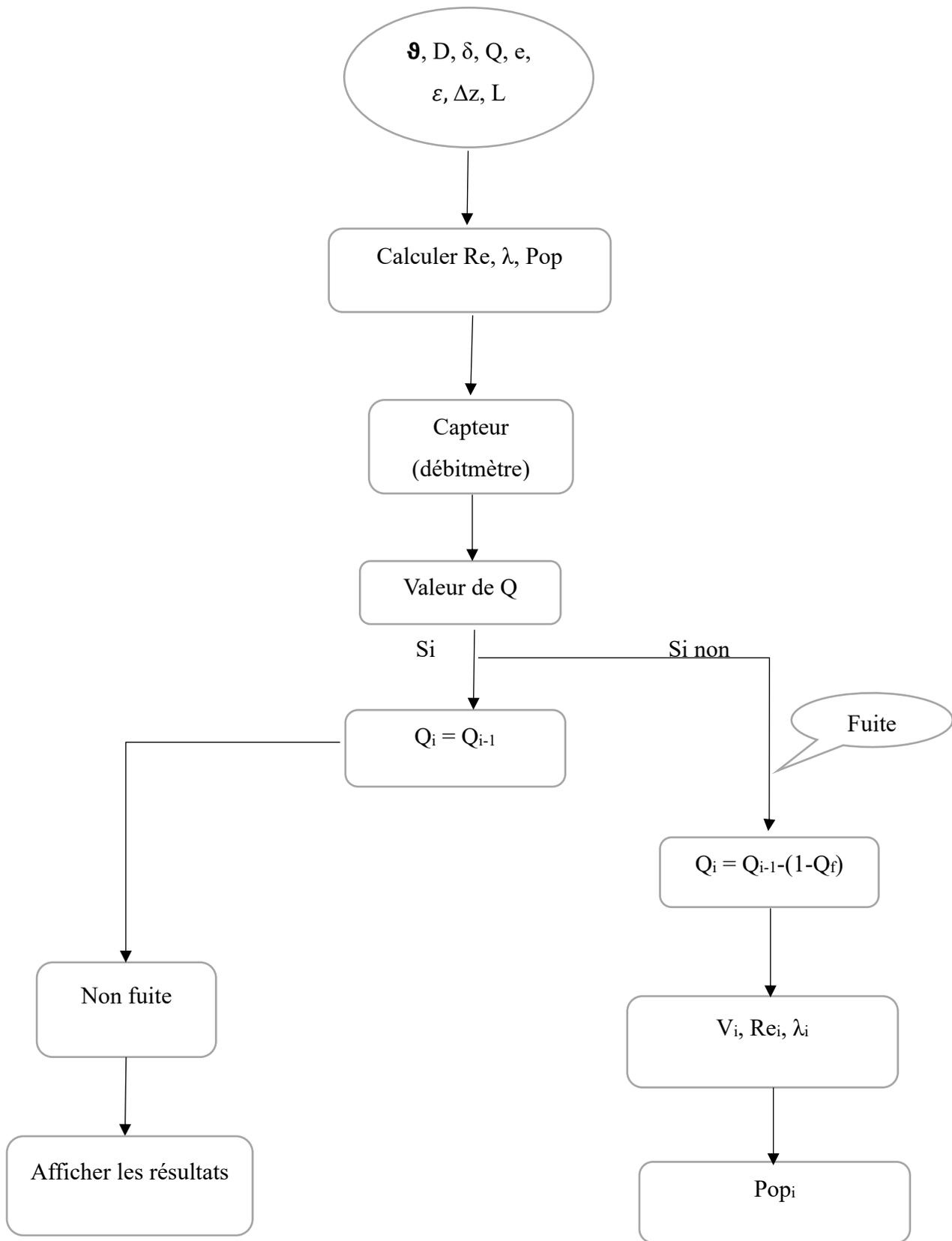
$$\frac{P_f - P_2 - \rho g(Z_2 - Z_f)}{\omega^2} = \frac{\lambda \rho (L - L_f)}{2D}$$

Avec : P_f : pression dans le point de la fuite .

Z_f : l'élévations dans le point de la fuite .

L_f : la distance entre l'entrée et le point de fuite . [7]

Dans le cadre de notre analyse des pipelines de liquides, nous utilisons le langage de programmation Python pour résoudre les équations décrivent l'écoulement des fluides dans les pipelines .



Organigramme III-1: Les étapes de calcul hydraulique

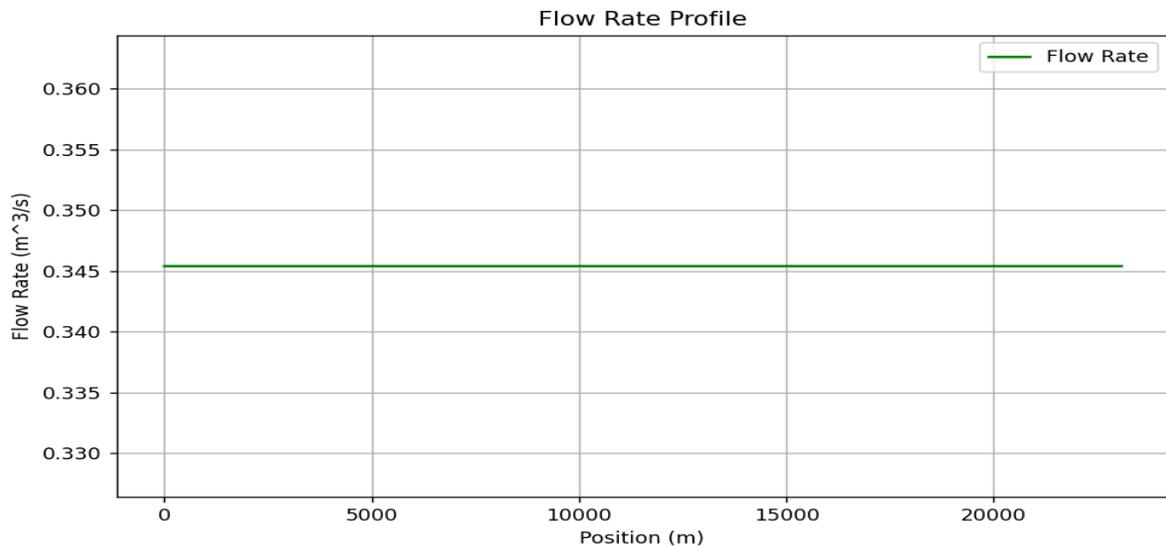


Figure III-13: Simulation de débit dans le cas normal

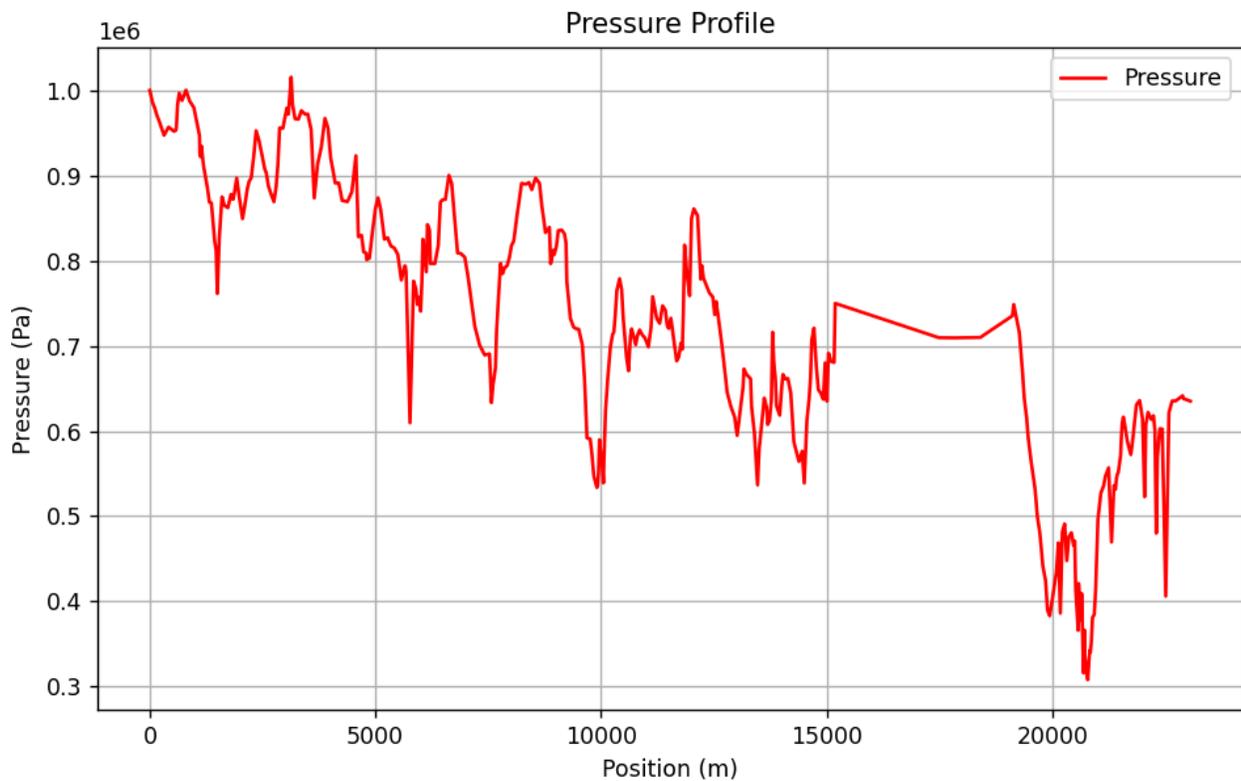


Figure III-14: La variation de pression en fonction de la longueur de la pipe et le changement d'élévation

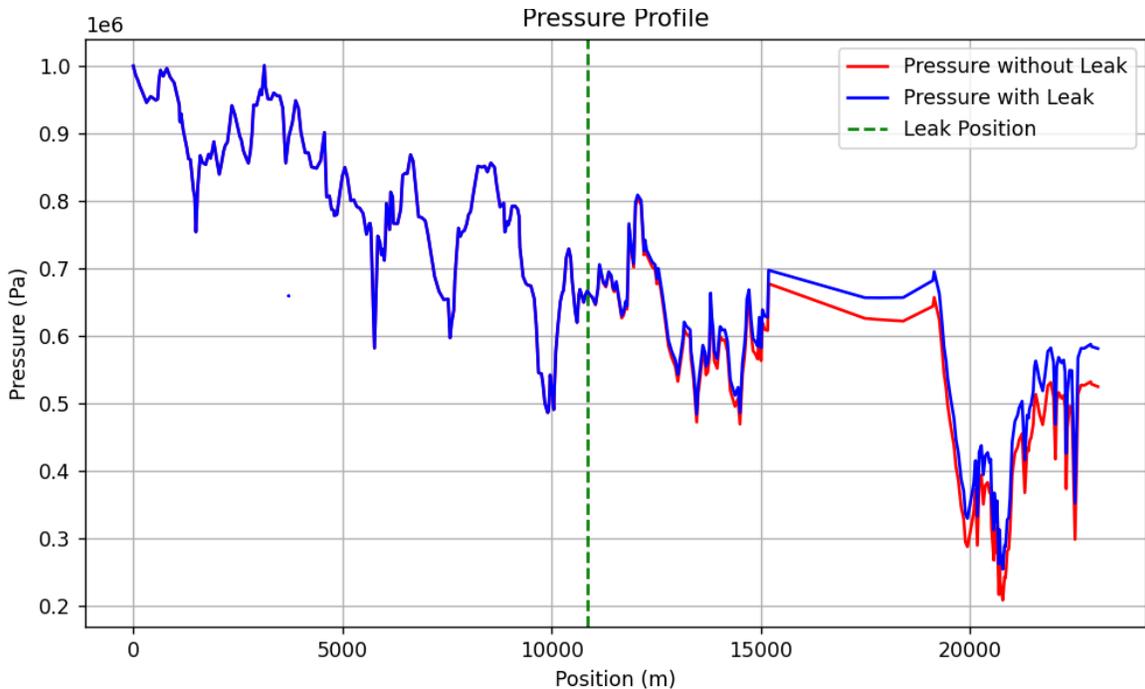


Figure III-15: La variation de pression en fonction de la longueur de la pipe et le changement d'élévation en cas de fuite

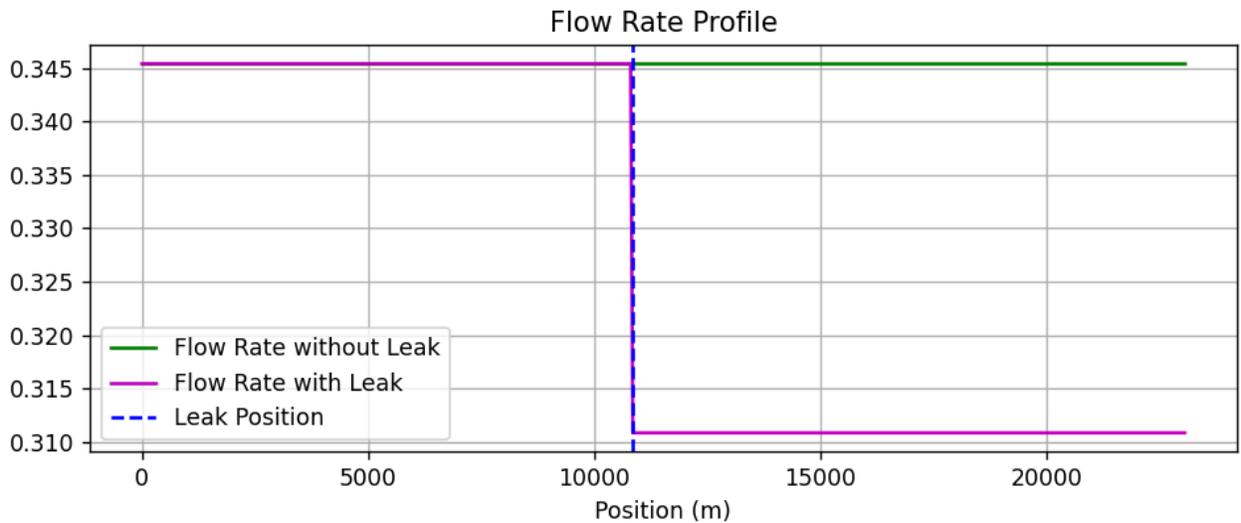


Figure III-16: simulation de débit en cas d'une fuite

Si une fuite survient, l'absence de débit provoque une réduction de la perte de charge et donc une augmentation significative de la pression à l'intérieur de la canalisation, ce qui signale la présence d'une anomalie , Une augmentation de la pression peut ne pas indiquer la présence d'une fuite,

mais l'organigramme confirme la présence d'une fuite. Ces processus nous aident à conclure qu'il y a une fuite .

III.5.5.3. Troisième étape : Traitement des données des capteurs et détection des fuite

Le traitement des données dans la méthode E-RTTM (Extended Real-Time Transient Model) comprend plusieurs étapes pour analyser et interpréter les données des capteurs collectées à partir du système de pipeline. Voici une explication détaillée du processus de traitement des données :

- 1. Collecte des données :** La première étape consiste à collecter des données à partir de différents capteurs installés le long du pipeline. Ces capteurs peuvent inclure des capteurs de pression, des débitmètres, des capteurs de température, des capteurs acoustiques, et d'autres. Les données collectées comprennent généralement des mesures de pression, de débit, de température et d'autres paramètres pertinents à différents emplacements le long du pipeline. Une fois les données collectées, elles sont prétraitées pour les nettoyer et les préparer à l'analyse. Cela peut impliquer la suppression du bruit, le filtrage des valeurs aberrantes, la correction des dérives des capteurs ou des erreurs d'étalonnage, et l'alignement des données provenant de différents capteurs dans le temps et dans l'espace.

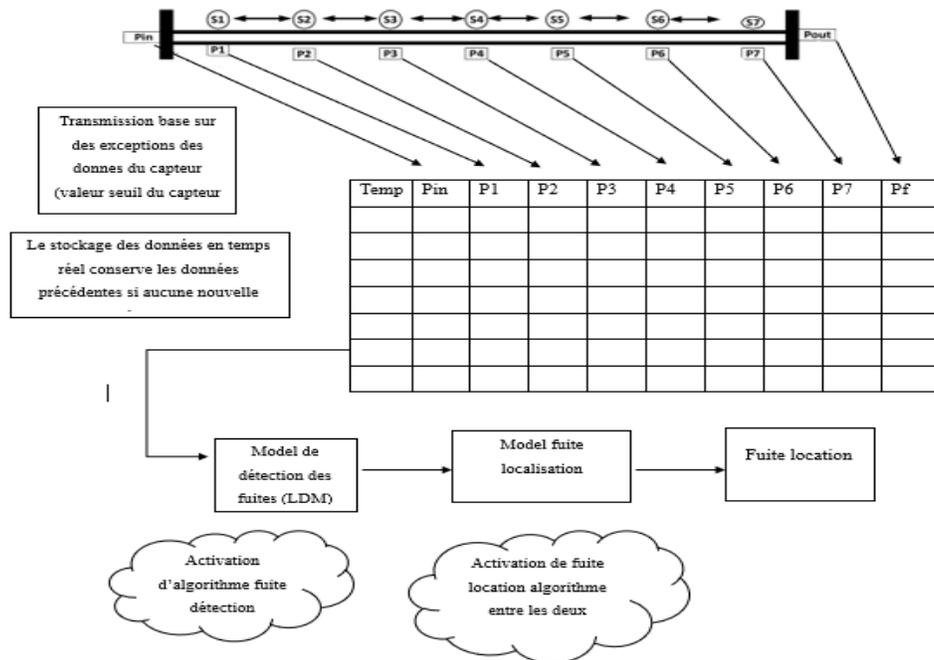


Figure III-17: Architecture de bout en bout du système de détection de fuite propose. [7]

- 2. Détection des anomalies :** Des algorithmes de détection des anomalies sont appliqués pour identifier des schémas anormaux ou des déviations par rapport au comportement normal dans les données des capteurs. Ces anomalies peuvent indiquer la présence de fuites, de défaillances d'équipement ou d'autres conditions anormales dans le système de pipeline. Les méthodes courantes de détection des anomalies incluent des approches statistiques comme le score Z ou la distance, des algorithmes d'apprentissage automatique comme la forêt isolée ou la SVM à classe unique, et des approches basées sur des règles, on prend comme exemple :
- **Réseaux de Neurones Convolutifs (CNN) :** Les CNN peuvent être entraînés sur des données de capteurs pour détecter automatiquement les schémas ou les anomalies associées à des fuites. Ils sont efficaces pour l'extraction de caractéristiques à partir de données de capteurs et peuvent être utilisés dans des tâches de classification ou de détection d'anomalies.
 - **Algorithme de Régression Logistique :** Cet algorithme peut être utilisé pour prédire la probabilité de présence d'une fuite en se basant sur des caractéristiques des données de capteurs, telles que la pression, le débit, la température, etc. Il est particulièrement utile pour les problèmes de classification binaire. [8]

III.5.5.4. Quatrième étape : localisation de fuites

La localisation de fuites est le processus de détermination du point de fuite chaque fois qu'une fuite se produit. Cela est nécessaire pour permettre aux opérateurs de déployer des stratégies appropriées pour contenir les déversements du pipeline et minimiser l'impact environnemental de la fuite.

Les méthodes de localisation de fuites comprennent : la méthode d'intersection des gradients, la méthode de propagation des ondes. Ces méthodes peuvent être déployées soit indépendamment, soit combinées pour atteindre une précision plus élevée dans la localisation des fuites de pipeline.

1/ Méthode d'intersection des gradients

La méthode d'intersection des gradients repose sur le fait que le profil de pression le long du pipeline, avec sa longueur L, change de manière significative en cas de fuite. **La figure III.18**

montre les variations de pression et de débit le long de la conduite lorsque survient une fuite dans le pipeline. Une chute de pression dans un pipeline sans fuite est une ligne réelle linéaire, comme le montre la figure. Si une fuite se produit, le profil de pression développe un coude au niveau du point de fuite, comme indiqué par la ligne en pointillés dans la figure. [8]

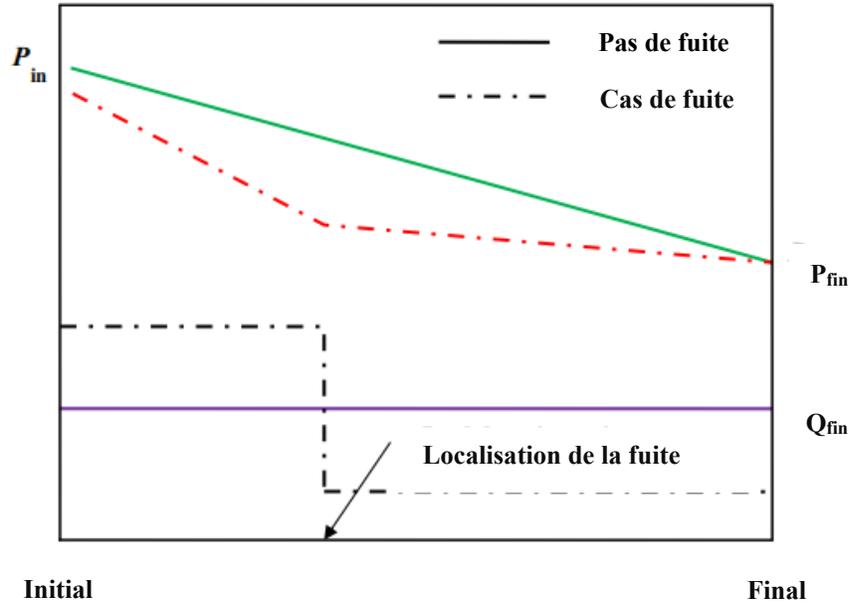


Figure III-18: les variations de pression et de débit le long de la conduite en cas de fuite. [8]

L'emplacement de la fuite peut être déterminé en calculant le point d'intersection des profils de pression en amont et en aval de la fuite. L'approche classique de l'intersection des gradients calcule le gradient des deux lignes à l'aide de deux mesures de pression près de l'entrée et de deux mesures de pression à la sortie. La méthode d'intersection des gradients basée sur le modèle calcule les deux gradients à l'aide du modèle transitoire en temps réel, calculé à partir des mesures de débit et de pression à l'entrée et à la sortie. Ensuite, l'équation de Bernoulli peut être utilisée pour déterminer l'emplacement :

$$\frac{P_i}{\rho g} - x \times \beta \frac{Q_i^{2-m} \cdot \vartheta^m}{d^{5-m}} = \frac{P_0}{\rho g} + (L - x) \times \beta \frac{Q_0^{2-m} \cdot \vartheta^m}{d^{5-m}} + \Delta h$$

$$x = \frac{(P_i - P_0)d^{5-m} - \rho g \Delta h d^{5-m} - \rho g L \beta Q_0^{2-m} \cdot \vartheta^m}{\rho g \beta (Q_i^{2-m} - Q_0^{2-m}) \vartheta^m}$$

$$x = \frac{\bar{P}_i - \bar{P}_0 - KL\bar{Q}_0^2}{K(\bar{Q}_i^2 - \bar{Q}_0^2)}$$

Avec :

$$K = \frac{\rho g \beta \vartheta^m}{d^{5-m}}$$

La valeur K est déterminée par la méthode des moindres carrés basée sur les mesures. Elle peut être calculée en fonction de la mécanique des fluides.

2/Méthode de l'onde de pression négative

Lorsqu'une fuite se produit, une onde de raréfaction est produite dans le contenu du pipeline. L'onde se propage à la fois en amont et en aval du site de la fuite. L'onde se déplace à une vitesse égale à la vitesse du son dans le contenu du pipeline. Des transducteurs de pression peuvent être utilisés pour mesurer le gradient de pression par rapport au temps. Habituellement, deux capteurs sont utilisés pour chaque segment de pipeline afin d'aider à discriminer entre le bruit et les chutes de pression causées par des facteurs externes.

Les fluctuations de la chute de pression et la volatilité sont très différentes par rapport au fonctionnement normal et présentent un front presque vertical ; lorsque les fluctuations et la volatilité dépassent la valeur prédéfinie, la fuite se produit. [8]

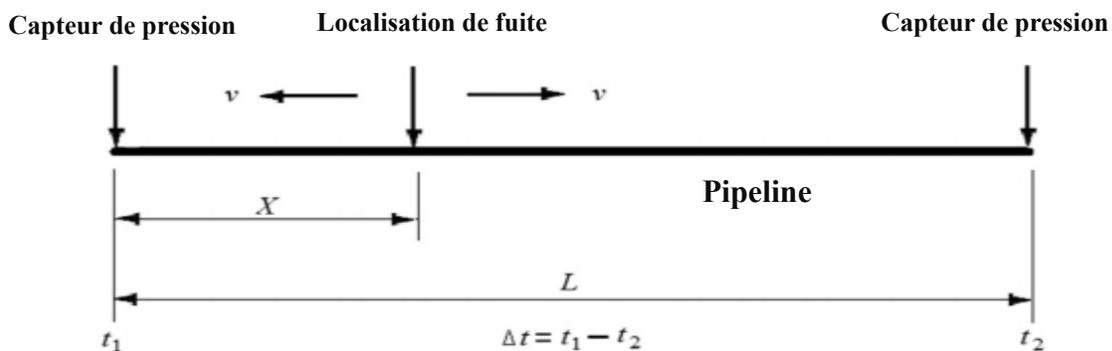


Figure III-19: Méthode d'identification de l'emplacement d'une fuite. [8]

La méthode de l'onde de pression négative est capable de détecter les fuites en conditions stationnaires, et de petites variations de pression peuvent facilement conduire à des fuites non détectées. Elle est plus utile dans les pipelines de liquide, car les ondes de pression sont rapidement atténuées dans les pipelines de gaz.

Les facteurs clés de la méthode de l'onde de pression négative incluent :

1. Le traitement du signal de pression (méthode de transformation en ondelettes).
2. La détermination de la vitesse de propagation de l'onde dans le pipeline.
3. La détermination de la valeur critique des fluctuations de la chute de pression.

Comme le montre la figure **Figure III-19**, l'emplacement de la fuite peut être identifié sur la base des équations suivantes :

$$\Delta t = \frac{X}{\alpha - v} - \frac{L - X}{\alpha + v}$$

$$X = \frac{1}{2a} [L(\alpha - v) + \Delta t(\alpha^2 - v^2)]$$

Et la vitesse de propagation du liquide est calculée par :

$$\alpha = \sqrt{\frac{K/\rho}{1 + [(K/E)(D/t)C_1]}}$$

a = vitesse de propagation de l'onde de pression.

n = vitesse du fluide.

ρ = densité du fluide.

K = module de compressibilité du fluide.

D = diamètre intérieur du tuyau.

t = épaisseur de la paroi du tuyau.

E = module d'élasticité du matériau du tuyau, en kg/m².

C₁ = paramètre pour les propriétés du tuyau et du liquide.

Dans notre cas :

Paramètres	Valeur
Vitesse du fluide (m/s)	1.254
Densité du fluide(kg/m ³)	774
Module de compressibilité du fluide	1.66e9
Diamètre intérieur du tuyau(m)	0.5922

Épaisseur de la paroi du tuyau (m)	0.0087
Module d'élasticité du matériau du tuyau, en kg/m ² .	2*10 ¹¹
Vitesse de propagation de l'onde de pression (m/s)	1170.66

Tableau III-6: Données de calcul de localisation de fuite.

La prochaine étape est de déduire le Δt . Lorsqu'une fuite se produit dans un pipeline, elle crée une perturbation dans le flux de liquide, générant des ondes de pression ou des vibrations acoustiques qui se propagent le long du pipeline. La méthode acoustique utilise des capteurs acoustiques placés à divers points le long du pipeline pour détecter ces ondes de pression. Ces capteurs sont capables de détecter les variations de pression et les vibrations acoustiques générées par une fuite. Lorsqu'une fuite se produit, elle génère des ondes de pression qui se propagent à travers le fluide dans le pipeline. Les capteurs acoustiques enregistrent ces ondes de pression sous forme de signaux acoustiques. Les signaux captés par les capteurs sont transmis à une unité de traitement centrale. En utilisant la différence de temps d'arrivée des ondes de pression aux différents capteurs (Le Δt est obtenu d'après les capteurs est-il correspondant au décalage horaire entre les heures d'arrivée de l'onde de pression négative aux deux capteurs), il est possible de trianguler la position de la fuite.

La vitesse de propagation des ondes dans le fluide est connue, ce qui permet de calculer la distance entre la fuite et les capteurs.

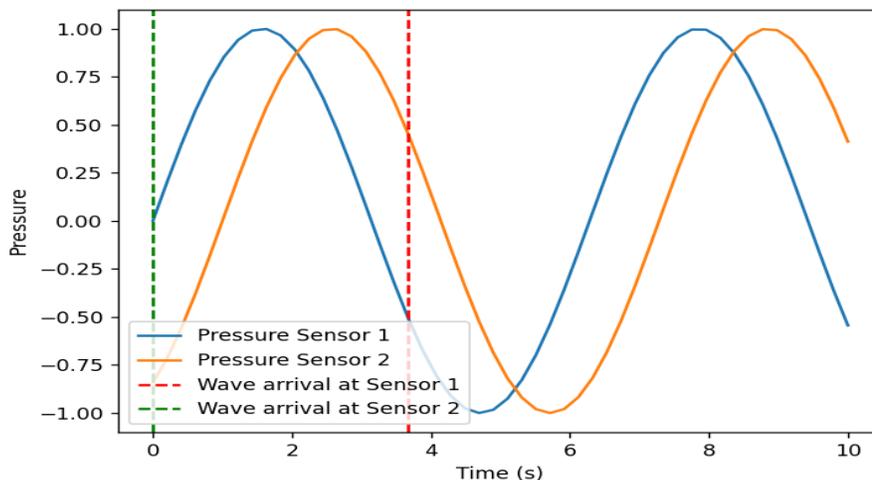


Figure III-20: Les signaux captés entre deux capteurs

D'après la figure au-dessus le décalage est de 3.6 secondes .

Donc :

$$X = \frac{1}{2a} [L(\alpha - v) + \Delta t(\alpha^2 - v^2)]$$

$$X = 13594m \text{ De départ.}$$

Cette technique fonctionne sans problème si la pression et le débit restent constants dans l'exploitation quotidienne. Ce qui est vrai pour certains pipelines de liquides mais jamais pour les gazoducs. Les méthodes statistiques visant à prévenir les fausses alarmes ne sont normalement pas utilisées. La seule façon d'éviter les fausses alarmes est de fixer des limites d'alarme larges. Cela a pour effet de raccourcir le temps nécessaire à la détection d'une fuite dans les pipelines de liquides, le temps de détection d'une fuite est court. Dans les gazoducs, les variations de pression sont plutôt lentes, de sorte que la détection des fuites est également lente. Cette méthode ne détecte que les fuites soudaines d'une taille suffisante.

D'autre part il y a des autre matériel méthodes des localisation qu' ils sont largement utilisée à cote de ses logiciels pour une résultat plus précis comme la méthode de fibre optique

La méthode de détection de fuites par fibre optique utilise des câbles à fibre optique installés le long des pipelines pour détecter les variations de température, de pression, ou des vibrations associées à des fuites. Cette méthode est de plus en plus utilisée en raison de sa sensibilité, de sa capacité à couvrir de longues distances et de ses faibles besoins en maintenance.

Conclusion générale

Conclusion générale

La détection de fuite dans les oléoducs est essentielle pour protéger l'environnement, garantir la sécurité des infrastructures et maintenir la rentabilité des opérations de transport des hydrocarbures. Une approche multidisciplinaire, intégrant les avancées technologiques et les meilleures pratiques, est nécessaire pour développer des systèmes de détection toujours plus efficaces et fiables.

En mettant en lumière l'oléoduc Pk20 comme cas d'étude spécifique, nous soulignons l'importance de comprendre les défis et les implications associés à la gestion des pipelines dans des environnements sensibles. Nous introduisons également brièvement la méthode ERTTM (réflectométrie temporelle de domaine de résistivité électrique) comme une technologie avancée et prometteuse pour la détection des fuites, justifiant ainsi le choix de cette méthode pour l'étude approfondie réalisée dans le cadre de ce projet. Les essais réalisés sur l'oléoduc Pk20 ont montré que l'ERTTM offre une sensibilité supérieure et une précision remarquable dans la localisation des fuites, surpassant les méthodes traditionnelles. En plus de son efficacité technique, cette technologie présente des avantages en termes de facilité de mise en œuvre et de maintenance, ce qui la rend attrayante pour une adoption à grande échelle.

L'utilisation de l'ERTTM pour la détection des fuites dans les oléoducs constitue une approche prometteuse qui allie précision, rapidité et fiabilité. En intégrant cette technologie, les opérateurs peuvent améliorer la sécurité et l'efficacité de leurs opérations tout en réduisant les impacts environnementaux des fuites. La réussite de cette approche dépendra de la capacité à surmonter les défis techniques et à investir dans les infrastructures nécessaires pour soutenir une surveillance en temps réel performante.

Références Bibliographiques

- [1] T. Mourad, "Cours Contrôle et Monitoring des pipelines," Université de Boumerdes, faculté des hydrocarbures et de la chimie, département transport et distribution des hydrocarbures .
- [2] A. A. 7. U. Robert Gordon University, "Recent Advances in Pipeline Monitoring and Oil Leakage Detection Technologies: Principles".
- [3] N. V. S. Korlapati, "Review and analysis of pipeline leak detection methods," *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 2022.
- [4] "Document de groupement SONATRACH OURHOUD".
- [5] G. Geiger, "State-of-the-Art in Leak Detection and Localization".
- [6] Y. Karim, "Transport des hydrocarbures liquides par canalisation," Université de Boumerdes, faculté des hydrocarbures et de la chimie, département transport et distribution des hydrocarbures.
- [7] F. Idachaba, "Current technologies and the applications of data analytics for crude oil leak detection in surface pipelines," *Journal of Pipeline Science and Engineering*.
- [8] Y. BAI, "SUBSEA PIPELINE INTEGRITY AND RISK MANAGEMENT," *Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier*.