



Département de Sécurité Industrielle et Environnement

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Hygiène et Sécurité Industrielle

Spécialité : Sécurité Industrielle et Environnement

Thème

Impact environnemental des fuites des hydrocarbures sur les sols et les nappes phréatiques le long des pipelines

Présenté et soutenu publiquement par :

SEMAMEN Amel & REKKAB Syrine Ikram Fatima

Encadré par :

Professeur MEKKAKIA MEHDI Mokhtaria

Année 2025/2026

Résumé

➤ **Impact environnemental des fuites des hydrocarbures sur le sol et les nappes phréatiques le long des pipelines :**

Le transport des hydrocarbures par canalisations enterrées soulève des interrogations légitimes en matière de protection des milieux naturels. Lorsqu'une conduite cède, ce sont souvent des terres cultivables et des réserves d'eau souterraine qui en subissent les conséquences. Ce mémoire s'inscrit dans une démarche d'évaluation et de prévention de ces risques, en s'appuyant sur le cas concret de deux parcelles agricoles de l'Ouest algérien.

Une campagne de prélèvements a été menée sur les sites de Shaouria et Alaimia, tous deux situés à proximité d'un corridor de pipelines. Les échantillons de sol et d'eau recueillis ont fait l'objet d'analyses physico-chimiques en laboratoire. Les mesures effectuées mettent en évidence des teneurs élevées en hydrocarbures totaux dans les sols, en particulier à Shaouria, tandis que les eaux souterraines se caractérisent par une minéralisation excessive et une pollution organique notable, bien qu'aucune trace d'hydrocarbures n'ait été détectée dans la phase aqueuse.

Au-delà du diagnostic, ce travail examine les réponses concrètes que les exploitants peuvent apporter : surveillance en continu des ouvrages, maintenance préventive fondée sur les standards internationaux, et procédés de remédiation adaptés à chaque type de pollution. La méthodologie de l'Analyse Environnementale et Sanitaire (AES), centrée sur l'évaluation des aspects environnementaux significatifs, sert de cadre structurant à l'ensemble de la réflexion.

- **Mots-clés :** Pipeline, hydrocarbures, contamination, sol agricole, nappe phréatique, sécurité industrielle, dépollution, AES, Algérie.

➤ **Environmental impact of hydrocarbon leaks on the soil and groundwater along pipelines :**

The underground transportation of hydrocarbons raises legitimate concerns regarding the protection of natural environments. When a pipeline fails, agricultural land and groundwater reserves often bear the consequences. This dissertation contributes to the assessment and prevention of such risks, drawing on the concrete case of two farming plots in western Algeria.

A sampling campaign was carried out at the sites of Shaouria and Alaimia, both located near a pipeline corridor. The soil and water samples collected underwent physicochemical laboratory analysis. The results highlight elevated levels of total hydrocarbons in the soils, particularly at Shaouria, while the groundwater is characterised by excessive mineralisation and notable organic pollution, although no hydrocarbons were detected in the water samples.

Beyond diagnosis, this work examines the practical responses that operators can implement : continuous monitoring of infrastructure, preventive maintenance based on international standards, and remediation processes suited to each type of contamination. The Environmental and Health Analysis (EHA) methodology, focused on the evaluation of significant environmental aspects, provides the overarching framework for the study.

- **Keywords :** Pipeline, hydrocarbons, contamination, agricultural soil, groundwater, industrial safety, remediation, EHA, Algeria.

➤ الأثر البيئي لتسربات الهيدروكربونات على التربة والمياه الجوفية على طول خطوط الأنابيب:

يثير نقل المحروقات عبر الأنابيب المدفونة تساؤلات مشروعة حول حماية الأوساط الطبيعية. عندما يحدث تمزق في قناة، غالبا ما تكون الأراضي الزراعية والمياه الجوفية هي التي تتحمل العواقب. تندرج هذه المذكرة في إطار تقييم هذه المخاطر والوقاية منها، بالاستناد إلى حالة ملموسة لقطعتين فلاحيتين في غرب الجزائر.

أجريت حملة لأخذ العينات في موقعي صحاورية وعلايمية، وكلاهما يقعان قرب ممر لخطوط الأنابيب. خضعت عينات التربة والمياه المجمعة لتحاليل فيزيوكيميائية في المختبر. أظهرت القياسات مستويات مرتفعة من المحروقات الكلية في التربة، خاصة في صحاورية، بينما تميزت المياه الجوفية بتملح مفرط وتلوث عضوي ملحوظ، رغم عدم اكتشاف أي أثر للمحروقات في العينات المائية.

إلى جانب التشخيص، يستعرض هذا العمل الحلول الملموسة التي يمكن للمستغلين تطبيقها: المراقبة المستمرة للمنشآت، الصيانة الوقائية القائمة على المعايير الدولية، وتقنيات المعالجة الملائمة لكل نوع من أنواع التلوث. يشكل إطار التحليل البيئي والصحي، الذي يركز على تقييم الجوانب البيئية الهامة، المنهجية العامة التي توجه مجمل الدراسة.

- **الكلمات المفتاحية:** خطوط الأنابيب، محروقات، تلوث، تربة زراعية، مياه جوفية، أمن صناعي، معالجة، التحليل البيئي والصحي، الجزائر.

REMERCIEMENT

Nous remercions d'abord Dieu, le Tout-Puissant, de nous avoir accordé la force, la santé et la patience nécessaires pour aller jusqu'au bout de ce travail.

Notre reconnaissance la plus sincère va à **Professeur MEKKAKIA MEHDI Mokhtaria**, notre encadrante. Par son écoute, son exigence bienveillante et la justesse de ses conseils, elle a su nous guider avec beaucoup d'humanité tout au long de ce mémoire. Sa passion pour l'environnement et sa manière d'enseigner resteront pour nous une véritable référence.

Nous remercions les membres du jury pour le temps qu'ils consacrent à la lecture de ce document et pour le regard qu'ils y porteront. Leurs remarques seront pour nous une occasion d'apprendre encore.

Nous tenons à dire merci à tous nos enseignants de l'Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle. Ils nous ont transmis bien plus que des connaissances : ils nous ont appris un métier et une façon de penser.

Merci à toutes les personnes qui, de près ou de loin, nous ont aidées, soutenues ou simplement encouragées d'un sourire ou d'une parole.

Enfin, nous avons une pensée pour nous-mêmes. Pour les nuits de travail, les moments de doute, les efforts répétés. Merci d'avoir tenu bon et d'avoir eu le courage de terminer ce marathon sans abandonner.

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail,

À ma très chère mère, source infinie d'amour, de tendresse et de sacrifices. Merci pour ton soutien indéfectible, tes prières et tes encouragements qui m'ont toujours donné la force d'avancer.

À mon cher père, pour ses conseils, sa confiance, ses efforts et son soutien permanent tout au long de mon parcours. Que ce travail soit le témoignage de ma profonde gratitude et de mon immense respect.

À mes chers frères Hichem et Abdessamed, pour leur présence, leurs encouragements et leur affection.

À mes précieux grands-parents, pour leur amour, leurs bénédictions et leurs valeurs qui ont toujours illuminé mon chemin.

À mon chère binôme Amel, pour sa collaboration, sa patience, son sérieux et tous les moments de travail, de soutien et de persévérance partagés durant cette aventure académique.

À toutes les personnes qui m'ont soutenue, encouragée et accompagnée de près ou de loin dans la réalisation de ce mémoire.

Je dédie ce travail avec toute ma reconnaissance, mon affection et mon respect.

Rekkab Syrine Ikram Fatima

DEDICACE

Je dédie ce mémoire,

À mes chers parents, qui ont cru en moi avant même que je n'apprenne à croire en moi-même. Chaque pas que j'ai fait, chaque effort que j'ai fourni, a été guidé par une seule pensée : vous rendre heureux et fiers de moi. Ce travail est le fruit de vos prières et de vos sacrifices. Que Dieu vous protège et vous garde à mes côtés.

À mes chers frères, Ammar et Mohamed. Malgré les malentendus et vos dérangements, vous avez toujours su trouver les mots et les gestes pour me soutenir dans les moments de découragement. Vous avez essayé, à votre manière, de me rendre heureuse, et je vous en remercie du fond du cœur.

À toi, ma chère Syrine, ma binôme et bien plus encore. Tu es ma meilleure amie, une sœur de cœur avec qui j'ai partagé les doutes, les nuits de travail, les moments de découragement, mais aussi les réussites et les fous rires. Sans toi, ce chemin n'aurait pas eu la même saveur.

À mes amis, qui ont rendu ces années d'études plus belles et plus douces. Votre amitié est un trésor.

À Professeur **MEKKAKIA MEHDI Mokhtaria**, qui par sa façon d'enseigner, à la fois exigeante et bienveillante, a éveillé en moi un véritable intérêt pour les questions environnementales. C'est grâce à elle que ce mémoire a trouvé sa direction. Qu'elle reçoive ici le témoignage de ma profonde gratitude.

À tous mes enseignants, qui m'ont transmis leur savoir et leur passion.

Amel Semamen

SOMMAIRE

Résumé	2
REMERCIEMENT	4
DEDICACE.....	5
SOMMAIRE	7
LISTE DES FIGURES :	11
LISTE DES TABLEAUX	11
LISTE DES ABREVIATIONS :	12
INTRODUCTION GENERALE	14
I - PARTIE THEORIQUE :.....	16
CHAPITRE I : FONDEMENTS THÉORIQUES SUR LES HYDROCARBURES, LES PIPELINES ET LEURS IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX	17
I. Introduction du chapitre :.....	18
I.1 Les hydrocarbures : de l'histoire ancienne aux enjeux contemporains :	19
I.2 Nature et propriétés fondamentales des hydrocarbures :.....	19
I.2.1 Définition et origine géologique :.....	19
I.2.2 Composition chimique complexe des pétroles bruts :	20
I.2.3 Classification des produits pétroliers raffinés :	20
I.2.4 Propriétés physico-chimiques déterminantes pour le risque environnemental :	21
I.2.5 Toxicologie des principaux constituants :.....	22
I.3 Les pipelines : infrastructures critiques de transport des hydrocarbures :.....	22
I.3.1 Définition et principes de fonctionnement :	22
I.3.2 Typologie des pipelines selon le fluide transporté :	23
I.3.3 Classification fonctionnelle des pipelines :	24
I.3.4 Les modes de transport complémentaires des hydrocarbures :.....	24
I.3.4.1 Transport par route (camions-citernes) :	25
I.3.4.2 Transport par voie ferrée (wagons-citernes) :	25
I.3.4.3 Transport maritime (pétroliers et méthaniers) :	25
I.3.5 Matériaux de construction et spécifications techniques :	25
I.3.6 Durée de vie et vieillissement des pipelines :	26
I.3.7 Le réseau algérien de transport par canalisations (SONATRACH) :	26
I.3.7.1 Historique et développement :	26
I.3.7.2 Les centres de dispatching (CDHL et CNDG) :	26

I.3.7.3 Les gazoducs transcontinentaux :	27
I.4 Modes de défaillance des pipelines et causes de fuites :	27
1.4.1 La corrosion : un ennemi omniprésent :	27
I.4.2 Défauts mécaniques et de construction :	29
I.4.3 Agressions externes et facteurs environnementaux :	29
I.4.4 Causes opérationnelles et erreurs humaines :	29
I.5 Devenir et comportement des hydrocarbures dans l'environnement :	29
I.5.1 Processus dans la zone non saturée (au-dessus de la nappe) :	30
I.5.2 Comportement à l'interface de la nappe phréatique :	30
I.5.3 Transport et devenir dans la nappe phréatique :	30
I.6 Impacts environnementaux et sanitaires :	33
I.6.1 Impacts sur les sols :	33
I.6.2 Impacts sur les eaux souterraines :	33
I.6.3 Impacts sur les eaux de surface et les écosystèmes aquatiques :	33
I.6.4 Impacts sur la qualité de l'air :	34
1.6.5 Conséquences sanitaires pour les populations exposées :	34
I.7 Retours d'expérience : accidents majeurs sur pipelines :	34
I.7.1 Leçons apprises et implications pour la prévention :	37
I.8 Cadre réglementaire et normatif :	37
I.8.1 Réglementation algérienne :	37
I.8.2 Normes internationales et bonnes pratiques :	38
I.9 CONCLUSION DU CHAPITRE :	38
II- PARTIE PRATIQUE	39
CHAPITRE II : ÉTUDE DE CAS – ÉVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES FUITES D'HYDROCARBURES SUR LES SOLS ET LES EAUX SOUTERRAINES DANS LES ZONES DE SHAOURIA ET ALAIMIA	40
II.1 Présentation de l'organisme d'accueil : le complexe GP2Z (Sonatrach) :	41
II.1.1 Présentation générale du GP2Z :	41
II.1.2 Activités principales :	41
II.1.3 Infrastructures de stockage :	42
II.1.4 Importance des pipelines dans l'activité du GP2Z :	42
II.1.5 Engagement HSE et certifications :	42
II.1.6 Déroulement du stage et travail de terrain :	43
II.2 Présentation de la zone d'étude :	44
II.2.1 Situation géographique et contexte industriel :	44
II.2.2 Contexte géologique et hydrogéologique :	45
II.3 Objectifs de l'étude :	45

II.4 Méthodologie de travail :	46
II.4.1 Stratégie d'échantillonnage :	46
II.4.2 Méthodes analytiques de laboratoire :	46
II.5 Présentation des résultats :	47
II.5.1 Résultats des analyses de sols agricoles :	47
II.5.2 Résultats des analyses des eaux souterraines :	48
II.6 Représentations graphiques des résultats :	50
II.7 Interprétation des résultats :	51
II.7.1 Contamination des sols par les hydrocarbures :	51
II.7.2 Qualité des eaux souterraines et absence d'hydrocarbures :	52
II.7.3 Salinité excessive et minéralisation des eaux :	52
II.7.4 Pollution organique des eaux (DCO et DBO ₅) :	53
II.7.5 Contamination par les métaux lourds :	54
II.8 Discussion :	54
II.9 Limites de l'étude :	55
II.10 Conclusion du chapitre :	56
CHAPITRE III : STRATÉGIES DE SURVEILLANCE, DE MAINTENANCE ET DE DÉPOLLUTION DES PIPELINES	57
III. Introduction :	58
III.1 Surveillance continue et détection précoce des fuites :	58
III.1.1 Les méthodes externes visent à identifier les traces d'une fuite déjà survenue, ou à prévenir les agressions susceptibles de la provoquer :	58
III.1.2 Méthodes de surveillance interne :	59
III.1.3 Intégration des systèmes de surveillance :	60
III.2 Stratégies de maintenance préventive et gestion de l'intégrité :	61
III.2.1 Inspection en ligne par racleurs instrumentés :	61
III.2.2 Contrôles non destructifs (CND) sur site :	62
III.2.3 Etude des aspects environnementaux significatifs :	63
III.2.4 Gestion de l'intégrité selon l'API 1160 :	65
III.2.5 Maintenance préventive et corrective :	66
III.3 Techniques de dépollution des sols et des nappes phréatiques :	66
III.3.1 Diagnostic préalable :	66
III.3.2 Traitement des sols contaminés :	66
III.3.3 Traitement des eaux souterraines contaminées :	67
III.3.4 Application au contexte de l'étude :	68
III.4 Mesures de prévention organisationnelles et réglementaires :	69
III.4.1 Conformité réglementaire et normes :	69

III.4.2 Formation et culture HSE :	69
III.4.3 Retour d'expérience et amélioration continue :	69
III.5 Conclusion du chapitre :	69
CONCLUSION GENERALE :	71
BIBLIOGRAPHIE :	73
Annexes :	75
1. Annexe A : Bulletins d'analyses :	76
2. Annexe B : Carte d'énergie d'Algérie	80

LISTE DES FIGURES :

Figure 1.1-Pipelines	22
Figure 1.2-Corrosion externe de pipeline.....	28
Figure 1.3-Corrosion interne de pipeline	28
Figure 1.4-Schéma conceptuel de la migration des hydrocarbures dans le sous-sol.....	32
Figure 2.1- Complexe GP2Z.....	41
Figure 2.2- Localisation de Alaimia et Shaouria.....	44
Figure 3.1- Schéma d'architecture intégrée.....	61

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1-Propriétés physico-chimiques clés des principaux hydrocarbures et dangers associés.....	21
Tableau 1.2-Synthèse d'accidents majeurs sur pipelines d'hydrocarbures.....	35
Tableau 2.1-Infrastructures de stockage du GP2Z	42
Tableau 2.2-Synthèse des méthodes analytiques employées pour les sols et les eaux.....	45
Tableau 2.3- Résultats comparatifs des analyses physico-chimiques des sols agricoles.....	46
Tableau 2.4- Résultats comparatifs des analyses physico-chimiques des eaux souterraines...	47
Tableau 3.1-des principaux aspects environnementaux significatifs identifiés pour les activités étudiées.....	63

LISTE DES ABREVIATIONS :

BTEX : Benzène, Toluène, Éthylbenzène, Xylènes
HAP : Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques
GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié
LNAPL : *Light Non-Aqueous Phase Liquid*
DNAPL : *Dense Non-Aqueous Phase Liquid*
SP : Station de Pompage
GNL : Gaz Naturel Liquéfié
P1, P2, etc. : Stations de Compression
API : American Petroleum Institute
TRC : Transport par Canalisation
SONATRACH : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures
CDHL : Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides
CNDG : Centre National de Dispatching Gaz
GME : Gazoduc Maghreb-Europe
BSR : Bactéries Sulfato-Réductrices
DICT : Déclaration d'Intention de Commencement de Travaux
PCB : Polychlorobiphényles
COV : Composés Organiques Volatils
ARIA : Analyse, Recherche et Information sur les Accidents
BARPI : Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels
NEBOSH : National Examination Board in Occupational Safety and Health
GP2Z : complexe de Gaz de Pétrole liquéfier Num 2
LQS : Liquéfaction et Séparation
DCS : Distributed Control System (Système de Contrôle Distribué)
GL2Z / GL3Z : Complexes de Gaz Naturel Liquéfié
HSE : Health, Safety and Environment
BLEVE : Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion
ATEX : Atmosphères Explosibles
ISO : International Organization for Standardization
HCT : Hydrocarbures Totaux

DCO : Demande Chimique en Oxygène

DBO5 : Demande Biochimique en Oxygène sur 5 jours

COT : Carbone Organique Total

UAV : Unmanned Aerial Vehicle

TDLAS : Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy

DTS : Distributed Temperature Sensing

DAS : Distributed Acoustic Sensing

RTTM : Real-Time Transient Model

PIM : Pipeline Integrity Management

ILI : In-Line Inspection

MFL : Magnetic Flux Leakage

AES : Aspect Environnemental Significatif

INTRODUCTION GENERALE

Depuis plusieurs décennies, l'économie Algérienne repose essentiellement sur l'exploitation et l'exportation des hydrocarbures. Découverts au milieu du XX^e siècle, les immenses gisements sahariens ont hissé le pays au rang d'acteur incontournable de l'énergie au plan international. Un vaste réseau de pipelines a été progressivement mis en place afin de transporter le pétrole brut et le gaz naturel depuis les zones de production du Sud vers les centres de transformation et les terminaux d'exportation de la côte méditerranéenne. Géré par la société nationale SONATRACH, ce réseau de canalisations dépasse aujourd'hui les 19 000 kilomètres et constitue une infrastructure stratégique pour la sécurité énergétique du pays.

Le transport par oléoduc ou gazoduc est reconnu de tous comme le moyen le plus efficace pour déplacer d'importantes quantités d'hydrocarbures sur de longues distances. Il offre une continuité de service, un coût de fonctionnement compétitif et une empreinte au sol limitée après construction. Ces avantages ne doivent toutefois pas faire oublier les risques inhérents à ce mode de transport. Enfouies dans des sols très variés, soumises à de fortes pressions et à des agressions internes ou externes, les canalisations se dégradent nettement avec le temps. La corrosion, la fatigue mécanique, les mouvements de terrains ou bien les travaux de tiers peuvent engendrer des pertes de confinement dont les conséquences environnementales sont souvent sévères et durables.

Lorsqu'une fuite survient, les hydrocarbures libérés dans le milieu naturel ne restent pas cantonnés à la surface. Une partie se perd dans le sol, une autre s'évapore dans l'atmosphère, et les fractions les plus solubles et les plus mobiles commencent une migration verticale vers les nappes phréatiques. Les terres agricoles perdent leur fertilité, la microfaune est anéantie et la qualité des eaux souterraines se dégrade au point de rendre leur utilisation pour l'irrigation ou la consommation humaine très aléatoire. Ces phénomènes, qui sont bien documentés dans la littérature scientifique, revêtent une acuité particulière dans un pays comme l'Algérie où les ressources en eau douce sont rares et où l'agriculture reste une activité économique et sociale essentielle.

C'est précisément cette problématique que le présent mémoire se propose d'explorer. Ce travail cherche à apporter des réponses concrètes à une question centrale : **comment les fuites sur les pipelines d'hydrocarbures affectent-elles la qualité des sols et des eaux**

souterraines, et quelles stratégies peuvent être déployées pour prévenir, détecter et remédier à ces contaminations ? Pour répondre à cette interrogation, une double approche a été adoptée. Sur le plan théorique, une revue approfondie des connaissances a été menée afin de comprendre les propriétés des hydrocarbures, les mécanismes de défaillance des pipelines et le devenir des polluants dans l'environnement. Sur le plan pratique, une étude de terrain a été conduite sur deux sites agricoles de l'Ouest algérien — Shaouria et Alaimia — situés à proximité immédiate de corridors de pipelines. Des échantillons de sols et d'eaux souterraines y ont été prélevés puis analysés en laboratoire, permettant d'établir un diagnostic environnemental précis de chaque zone. Cette investigation de terrain a été enrichie par une immersion professionnelle au sein du complexe GP2Z de SONATRACH à Arzew, qui a offert un éclairage industriel complémentaire sur les enjeux de sécurité et de maintenance des installations pétrolières.

Ce mémoire est structuré en trois chapitres. Le **Chapitre 1** établit les fondements théoriques nécessaires à la compréhension du sujet : il y est question des propriétés physico-chimiques des hydrocarbures, de la typologie et des modes de défaillance des pipelines, des processus de migration des polluants dans le sous-sol, ainsi que des impacts environnementaux et sanitaires associés. Le **Chapitre 2** est consacré à l'étude de cas pratique : après une présentation de l'organisme d'accueil et de la zone d'étude, il détaille la méthodologie d'échantillonnage, expose les résultats des analyses de laboratoire, et en propose une interprétation critique discutée à la lumière des normes en vigueur. Le **Chapitre 3** explore les solutions opérationnelles et organisationnelles : systèmes de détection précoce des fuites, stratégies de maintenance préventive fondées sur les standards internationaux, et techniques de dépollution des sols et des nappes phréatiques. Enfin, une conclusion générale synthétise les principaux enseignements de cette recherche et ouvre des perspectives pour des travaux futurs.

I - PARTIE

THEORIQUE :

CHAPITRE I : FONDEMENTS
THÉORIQUES SUR LES HYDROCARBURES,
LES PIPELINES ET LEURS IMPACTS
ENVIRONNEMENTAUX

I. Introduction du chapitre :

Le transport d'hydrocarbures par pipelines est une artère majeure de l'économie énergétique mondiale, et plus particulièrement de l'économie algérienne qui dépend fortement de l'exploitation et de l'exportation de ces ressources. Ce mode de transport se caractérise par sa rapidité et la continuité du service, mais n'est pas exempt de risques. Une pollution chronique ou accidentelle, aux effets graves et durables sur l'environnement et la santé peut survenir à la suite des défaillances de pipelines (d'origine technique, humaine ou naturelle)

Malgré les normes de sécurité et les systèmes de surveillance mis en place par les exploitants, les pipelines continuent de présenter des risques de fuites accidentelles ou chroniques tout au long de leur cycle de vie. Ces fuites constituent une source majeure de contamination des sols et des nappes phréatiques, avec des répercussions écologiques et sanitaires qui peuvent s'étendre sur plusieurs décennies. **Dans quelle mesure les hydrocarbures issus des pipelines impactent-ils la qualité des sols et des ressources en eau souterraine, et comment évaluer concrètement cet impact à travers une étude de cas dans le contexte algérien ?**

Ce premier chapitre vise à établir les bases théoriques nécessaires pour comprendre ce phénomène multifacette. Il décrira d'abord la nature chimique et les propriétés physico-chimiques qui sont essentielles pour les hydrocarbures, puis mènera une étude approfondie des infrastructures de transport par pipeline en ce qui concerne leur typologie, leurs spécifications techniques, leur durée de vie et leurs modes de défaillance susceptibles, à terme, d'entraîner une perte de confinement. Enfin, le comportement des polluants dans les compartiments du sol et des eaux souterraines sera décrit, ainsi que leurs impacts environnementaux et sanitaires, illustrés par des enseignements tirés de grands accidents et replacé dans le cadre réglementaire applicable.

I.1 Les hydrocarbures : de l'histoire ancienne aux enjeux contemporains :

L'utilisation du pétrole remonte à l'Antiquité, où les civilisations mésopotamiennes, égyptiennes et perses exploitaient déjà les suintements naturels de bitume pour l'étanchéité des bateaux, la construction et la momification. L'exploitation industrielle moderne débute avec le premier forage pétrolier réalisé le 27 août 1859 par Edwin Drake à Titusville, en Pennsylvanie (États-Unis), événement qui marque le commencement de l'ère pétrolière.

La fin du XIX^e et le début du XX^e siècle voient l'exploration s'intensifier à l'échelle mondiale : des gisements majeurs sont découverts en Russie (Bakou), au Moyen-Orient (Perse en 1908), au Venezuela puis en Arabie Saoudite. L'invention du moteur à combustion interne et le développement de l'automobile et de la pétrochimie confirment le rôle central du pétrole et du gaz dans le système énergétique mondial.

En Algérie, les premières recherches aboutissent en 1956 aux découvertes majeures de **Hassi Messaoud** (pétrole) et **Hassi R'Mel** (gaz naturel), propulsant le pays au rang d'acteur énergétique international. Depuis l'indépendance, la société nationale **SONATRACH** gère un vaste réseau de pipelines reliant les zones de production du Sud aux terminaux d'exportation du Nord. L'intégrité de ce réseau vieillissant et son impact potentiel sur les ressources en eau souterraine constituent un enjeu stratégique et environnemental crucial pour le pays [1].

I.2 Nature et propriétés fondamentales des hydrocarbures :

I.2.1 Définition et origine géologique :

La matière organique provient des êtres vivants et est composée principalement de carbone (C), d'hydrogène (H), d'azote (N) et d'oxygène (O). Elle constitue la biomasse. La majeure partie de cette biomasse est dégradée par des bactéries, mais une très faible quantité (moins de 1 %) se dépose au fond des milieux aquatiques. Dans cet environnement pauvre en oxygène, elle est partiellement conservée.

Elle se mélange ensuite à des particules minérales (argiles, sables fins) pour former des boues de sédimentation qui s'accumulent en couches successives. Jusqu'à environ 1 000 m de profondeur, la matière organique subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies, qui éliminent l'oxygène et l'azote. Elle devient alors du **kérogène**.

Le kérogène est un composé solide riche en carbone et en hydrogène, dispersé dans les sédiments. Avec l'enfouissement progressif, les sédiments se compactent et forment une roche imperméable appelée **roche-mère**, dans laquelle le kérogène est piégé. Sous l'effet de l'augmentation de la pression et de la température (environ 3 °C par 100 m), le kérogène subit une

transformation thermique appelée **pyrolyse** à partir d'environ 60 °C (1 500 à 2 000 m). Cette transformation produit de l'eau, du CO₂ et des hydrocarbures. Les hydrocarbures liquides constituent le pétrole brut, tandis que des hydrocarbures gazeux (comme le méthane) sont également formés.

Entre 60 °C et 120 °C (2 000 à 3 000 m), la formation de pétrole est dominante. Au-delà de 120 °C, la production de pétrole diminue au profit du gaz, et au-dessus de 150 °C (plus de 4 000 m), seuls des gaz sont formés. À noter que la matière organique d'origine animale produit davantage de pétrole, tandis que celle d'origine végétale génère principalement du gaz. Le charbon est une forme de kérogène issue de végétaux supérieurs.

Enfin, si la roche-mère n'est pas suffisamment enfouie, le kérogène ne subit pas de pyrolyse et reste sous forme de schiste bitumineux, considéré comme un stade immature. Celui-ci peut toutefois être transformé en pétrole par un procédé industriel de pyrolyse à environ 500 °C.

I.2.2 Composition chimique complexe des pétroles bruts :

Le pétrole brut n'est pas une substance homogène. C'est un mélange extrêmement complexe de milliers de molécules différentes, que l'on peut classer en plusieurs grandes familles chimiques [2], [3] :

- **Les alcanes (ou paraffines)** : Hydrocarbures saturés à chaîne linéaire ou ramifiée (ex : méthane, propane, octane). Ils sont relativement stables chimiquement.
- **Les cycloalcanes (ou naphtènes)** : Hydrocarbures saturés cycliques.
- **Les hydrocarbures aromatiques** : Comprenant les composés monocycliques comme les **BTEX** (Benzène, Toluène, Éthylbenzène, Xylènes), qui sont très solubles et très toxiques, et les composés polycycliques comme les **HAP** (Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques), qui sont peu solubles mais extrêmement persistants dans l'environnement et souvent cancérigènes.
- **Les résines et asphaltènes** : Molécules lourdes, complexes et polaires, qui confèrent au pétrole sa viscosité et sa couleur noire.

I.2.3 Classification des produits pétroliers raffinés :

À partir du pétrole brut, l'opération de **raffinage** (distillation atmosphérique) permet d'obtenir une gamme de produits aux usages spécifiques [4] :

- **Les gaz de pétrole liquéfiés (GPL)** : Propane et butane, utilisés comme combustibles.
- **Naphta** : Matière première dans la pétrochimie.
- **Les essences** : Carburants pour moteurs à allumage commandé, très volatils et inflammables.
- **Les kérosènes** : Carburants pour l'aviation (jet fuel).

CHAPITRE I : FONDEMENTS THÉORIQUES SUR LES HYDROCARBURES, LES PIPELINES ET LEURS IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

- **Les gazoles et fiouls domestiques** : Carburants pour moteurs diesel et combustibles pour le chauffage.
- **Les fiouls lourds** : Combustibles très visqueux pour les centrales électriques et la propulsion navale.
- **Les bitumes** : Résidus ultimes de la distillation, utilisés pour le revêtement des routes et l'étanchéité.

Il existe aussi la **distillation sous vide**.

I.2.4 Propriétés physico-chimiques déterminantes pour le risque environnemental :

Le comportement d'un hydrocarbure en cas de déversement accidentel est dicté par un ensemble de propriétés intrinsèques, résumées dans le tableau suivant [2], [3], [5].

Tableau 1.1 Propriétés physico-chimiques clés des principaux hydrocarbures et dangers associés

Propriété	Définition et influence	Exemple (Essence)	Exemple (Fioul Lourd)
Point d'éclair	Température minimale de formation de vapeurs inflammables.	Très bas (-40 °C) : Danger d'incendie permanent.	Élevé (> 100 °C) : Faible risque d'inflammation à froid.
Densité relative	Détermine si le produit flotte (LNAPL) ou coule (DNAPL).	< 1 : Flotte sur l'eau.	Proche de 1 : Peut former des émulsions ou couler.
Viscosité	Résistance à l'écoulement.	Très fluide : Infiltration rapide dans le sol.	Très visqueux : Stagnation en surface.
Solubilité	Capacité à se dissoudre dans l'eau.	Les BTEX sont solubles : Risque majeur pour les nappes.	Très faible : Peu de transfert vers l'eau.
Volatilité	Tendance à s'évaporer.	Élevée : Pollution de l'air, risque d'explosion.	Très faible : Persistance au sol.
Log Kow	Affinité pour la matière organique du sol.	Faible à modéré : Migration facilitée.	Élevé : Forte rétention dans les sols (persistance).

I.2.5 Toxicologie des principaux constituants :

La toxicité des hydrocarbures varie considérablement selon les familles chimiques [3], [13] :

- **Les BTEX** : Le benzène est classé **cancérigène certain pour l'homme (Groupe 1)** par le CIRC. Il est responsable de leucémies. Le toluène et les xylènes sont neurotoxiques et irritants. Leur solubilité relativement élevée en fait des contaminants prioritaires des eaux souterraines.
- **Les HAP** : Plusieurs HAP (benzo[a]pyrène) sont classés cancérogènes probables ou certains. Très hydrophobes, ils s'accumulent dans les sédiments et les sols, où ils persistent pendant des décennies.
- **Les alcanes légers** : Ils ont une toxicité aiguë modérée mais peuvent provoquer des effets narcotiques et une dépression du système nerveux central en cas d'inhalation massive.

I.3 Les pipelines : infrastructures critiques de transport des hydrocarbures :

Le transport des hydrocarbures constitue un maillon stratégique de la chaîne de valeur énergétique. Il assure la continuité entre les zones de production, les sites de transformation et les marchés de consommation. Ce transport peut s'effectuer selon plusieurs modes complémentaires, parmi lesquels le pipeline occupe une place prépondérante pour les flux massifs et continus sur de longues distances.

I.3.1 Définition et principes de fonctionnement :

Un pipeline, ou canalisation de transport, peut être défini comme un système technique intégré destiné au déplacement de fluides (liquides ou gaz) sous pression sur des distances variables. Il constitue l'épine dorsale du transport terrestre des hydrocarbures, assurant une liaison continue et fiable entre les centres de production, les unités de transformation et les points d'exportation [6].



Figure 1.1-Pipelines

Sur le plan technique, un pipeline ne se réduit pas à un simple tube d'acier. Il s'agit d'un ensemble complexe comprenant :

- Les **tubes** proprement dits, généralement en acier au carbone, assemblés par soudage.
- Les **stations de pompage** (pour les liquides) ou de **compression** (pour les gaz), réparties le long du tracé pour maintenir la pression nécessaire à l'écoulement.
- Les **vannes de sectionnement**, qui permettent d'isoler des tronçons en cas d'incident ou pour les opérations de maintenance.
- Les **systèmes de détection de fuite**, basés sur l'analyse des variations de débit, de pression ou d'ondes acoustiques.
- Les **dispositifs de protection cathodique**, destinés à lutter contre la corrosion externe des parties enterrées.

Le principe physique sous-jacent est simple : l'application d'une force mécanique (pression) à l'entrée du pipeline contraint le fluide à se mouvoir le long de la canalisation jusqu'à son point de destination. Ce mode de transport offre plusieurs atouts décisifs par rapport aux alternatives terrestres (route, rail) : une capacité de débit élevée et constante, un coût opérationnel par unité transportée très compétitif, une emprise au sol réduite après la phase de construction, et un bilan de sécurité globalement favorable en exploitation normale [4].

Néanmoins, cette efficacité s'accompagne de vulnérabilités spécifiques. Toute défaillance de l'infrastructure - qu'elle soit due à la corrosion, à une agression externe ou à un défaut matériel - peut conduire à une perte de confinement et au déversement accidentel d'hydrocarbures. Les conséquences potentielles sur les compartiments environnementaux, en particulier les sols et les nappes phréatiques, justifient l'attention particulière portée à l'étude de ces infrastructures dans le cadre de ce mémoire.

I.3.2 Typologie des pipelines selon le fluide transporté :

La nature du fluide transporté détermine la conception technique, les matériaux utilisés et les dispositifs de sécurité associés. On distingue principalement deux grandes catégories.

I.3.2.1 Les oléoducs :

Les oléoducs sont spécifiquement conçus pour le transport des hydrocarbures liquides : pétrole brut et produits raffinés (essence, gazole, kérosène, fioul). Ils peuvent être dédiés à un seul produit ou être « multiproduits », c'est-à-dire transporter successivement différents fluides séparés par des bouchons intermédiaires ou des racleurs instrumentés.

Le schéma classique d'un oléoduc comprend un **terminal de départ** (relié aux zones de production ou aux raffineries), des **stations de pompage (SP)** réparties le long du tracé pour maintenir la pression, et un **terminal d'arrivée** où le produit est stocké dans des capacités pouvant

atteindre plusieurs dizaines de milliers de mètres cubes (ex. : 50 000 m³) avant expédition par navire pétrolier ou transfert vers une raffinerie.

I.3.2.2 Les gazoducs :

Les gazoducs assurent le transport du gaz naturel sous pression. Leur conception diffère de celle des oléoducs par la présence de **stations de compression** (notées P1, P2, etc.) qui élèvent la pression du gaz pour compenser les pertes de charge sur de longues distances. Le rapport de compression $r = \frac{P_2}{P_1}$ est un paramètre clé de dimensionnement.

Le gazoduc alimente différents types de clients : les réseaux de distribution nationaux (ex. : Sonelgaz en Algérie), les complexes industriels de transformation (liquéfaction pour produire du GNL) et les terminaux d'exportation vers des navires méthaniers. À l'extrémité du gazoduc, des dispositifs de **purge** permettent d'évacuer le gaz résiduel pour les opérations de maintenance.

I.3.3 Classification fonctionnelle des pipelines :

Selon leur position dans la chaîne logistique, les pipelines sont classés en trois catégories distinctes [6] :

I.3.3.1 Pipelines de collecte (Gathering Lines) :

Ces pipelines de petit diamètre (50 à 300 mm) et de pression modeste relient les têtes de puits individuelles aux centres de regroupement ou de traitement primaire. Ils acheminent le fluide brut, non stabilisé, qui peut contenir des impuretés (eau, sédiments) corrosives pour l'acier.

I.3.3.2 Pipelines de transport (Transmission Lines) :

Il s'agit des « autoroutes » du pétrole et du gaz. Ces pipelines de grand diamètre (jusqu'à 1,2 mètre) fonctionnent sous haute pression (souvent entre 50 et 100 bars) et parcourent de très longues distances, depuis les zones de production majeures vers les raffineries, les ports d'exportation ou les réseaux de distribution nationaux. **Le réseau algérien de SONATRACH est principalement constitué de ce type de pipelines.**

I.3.3.3 Pipelines de distribution (Distribution Lines) :

Dernier maillon de la chaîne, ces pipelines de faible diamètre et basse pression acheminent les produits raffinés (essence, gazole, gaz naturel) depuis les dépôts régionaux jusqu'aux consommateurs finaux : stations-service, industries locales, réseaux urbains de gaz.

I.3.4 Les modes de transport complémentaires des hydrocarbures :

Bien que le pipeline soit le mode dominant pour le transport massif et continu, d'autres modes de transport jouent un rôle complémentaire essentiel

I.3.4.1 Transport par route (camions-citernes) :

Ce mode de transport est largement utilisé pour la **distribution de produits raffinés** (essence, gazole, GPL) vers les stations-service et les dépôts régionaux. Il offre une grande flexibilité et une capacité d'adaptation aux besoins locaux, mais présente des risques liés aux accidents de la circulation, aux déversements accidentels et aux émissions atmosphériques.

I.3.4.2 Transport par voie ferrée (wagons-citernes) :

Ce mode est utilisé pour le transport de volumes importants de produits pétroliers sur des distances moyennes à longues, notamment dans les régions disposant d'infrastructures ferroviaires adaptées. Il est généralement plus sûr que la route en termes d'accidentologie, mais nécessite des installations de chargement et déchargement spécifiques.

I.3.4.3 Transport maritime (pétroliers et méthaniers) :

C'est le mode de transport incontournable pour le **commerce international** des hydrocarbures. Les **pétroliers** (ou tankers) transportent le pétrole brut et les produits raffinés à travers les océans, tandis que les **navires méthaniers** transportent le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) à une température cryogénique de -162 °C. Les terminaux portuaires algériens d'Arzew, de Skikda et de Béjaïa constituent des points d'exportation stratégiques pour les hydrocarbures nationaux.

I.3.5 Matériaux de construction et spécifications techniques :

La sécurité et la durabilité d'un pipeline dépendent étroitement du choix des matériaux et de la qualité de la construction [4], [7] :

- **Acier au carbone** : C'est le matériau de choix pour les pipelines de transport. Les aciers utilisés répondent à la norme **API 5L** (American Petroleum Institute) qui définit des grades de résistance mécanique tels que **X42, X52, X60 ou X70**. Le chiffre indique la limite d'élasticité minimale en milliers de psi.
- **Épaisseur de la paroi** : Elle est calculée en fonction du diamètre, de la pression maximale de service et d'un coefficient de sécurité. Elle est cruciale pour la résistance à la pression et à la corrosion.
- **Revêtements** : L'acier enterré est protégé par un **revêtement externe** (bitume, polyéthylène extrudé ou résine époxy) et par un système de **protection cathodique** qui empêche la dissolution électrochimique du métal. Un **revêtement interne** peut également être appliqué pour réduire les pertes de charge et protéger contre la corrosion par le fluide transporté.

I.3.6 Durée de vie et vieillissement des pipelines :

Un pipeline est conçu pour une durée de vie opérationnelle théorique de **30 à 40 ans**. Cependant, de nombreuses infrastructures dans le monde, y compris en Algérie, sont exploitées bien au-delà de cette durée de conception initiale. Ce **vieillissement** constitue une préoccupation majeure en matière de sécurité et d'environnement [8].

Les principaux mécanismes de vieillissement sont :

- **La fatigue mécanique** : Accumulation de dommages microscopiques due aux cycles de pression répétés (arrêts, redémarrages, variations de débit).
- **La dégradation progressive des revêtements** : Les revêtements externes perdent leur efficacité avec le temps, exposant l'acier à la corrosion du sol.
- **L'évolution des sols environnants** : Les mouvements de terrain lents (tassements, glissements) imposent des contraintes mécaniques non prévues lors du dimensionnement initial.
- **La corrosion interne** : L'accumulation de dépôts et la présence d'eau favorisent la corrosion côté fluide transporté.

La gestion du vieillissement (Asset Integrity Management) est donc devenue un enjeu central pour les exploitants, nécessitant des inspections fréquentes et des décisions de maintenance, réparation ou remplacement.

I.3.7 Le réseau algérien de transport par canalisations (SONATRACH) :

I.3.7.1 Historique et développement :

L'histoire de l'Activité Transport par Canalisations (TRC) de **SONATRACH** est intimement liée à la naissance de la compagnie nationale. Dès **1966**, SONATRACH a lancé la construction du **premier oléoduc algérien, l'OZ1**, long de **805 km**, reliant le champ pétrolier de **Haoud El Hamra** (Hassi Messaoud) au terminal portuaire d'**Arzew**.

Depuis cette date, le réseau de transport par canalisations n'a cessé de se densifier et de se complexifier, accompagnant le développement des activités Amont (production) et Aval (raffinage, pétrochimie) du Groupe. Aujourd'hui, la longueur totale du réseau dépasse **19 000 km** et le nombre de pipelines est passé d'un à **trente-sept (37)**. Ce réseau comprend à la fois des oléoducs pour le pétrole brut et les produits raffinés, et des gazoducs pour le gaz naturel.

I.3.7.2 Les centres de dispatching (CDHL et CNDG) :

La gestion opérationnelle de ce vaste réseau est coordonnée par des centres de dispatching névralgiques, qui assurent la collecte, le contrôle et l'acheminement des hydrocarbures vers leurs multiples destinations :

- Le **Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides (CDHL)** de **Haoud El Hamra (Hassi Messaoud)** : Il supervise le transport du pétrole brut et des produits liquides depuis les zones de production du Sud vers les raffineries et les terminaux d'exportation.
- Le **Centre National de Dispatching Gaz (CNDG)** de **Hassi R'Mel** : Il assure la collecte du gaz naturel provenant des sites de production et son acheminement par gazoducs vers les centres de consommation nationaux (Sonelgaz), les clients industriels tiers, les complexes de liquéfaction (GNL) et les gazoducs d'exportation.

I.3.7.3 Les gazoducs transcontinentaux :

Trois gazoducs stratégiques relient l'Algérie à l'Europe, traversant les pays du Maghreb et la Méditerranée :

- **Transmed (Gazoduc Enrico Mattei)** : Relie l'Algérie à l'Italie en passant par la Tunisie. Mis en service en 1983, il constitue la première voie d'exportation du gaz algérien vers l'Europe.
- **Medgaz** : Gazoduc sous-marin reliant directement **Beni Saf** (Algérie) à **Almería** (Espagne), sans pays de transit terrestre. Mis en service en 2011, il offre une route directe et sécurisée vers la péninsule ibérique.
- **Gazoduc Maghreb-Europe (GME)** : Relie l'Algérie à l'Espagne et au Portugal en passant par le Maroc et le détroit de Gibraltar. Mis en service en 1996, il a joué un rôle majeur dans l'approvisionnement du marché ibérique.

Ces infrastructures transcontinentales illustrent l'importance géostratégique du réseau algérien de transport par canalisations et sa contribution à la sécurité énergétique de l'Europe.

I.4 Modes de défaillance des pipelines et causes de fuites :

La compréhension des causes racines des pertes de confinement est essentielle pour mettre en place des politiques de prévention efficaces. L'analyse des bases de données d'accidents, comme la base **ARIA** du BARPI en France, permet d'identifier les défaillances les plus fréquentes [9], [10].

1.4.1 La corrosion : un ennemi omniprésent :

La corrosion est la cause **la plus fréquente** de défaillance, particulièrement sur les pipelines vieillissants [9]. On distingue :

- **La corrosion externe** : Dégradation de la paroi externe du tube en contact avec le sol. Elle est favorisée par les sols humides et salins, les argiles, les hétérogénéités du terrain (zones d'aération différentielle) et les défauts du revêtement protecteur. La **corrosion bactérienne**, causée par les bactéries sulfato-réductrices (BSR), est une forme particulièrement agressive de corrosion externe.



Figure 1.2-Corrosion externe de pipeline

- **La corrosion interne** : Provoquée par le fluide transporté lui-même. La présence d'eau (souvent sous forme de saumure), de dioxyde de carbone (CO_2) dissous formant de l'acide carbonique, ou de sulfure d'hydrogène (H_2S) rend le pétrole corrosif. Elle se manifeste souvent par des piqûres de corrosion localisées pouvant rapidement perforer la paroi.



Figure 1.3-Corrosion interne de pipeline

- **La corrosion sous contrainte (CSC)** : Phénomène insidieux résultant de l'action combinée d'un environnement corrosif et de contraintes mécaniques de traction. Elle se traduit par l'apparition de fissures fines et ramifiées qui peuvent se propager jusqu'à la rupture brutale, sans déformation préalable visible.

I.4.2 Défauts mécaniques et de construction :

- **Défauts de soudure** : Les joints soudés sont des zones de discontinuité métallurgique. Des défauts lors de la fabrication en usine (soudure longitudinale) ou lors de l'assemblage sur chantier (soudure circulaire) – tels que manque de pénétration, inclusions de laitier, fissures à froid – constituent des points faibles initiant des ruptures.
- **Défauts du matériau** : Des inclusions non métalliques ou des laminages dans l'acier peuvent être présents dès la fabrication des tôles et fragiliser localement le tube.
- **Fatigue mécanique** : Les variations cycliques de pression (arrêts/redémarrages des pompes, variations de débit) sollicitent le métal de manière répétée, ce qui peut amorcer et propager une fissure à partir d'un défaut préexistant.

I.4.3 Agressions externes et facteurs environnementaux :

- **Travaux tiers** : C'est l'une des premières causes d'accidents **immédiats** et souvent catastrophiques. Un engin de chantier (pelleteuse) travaillant sans Déclaration d'Intention de Commencement de Travaux (DICT) peut accrocher et rompre une canalisation enterrée.
- **Mouvements de terrain** : Glissements de terrain, affaissements miniers, érosion différentielle ou phénomènes de retrait-gonflement des argiles imposent des contraintes mécaniques externes qui peuvent mener à la rupture par flexion ou cisaillement.
- **Phénomènes naturels extrêmes** : Crues et inondations peuvent déstabiliser les lits de pose ou découvrir la canalisation, l'exposant aux chocs de débris charriés par le courant.

I.4.4 Causes opérationnelles et erreurs humaines :

- **Erreurs de conduite** : Fermeture intempestive d'une vanne pouvant générer un **coup de béliet** (surpression transitoire) dépassant la pression de calcul de la canalisation.
- **Défaillance d'équipements annexes** : Fuite au niveau d'une vanne, d'un joint de bride ou d'un piquage en raison de l'usure ou d'un défaut d'étanchéité.
- **Maintenance inadéquate** : Absence de raclage de nettoyage permettant l'accumulation de dépôts corrosifs, ou défaut de suivi de la protection cathodique.

I.5 Devenir et comportement des hydrocarbures dans l'environnement :

Lorsqu'une fuite se produit sur un pipeline enterré, le produit déversé entame une migration complexe dans le sous-sol, régie par ses propriétés physico-chimiques et par les caractéristiques du milieu géologique.

I.5.1 Processus dans la zone non saturée (au-dessus de la nappe) :

- **Infiltration verticale gravitaire** : Le produit s'infiltré verticalement dans les pores du sol. La vitesse est fonction de la **viscosité** du fluide et de la **perméabilité** du sol. Un sol sableux permettra une migration rapide d'un produit fluide comme l'essence.
- **Rétention capillaire** : Une fraction du produit est piégée dans les petits pores du sol par des forces de capillarité, formant la **phase résiduelle**. Cette fraction est très difficile à récupérer et constitue une source de pollution à long terme.
- **Évaporation** : Les composés les plus volatils (fractions légères C5-C10) se vaporisent et migrent vers l'atmosphère à travers les pores du sol. Cela réduit le volume de la pollution liquide mais génère un risque d'inhalation de vapeurs toxiques et un risque d'explosion en espace confiné (caves, regards).

I.5.2 Comportement à l'interface de la nappe phréatique :

- **Cas des LNAPL (Light Non-Aqueous Phase Liquids)** : La majorité des hydrocarbures liquides (essence, gazole, pétrole brut) ont une densité inférieure à celle de l'eau (< 1). Ils flottent donc à la surface de la nappe phréatique et s'étalent latéralement sous l'effet de la gravité pour former une **lentille** de produit mobile. Cette lentille suit les fluctuations piézométriques de la nappe (remontées et descentes saisonnières), ce qui peut étendre considérablement la zone polluée.
- **Cas des DNAPL (Dense Non-Aqueous Phase Liquids)** : Quelques hydrocarbures ou solvants associés (ex : certains goudrons, PCB) ont une densité > 1 . Ils traversent donc la nappe phréatique et continuent leur migration verticale vers le bas, jusqu'à rencontrer une couche imperméable (substratum rocheux). Leur localisation et leur dépollution sont extrêmement difficiles et coûteuses.

I.5.3 Transport et devenir dans la nappe phréatique :

- **Dissolution et formation du panache** : Les composés solubles, principalement les **BTEX**, se dissolvent dans l'eau souterraine. Ils forment un **panache de pollution dissous** qui est transporté par l'écoulement naturel de la nappe (advection) tout en se dispersant (diffusion, dispersion mécanique). Ce panache peut parcourir plusieurs centaines de mètres, voire kilomètres, et contaminer des puits de captage d'eau potable situés en aval hydraulique.
- **Biodégradation naturelle (Atténuation Naturelle Surveillée)** : Des micro-organismes indigènes du sous-sol sont capables de dégrader les hydrocarbures dissous, en utilisant l'oxygène dissous (biodégradation aérobie) ou d'autres accepteurs d'électrons comme les nitrates ou les sulfates (biodégradation anaérobie). Ce processus naturel, bien que lent et souvent incomplet, contribue à limiter l'extension du panache.

- **Adsorption** : Les composés les plus hydrophobes (comme les HAP) ont tendance à se fixer sur la matière organique naturelle présente dans le sol et l'aquifère. Ce mécanisme **retarde leur migration** mais les **accumule** dans la matrice solide, prolongeant la durée de la contamination pour des décennies.

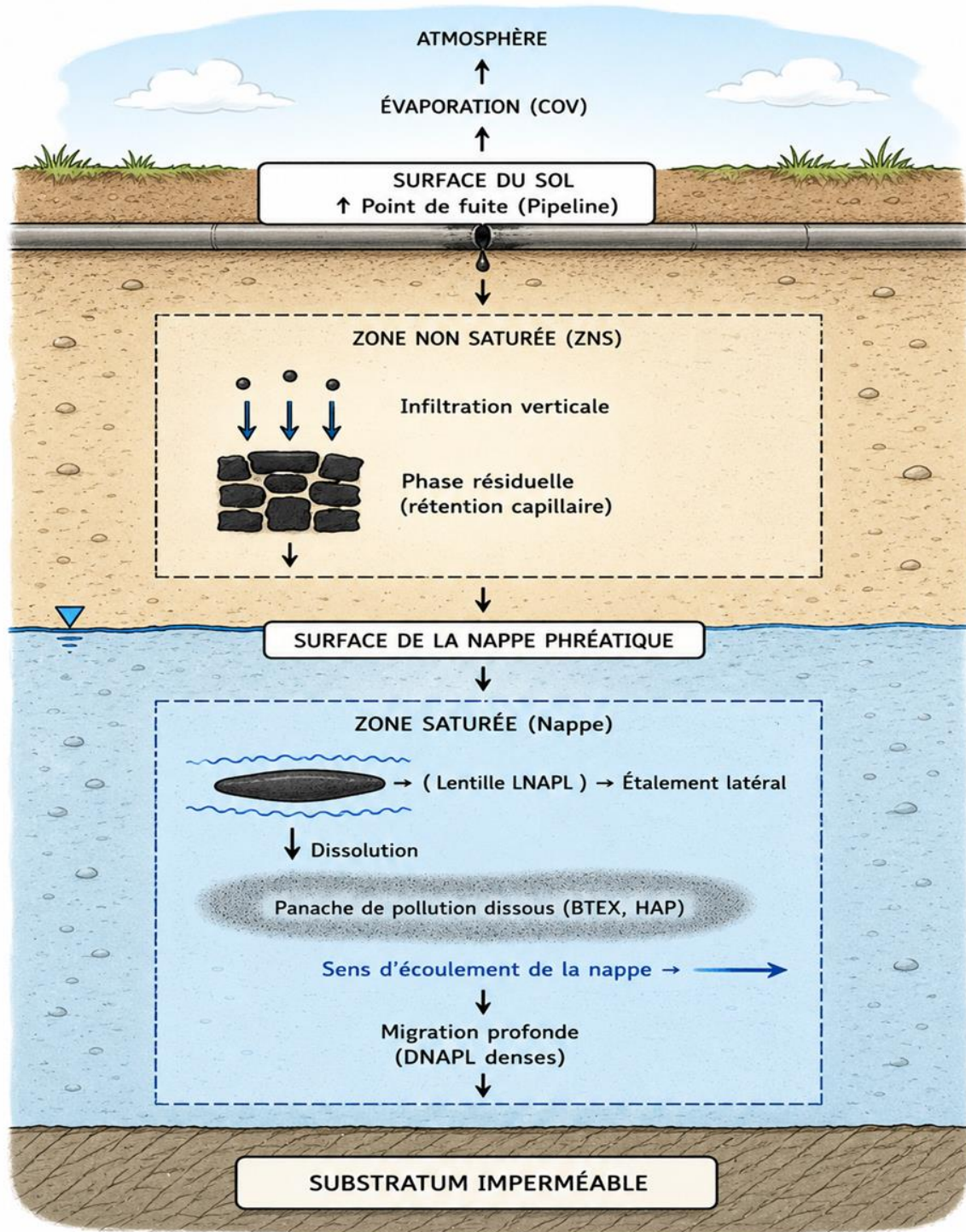


Figure 1.4 - Schéma conceptuel de la migration des hydrocarbures dans le sous-sol

Description : Une coupe verticale du sol et du sous-sol avec :

- 1) la source de fuite en surface,
- 2) l'infiltration verticale et la phase résiduelle dans la zone non saturée,
- 3) l'étalement de la lentille de LNAPL flottant sur la nappe,
- 4) la formation du panache de composés dissous (BTEX) s'écoulant avec la nappe, et
- 5) la migration profonde d'un éventuel (DNAPL).

I.6 Impacts environnementaux et sanitaires :

I.6.1 Impacts sur les sols :

La contamination d'un sol par des hydrocarbures entraîne une dégradation multifactorielle de ses fonctions écologiques [11], [12] :

- **Altérations physiques** : Les hydrocarbures visqueux colmatent les pores du sol, réduisant la perméabilité à l'air et à l'eau. La formation d'un film hydrophobe autour des agrégats rend le sol **imperméable**, favorisant le ruissellement et l'érosion.
- **Altérations chimiques** : La dégradation partielle des hydrocarbures peut entraîner une acidification du milieu. Les nutriments (azote, phosphore) sont consommés par les micro-organismes dégradeurs, appauvrissant le sol.
- **Altérations biologiques** : L'asphyxie du milieu et la toxicité directe des composés (HAP, BTEX) entraînent une **chute drastique de la biodiversité microbienne et de la microfaune** du sol (vers de terre, collemboles). L'activité enzymatique du sol est inhibée, et la germination ainsi que la croissance des plantes (phytotoxicité) sont compromises.

I.6.2 Impacts sur les eaux souterraines :

C'est l'impact le plus **grave et le plus durable** d'un point de vue sanitaire et économique [8], [10] :

- **Contamination par les BTEX** : Le benzène, cancérigène avéré, a une norme de potabilité extrêmement stricte fixée par l'OMS à **1 microgramme par litre (1 µg/L)**. Un seul litre d'essence déversé peut potentiellement rendre impropre à la consommation humaine des millions de litres d'eau souterraine.
- **Persistance de la pollution** : La phase résiduelle dans la zone non saturée et la lentille de LNAPL flottant sur la nappe constituent des **sources de pollution pérennes** qui continueront à alimenter le panache dissous pendant des dizaines d'années si aucune mesure de dépollution active n'est mise en œuvre. La dépollution des eaux souterraines est techniquement complexe et extrêmement coûteuse.

I.6.3 Impacts sur les eaux de surface et les écosystèmes aquatiques :

Si une fuite atteint un cours d'eau (par ruissellement ou via une résurgence de nappe polluée), les conséquences écologiques sont immédiates et sévères :

- **Film d'hydrocarbures** : Empêche les échanges d'oxygène entre l'air et l'eau, conduisant à l'**asphyxie de la faune aquatique** (poissons, invertébrés).
- **Toxicité aiguë** : Les organismes aquatiques, en particulier les stades larvaires, sont très sensibles à la toxicité des fractions solubles (BTEX).

- **Mortalité de l'avifaune** : Les oiseaux aquatiques dont le plumage est souillé par des hydrocarbures perdent leur imperméabilité et leur isolation thermique, entraînant leur mort par hypothermie ou par intoxication lors du lissage des plumes.

I.6.4 Impacts sur la qualité de l'air :

L'évaporation des fractions légères libère dans l'atmosphère des **Composés Organiques Volatils (COV)**. Outre leur toxicité directe, les COV sont des **précurseurs de l'ozone troposphérique**, un polluant atmosphérique majeur. En cas d'inflammation d'un nuage de vapeurs ou d'une nappe de produit, la combustion produit des gaz toxiques (monoxyde de carbone) et des fumées chargées de suies et d'imbrûlés.

I.6.5 Conséquences sanitaires pour les populations exposées :

Les populations peuvent être exposées par trois voies principales [5], [13] :

- **Inhalation** : Voie d'exposition la plus rapide et la plus dangereuse. Les effets aigus vont de l'irritation des muqueuses à la dépression du système nerveux central (vertiges, nausées, perte de connaissance). L'exposition chronique au benzène est associée à un risque accru de **leucémie**.
- **Contact cutané** : Provoque des dermatites, des irritations et peut favoriser l'absorption de composés toxiques (HAP).
- **Ingestion** : Par consommation d'eau ou d'aliments contaminés, entraînant des troubles digestifs et des atteintes hépatiques ou rénales.
- **Impacts psychosociaux** : Au-delà des effets toxiques directs, les accidents majeurs et la découverte d'une pollution chronique engendrent un **stress important** chez les populations riveraines, une perte de confiance dans les institutions et une dévalorisation de leur patrimoine immobilier.

I.7 Retours d'expérience : accidents majeurs sur pipelines :

L'étude des accidents passés est un outil précieux pour la prévention. La base de données **ARIA** (Analyse, Recherche et Information sur les Accidents) du Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels (BARPI) recense et analyse des milliers d'événements [10].

CHAPITRE I : FONDEMENTS THÉORIQUES SUR LES HYDROCARBURES, LES PIPELINES ET LEURS IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Tableau 0.2-Synthèse d'accidents majeurs sur pipelines d'hydrocarbures

Année	Lieu	Produit	Cause principale	Conséquences et enseignements clés
1998	Équateur	Pétrole brut	Glissement de terrain (rupture)	7 morts, 110 blessés. Montre l'impact des aléas géologiques externes [14].
2009	Crau (France)	Pétrole brut	Corrosion externe	4 000 m ³ déversés dans une réserve naturelle. Nappe phréatique touchée. 46 000 t de terres excavées. Coût de dépollution estimé à 50 M€. Symbole de la pollution durable et coûteuse [15].
2012	Moulineaux (France)	Essence	Surtension (coup de bélier)	Rupture brutale avec formation d'un cratère. Souligne le risque lié aux opérations de conduite [10].
2013	Qingdao (Chine)	Pétrole brut	Mauvaise gestion d'une fuite	Le produit s'est écoulé dans les égouts et a explosé en ville. 62 morts, 136 blessés. Démontre l'effet domino et le danger en milieu urbain [16].

CHAPITRE I : FONDEMENTS THÉORIQUES SUR LES HYDROCARBURES, LES PIPELINES ET LEURS IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

2016	Saskatchewan (Canada)	Pétrole brut	Rupture mécanique	200 m ³ déversés dans une rivière. Privation d'eau potable pour 70 000 personnes. Met en évidence la dépendance critique des populations aux ressources en eau [10].
2022-2023	Elgin (USA)	Essence	Corrosion interne	Fuite chronique nécessitant l'excavation de 3 127 tonnes de sol. Illustre les impacts des fuites "froides" et diffuses [10].
2020	El Oued (Algérie)	Pétrole brut	Inondations / mauvaises conditions météorologiques	Pollution de l'oued Itell, contamination des palmeraies et des terres agricoles, impact sur les éleveurs et les nappes phréatiques locales[17] .

Sources : Données compilées d'après ARIA [10], Iturbe et al. [14], Lu et al. [16], et Radio Algérie [17].

I.7.1 Leçons apprises et implications pour la prévention :

L'analyse de ces cas souligne plusieurs réalités opérationnelles :

1. **La corrosion est la menace n°1** sur le long terme, nécessitant des programmes d'inspection et de maintenance rigoureux.
2. **Les agressions par tiers** restent une cause majeure d'accidents brutaux, justifiant une sensibilisation accrue des acteurs des travaux publics et des riverains.
3. **Les conséquences environnementales sont disproportionnées** par rapport au volume déversé, avec des coûts de dépollution et de restauration des écosystèmes souvent faramineux et une durée de traitement de plusieurs décennies.
4. **La gestion de la phase post-accidentelle est critique** : une mauvaise coordination ou un retard d'intervention peuvent aggraver dramatiquement le bilan humain et environnemental (cas de Qingdao).

I.8 Cadre réglementaire et normatif :

La gestion de la sécurité des pipelines et la protection des sols et des eaux sont encadrées par un corpus de textes nationaux et internationaux.

I.8.1 Réglementation algérienne :

En Algérie, l'activité pétrolière et gazière est un secteur stratégique régi par des lois spécifiques :

- **Loi n° 19-13 du 11 décembre 2019** : Cette loi régit les activités d'hydrocarbures et fixe le cadre institutionnel et contractuel pour l'exploration, la production et le transport.
- **Décret exécutif n° 26-10 du 7 janvier 2026** : Ce décret récent a réorganisé certaines structures et procédures du secteur des hydrocarbures [1].
- **Loi n° 03-10 du 19 juillet 2003** relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable. Elle pose les principes de prévention, de précaution et du **pollueur-payeur** [18].
- **Loi n° 05-12 du 28 juillet 2005** relative à l'eau. Elle définit les régimes de protection des ressources en eau et fixe les sanctions en cas de pollution [19].
- **Décret exécutif n° 06-141 du 20 avril 2006** : Fixe les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels, y compris les concentrations maximales admissibles en hydrocarbures [20].

I.8.2 Normes internationales et bonnes pratiques :

Les grands opérateurs pétroliers et gaziers s'appuient également sur un socle de normes internationales reconnues [4], [6], [7] :

- **ISO 13623:2017** : « Industries du pétrole et du gaz naturel — Systèmes de transport par conduites ». Elle spécifie les exigences de conception, de construction et d'exploitation des pipelines.
- **API 1160:2019** : « Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines » (Gestion de l'intégrité des systèmes d'oléoducs). Cette norme américaine de référence fournit un cadre pour les programmes de gestion de l'intégrité.
- **ISO 14046:2014** : « Environmental management — Water footprint — Principles, requirements and guidelines ». Cette norme spécifie les principes et exigences relatifs à l'évaluation de l'empreinte eau. Dans le contexte des hydrocarbures, elle constitue un outil d'aide à la décision pour quantifier et réduire les impacts potentiels sur les ressources en eau douce et les nappes phréatiques[21].
- **NEBOSH (National Examination Board in Occupational Safety and Health)** : Le référentiel NEBOSH intègre des modules essentiels sur la gestion des risques liés aux procédés industriels, incluant le transport par pipelines.

I.9 CONCLUSION DU CHAPITRE :

Ce chapitre a permis de détailler l'ensemble des fondements théoriques nécessaires à la compréhension de la problématique complexe de l'impact des fuites d'hydrocarbures le long des pipelines. Nous avons rappelé l'importance historique et stratégique de ces ressources, avant de nous plonger dans leur composition chimique et les propriétés qui gouvernent leur comportement en cas de déversement.

Une analyse approfondie des infrastructures de transport a mis en évidence la diversité des pipelines et la criticité de leur vieillissement, facteur aggravant les risques de défaillance. La corrosion, les agressions externes et les défauts mécaniques ont été identifiés comme les principales causes de perte de confinement. Les processus de migration dans le sous-sol, conduisant à la formation de phases résiduelles dans les sols et de panaches dissous dans les nappes phréatiques, expliquent la persistance et la sévérité des impacts environnementaux et sanitaires constatés. Les retours d'expérience d'accidents majeurs ont ancré ces connaissances théoriques dans une réalité opérationnelle souvent dramatique.

Forts de ce socle théorique complet, nous sommes désormais en mesure d'aborder, dans le chapitre suivant, l'étude de cas pratique qui constitue le cœur de ce travail de recherche.

II- PARTIE PRATIQUE

CHAPITRE II : ÉTUDE DE CAS – ÉVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES FUITES D'HYDROCARBURES SUR LES SOLS ET LES EAUX SOUTERRAINES DANS LES ZONES DE SHAOURIA ET ALAIMIA

II.1 Présentation de l'organisme d'accueil : le complexe GP2Z (Sonatrach) :

II.1.1 Présentation générale du GP2Z :

Le complexe GP2Z (Gaz de Pétrole Liquéfié n°2) est une unité industrielle de la société nationale SONATRACH, relevant de la branche Liquéfaction et Séparation (LQS). Situé dans la zone industrielle d'Arzew (wilaya d'Oran), à environ 4 km de la ville d'Arzew et 40 km à l'est d'Oran, ce complexe s'étend sur une superficie de 13,5 hectares.

Mis en service en mars 1973, le GP2Z fait partie intégrante du pôle énergétique stratégique d'Arzew, aux côtés d'autres installations majeures telles que le GP1Z (capacité GPL supérieure), le GL2Z et le GL3Z (complexes de liquéfaction de gaz naturel). Le complexe emploie une main-d'œuvre qualifiée et dispose de ses propres installations de stockage, d'un laboratoire d'analyse certifié et de systèmes de sécurité avancés (DCS, protection électrique).



Figure 2.1 - Complexe GP2Z

II.1.2 Activités principales :

Le GP2Z est une unité aval de transformation et de traitement des hydrocarbures, et non une installation de transport direct. Son activité principale est la séparation du Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) brut en produits commerciaux :

- Le propane : récupéré en tête de colonne lors du procédé de distillation.
- Le butane : récupéré en fond de colonne.

Le procédé industriel utilisé est la distillation sous pression, un procédé classique de séparation en pétrochimie. Le GPL brut, composé d'un mélange d'hydrocarbures (propane et butane principalement), est chauffé puis séparé en fonction des points d'ébullition des constituants. La capacité de production du complexe est d'environ 1,4 million de tonnes de GPL par an.

II.1.3 Infrastructures de stockage :

Le complexe dispose d'infrastructures de stockage dimensionnées pour assurer la réception, le Traitement et l'export des produits finis :

Tableau 0.1-Infrastructures de stockage du GP2Z

Type de stockage	Capacité	Nombre d'unités
Sphères de GPL	1 220 m ³	2
Réservoir de butane réfrigéré	70 000 m ³	1
Réservoir de propane réfrigéré	70 000 m ³	1
Réservoirs de butane ambiant	1 200 m ³	2

Ces installations permettent un stockage sécurisé et une alimentation continue des circuits d'export vers les navires et les camions de transport.

II.1.4 Importance des pipelines dans l'activité du GP2Z :

Bien que le GP2Z ne soit pas directement gestionnaire du réseau de pipelines, il en constitue un point de réception et de traitement stratégique. Le complexe dépend en amont du réseau national de transport par canalisations exploité par Sonatrach, qui achemine le GPL brut depuis les zones de production du Sud algérien, notamment depuis le champ gazier de Hassi R'Mel et les autres gisements associés.

Les pipelines jouent donc un rôle essentiel dans l'approvisionnement continu du complexe en matière première. Toute défaillance ou fuite sur ces pipelines peut avoir un impact direct sur la disponibilité de la charge d'alimentation et, par extension, sur la production du complexe. Cette interdépendance entre les infrastructures de transport et les unités de traitement justifie pleinement l'intérêt d'étudier les impacts environnementaux des fuites de pipelines dans la région.

II.1.5 Engagement HSE et certifications :

Le GP2Z, en tant qu'installation industrielle traitant des produits inflammables et explosibles, est soumis à des exigences strictes en matière de Santé, Sécurité et Environnement (HSE).

Les principaux risques industriels identifiés sur le site sont :

- BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion) : explosion de réservoirs de GPL sous pression.
- Incendies : liés à la nature hautement inflammable du propane et du butane.
- Fuites de gaz : pouvant entraîner des atmosphères explosives (ATEX).
- Surpression des équipements : nécessitant des systèmes de décharge contrôlés.

Pour faire face à ces risques, le complexe a mis en place :

- Un laboratoire d'analyse certifié **ISO/IEC 17025** :2017 pour le contrôle qualité des produits GPL.
- Une station d'épuration industrielle pour le traitement des eaux usées et le contrôle de la pollution.
- Des systèmes de sécurité avancés : détection gaz, protection incendie, système de contrôle distribué (DCS).

Au niveau global, Sonatrach applique les normes internationales de management environnemental et de sécurité (**ISO 14001, ISO 45001**), bien que les certifications spécifiques au site GP2Z ne soient pas toutes publiées

II.1.6 Déroulement du stage et travail de terrain :

Le stage effectué au sein du complexe GP2Z a permis une immersion concrète dans un environnement industriel à haut risque, en lien direct avec la thématique du mémoire. Les principales missions réalisées durant cette période ont été les suivantes :

- Comprendre le procédé industriel de séparation du GPL et les paramètres opératoires associés (pression, température, débit).
- Contribuer au suivi des paramètres HSE : identification des risques majeurs (fuites, incendie, explosion), respect des consignes de sécurité, participation aux exercices de simulation.
- Assister les équipes de maintenance et d'exploitation dans les opérations quotidiennes de contrôle et de surveillance des installations.
- Analyser les liens entre les infrastructures de transport (pipelines) et les risques environnementaux dans la région d'Arzew.

En complément de ce stage industriel, et afin de répondre à la problématique environnementale du projet de fin d'études, une campagne de prélèvements indépendante a été menée en janvier et février 2026. Nous l'avons réalisée en autonomie, en dehors du cadre du stage. Nous avons prélevé des échantillons de sols agricoles et d'eaux souterraines sur les sites de **Shaouria** et **Alaimia**, situés à proximité des corridors de pipelines alimentant la zone industrielle d'Arzew[22], [23], [24], [25]. Les conditions de prélèvement, de conditionnement et d'acheminement vers le laboratoire d'analyses sont détaillées dans la section Méthodologie (2.4)

II.2 Présentation de la zone d'étude :

II.2.1 Situation géographique et contexte industriel :

L'étude a été menée sur deux sites distincts situés dans la région Ouest de l'Algérie, à proximité d'axes de transport par pipelines :

- Site de **Shaouria** : Point de prélèvement localisé aux coordonnées géographiques (35°37'34.2"N, 0°06'32.0"E). Il s'agit d'une zone à vocation agricole, située à proximité immédiate d'un corridor de pipelines transportant des hydrocarbures liquides et gazeux.
- Site d'**Alaimia** : Point de prélèvement localisé aux coordonnées (35,6649762° N, - 0,2236406° O). Également une zone agricole, ce site se trouve dans un contexte similaire de proximité avec des infrastructures pétrolières et gazières.

La région est caractérisée par un climat semi-aride, avec une pluviométrie faible et irrégulière, ce qui influence les processus d'infiltration et de lessivage des contaminants dans le sous-sol. Les sols sont principalement destinés à des cultures maraîchères et **céréaliers**, et l'eau souterraine est potentiellement utilisée pour l'irrigation, voire pour des usages domestiques dans les zones non raccordées au réseau public.



Figure 2.2- Situation de Alaimia et Shaouria

II.2.2 Contexte géologique et hydrogéologique :

D'après les observations de terrain et la nature des échantillons analysés, les sols des deux sites sont de type agricole, présentant une texture probablement limono-argileuse à sableuse[22], [24]. La conductivité électrique mesurée sur les échantillons de sol (250 $\mu\text{S}/\text{cm}$ à Alaimia, 630 $\mu\text{S}/\text{cm}$ à Shaouria) indique une salinité modérée, compatible avec des sols soumis à une irrigation en climat aride.

La nappe phréatique captée par les prélèvements d'eau souterraine se situe à une profondeur non précisée dans les bulletins, mais les caractéristiques de minéralisation élevée (conductivité de 4340 $\mu\text{S}/\text{cm}$ à Alaimia et 8370 $\mu\text{S}/\text{cm}$ à Shaouria) suggèrent une nappe libre ou semi-captive, fortement influencée par l'évaporation et/ou par des apports anthropiques en sels[23], [25].

II.3 Objectifs de l'étude :

L'étude de cas menée dans les zones de **Shaouria** et d'**Alaimia** vise à répondre à la problématique posée dans le Chapitre 1, à savoir l'impact des fuites d'hydrocarbures sur les sols et les nappes phréatiques à proximité des pipelines. De manière opérationnelle, les objectifs de ce travail sont les suivants :

- **Évaluer la contamination des sols agricoles** par les hydrocarbures totaux (HCT) et les principaux paramètres physico-chimiques (pH, conductivité, métaux lourds, matières organiques), en comparant les résultats à des valeurs indicatives de référence.
- **Caractériser la qualité des eaux souterraines** par l'intermédiaire des mêmes paramètres, en se référant aux normes algériennes de potabilité [26].
- **Comparer les deux sites étudiés (Shaouria et Alaimia)** afin d'identifier d'éventuelles différences de niveaux de pollution et de discuter leurs origines possibles (proximité aux pipelines, activités agricoles, contexte hydrogéologique).
- **Établir un lien entre la contamination des sols et le risque de transfert des polluants vers la nappe phréatique**, en se fondant sur les mécanismes de migration décrits dans la partie théorique[8].
- **Fournir des éléments d'aide à la décision** pour les exploitants d'infrastructures pétrolières et les autorités environnementales, en vue de renforcer la surveillance et la gestion des risques de pollution.

Ces objectifs ont guidé la stratégie d'échantillonnage, le choix des paramètres analysés et l'interprétation des résultats présentés dans les sections suivantes.

II.4 Méthodologie de travail :

II.4.1 Stratégie d'échantillonnage :

La campagne de prélèvements a été menée par nos soins dans le cadre de ce projet de fin d'études, selon le calendrier suivant :

- Site de Shaouria : Prélèvement de sol agricole le 1^{er} janvier 2026 et prélèvement d'eau souterraine le 14 janvier 2026[22], [23].
- Site d'Alaimia : Prélèvement de sol agricole le 1^{er} janvier 2026 et prélèvement d'eau souterraine le 9 février 2026[24], [25].

Pour chaque site, l'échantillon de sol a été prélevé en surface (80-100 cm) à l'aide d'une tarière manuelle, et l'échantillon d'eau souterraine a été prélevé à partir d'un puits ou forage existant. Les échantillons destinés à l'analyse des hydrocarbures ont été conditionnés dans des flacons en verre, tandis que les échantillons pour les analyses physico-chimiques ont été placés dans des flacons en polyéthylène. L'ensemble a été transporté au laboratoire dans une glacière réfrigérée.

II.4.2 Méthodes analytiques de laboratoire :

Les analyses ont été réalisées par le laboratoire El-Feth (Oran), disposant de l'autorisation ministérielle requise (dernier renouvellement : arrêté n°025 du 10/11/2025). Les méthodes employées sont conformes aux normes internationales ISO et, pour certains paramètres, aux méthodes Rodier[27]. Le Tableau 2.2 récapitule les principales normes utilisées.

Tableau 0.2-Synthèse des méthodes analytiques employées pour les sols et les eaux

Paramètre	Matrice	Norme de référence
pH	Sol	ISO 10390
pH	Eau	ISO 10523 :2008
Conductivité électrique	Sol	ISO 11265
Conductivité électrique	Eau	ISO 7888 :1985
Hydrocarbures totaux (HCT)	Sol	ISO 16703-2
Hydrocarbures totaux (HCT)	Eau	Extraction Liquide-Liquide
Carbone Organique Total (COT)	Sol	Méthode Walkley-Black
Carbone Organique Total (COT)	Eau	Oxydation chimique
Demande Chimique en Oxygène (DCO)	Sol	Méthode au $K_2Cr_2O_7$

Demande Chimique en Oxygène (DCO)	Eau	ISO 6060 :1989
Demande Biochimique en Oxygène (DBO ₅)	Eau	ISO 5815-2 :2003
Chlorures	Sol	Méthode de Mohr
Chlorures	Eau	ISO 9297 :1989
Sulfates	Sol	ISO 11048
Sulfates	Eau	ISO 15923-1 :2013
Ammonium, Nitrates, Nitrites	Sol	ISO 14256-2
Ammonium	Eau	ISO 7150-1 :1984
Nitrates	Eau	ISO 7890-3 :1988
Métaux (Fe, Mn, Ni, Cd, Cr, Cu, Pb, Zn)	Sol	ISO 11046 (SAA)
Métaux (Fe, Mn, Ni, Cd, Cr, Cu, Pb, Zn)	Eau	Méthode Rodier

II.5 Présentation des résultats :

Les résultats complets des analyses figurent dans les bulletins officiels du laboratoire El-Feth[22], [23], [24], [25]. Afin de faciliter la comparaison entre les deux sites et l'évaluation de la conformité réglementaire, les données essentielles ont été synthétisées dans les tableaux suivants.

II.5.1 Résultats des analyses de sols agricoles :

Tableau 0.3-Résultats comparatifs des analyses physico-chimiques des sols agricoles

[22], [24]

Paramètre	Unité	Shaouria	Alaimia	Valeur indicative (sol agricole sain)
pH	—	8,48	9,18	6,0 – 8,5
Conductivité à 20 °C	µS/cm	630	250	< 500
Hydrocarbures totaux (HCT)	%	0,12	0,039	< 0,005
Hydrocarbures totaux (HCT)	mg/kg	≈ 1200	≈ 390	< 50

**CHAPITRE II : ÉTUDE DE CAS – ÉVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES
FUITES D'HYDROCARBURES SUR LES SOLS ET LES EAUX SOUTERRAINES DANS LES
ZONES DE SHAOURIA ET ALAIMIA**

Carbone Organique Total (COT)	%	2,31	3,26	1,0 – 3,0
DCO	mg O ₂ /kg	121	130	–
Chlorures	%	0,07	0,10	< 0,05
Sulfates	mg/kg	33,6	49,0	< 100
Ammonium	mg/kg	5,12	5,68	< 10
Nitrates	mg/kg	11,25	9,25	< 50
Nitrites	mg/kg	2,55	2,65	< 5
Fer (Fe)	mg/kg	15,0	12,5	< 500
Manganèse (Mn)	mg/kg	0,00	0,00	< 100
Nickel (Ni)	mg/kg	0,00	0,00	< 50
Cadmium (Cd)	mg/kg	0,00	0,00	< 2
Chrome (Cr)	mg/kg	10,4	10,75	< 150
Cuivre (Cu)	mg/kg	0,00	0,00	< 100
Plomb (Pb)	µg/kg	5,63	6,75	< 100 000
Zinc (Zn)	mg/kg	500	350	< 300

Commentaire du tableau 2.3 :

Les paramètres les plus préoccupants sont les hydrocarbures totaux (1200 mg/kg à Shaouria, soit 24 fois le seuil indicatif de 50 mg/kg, et 390 mg/kg à Alaimia, soit près de 8 fois ce seuil) et les concentrations en zinc (500 et 350 mg/kg, dépassant la valeur indicative de 300 mg/kg). Les PH sont basiques (8,48 et 9,18), ce qui peut influencer la mobilité des métaux lourds.

II.5.2 Résultats des analyses des eaux souterraines :

Tableau 0.4-Résultats comparatifs des analyses physico-chimiques des eaux souterraines

[23], [25], [26]

Paramètre	Unité	Shaouria	Alaimia	Valeur maximale (JORA n°34, 2011)
Couleur	PT/CO	35,00	11,00	20
Turbidité	NTU	30,25	14,83	–
Odeur	–	3	2	3

**CHAPITRE II : ÉTUDE DE CAS – ÉVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES
FUITES D'HYDROCARBURES SUR LES SOLS ET LES EAUX SOUTERRAINES DANS LES
ZONES DE SHAOURIA ET ALAIMIA**

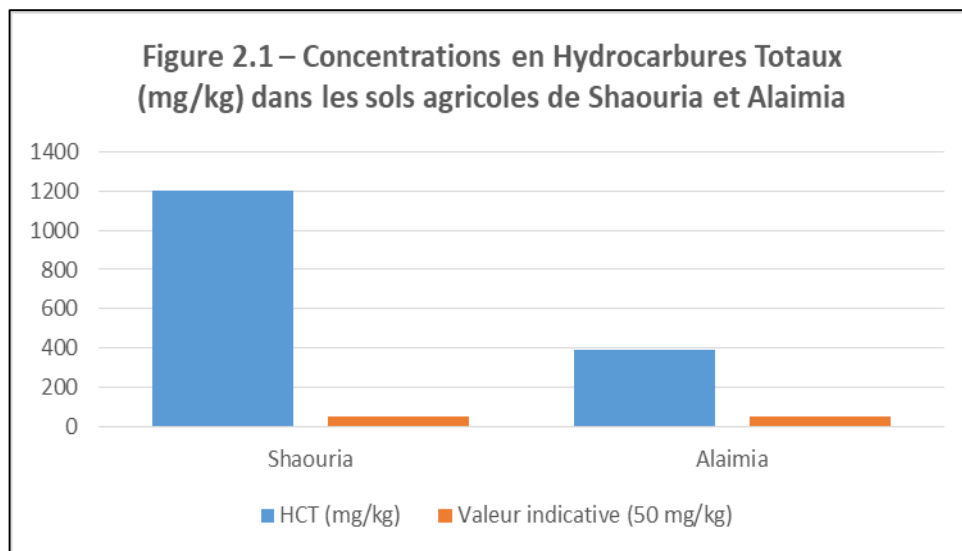
pH	–	6,53	6,61	≥ 6,5 et ≤ 9
Conductivité à 20 °C	µS/cm	8370	4340	2800
Salinité	mg/L	3613,06	2659,81	–
Chlorures	mg/L	1985,2	1453,45	500
Sulfates	mg/L	506,6	128,0	400
DCO	mg O ₂ /L	163,2	28,8	–
DBO ₅	mg O ₂ /L	25	2	< 3
Matières en suspension	mg/L	82	60	25
Oxygène dissous (saturation)	%	50	41,9	> 70
Ammonium	mg/L	0,48	0,37	0,5
Fer (Fe)	mg/L	0,62	0,10	0,3
Manganèse (Mn)	mg/L	0,00	0,00	0,05
Nickel (Ni)	µg/L	0,29	1,92	–
Cadmium (Cd)	µg/L	0,56	1,06	5
Chrome (Cr)	µg/L	12	17	50
Cuivre (Cu)	mg/L	0,013	0,065	0,05
Plomb (Pb)	µg/L	0,32	0,54	10
Zinc (Zn)	mg/L	1,75	10,83	5
Hydrocarbures totaux (HCT)	µg/L	0,00	0,00	10
COT	mg/L	1,26	1,26	–

Commentaire du tableau 2.4 :

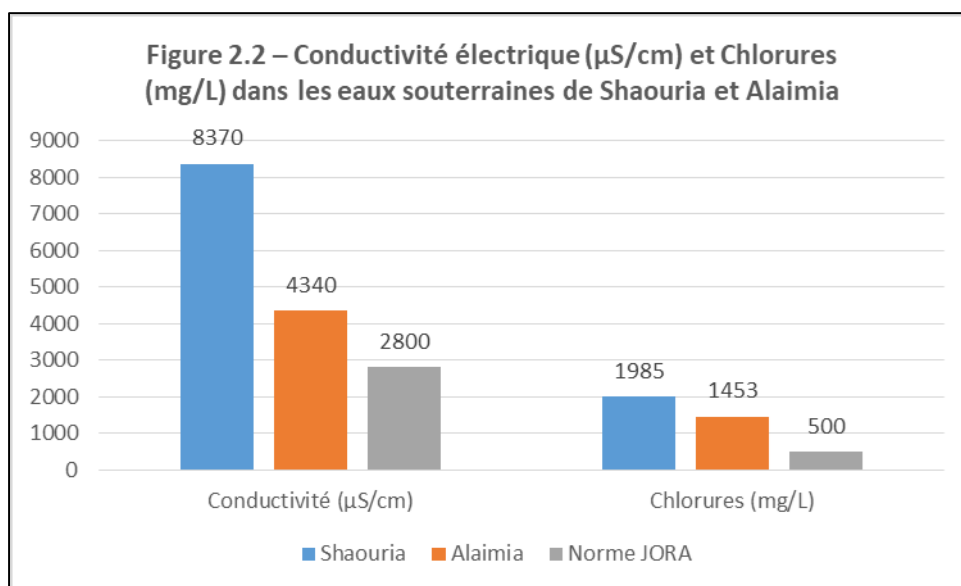
Les eaux souterraines des deux sites présentent une minéralisation excessive (conductivité et chlorures très au-dessus des normes), une pollution organique notable à Shaouria (DBO₅ = 25 mg/L, DCO élevée) et des teneurs en matières en suspension et en zinc dépassant les seuils réglementaires. En revanche, aucun hydrocarbure total n'a été détecté dans les deux échantillons d'eau.

II.6 Représentations graphiques des résultats :

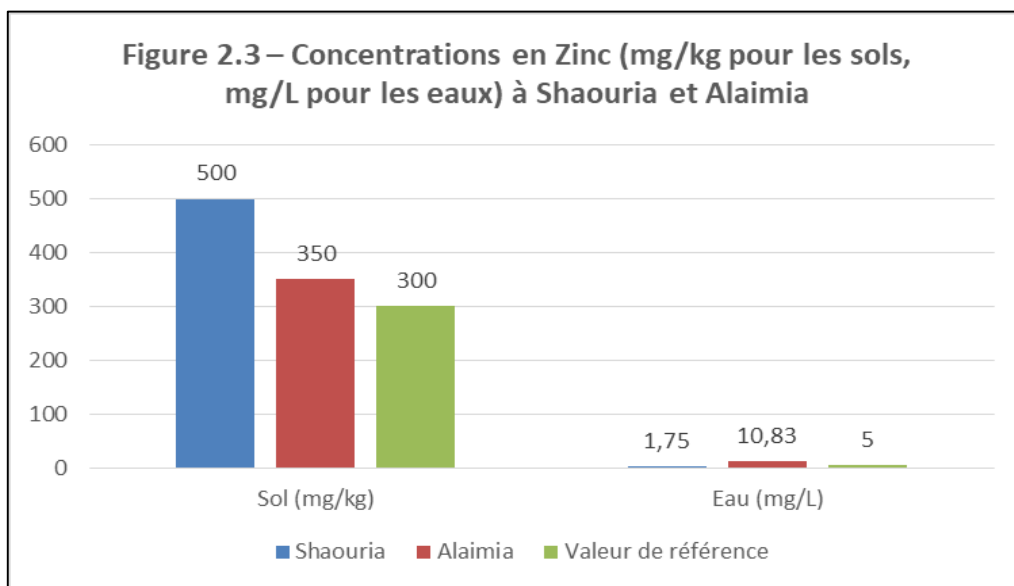
Afin de faciliter l'interprétation visuelle des résultats et de faire ressortir les différences significatives entre les deux sites étudiés, les données ont été représentées sous forme de graphiques.



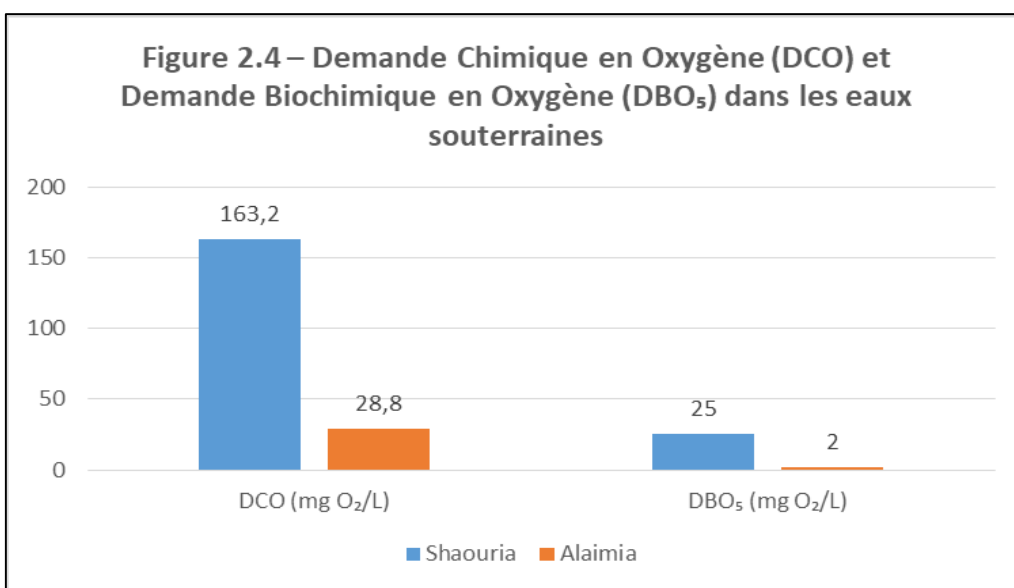
Graphique 2.1 - Histogramme comparatif des concentrations en Hydrocarbures Totaux (HCT) dans les sols



Graphique 2.2 - Histogramme comparatif de la conductivité électrique et des chlorures dans les eaux souterraines



Graphique 2.3 - Histogramme comparatif des concentrations en Zinc dans les sols et les eaux



Graphique 2.4 - Histogramme comparatif de la DCO et de la DBO₅ dans les eaux souterraines

II.7 Interprétation des résultats :

L'analyse croisée des résultats des sols et des eaux permet de dresser un bilan environnemental contrasté pour les deux sites étudiés

II.7.1 Contamination des sols par les hydrocarbures :

Les teneurs en Hydrocarbures Totaux (HCT) mesurées dans les sols agricoles constituent le résultat le plus alarmant de cette étude[22], [24]. À **Shaouria**, la concentration atteint 1200 mg/kg, soit environ 24 fois la valeur indicative de 50 mg/kg généralement admise pour un sol

agricole non pollué. À **Alaimia**, la concentration de 390 mg/kg reste également très préoccupante, dépassant de près de 8 fois ce même seuil.

Ces niveaux de contamination sont caractéristiques d'une pollution d'origine pétrolière, très probablement liée à des fuites chroniques ou accidentelles sur les pipelines situés à proximité des deux sites[8]. La différence notable entre les deux sites (facteur 3 environ) peut s'expliquer par la distance au pipeline, l'historique des incidents, ou encore les conditions locales de dispersion et de biodégradation des hydrocarbures.

Les valeurs de Carbone Organique Total (COT), relativement élevées (2,31 % et 3,26 %), confirment la présence de matière organique en quantité importante. Bien qu'une partie de ce carbone puisse être d'origine naturelle (humus), l'apport anthropique par les hydrocarbures contribue certainement à ces teneurs élevées.

II.7.2 Qualité des eaux souterraines et absence d'hydrocarbures :

Un résultat important de cette étude est l'absence d'hydrocarbures détectables dans les eaux souterraines des deux sites (0,00 µg/L)[23], [25]. Ce constat peut s'expliquer par plusieurs mécanismes :

1. **Rétention dans la zone non saturée** : Comme décrit dans le Chapitre 1 (**Figure 1.1**), les hydrocarbures migrent verticalement mais une fraction significative est retenue par capillarité dans les pores du sol (phase résiduelle). Cette rétention limite l'arrivée massive de produit pur à la surface de la nappe[8].
2. **Faible solubilité des fractions lourdes** : Les hydrocarbures mesurés dans les sols (teneurs élevées) sont probablement majoritairement des fractions lourdes (HAP, asphaltènes), peu solubles dans l'eau[27].
3. **Biodégradation dans la zone saturée** : Si des fractions solubles (BTEX) ont atteint la nappe, elles ont pu être dégradées par les micro-organismes présents dans l'aquifère avant la date de prélèvement[8].

Cependant, l'absence actuelle d'hydrocarbures dans l'eau ne garantit pas l'absence de risque futur. En effet, la phase résiduelle dans le sol constitue une source de pollution pérenne qui, sous l'effet des infiltrations pluviales, peut continuer à libérer des composés solubles vers la nappe pendant des décennies[8].

II.7.3 Salinité excessive et minéralisation des eaux :

Les eaux souterraines des deux sites présentent une minéralisation très élevée, avec des conductivités électriques atteignant 8370 µS/cm à **Shaouria** et 4340 µS/cm à **Alaimia**, soit respectivement 3 fois et 1,5 fois la norme algérienne de potabilité (2800 µS/cm)[26]. Les

concentrations en chlorures (1985 mg/L et 1453 mg/L) dépassent très largement le seuil réglementaire de 500 mg/L[26].

Cette salinité excessive n'est pas caractéristique d'une pollution par hydrocarbures (qui n'augmentent pas directement la salinité). Elle peut être attribuée à d'autres sources :

- Dissolution de formations géologiques salifères présentes dans le sous-sol de la région.
- Pratiques agricoles (irrigation avec des eaux chargées en sels, utilisation d'engrais).
- Intrusion d'eaux salines si la nappe est en connexion avec des aquifères profonds ou des eaux de surface salées.

Quelle qu'en soit l'origine, cette salinité rend l'eau impropre à la consommation humaine et à l'irrigation de nombreuses cultures, aggravant la vulnérabilité des populations locales.

II.7.4 Pollution organique des eaux (DCO et DBO₅) :

Le site de **Shaouria** se distingue par une pollution organique significative de l'eau souterraine, avec une DBO₅ de 25 mg/L (norme < 3 mg/L) et une DCO de 163,2 mg/L[23], [26]. À **Alaimia**, la DBO₅ est de 2 mg/L et la DCO de 28,8 mg/L, conformes ou proches des normes[25], [26].

Un indicateur clé pour caractériser la nature et la biodégradabilité de la pollution organique est le rapport DCO/DBO₅(K), défini par l'équation suivante :

$$K = \text{DCO (mg O}_2\text{/L)} / \text{DBO}_5 \text{ (mg O}_2\text{/L)}$$

L'interprétation de ce rapport est la suivante :

- **K < 2** : pollution facilement biodégradable (eaux usées domestiques typiques).
- **2 < K < 5** : pollution moyennement biodégradable.
- **K > 5** : pollution peu ou difficilement biodégradable (présence de composés organiques réfractaires, hydrocarbures, produits industriels).

Application aux deux sites :

- **Shaouria** : **K = 163,2 / 25 = 6,53**. Ce rapport, supérieur à 5, indique une pollution organique difficilement biodégradable, pouvant contenir des composés organiques réfractaires. Cette signature est compatible avec la présence de produits de dégradation d'hydrocarbures ou d'autres polluants industriels résistants à l'attaque biologique[8].
- **Alaimia** : **K = 28,8 / 2 = 14,4**. Ce rapport très élevé suggère également une pollution peu biodégradable, mais les faibles valeurs absolues de DCO et DBO₅ indiquent une charge organique globale faible. Ce déséquilibre peut résulter d'une pollution ancienne et stabilisée, ou de la présence de composés organiques naturellement réfractaires dans l'aquifère.

Ces valeurs confirment que la pollution organique à **Shaouria n'est pas uniquement d'origine domestique**, mais présente des caractéristiques compatibles avec une contamination d'origine industrielle ou pétrolière, comme le suggère la contamination simultanée des sols par les hydrocarbures.

II.7.5 Contamination par les métaux lourds :

Parmi les métaux analysés, le zinc est le seul à présenter des concentrations préoccupantes[22], [23], [24], [25] :

- **Dans les sols : 500 mg/kg à Shaouria et 350 mg/kg à Alaimia, dépassant la valeur indicative de 300 mg/kg.**
- **Dans l'eau : 10,83 mg/L à Alaimia, dépassant la norme de 5 mg/L[26].**

Le zinc est un métal fréquemment associé aux activités industrielles (corrosion des aciers galvanisés, pipelines). Sa présence conjointe dans les sols et les eaux suggère une origine anthropique, possiblement liée à la corrosion des infrastructures pétrolières. Les autres métaux (plomb, cadmium, chrome, nickel) sont présents à des concentrations inférieures aux seuils réglementaires, mais leur surveillance reste nécessaire en raison de leur toxicité et de leur potentiel d'accumulation dans les sols et les organismes vivants.

II.8 Discussion :

Les résultats de cette étude mettent en évidence une dégradation multifactorielle de la qualité environnementale des deux sites :

1. **Les sols agricoles sont clairement impactés** par des hydrocarbures, avec des teneurs dépassant très largement les seuils indicatifs. Cette contamination compromet la fertilité des sols et présente un risque de transfert des polluants vers les cultures (phytotoxicité, bioaccumulation)[8].
2. **Les eaux souterraines**, bien que **non contaminées** par les hydrocarbures au moment des prélèvements, restent vulnérables à une pollution future par migration des composés solubles depuis la phase résiduelle du sol[8].
3. La salinité excessive et la présence de zinc dans les eaux constituent des facteurs de non-conformité supplémentaires qui rendent ces ressources inaptes à la consommation humaine sans traitement préalable[26].

Ces constats confirment la pertinence des mécanismes théoriques décrits dans le Chapitre 1, notamment le rôle de la zone non saturée comme barrière partielle retenant les hydrocarbures, et le risque de formation d'un panache de pollution dissous à plus ou moins long terme[8].

II.9 Limites de l'étude :

Bien que cette étude apporte des informations significatives sur l'état de contamination des sols et des eaux souterraines dans les zones de Shaouria et Alaimia, il convient d'en souligner les principales limites, qui doivent être prises en compte dans l'interprétation des résultats et les travaux futurs.

- **Représentativité spatiale limitée** : Un seul échantillon de sol et un seul échantillon d'eau ont été prélevés par site. Ce choix, contraint par les moyens logistiques et le temps imparti pour un projet de fin d'études, ne permet pas d'apprécier l'extension spatiale de la pollution ni de dresser une cartographie précise des concentrations. Des campagnes d'échantillonnage futures, avec un maillage plus dense, permettraient de préciser les niveaux de contamination.
- **Absence de suivi temporel** : Les analyses sont ponctuelles (janvier–février 2026) et ne rendent pas compte des variations saisonnières de la qualité des sols et des eaux. La dynamique de la pollution (lessivage, biodégradation, fluctuations piézométriques) ne peut donc être évaluée sur la seule base de ces données uniques.
- **Paramètres analytiques restreints** : Si les hydrocarbures totaux (HCT) ont été mesurés, les analyses n'ont pas porté sur les fractions spécifiques telles que les BTEX (Benzène, Toluène, Éthylbenzène, Xylènes) ou les HAP (Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques). Or, ces composés, en particulier le benzène, sont les plus mobiles et les plus toxiques pour les eaux souterraines. Leur quantification aurait permis une interprétation plus fine de l'origine et du risque de la pollution.
- **Profondeur d'échantillonnage unique** : Les sols ont été prélevés en surface (80-100 cm). Cette approche ne renseigne pas sur la migration verticale des hydrocarbures dans la zone non saturée, ni sur la présence d'une phase résiduelle en profondeur[8]. Un carottage plus profond aurait été nécessaire pour évaluer le risque de transfert vers la nappe.
- **Données hydrogéologiques limitées** : La profondeur exacte de la nappe, le sens d'écoulement et les caractéristiques de l'aquifère (perméabilité, porosité) n'ont pas été mesurés. Ces informations sont pourtant essentielles pour modéliser le transport des contaminants dissous et estimer leur impact sur les puits et forages situés en aval[8].
- **Difficultés de terrain** : Les conditions d'accès aux sites, l'absence de piézomètres installés et le temps de transport des échantillons jusqu'au laboratoire ont pu influencer la représentativité des résultats, même si les précautions de conservation ont été respectées.

Malgré ces limites, les résultats obtenus fournissent une première évaluation significative de la contamination environnementale autour des pipelines et constituent une base pour des

études plus approfondies, intégrant un suivi régulier et une caractérisation géochimique plus complète.

II.10 Conclusion du chapitre :

Ce deuxième chapitre a permis de confronter les connaissances théoriques à une étude de cas concrète menée sur deux sites agricoles de l'Ouest algérien. Les analyses physico-chimiques réalisées sur les sols et les eaux souterraines de **Shaouria** et **Alaimia** ont révélé[22], [23], [24], [25] :

- Une contamination avérée des sols par les hydrocarbures totaux, avec des concentrations atteignant 1200 mg/kg à **Shaouria** et 390 mg/kg à **Alaimia**, dépassant très largement les valeurs indicatives pour des sols agricoles sains[22], [24].
- Une absence d'hydrocarbures détectables dans les eaux souterraines au moment des prélèvements, ce qui peut s'expliquer par la rétention des polluants dans la zone non saturée et la faible solubilité des fractions lourdes[8], [23], [25].
- Une dégradation générale de la qualité des eaux par une salinité excessive, une charge organique élevée (**à Shaouria**) et des teneurs en zinc dépassant les normes algériennes[26].
- La présence de zinc à des concentrations élevées dans les sols et les eaux, suggérant une origine anthropique possiblement liée à la corrosion des infrastructures pétrolières[22], [23], [24], [25].

Ces résultats mettent en lumière l'impact réel des activités de transport d'hydrocarbures sur l'environnement immédiat des pipelines et soulignent la nécessité d'une surveillance renforcée des sols et des nappes phréatiques, ainsi que la mise en œuvre de mesures de dépollution adaptées[8]. Le chapitre suivant examinera les solutions techniques et réglementaires permettant de prévenir et de remédier à ce type de contamination.

CHAPITRE III : STRATÉGIES DE SURVEILLANCE, DE MAINTENANCE ET DE DÉPOLLUTION DES PIPELINES

III. Introduction :

Les chapitres précédents ont mis en évidence la vulnérabilité des infrastructures de transport d'hydrocarbures face aux risques de fuites accidentelles ou chroniques, ainsi que leurs conséquences sur les sols et les nappes phréatiques. Les analyses effectuées sur les sites de Shaouria et Alaimia ont confirmé la présence de contamination par les hydrocarbures dans les sols agricoles, tandis que les eaux souterraines montrent des signes de dégradation par une salinité excessive et une pollution organique significative.

Face à ces constats, il devient impératif de mettre en œuvre des mesures techniques et organisationnelles à tous les stades de la vie d'un pipeline : avant l'apparition d'une fuite, pour la prévenir ; pendant l'exploitation, pour la détecter au plus tôt ; et après un incident, pour y remédier efficacement.

Ce chapitre explore les trois piliers de cette démarche : la **surveillance** continue et la détection précoce, la **maintenance** préventive et la gestion de l'intégrité des ouvrages, et les techniques de **dépollution** des milieux contaminés. Il aborde également les mesures organisationnelles et réglementaires qui permettent d'ancrer ces pratiques dans une culture de sécurité durable.

III.1 Surveillance continue et détection précoce des fuites :

La détection rapide d'une perte de confinement est le premier levier pour limiter le volume de produit déversé et, par conséquent, l'ampleur des dommages environnementaux. On distingue classiquement les méthodes de surveillance externe, qui inspectent l'environnement du pipeline, et les méthodes de surveillance interne, qui analysent en temps réel le comportement hydraulique du fluide transporté[28], [29].

III.1.1 Les méthodes externes visent à identifier les traces d'une fuite déjà survenue, ou à prévenir les agressions susceptibles de la provoquer :

- **Patrouilles terrestres et aériennes** : Historiquement, l'inspection visuelle de l'emprise par des équipes au sol ou par survol aérien (hélicoptère, avion léger) reste une pratique courante. Elle permet de repérer des anomalies telles qu'un affaissement de terrain, une zone de végétation desséchée, des irisations sur un plan d'eau ou une odeur caractéristique de gaz. Son principal inconvénient est son caractère discontinu : la fuite peut survenir et s'étendre entre deux passages. Les patrouilles sont néanmoins

essentielles pour dissuader les activités de tiers non autorisées (construction, forage) à proximité des canalisations[29].

- **Inspection par drones (UAV) :** L'usage de drones équipés de caméras haute résolution, de capteurs infrarouges ou de détecteurs de gaz connaît un essor important. Les drones permettent de survoler des zones difficiles d'accès (zones montagneuses, marécages) avec une fréquence bien supérieure aux patrouilles classiques. Les caméras thermiques peuvent détecter les anomalies de température du sol provoquées par une fuite de gaz sous pression (effet Joule-Thomson) ou par la présence d'hydrocarbures liquides dont l'évaporation refroidit le terrain. Les détecteurs laser (type TDLAS – Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy) montés sur drone sont capables de mesurer en temps réel la concentration de méthane ou d'autres gaz dans l'atmosphère au-dessus du pipeline[3].
- **Surveillance par fibres optiques :** Un câble à fibre optique enfoui le long de la canalisation agit comme un capteur linéaire continu sur plusieurs dizaines de kilomètres. Deux technologies sont principalement utilisées :
 - **La DTS (Distributed Temperature Sensing) :** La fibre mesure le profil de température le long du tracé. Une fuite de gaz provoque un refroidissement localisé (détente du gaz), tandis qu'une fuite de liquide chaud peut engendrer un réchauffement. La résolution spatiale est de l'ordre du mètre[29].
 - **La DAS (Distributed Acoustic Sensing) :** La fibre détecte les vibrations et les ondes sonores dans le sol. Chaque événement (fuite, tentative de percement, circulation d'un engin de chantier, glissement de terrain) possède une signature acoustique caractéristique. L'avantage majeur de la DAS est sa capacité à détecter les menaces avant même qu'une fuite ne survienne (approche d'une pelleteuse). La combinaison des deux technologies (DTS + DAS) offre une solution de surveillance extrêmement performante pour les pipelines sensibles[29].

III.1.2 Méthodes de surveillance interne :

Les méthodes internes exploitent les mesures de pression, de débit et de température prises sur le pipeline lui-même pour déduire l'existence d'une fuite[28], [29].

- **Bilan de masse (ou bilan ligne) :** Le principe est simple : en l'absence de fuite, la masse de produit entrant dans un tronçon est égale à la masse sortante, aux variations de stockage près (dilatation thermique, compressibilité du fluide). Des débitmètres installés

aux extrémités mesurent en continu le débit massique. Un déséquilibre persistant supérieur à un seuil de sensibilité (souvent 1 à 2 % du débit nominal) déclenche une alarme. Cette méthode est fiable mais peu sensible aux très petites fuites (quelques litres par minute), qui peuvent rester longtemps sous le seuil de détection[28].

- **Détection par onde de pression négative** : Une fuite soudaine provoque une chute brutale de la pression au point de rupture. Cette dépression se propage de part et d'autre dans la canalisation à la vitesse du son dans le fluide (environ 1000 à 1500 m/s). Des capteurs de pression à haute fréquence d'acquisition (plusieurs dizaines de hertz) placés aux extrémités du pipeline enregistrent le passage de cette onde. La différence de temps d'arrivée entre les deux capteurs permet de localiser le point de fuite avec une précision généralement comprise entre 50 et 500 mètres. La méthode est très rapide (détection en quelques secondes) mais n'est efficace que pour les fuites brutales, pas pour les fuites lentes et progressives[28], [29].
- **Modélisation en temps réel (RTTM – Real Time Transient Model)** : C'est la technologie la plus avancée. Un modèle mathématique du pipeline (équations de conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie) est exécuté en parallèle de l'installation réelle. Le modèle reçoit en temps réel les données des capteurs (pressions, débits, températures) et calcule en continu l'état théorique du pipeline. Tout écart significatif entre les valeurs mesurées et les valeurs calculées par le modèle est interprété comme une fuite potentielle. Le modèle estime alors le débit de fuite et sa localisation probable. Les systèmes RTTM offrent la meilleure sensibilité disponible (jusqu'à 0,5 % du débit nominal) et s'adaptent aux régimes transitoires (variations de débit). Leur principal inconvénient est leur coût élevé de mise en œuvre et de maintenance, car ils exigent une instrumentation complète et une modélisation très précise[28], [29].

III.1.3 Intégration des systèmes de surveillance :

Aucune méthode de détection n'est universellement supérieure aux autres. Les meilleures pratiques recommandent une approche de défense en profondeur, combinant plusieurs technologies complémentaires[29]. Par exemple, un pipeline stratégique pourra être équipé :

- D'un système RTTM pour la sensibilité et la détection des petites fuites en continu,
- De capteurs à fibre optique pour la localisation précise et la détection des menaces de tiers,

- Et d'un programme régulier d'inspection par drone pour la surveillance des zones sensibles (traversées de cours d'eau, zones à fort enjeu environnemental).

Cette redondance fonctionnelle augmente la fiabilité de la détection tout en réduisant le taux de fausses alarmes, qui est un enjeu opérationnel majeur.

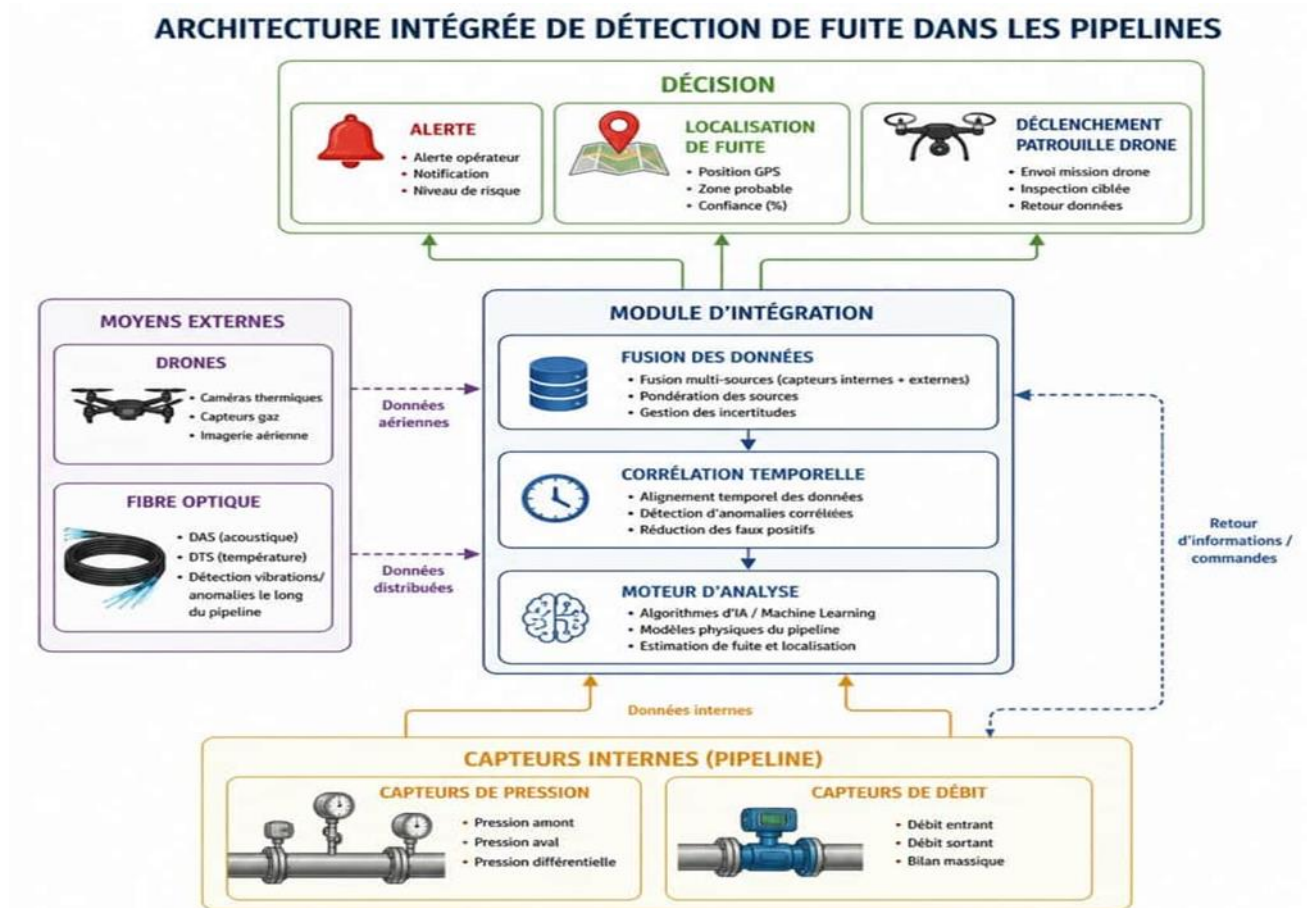


Figure 3.1 - Schéma d'architecture intégrée

III.2 Stratégies de maintenance préventive et gestion de l'intégrité :

Détecter une fuite est nécessaire, mais l'empêcher de se produire est encore plus efficace. La maintenance préventive et la gestion de l'intégrité des pipelines (Pipeline Integrity Management – PIM) sont encadrées par des normes internationales qui définissent une démarche systématique d'évaluation et de maîtrise des risques[28], [29].

III.2.1 Inspection en ligne par racleurs instrumentés :

L'inspection en ligne (ILI – In Line Inspection) consiste à introduire dans le pipeline un outil autonome, le racleur instrumenté (souvent appelé "piston intelligent" ou "smart pig"), qui

parcourt la canalisation poussée par le flux du produit. Il permet de réaliser un diagnostic complet de la santé interne de la conduite sans interrompre l'exploitation[28], [29].

- **Racleurs à flux de fuite magnétique (MFL – Magnetic Flux Leakage) :** Ces outils créent un champ magnétique intense dans la paroi de l'acier à l'aide d'aimants permanents ou d'électroaimants. En présence d'un défaut de matière (perte de métal due à la corrosion, piqûre, fissure), le flux magnétique "fuit" à l'extérieur de la paroi. Des capteurs disposés tout autour de l'outil enregistrent l'intensité de cette fuite, ce qui permet de localiser le défaut et d'en estimer la profondeur. Les racleurs MFL sont robustes et bien adaptés aux pipelines de grands diamètres. Leur limitation principale est la difficulté à caractériser les défauts très fins (fissures axiales) ou situés à proximité d'une soudure[28].
- **Racleurs à ultrasons (UT – Ultrasonic Testing) :** Ils utilisent des transducteurs qui émettent des ondes ultrasonores perpendiculairement à la paroi. L'onde se réfléchit sur la face interne puis sur la face externe de la paroi ; le temps de parcours entre les deux échos permet de mesurer directement l'épaisseur résiduelle de métal. La précision est excellente (de l'ordre du dixième de millimètre). Ils permettent de différencier une corrosion interne d'une corrosion externe. Leur inconvénient est qu'ils nécessitent un fluide de couplage liquide (le produit transporté doit être liquide ou le racleur doit être utilisé dans un bain de produit) et qu'ils sont plus sensibles à la propreté de la surface interne[28], [29].
- **Racleurs géométriques (ou calipers) :** Ils détectent les déformations de la section de la conduite (bosses, ovalisations, pliures) qui peuvent résulter d'un choc mécanique, d'un mouvement de terrain ou d'une surpression. Ces déformations sont des concentrations de contraintes qui peuvent amorcer une fissure de fatigue. L'outil est équipé de bras mécaniques ou de capteurs électromagnétiques qui palpent la surface interne[28].

III.2.2 Contrôles non destructifs (CND) sur site :

Lorsque des zones douteuses sont repérées par inspection en ligne ou par d'autres moyens, des inspections complémentaires sont réalisées directement sur le pipeline, généralement après excavation partielle (décapage de la canalisation)[28].

- **Contrôle par ultrasons manuels (UT ponctuel) :** Un opérateur utilise un palpeur ultrasonore pour mesurer l'épaisseur résiduelle en un point précis. Cette méthode est la plus utilisée pour vérifier les indications des racleurs.

- **Radiographie industrielle (X ou gamma) :** Un film radiographique est placé derrière le tube, une source émet des rayons qui traversent la paroi. Les variations d'épaisseur apparaissent sur le film. La radiographie permet notamment de visualiser l'état des soudures (inclusions, fissures).
- **Phased Array Ultrasonic Testing (PAUT) :** Technique ultrasonore avancée utilisant de multiples éléments piézoélectriques pilotés indépendamment pour balayer la zone inspectée sous différents angles. Elle permet de caractériser finement les défauts complexes et les fissures.

Ces contrôles sont encadrés par des normes de l'ASME (B31.8 pour les gazoducs, B31.4 pour les oléoducs) qui définissent les critères d'acceptabilité des défauts. Si la perte de métal dépasse un seuil critique (par exemple 20 % de l'épaisseur nominale), une réparation ou un remplacement du tronçon est nécessaire[28].

III.2.3 Etude des aspects environnementaux significatifs :

Une analyse des aspects environnementaux significatifs (AES) a été menée dans le but d'identifier les activités susceptibles d'avoir des effets négatifs sur l'environnement, en particulier sur les sols et les nappes phréatiques, dans le cadre de la prévention des impacts environnementaux liés au transport et au stockage des hydrocarbures[6].

Cette étude permet d'identifier les principales sources de pollution potentielles, d'évaluer leur niveau de criticité et de proposer des mesures de maîtrise adaptées conformément aux principes du management environnemental et aux exigences de la norme ISO 14001[6].

L'évaluation des AES se fait sur la base de plusieurs critères :

- La gravité de l'impact
- La fréquence d'apparition,
- Le niveau de maîtrise actuel.
- La criticité environnementale est déterminée selon la relation suivante :

$$C = G \cdot F \cdot M$$

Avec :

G : gravité de l'impact F : fréquence d'apparition M : niveau de maîtrise

**CHAPITRE III : STRATÉGIES DE SURVEILLANCE, DE MAINTENANCE ET DE
DÉPOLLUTION DES PIPELINES**

Tableau 0.1-des principaux aspects environnementaux significatifs identifiés pour les activités étudiées

Aspect environnementaux significatifs								
Activité	Aspect environnementaux	Impact environnementaux	Evaluation de l'impact			Situation	Action corrective	Responsable
			F	G	C			
Transport des hydrocarbures	Corrosion /Fuite	Pollution de sol et des nappes phréatiques	4	4	16	A	Inspection périodiques des conduites -Protection anticorrosion -Installation de systèmes de détection de fuites -Maintenance préventive	Maintenance /Inspection
Maintenance	Déchets huileux	Contamination du sol et des nappes phréatiques	4	4	16	N	-Collecte et stockage sécurisés des déchets -utilisation de cuvettes de rétention -élimination par organisme agréé	HSE(Environnement)/Production
Test hydrostatique	Rejets d'eaux de tests	Épuisement des ressources	4	1	4	N	-Traitement et contrôle des eaux avant rejet	Réalisation des travaux
		Dégradation de la qualité des eaux	4	2	8	N	-Réutilisation des eaux de test -surveillance de la qualité des eaux	
Détection tardive des fuites	Propagation de la pollution	Extension de la contamination	2	4	8	A	Surveillance continue -Capteurs intelligents -Inspections régulières -Intervention rapide en cas de fuite	Inspection /Maintenance

A : Accidentelle

/ N : Normal

III.2.4 Gestion de l'intégrité selon l'API 1160 :

La norme **API 1160** "Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines" décrit le processus de gestion de l'intégrité sous forme d'un cycle d'amélioration continue en cinq étapes[28] :

1. **Identification des menaces** : Il s'agit de recenser, pour chaque segment homogène du pipeline, tous les mécanismes de dégradation possibles. Les grandes catégories de menaces incluent :
 - La corrosion externe (agressivité du sol, défauts de revêtement, inefficacité de la protection cathodique),
 - La corrosion interne (présence d'eau, de H₂S, de CO₂, de bactéries),
 - Les fissures de fatigue ou de corrosion sous contrainte,
 - Les défauts de construction (soudures, matériaux),
 - Les agressions mécaniques externes (travaux de tiers, mouvements de terrain).
2. **Évaluation des risques** : Chaque menace identifiée est évaluée en termes de probabilité d'occurrence (fréquence estimée de défaillance) et de gravité des conséquences (impact humain, environnemental, économique). Le produit de ces deux facteurs définit un niveau de risque. Les tronçons à haut risque font l'objet d'une attention prioritaire.
3. **Planification des actions** : En fonction du niveau de risque, un programme d'inspection et de maintenance est établi. Il définit le type d'outils d'inspection à utiliser, leur fréquence de passage (tous les 5, 10 ou 15 ans selon le risque), et les actions de maintenance préventive à réaliser (injection de produits anticorrosion, renforcement de la protection cathodique).
4. **Exécution et suivi** : Les actions planifiées sont mises en œuvre. Les résultats des inspections (relevés ILI, comptes rendus de CND, analyses de fluide) sont enregistrés dans une base de données de gestion de l'intégrité.
5. **Réévaluation et amélioration** : Les données collectées sont analysées pour ajuster l'évaluation des risques et, si nécessaire, modifier le programme d'inspection. Le cycle est ainsi bouclé, permettant une amélioration continue de la connaissance de l'état du pipeline.

III.2.5 Maintenance préventive et corrective :

La maintenance préventive ne se limite pas à l'inspection. Elle englobe également [28], [29]:

- La **maintenance de la protection cathodique** (vérification du potentiel électrique, remplacement des anodes sacrificielles).
- Le **racleur de nettoyage** (ou "pigging" de nettoyage) pour éliminer les dépôts (paraffines, sable, eau stagnante) qui favorisent la corrosion interne.
- La **réparation des revêtements** endommagés mis au jour lors d'excavations.
- La **réparation par enroulement composite (ré-enrobage)** : pour les défauts de faible profondeur, des bandes de matériau composite (fibre de carbone) peuvent être enroulées autour du tube pour restaurer sa résistance mécanique sans avoir à remplacer le tronçon.

Si un défaut dépasse les critères de sécurité, une réparation lourde ou un remplacement du segment de conduite est programmé.

III.3 Techniques de dépollution des sols et des nappes phréatiques :

Lorsque, malgré les mesures de prévention, une contamination survient, comme l'illustrent les cas de Shaouria et Alaimia, il est nécessaire de mettre en œuvre des actions de remédiation. Le choix de la technique dépend de nombreux facteurs : nature et concentration des polluants, type de sol, profondeur de la nappe, usage du site, et budget disponible[3].

III.3.1 Diagnostic préalable :

Avant de choisir une technique de dépollution, un diagnostic approfondi doit être réalisé. Il comprend :

- Une **caractérisation de la source** (volume déversé, étendue de la zone impactée).
 - Une **cartographie tridimensionnelle** de la pollution dans le sol et la nappe.
 - Une **analyse des risques** pour les populations riveraines et les écosystèmes (présence de captages d'eau potable, de zones protégées).
- Ce diagnostic permet de fixer des objectifs de dépollution (seuils de concentration résiduels acceptables) et de dimensionner les installations de traitement.

III.3.2 Traitement des sols contaminés :

- **Excavation et traitement hors site** : Cette méthode radicale est utilisée pour les pollutions concentrées et les sols très contaminés (comme le fioul lourd). Elle permet d'éliminer rapidement la source de pollution. Les terres excavées sont ensuite soit mises en décharge contrôlée (si acceptées), soit traitées dans un centre spécialisé. Le traitement

peut être biologique (biopiles, landfarming), thermique (désorption thermique, incinération) ou physico-chimique (lavage au solvant). L'avantage est la rapidité d'action, mais le coût est élevé et le sol perd sa structure originelle[3].

- **Désorption thermique in situ** : Le sol est chauffé en place (par conduction, par injection de vapeur ou par résistance électrique) pour volatiliser les polluants. Les vapeurs sont ensuite extraites par des puits de captage sous vide et traitées en surface (oxydation catalytique, adsorption sur charbon actif). Cette technique est efficace pour les composés volatils et semi-volatils (essence, BTEX, certains HAP)[3].
- **Venting (VES – Vapor Extraction System)** : De l'air est injecté ou extrait dans la zone non saturée pour volatiliser les composés légers. Les vapeurs sont captées et traitées. Le venting est bien adapté aux pollutions par les essences et les solvants[3].
- **Bioremédiation in situ** : Elle consiste à stimuler l'activité des bactéries indigènes capables de dégrader les hydrocarbures. Cela peut se faire par :
 - **Biostimulation** : injection de nutriments (azote, phosphore) et d'oxygène (air, peroxyde d'hydrogène) pour activer le métabolisme microbien.
 - **Bioaugmentation** : ensemencement du sol avec des souches bactériennes sélectionnées pour leur capacité à dégrader des polluants spécifiques. La bioremédiation est une technique douce, économique et respectueuse de la structure du sol. Ses inconvénients sont sa lenteur (plusieurs mois à années) et son inefficacité sur les polluants très lourds (asphaltènes) ou à des concentrations trop élevées (toxicité pour les bactéries)[3].

III.3.3 Traitement des eaux souterraines contaminées :

La dépollution des nappes est techniquement plus complexe en raison de l'accessibilité réduite et de la mobilité des polluants dissous[3].

- **Pompage et traitement (Pump and Treat)** : Des puits de pompage sont installés pour extraire l'eau contaminée. L'eau pompée est traitée en surface par des technologies classiques : séparation gravitaire des hydrocarbures libres (écrémeurs), stripping à l'air pour volatiliser les BTEX, filtration sur charbon actif pour les HAP et autres composés organiques, oxydation chimique pour les polluants réfractaires. L'eau traitée peut ensuite être rejetée dans le milieu naturel ou réinjectée dans la nappe. Le pompage permet de contrôler l'extension du panache de pollution mais son efficacité diminue avec le temps (effet de "tailing" : une fraction de polluant reste piégée et se relargue lentement)[3].

- **Biosparging et Air Sparging** : Le biosparging consiste à injecter de l'air ou de l'oxygène pur directement dans la zone saturée (sous la surface de la nappe). Les bulles d'air ascensionnelles transfèrent les polluants volatils dissous vers la zone non saturée (où ils sont captés par venting) et apportent l'oxygène nécessaire à la biodégradation aérobie. L'air sparging est très efficace pour les panaches de BTEX[3].
- **Barrières réactives perméables (BRP)** : Une tranchée remplie d'un matériau réactif est creusée en aval hydraulique de la source de pollution. L'eau souterraine traverse la barrière sous l'effet du gradient hydraulique naturel. Les polluants y sont dégradés ou piégés. Les matériaux réactifs couramment utilisés sont :
 - Le **fer zéro-valent (ZVI)** pour la déchloration réductive des solvants chlorés et la réduction de certains métaux.
 - Le **charbon actif** pour l'adsorption des BTEX et des HAP.
 - Des **mélanges de nutriments et de bactéries** pour une barrière biologique.
- **Oxydation chimique in situ (ISCO – In Situ Chemical Oxidation)** : Un oxydant puissant (peroxyde d'hydrogène, permanganate de potassium, persulfate activé) est injecté dans la nappe pour détruire chimiquement les polluants organiques en les transformant en CO₂ et eau. Cette technique est rapide et efficace sur une large gamme de composés, mais elle est coûteuse et peut générer des sous-produits indésirables[3].

III.3.4 Application au contexte de l'étude :

Au vu des résultats obtenus à Shaouria et Alaimia (contamination des sols par des hydrocarbures lourds, absence de contamination avérée de la nappe mais salinité excessive), une stratégie de dépollution pourrait combiner[3] :

- Pour les sols : un traitement par bioremédiation in situ des zones modérément contaminées (Alaimia) et, pour les points les plus chauds de Shaouria (1200 mg/kg), une excavation partielle suivie d'un traitement hors site ou d'un confinement.
- Pour les eaux souterraines : la mise en place d'un réseau de surveillance piézométrique pour suivre l'évolution de la qualité de l'eau, et l'installation d'une barrière de charbon actif en aval si une contamination dissoute venait à apparaître. La salinité excessive devra faire l'objet d'investigations complémentaires pour identifier son origine exacte avant de proposer un traitement spécifique (dessalement, dilution).

III.4 Mesures de prévention organisationnelles et réglementaires :

Les solutions techniques ne peuvent être pleinement efficaces sans un cadre organisationnel et humain qui en assure la mise en œuvre rigoureuse.

III.4.1 Conformité réglementaire et normes :

L'Algérie a renforcé son dispositif juridique avec le décret exécutif n° 26-10 du 7 janvier 2026 qui réorganise le secteur des hydrocarbures et impose aux exploitants des obligations de surveillance et de maintenance de leurs installations[1]. L'adoption des normes internationales **ISO 13623** et **API 1160** comme référentiel technique national pour la gestion de l'intégrité des pipelines constitue un levier majeur pour améliorer la prévention[28], [29]. La réalisation d'audits indépendants et la transparence des rapports d'inspection sont également des facteurs clés pour garantir l'application effective de ces normes.

III.4.2 Formation et culture HSE :

Le facteur humain reste la cause première de nombreux accidents industriels. La formation continue des équipes d'exploitation, des sous-traitants en charge des travaux à proximité des canalisations, et des personnels de maintenance est un investissement prioritaire[6]. Au-delà de la formation technique, c'est le développement d'une véritable **culture de sécurité** au sein de l'entreprise qui permet de faire évoluer les comportements. Une culture où chaque intervenant, du directeur au technicien de terrain, se sent autorisé et encouragé à signaler toute situation anormale sans crainte de sanction (principe de la "culture juste"), est le meilleur rempart contre l'accident[6].

III.4.3 Retour d'expérience et amélioration continue :

Les accidents majeurs survenus dans le passé, comme ceux de la Crau (2009) ou de Qingdao (2013), ont montré que l'une des défaillances les plus graves est l'incapacité à tirer les leçons des incidents antérieurs[10]. Le **retour d'expérience (REX)** consiste à analyser chaque événement, même mineur, pour en identifier les causes profondes et mettre en place des actions correctives. Les bases de données internationales (ARIA en France) ou les registres internes aux compagnies (comme SONATRACH) sont des outils précieux pour partager ces enseignements et éviter la répétition des mêmes erreurs[10].

III.5 Conclusion du chapitre :

Ce troisième et dernier chapitre a exploré les réponses techniques et organisationnelles disponibles face au risque de pollution par les pipelines. Il a montré que des outils performants existent à chaque étape : la détection précoce par fibres optiques ou modélisation temps réel, la

maintenance préventive par racleurs intelligents et gestion de l'intégrité selon l'API 1160, et la dépollution par des techniques variées adaptées à chaque contexte[6], [28], [29].

La mise en œuvre de ces solutions sur le réseau algérien, en particulier autour des corridors stratégiques comme celui d'Arzew, permettrait de réduire considérablement à la fois la probabilité d'occurrence et les conséquences des fuites. L'association d'une réglementation exigeante[1], d'investissements technologiques ciblés et d'une culture HSE forte[6] constitue la voie à suivre pour concilier l'exploitation des ressources énergétiques, moteur de l'économie nationale, avec la préservation des sols, des nappes phréatiques et de la santé des populations. C'est l'ambition de ce mémoire que d'avoir contribué, à son échelle, à éclairer cette voie.

CONCLUSION GENERALE :

Au moment de clore ce travail, il convient de prendre du recul et de mesurer le chemin parcouru. Ce mémoire avait pour ambition de répondre à une question à la fois simple dans sa formulation et complexe dans ses implications : quel est l'impact réel des fuites d'hydrocarbures sur les sols et les nappes phréatiques le long des pipelines algériens, et comment y faire face ?

Les résultats obtenus sur les sites de Shaouria et Alaimia apportent des éléments de réponse tangibles. Ils confirment que la contamination des sols agricoles par les hydrocarbures est une réalité mesurable, avec des teneurs qui, à Shaouria notamment, atteignent des niveaux préoccupants. Ces chiffres ne sont pas de simples données de laboratoire : ils représentent des terres dont la fertilité est compromise, des cultures potentiellement exposées, et des agriculteurs qui subissent, souvent sans le savoir, les conséquences d'une activité industrielle lointaine.

Du côté des eaux souterraines, la situation est plus nuancée. L'absence d'hydrocarbures détectés dans les échantillons d'eau ne signifie pas l'absence de risque. Elle rappelle simplement que la migration des polluants dans le sous-sol obéit à des lois physiques et à des temporalités qui ne sont pas celles de l'urgence immédiate. La pollution des sols constitue un réservoir qui, sous l'effet des pluies et des fluctuations de la nappe, peut se transformer en source de contamination différée. La salinité excessive et la charge organique observées dans les eaux souterraines des deux sites ajoutent une couche de complexité supplémentaire au diagnostic environnemental.

Face à ces constats, la troisième partie du mémoire a exploré l'arsenal technique et organisationnel dont disposent les exploitants. Elle a montré que des solutions existent à chaque maillon de la chaîne : surveiller avant que la fuite ne survienne, entretenir pour empêcher la dégradation, dépolluer lorsque le mal est fait. La gestion de l'intégrité selon l'API 1160, l'inspection par racleurs intelligents, la détection par fibres optiques, ou encore les techniques de bio-remédiation et de pompage-traitement ne relèvent pas de la science-fiction : elles sont déployées avec succès dans de nombreux pays. Leur application plus systématique sur le réseau algérien, couplée à un renforcement de la formation des personnels et à une application rigoureuse des normes, permettrait de réduire significativement le risque environnemental.

Il faut également souligner l'apport méthodologique de ce travail. L'Analyse Environnementale et Sanitaire (AES) a fourni un fil conducteur tout au long de la démarche.

Elle a obligé à ne pas se contenter de mesurer des concentrations, mais à les confronter à des valeurs de référence, à réfléchir aux voies d'exposition, et à hiérarchiser les risques. Cette approche, qui place la santé humaine et les écosystèmes au centre de la réflexion, gagnerait à être généralisée dans le suivi des infrastructures pétrolières.

Bien entendu, cette étude n'est qu'une première pierre. Ses limites sont connues et assumées : deux sites seulement, un nombre réduit d'échantillons, une fenêtre temporelle étroite, et l'absence de certaines analyses qui auraient permis d'affiner le diagnostic. Ces contraintes, imposées par le cadre d'un projet de fin d'études, ne retirent rien à la validité des résultats obtenus. Elles indiquent simplement la direction des travaux futurs : élargir la zone d'étude, multiplier les campagnes de prélèvement, analyser les BTEX et les HAP, installer des piézomètres de suivi, modéliser l'écoulement des nappes.

Sur le plan personnel, ce mémoire a été bien plus qu'un exercice académique. Il a permis de toucher du doigt la réalité du terrain, de manipuler des échantillons, d'interpréter des résultats, et de comprendre que derrière chaque donnée chiffrée se cache un enjeu humain et environnemental concret. Le stage au sein du complexe GP2Z d'Arzew a renforcé cette conviction : la sécurité industrielle n'est pas une contrainte administrative, mais une culture qui se construit jour après jour, au contact des installations et des hommes qui les font fonctionner.

En définitive, ce travail espère avoir démontré que la protection des sols et des eaux souterraines n'est pas une utopie, ni un luxe que l'on ne pourrait s'offrir qu'une fois les impératifs de production satisfaits. Elle est une condition de la durabilité de l'exploitation pétrolière elle-même. Car à quoi servirait de produire toujours plus d'énergie, si c'était au prix de la destruction des terres qui nourrissent les hommes et de l'eau qui les fait vivre ?

BIBLIOGRAPHIE :

- [1] Journal officiel de la république Algérienne, « Décret exécutif n° 26-10 JORA N°05 du 20 janvier 2026 », 2026.
- [2] « Analyse quantitative des risques – Application sur les bacs de stockage. Thèse de doctorat ». Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.theses-algerie.com>
- [3] « Guides techniques sur les propriétés des liquides inflammables ». Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ineris.fr/fr>
- [4] « Bibliothèque numérique – Normes ISO et API ». Consulté le: 31 mai 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://international.scholarvox.com/>
- [5] « Fiche risque chimique : Hydrocarbures. » Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.inrs.fr/risques/chimiques/ce-qu-il-faut-retenir.html>
- [6] NEBOSH. *International General Certificate – Ouvrage sur l'intégrité des pipelines*. 2022.
- [7] « Normes et procédures. Protocoles de détection de fuite. SONATRACH ». 2024.
- [8] Beauchamp, J., « Cours de pollution et dépollution des nappes d'eau souterraine. » Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.u-picardie.fr/beauchamp/cours.qge/pol-sout/pol-sout.htm>
- [9] C. canadien d'hygiène et de sécurité au travail Gouvernement du Canada, « CCHST: Introduction aux espaces confinés dans les pipelines ». Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: https://www.cchst.ca/oshanswers/hsprograms/confinedspace/confinedspace_intro.html
- [10] « ARIA. Le BARPI », Base de données retour d'expérience – Accidents de pipelines. Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/le-barpi/>
- [11] « Thèses sur le devenir des polluants dans l'environnement. », 2021, Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://dspace.univ-batna2.dz/collections/5cdc36c9-9cba-49a8-a489-96402fa28bd7>
- [12] « Impact des hydrocarbures sur les sols », 2022, Consulté le: 31 mai 2026. [En ligne]. Disponible sur: <http://dspace.univ-skikda.dz:4000/collections/f67311fe-3be2-4d31-b7b1-5b53d78174ba>
- [13] A. Cébron, T. Beguiristain, M. Crampon, M.-P. Norini, et P. Leglize, « Pollution des sols par les hydrocarbures, biodégradation microbienne et rôle des plantes », in *HAL Open Science*, 2025, p. 84. doi: 10.35690/978-2-7592-4182-8.
- [14] R. Iturbe, C. Flores, A. Castro, et L. G. Torres, « Sub-soil contamination due to oil spills in zones surrounding oil pipeline-pump stations and oil pipeline right-of-ways in Southwest-Mexico », *Environ. Monit. Assess.*, vol. 133, n° 1-3, p. 387-398, oct. 2007, doi: 10.1007/s10661-006-9593-y.
- [15] « Fuite sur un pipeline », Fiche n°33185 – Rupture de pipeline en plaine de la Crau. Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/accident/33185/>
- [16] H. Lu, D. Xi, et G. Qin, « Environmental risk of oil pipeline accidents », *Sci. Total Environ.*, vol. 874, p. 162386, mai 2023, doi: 10.1016/j.scitotenv.2023.162386.
- [17] « Fuites de pétrole dans deux pipelines à El Oued : Sonatrach contrôle la situation-Radio Algérienne ». Consulté le: 16 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://radioalgerie.dz/news/fr/article/20200904/198774.html>
- [18] Journal officiel de la république Algérienne, « Loi n° 03-10 du 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement », 2003.

- [19] Journal officiel de la république Algérienne, « Loi n° 05-12 du 28 juillet 2005 relative à l'eau », SGG Algérie. Consulté le: 2 juin 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.joradp.dz/HFR/Index.htm>
- [20] Journal officiel de la république Algérienne, « Décret exécutif n° 06-141 du 20 avril 2006 », 2006.
- [21] Organisation internationale de normalisation, « ISO 14046:2014 -Management environnemental - Empreinte eau », ISO. Consulté le: 9 juin 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.iso.org/fr/standard/43263.html>
- [22] Laboratoire El-Feth, « Bulletin d'analyse n°04/26 », Laboratoire El-Feth, Oran, Algérie, Bulletin d'analyse n°04/26, janv. 2026.
- [23] Laboratoire El-Feth, « Bulletin d'analyse n°835/26 », Laboratoire El-Feth, Oran, Algérie, Bulletin d'analyse n°835/26, janv. 2026.
- [24] Laboratoire El-Feth, « Bulletin d'analyse n°03/26 », Laboratoire El-Feth, Oran, Algérie, Bulletin d'analyse n°03/26, janv. 2026.
- [25] Laboratoire El-Feth, « Bulletin d'analyse n°1897/26 », Laboratoire El-Feth, Oran, Algérie, Bulletin d'analyse n°1897/26, févr. 2026.
- [26] Journal officiel de la république Algérienne, « Arrêté du 19 juin 2011 relatif à la qualité des eaux superficielles et souterraines destinées à l'alimentation en eau potable. JORA N°34. », SGG Algérie. Consulté le: 3 juin 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.joradp.dz/HFR/Index.htm>
- [27] Organisation internationale de normalisation, « ISO 16703-2:2004. Qualité du sol - Dosage des hydrocarbures de C10 à C40 par chromatographie en phase gazeuse. » Consulté le: 1 juin 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/39937/ec1f07b4eea447cab13c3637a9f0a764/ISO-16703-2004.pdf>
- [28] American Petroleum Institute, « API RP 1160:2019 (3rd Ed.) : Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines ». Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.api.org>
- [29] Organisation internationale de normalisation, « ISO 13623:2017 - Systèmes de transport par conduites. », ISO. Consulté le: 14 avril 2026. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.iso.org/fr/standard/61251.html>

Annexes :

1. Annexe A : Bulletins d'analyses :



EL-FETH

LABORATOIRE D'ANALYSE DE LA QUALITE
AUTORISATION MINISTERIELLE N°036 DU 29/10/2003
N°049 DU 18/07/2011
N°037 DU 13/12/2018
N°025 DU 10/11/2025

Villa N° 03-33, 20 Août 1955 Canastel,

W. Oran

Tél - Fax : 040 51 66 08 Mobile : 0774 33 55 21

Bulletin d'analyse N°835/26

Dénomination : Eau souterraine, « SHAOURIA »
(14-01-2026)
Reçu-let: 19/01/2026
N° d'inscription : 703
Type d'analyse : Physico-chimie
Observation : Echantillon prélevé par l'étudiant.

Etudiantes :
REKKAB IKRAM
ET SEMAMEN AMEL

Paramètres	Résultats	Valeurs maximales	Normes
* Couleur	35.00 PT / CO	20 PT / CO	ISO 7887 : 2011
* Turbidité	30.25 NTU	/	ISO 7027-1 : 2016
* Odeur	3	3	Dilutions successives
* Chlorures	1985.2 mg / l	500 mg / l	ISO 9297:1989
* Salinité	3613.06 mg / l	/	ISO 9297:1989
* pH	6.53	≥ 6.5 ≤ 9	ISO 10523:2008
* Conductivité à 20°C	8370 µs/cm	2800 µs / cm	ISO 7888:1985
* Demande biochimique en oxygène (DBO ₅)	25 mg d'oxygène / l	< 3 mg d'oxygène / l	ISO 5815-2 : 2003
* Demande chimique en oxygène (DCO)	163.2 mg d'oxygène / l	/	ISO 6060 : 1989
* Matières en suspension	82 mg/l	25 mg / l	ISO 11923:1997
* Sulfates	506.6 mg / l	400 mg/l	ISO 15923-1 : 2013
* Taux de saturation en oxygène dissous	50 %	> 70 %	ISO 5814:2012
* Ammonium	0.48 mg / l	0.5 mg / l	ISO 7150-1:1984
* Fer	0.62 mg / l	0.3 mg / l	ISO 6332 :1988
* Manganèse	0.00 mg / l	0.05 mg / l	Rodier
* Nitrates	0.00 mg / l	50 mg / l	ISO 7890-3:1988
* Nitrites	0.00 mg / l	/	Rodier
* Nickel	0.29 µg/l	/	Rodier
* Cadmium	0.56 µg/l	5 µg/l	Rodier
* Chrome	12 µg/l	50 µg/l	Rodier
* Cuivre	0.013 mg / l	0.05 mg / l	Rodier
* Plomb	0.32 µg/l	10 µg/l	Rodier
* Zinc	1.75 mg / l	5 mg / l	Rodier
* Hydrocarbures totaux	0.00 µg/l	10 µg/l	Extraction Liquide-Liquide
* COT	1.26 mg/l		Oxydation chimique

Conclusion :

Réf : J.O N°34 du 19 juin 2011 concernant la qualité des eaux superficielles et souterraines destinées à l'alimentation en eau potable.

NB : Cette analyse ne concerne que l'échantillon reçu.

Bulletin établi le : 24/01/2026

La directrice technique

(Signature)



EL-FETH

LABORATOIRE D'ANALYSE DE LA QUALITE

AUTORISATION MINISTERIELLE N°036 DU 29/10/2003

N°049 DU 18/07/2011

N°037 DU 13/12/2018

N°025 DU 10/11/2025

M^{me} REGUIEG KHADIDJA

Villa N° 03-33 20 Août 1955 Canastel

W. Oran

T^l - Fax : 041 73 48 52 Mobile : 0774 33 55 21

Bulletin d'analyse N° 04/26

Désignation : Sol agricole. « SHAOURIA »,
01 / 01 / 2026
Reçu-le : 19 / 01 / 2026
N° d'inscription : 04
Type d'analyse : Physico-chimie.
Observation : Echantillon prélevé par L'Etudiante.

Etudiantes :
REKKAB IKRAM
ET SEMAMEN AMEL

Paramètres	Résultats	Normes
* Chlorures	0,07 %	Méthode Mohr
* pH	8,48	ISO 10390
* Conductivité à 20°C	630 µs/cm	ISO 11265
* Demande chimique en oxygène (DCO)	121 mg d'oxygène / kg	Méthode au K ₂ Cr ₂ O ₇
* Sulfates	33,6 mg /kg (0,33 %)	ISO 14256-2
* Ammonium	5,12 mg /kg (0,051 %)	ISO 14256-2
* Fer	15 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Manganèse	0,00 mg /kg	ISO 11046.SAA
* Nitrates	11,25 mg /kg (0,11 %)	ISO 14256-2
* Nitrites	2,55 mg /kg (0,025 %)	ISO 14256-2
* Nickel	0,00 µg/l	ISO 11046.SAA
* Cadmium	00 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Chrome	10,4 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Cuivre	00 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Plomb	5,63 µg/kg	ISO 11046.SAA
* Zinc	500 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Hydrocarbures totaux	0,12 %	ISO 16703-2
* C.O.T	2,31 %	Méthode Walkley-Black

NB : Cette analyse ne concerne que l'échantillon reçu.
Bulletin établi le : 25 / 01 / 2026



**EL-FETH**

LABORATOIRE D'ANALYSE DE LA QUALITE

AUTORISATION MINISTERIELLE N°036 DU 29/10/2003

N°049 DU 18/07/2011

N°037 DU 13/12/2018

N°025 DU 10/11/2025

Villa N° 03-33 .20 Août 1955 Canastel.

W. Oran

Tél - Fax : 040 51 66 08 Mobile : 0774 33 55 21

Bulletin d'analyse N°1897/26Dénomination : Eau souterraine. « ALAÏMIA »
(09-02-2026)

Reçu-le: 09 / 02 / 2026

N° d'inscription : 1662

Type d'analyse : Physico-chimie

Observation : Echantillon prélevé par l'Étudiant.

Étudiantes :
REKKAB IKRAM
ET SEMAMEN AMEL

Paramètres	Résultats	Valeurs maximales	Normes
* Couleur	11.00 PT / CO	20 PT / CO	ISO 7887 : 2011
* Turbidité	14.83 NTU	/	ISO 7027-1 : 2016
* Odeur	2	3	Dilutions successives
* Chlorures	1453.45 mg / l	500 mg / l	ISO 9297:1989
* Salinité	2659.81 mg / l	/	ISO 9297:1989
* pH	6.61	$\geq 6.5 \leq 9$	ISO 10523:2008
* Conductivité à 20°C	4340 μ S/cm	2800 μ S / cm	ISO 7888:1985
* Demande biochimique en oxygène (DBO ₅)	2 mg d'oxygène / l	< 3 mg d'oxygène / l	ISO 5815-2 :2003
* Demande chimique en oxygène (DCO)	28.8 mg d'oxygène / l	/	ISO 6060 : 1989
* Matières en suspension	60 mg/l	25 mg / l	ISO 11923:1997
* Sulfates	128 mg / l	400 mg/l	ISO 15923-1 :2013
* Taux de saturation en oxygène dissous	41.9 %	>70 %	ISO 5814:2012
* Ammonium	0.37 mg / l	0.5 mg / l	ISO 7150-1:1984
* Fer	0.10 mg / l	0.3 mg / l	ISO 6332 :1988
* Manganèse	0.00 mg / l	0.05 mg / l	Rodier
* Nitrates	0.00 mg / l	50 mg / l	ISO 7890-3:1988
* Nitrites	0.00 mg / l	/	Rodier
* Nickel	1.92 μ g/l	/	Rodier
* Cadmium	1.06 μ g/l	5 μ g/l	Rodier
* Chrome	17 μ g/l	50 μ g/l	Rodier
* Cuivre	0.065 mg / l	0.05 mg / l	Rodier
* Plomb	0.54 μ g/l	10 μ g/l	Rodier
* Zinc	10.83 mg / l	5 mg / l	Rodier
* Hydrocarbures totaux	0.00 μ g/l	10 μ g/l	Extraction Liquide-Liquide
* COT	1.26 mg/l	/	Oxydation chimique

Conclusion :

Réf : J.O N°34 du 19 juin 2011 concernant la qualité des eaux superficielles et souterraines destinées à l'alimentation en eau potable.

NB : Cette analyse ne concerne que l'échantillon reçu.

Bulletin établi le : 14 / 02 / 2026

La directrice technique





EL-FETH

LABORATOIRE D'ANALYSE DE LA QUALITE

AUTORISATION MINISTERIELLE N°036 DU 29 / 10 / 2003

N°049 DU 18 / 07 / 2011

N°037 DU 13 / 12 / 2018

N°025 DU 10 / 11 / 2025

M^{me} REGUIEG KHADIDJA

Villa N° 03-33 20 Août 1955 Canastel

W. Oran

T^{el} - Fax : 041 73 48 52 Mobile : 0774 33 55 21

Bulletin d'analyse N° 03/26

Désignation : Sol agricole. « ALAIMIA »
01 / 01 / 2026
Reçu-le : 19 / 01 / 2026
N° d'inscription : 03
Type d'analyse : Physico-chimie.
Observation : Echantillon prélevé par l'Étudiante.

Étudiantes :
**REKKAB IKRAM
ET SEMAMEN AMEL**

Paramètres	Résultats	Normes
* Chlorures	0,10 %	Méthode « Mohr »
* pH	9,18	ISO 10390
* Conductivité à 20°C	250 µs/cm	ISO 11265
* Demande chimique en oxygène (DCO)	130 mg d'oxygène / l	Méthode au K ₂ Cr ₂ O ₇
* Sulfates	49 mg / kg (0,49 %)	ISO 11048
* Ammonium	5,68 mg / kg (0,056 %)	ISO 14256-2
* Fer	12,5 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Manganèse	0,00 mg / kg	ISO 11046.SAA
* Nitrates	9,25 mg / kg (0,09 %)	ISO 14256-2
* Nitrites	2,65 mg / kg (0,026 %)	ISO 14256-2
* Nickel	0,00 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Cadmium	00 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Chrome	10,75 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Cuivre	00 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Plomb	6,75 µg/kg	ISO 11046.SAA
* Zinc	350 mg/kg	ISO 11046.SAA
* Hydrocarbures totaux	0,039 %	ISO 16703-2
* C.O.T	3,26 %	Méthode Walkley-Black

NB : Cette analyse ne concerne que l'échantillon reçu.
Bulletin établi le : 25 / 01 / 2026

La directrice technique :

2. Annexe B : Carte d'énergie d'Algérie

