

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

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



Département Transport et Equipements des Hydrocarbures

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

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbure

Option : Génie mécanique-Transport et distribution des hydrocarbures

Présenté par :

Ikram BENACHOUR

Yousra TOUNSI

THEME

**Modélisation et simulation d'un écoulement instationnaire
dans un pipeline avec rupture et sans rupture**

Soutenu publiquement le 23 / 06 / 2024

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Université/Affiliation
Président de jury	YOUNSI Karime	UMBB
Examineur	TIKOBAINI Mourad	UMBB
Examineur	MENAA Abdennour	UMBB
Examineur	BOUHAFS Smail	UMBB
Encadreur	KHELIFI-Touhami M.S	UMBB

Boumerdes 2024

Dédicace :

Je tiens à dédier ce mémoire à mes parents, qui ont été un soutien constant tout au long de mes études, une source inépuisable de motivation et d'encouragement. Votre amour, votre soutien inconditionnel et vos sacrifices ont été la clé de ma réussite. Que Dieu les garde pour moi.

J'adresse également mes remerciements à mes frères Mhammed et Houssein ainsi qu'à mes sœurs Soulef, Rim, Ikram et Abir pour leur soutien constant et leur présence précieuse. Vos encouragements m'ont permis de surmonter les moments difficiles et de persévérer dans mes études.

À mes amis proches, je tiens à exprimer ma reconnaissance pour votre soutien indéfectible, vos conseils avisés et les précieux moments de détente que nous avons partagés. Votre amitié a été un pilier essentiel de ma vie étudiante.

Je souhaite également adresser mes remerciements sincères à mes enseignants et encadrants pour leur expertise, leur guidance et leur patience. Leurs enseignements inspirants ont façonné ma pensée critique et ont éclairé mon chemin vers la réussite académique.

A mon binôme Ikram et sa famille

A tout le groupe MATH19

Enfin, je dédie ce mémoire à toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à mon parcours d'étude. Votre contribution, qu'elle soit intellectuelle, émotionnelle ou logistique, a contribué à la réalisation de ce travail de recherche.

Ce mémoire est le fruit de nombreuses heures de travail et de réflexion, mais il n'aurait pas été possible sans le soutien et l'amour des personnes que je viens de mentionner. Merci du fond du cœur pour votre présence et votre confiance tout au long de ce parcours de fin d'étude.

Yousra TOUNSI

Dédicace :

J'ai l'immense honneur de dédier ce travail à mes parents les plus chers au monde pour leurs encouragements, conseil et amour.

A mes grands-parents Ma Taoues et Baba Madani sans oublier mes grands-parents paternels que le paradis a choisis de prendre Hocine et Zineb. A mes sœurs : Zineb et son époux fateh, Nour El Houda, Hala et Dounia ainsi que mon petit frère Mohammed et mon petit neveu Ghaithou. A tous mes amis de la promo MATH19 en particulier : Nesrine, Achouak, Karima et les filles du groupe MATH19. A toute la famille BENACHOUR et REMACHE. A mon binôme Yousra et toute sa famille. A mon encadrant Mr. KHELIFI TOUHAMI pour son engagement et son aide pendant toute la période de formation. Et aussi je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, et à celles que j'ai Peut-être oubliées j'adresse mes sentiments les plus chaleureux.

Ikram Benachour

Remerciement :

Tout d'abord, notre gratitude envers Dieu, notre créateur, qui nous a accordé la force et la persévérance nécessaires pour mener à bien cette tâche.

Après un long parcours, nous voilà enfin aux termes de nos études pour le cycle master et c'est pour nous l'occasion d'exprimer notre gratitude à tous ceux qui ont contribué, directement ou indirectement, au développement de cette mémoire.

Nous exprimons notre profonde gratitude à **Mr. KHELIFI TOUHAMI**, notre encadrant, pour sa confiance et les missions valorisantes qu'il nous a confiées, ainsi que pour son précieux apport scientifique tout au long de l'élaboration de ce mémoire. Nous tenons également à souligner son soutien constant, sa compréhension, ses précieux conseils, ses observations pertinentes, ainsi que sa patience et sa gentillesse. Nous souhaitons également remercier chaleureusement l'ensemble des enseignants du département de Génie Mécanique pour leur accompagnement technique et moral.

Nous tenons également à remercier les membres du jury d'avoir accepté d'évaluer ce modeste travail.

Un remerciement spécial pour **Mr. LOUIBA** et notre encadreur **Mr. Mabrouk** pour son soutien, ses conseils, son orientation ainsi que ses précieuses informations ce qui nous a permis de terminer cette période de stage dans des bonnes conditions et d'avoir le maximum d'informations.

Nous exprimons notre reconnaissance à nos parents pour leur soutien constant, ainsi qu'à nos frères et sœurs pour leurs encouragements.

Nous souhaitons également exprimer notre gratitude à tous nos amis et camarades de promotion.

Merci à tous

Résumé :

L'objet de ce mémoire est de représenter et de simuler les écoulements instationnaires dans un pipeline, en examinant les conséquences de la présence et de l'absence de fuite. Le but principal consiste à analyser les fluctuations de la pression et de la vitesse dans le pipeline, ainsi que les profils de ces paramètres en fonction du temps et de la distance.

Tout d'abord, on effectue une analyse de la littérature afin de saisir les bases théoriques de la modélisation des écoulements dans les pipelines, ainsi que les techniques numériques couramment employées dans ce domaine. Par la suite, on présente la méthodologie de modélisation, en soulignant les équations de base et les conditions aux limites employées pour simuler les écoulements instationnaires.

Dans un premier temps, une revue de la littérature est réalisée pour comprendre les fondements théoriques de la modélisation des écoulements dans les pipelines, ainsi que les méthodes numériques couramment utilisées dans ce domaine. Ensuite, la méthodologie de modélisation est présentée, mettant en évidence les équations de base et les conditions aux limites utilisées pour simuler les écoulements instationnaires.

Le logiciel ANSYS Fluent R2 est utilisé pour réaliser la simulation, en prenant en compte les différentes configurations : avec fuite et sans fuite. On examine attentivement les résultats de la simulation afin de saisir l'influence de la fuite sur les paramètres d'écoulement. Différentes comparaisons entre les deux situations permettent de souligner les écarts importants et les comportements particuliers observés.

De cette manière, ce mémoire aide à approfondir notre compréhension des écoulements instationnaires dans les pipelines, tout en identifiant les mesures préventives et correctives afin de réduire les risques de fuites et d'améliorer les performances des systèmes de gestion des hydrocarbures.

Mots Clés : Rupture, ANSYS Fluent, régime transitoire, régime turbulence, simulation numérique instationnaire.

Abstract

The purpose of this thesis is to model and simulate unsteady flows in a pipeline, examining the effects of the presence and absence of leaks. The main goal is to analyze the fluctuations in

pressure and velocity within the pipeline, as well as the profiles of these parameters over time and distance.

First, a literature review is conducted to understand the theoretical foundations of flow modeling in pipelines and the numerical techniques commonly used in this field. Then, the modeling methodology is presented, highlighting the basic equations and boundary conditions used to simulate unsteady flows.

The simulation is performed using the software ANSYS Fluent R2, considering different configurations: with leaks and without leaks. The simulation results are carefully examined to understand the impact of leaks on flow parameters. Various comparisons between the two scenarios highlight significant differences and specific behaviors observed.

In this way, this thesis contributes to a deeper understanding of unsteady flows in pipelines, while identifying preventive and corrective measures to reduce the risk of leaks and improve the performance of hydrocarbon management systems.

Keywords: Rupture, ANSYS Fluent, Transient regime, Turbulence regime, unsteady numerical simulation.

****ملخص****

تركز هذه الرسالة على نمذجة ومحاكاة التدفقات غير المستقرة في الأنابيب، من خلال تحليل تأثير وجود التسريبات وعدم وجودها. الهدف الرئيسي هو تقييم التغيرات في الضغط والسرعة داخل الأنابيب، بالإضافة إلى دراسة ملفات هذه المعايير بمرور الوقت وعلى طول المسافة.

في البداية، يتم إجراء مراجعة للأدبيات لفهم الأسس النظرية لنمذجة التدفقات في الأنابيب والتقنيات العددية المستخدمة عادة في هذا المجال. بعد ذلك، تُعرض منهجية النمذجة، مع التركيز على المعادلات الأساسية والشروط الحدودية المستخدمة لمحاكاة التدفقات غير المستقرة.

، مع مراعاة التكوينات المختلفة: بوجود تسريبات وبدون تسريبات. Ansys Fluent R2 تتم المحاكاة باستخدام برنامج، تُحلل نتائج المحاكاة بدقة لفهم تأثير التسريبات على معايير التدفق. تُظهر المقارنات بين الحالتين الفروق الكبيرة والسلوكيات المحددة التي تم ملاحظتها.

بهذه الطريقة، تسهم هذه الرسالة في تعزيز فهمنا للتدفقات غير المستقرة في الأنابيب، بالإضافة إلى تحديد التدابير الوقائية والتصحيحية للحد من مخاطر التسريبات وتحسين أداء أنظمة إدارة الهيدروكربونات.

الكلمات المفتاحية: الانكسار، ANSYS Fluent R2، النظام الانتقالي، النظام المضطرب، المحاكاة العددية غير المستقرة.

Liste des abréviations :

- **SONATRACH** : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures
- **OB** : Oléoduc de Bejaia.
- **GNL** : Gaz Naturel Liquéfié.
- **GPL** : Gaz Pétrole Liquéfié.
- **GZ1** : Gazoduc d'Arzew
- **HEH** : Haoud El Hamra.
- **DRGB** : Direction Régionale de Bejaia.
- **RTC** : Région Transport par Canalisation
- **OG1** : oléoduc d'Alger.
- **SNREPAL** : Société Nationale de Recherche et D'exploitation En Algérie.
- **PK** : Point Kilométrique.
- **TMB** : Terminal Marin de Bejaia.
- **SP** : Station de Pompage.
- **PMS** : Pression Maximale de Service.
- **MVF** : La méthode des volumes finis.
- **FEA** : éléments finis.
- **CFD** : la dynamique des fluides computationnelle (Computational Fluid Dynamics)

Liste des nomenclatures :

- **P** : est la masse volumique du fluide.
- **U** : est la vitesse du fluide.
- **P** : est la pression du fluide.
- **T** : est le tenseur des contraintes.
- **F** : est la force volumique appliquée au fluide.
- **I** : est le tenseur identité.
- **δ_{moy}** : Epaisseur moyenne de la conduite en.
- **δ_i** : Epaisseur ponctuelle en.
- **L_i** : Longueur ponctuelle en.
- **L_T** : Longueur totale en.
- **D_{int}** : Diamètre intérieur de la conduite.
- **D_{ext}** : Diamètre extérieur la conduite.
- **σ** : Contrainte transversale maximale supportée par le métal.
- **P_s** : Pression de service en.
- **K_e** : Coefficient de pression latérale au repos
- **K_r** : Coefficient de perméabilité radiale
- **d** : Densité du produit.
- **ρ_{eau}** : Masse volumique de l'eau.
- **ν** : Viscosité cinématique en.
- **μ** : Viscosité dynamique en.
- **Q** : le débit de fonctionnement.
- **S** : section interne de conduit.
- **ω** : La vitesse moyenne de fluide.
- **Re** : Nombre de Reynolds.
- **ν** : Viscosité cinématique du produit en (m^2/s).
- **λ** : Coefficient de perte de charge.
- **ϵ** : Rugosité relative en (mm).
- **e** : Rugosité absolue en (mm)
- **H_L** : les pertes de charge du frottement en (m).
- **Q** : Débit de la ligne en (m^3/s).
- **g** : Accélération de la pesanteur ($9,81 \text{ m}^2/\text{s}$).
- **H_s** : Les Pertes de charge locale en (m).
- **H_{ref}** : Charge de refoulement totale en (m).
- **H_{asp}** : Hauteur finale à l'arrivée en (m).
- **ΔZ** : Différence des hauteurs en (m).
- **H_T** : les Pertes de charges totales en (m).
- **H** : Hauteur manométrique (m).
- **i** : Pente hydraulique.
- **α** : Angle d'inclinaison de la pente par rapporte à l'horizontal en ($^\circ$).
- **C_f** : Le coefficient de contrainte de cisaillement de la paroi.
- **Δy^+** : la distance d'un point à une paroi pour modéliser correctement les écoulements turbulents.
- **Δy** : représente la distance entre le premier point de maillage et la paroi
- **δ** : représente une petite variation ou l'épaisseur de la couche limite selon le contexte.
- **N** : nombre des couches

Table des matières

Introduction générale :	16
Chapitre I : Présentation de la TRC et description de la ligne OB1.....	18
I.1. SONATRACH.....	19
I.1.1. Aperçue historique -SONATRACH.....	19
I.1.2. Activités de Sonatrach :.....	19
I.1.3. Description du réseau de transport :	20
I.2. La DRGB.....	21
I.2.1. Présentation de la DRGB	21
I.2.2. Description de la DRGB	22
I.2.3. Structure organisationnelle.....	24
I.3. Description de la ligne OB1 :	26
I.3.1. Schéma descriptif de la ligne OB1 -Haoud El Hamra- Bejaia:.....	26
I.3.2. Caractéristiques	26
I.3.3. L'oléoduc OB1 24" / 22"	27
I.3.4. Les stations.....	28
I.3.5. D'autres caractéristiques de fonctionnement :	33
Chapitre II : Transport de pétrole brut par canalisation	34
II.1. Introduction :	35
II.2. Généralité sur le transport de pétrole brut par pipeline :	35
II.2.1. Définition de Pétrole brut : [1]	35
II.2.2. Composition de pétrole brut : [2]	35
II.2.3. Classification du pétrole : [3]	35
II.3. Les pipelines :.....	37
II.3.1. Définition d'un pipeline	37
II.3.2. Caractéristiques des pipe-lines :	37
II.3.3. Les différents types de pipelines :	38
II.3.4. Constitution d'un oléoduc :	38
II.4. Les problèmes de transport par pipeline :	39
II.4.1. Dépôt des asphaltènes dans les pipelines :	39
II.4.2. Dépôt des paraffines :.....	40
II.5. Construction d'un pipeline :	41
II.5.1. Caractéristiques des aciers des tubes destinés à la construction de pipeline :	41

II.6. Les Facteurs Influant sur les anomalies :.....	42
II.6.1. Les encrassements et les dépôts :	42
II.6.2. Pertes de métal :	42
II.6.3. Différentes protections de la canalisation	44
II.7. La détection des anomalies :.....	46
II.7.1. Les techniques de détection des pertes de métal :	47
II.7.2. La déférence entre les deux techniques :	49
II.8. Les effets des anomalies:	49
II.8.1. Impact environnemental :	49
II.8.2. Impact économique :	49
II.8.3. Impact social :	50
Conclusion :	50
Chapitre III : l'écoulement instationnaire dans les pipelines	51
III.1. Introduction :	52
III.2. Caractéristiques de l'écoulement instationnaire dans les pipelines :	52
III.2.1. Définition des écoulements instationnaires :	52
III.2.2. Propriétés caractéristiques des écoulements instationnaires :	52
III.3. Les facteurs influençant la dynamique des écoulements instationnaire dans les pipelines :	53
III.3.1. Les facteurs géométriques :	53
III.3.2. Facteurs du fluide :	53
III.3.3. Facteurs d'écoulement :	53
III.4. Conséquences de la dynamique des écoulements instationnaires :	54
III.5. Les équations utilisées pour modéliser l'écoulement instationnaire :	54
III.6. Les équations de Navier-Stokes :	54
III.6.1. Termes importants :	55
III.7. Équations d'Euler en mécanique des fluides :	55
III.8. Le phénomène transitoire dans les pipelines :	55
III.9. Effets du phénomène transitoire :	55
III.10. Prévention des effets néfastes du phénomène transitoire :	55
Conclusion :	56
Chapitre IV : les notions hydrauliques d'un oléoduc	57
IV.1. Introduction	58
IV.2. La canalisation	58

IV.2.1.	Diamètre et l'épaisseur du pipeline	58
IV.2.2.	Pression maximale admissible de service (PMS) :.....	58
IV.3.	Caractéristiques du produit transporté :	59
IV.3.1.	La densité (d) :	59
IV.3.2.	La viscosité (ν) :	59
IV.4.	Formules du calcul hydraulique :.....	60
IV.4.1.	Débit vitesse d'écoulement (Q, ω) :	60
IV.4.2.	Nombre de Reynolds (Re) :	60
IV.4.3.	Régime d'écoulement d'un fluide :	60
IV.4.4.	Perte de charge :	61
IV.4.5.	Charge de refoulement total (Href) :	62
IV.4.6.	Pression hydrostatique :	62
IV.5.	Pente hydraulique (i) :	63
Conclusion :		63
Chapitre V :	la modélisation mathématique et la simulation numérique	64
V.1.	Introduction :	65
V.2.	Formulation mathématique :	65
V.2.1.	Equations de transport :	65
V.3.	Résolution numérique :	66
V.3.1.	Méthode des volumes finis :	66
V.4.	Présentation du logiciel ANSYS :	67
V.4.1.	La géométrie (Design Modeler) :	67
V.4.2.	Le maillage :	68
V.4.3.	Le solveur Fluent :	69
V.5.	Modèles de turbulence :	69
V.5.1.	Modèles à 0 équation :	70
V.5.2.	Modèles à viscosité turbulente	70
V.6.	Les modèles de turbulence proposé par le logiciel fluent.....	71
V.6.1.	Modèle Spalart-Allmaras	72
V.6.2.	Le modèle (k, ϵ) :	72
V.6.3.	Modèle $k-\omega$ standard	73
V.6.4.	Modèle $k-\omega$ SST :	73
V.6.5.	Le modèle RSM :	73

V.7. Les différences entre les modèles de turbulence :	73
Conclusion :.....	74
Chapitre VI : simulation numérique, résultats et interprétation	75
VI.1. La problématique :	76
VI.2. Cas stationnaire :.....	76
VI.2.1. Etude hydraulique :.....	76
VI.2.2. Les résultats numériques (Simulation Ansys) :	78
VI.3. Cas instationnaire :.....	80
VI.3.1. Ecoulement du pétrole dans le pipeline sans rupture :	80
VI.3.2. Ecoulements dans conduites avec rupture :.....	82
VI.3.3. L'influence de température sur l'écoulement :	87
Conclusion générale :	91

Liste des figures

Figure I. 1: Activité amont.....	19
Figure I. 2: Commerce par voie marine	20
Figure I. 3: Canalisation aérienne.	20
Figure I. 4: Carte du réseau de transport Algérien.....	21
Figure I. 5: : La Direction Régionale de Bejaia.....	22
Figure I. 6: Terminal nord et sud.	22
Figure I. 7: Le racleur.	23
Figure I. 8: Postes de chargement.	24
Figure I. 9: : Schéma descriptif de l'OB1.	26
Figure I. 10: Les épaisseurs et altitudes d'OB1.	27
Figure II. 1: Caractéristiques des tubes.....	38
Figure II. 2: Une vue d'ensemble d'un pipeline.	39
Figure II. 3: Un dépôt solide d'asphalte se trouve dans un pipeline.	40
Figure II. 4: les domaines d'existence des différentes phases d'un liquide.	40
Figure II. 5: Déchargement des tubes sur piste.....	42
Figure II. 6: Pipeline corrodé intérieurement.	42
Figure II. 7: Principe de formation de la corrosion galvanique.	43
Figure II. 8: Principe de formation de la corrosion par une pile géologique.....	44
Figure II. 9: Un pipeline revêtu.	44
Figure II. 10: La protection cathodique par anode sacrificiel.....	45
Figure II. 11: La protection cathodique par courant imposé.	46
Figure II. 12: Principe de fonctionnement de la technique MFL.	47
Figure II. 13: L'outil MFL.....	47
Figure II. 14: Les composants d'un outil MFL.....	48
Figure II. 15: Les ondes sonores.....	48
Figure II. 16: L'outil ultrasonique.	48
Figure IV. 2: Types des régimes d'écoulement.	61
Figure IV. 3: Pente hydraulique.....	63
Figure V. 1: Processus du fonctionnement d'un code CFD.....	67
Figure V. 2: La géométrie d'une pipe.	68
Figure V. 3: Le maillage d'une pipe.	68
Figure V. 4: L'interface de solveur fluent.....	69
Figure VI. 1: la géométrie du pipeline sans rupture.....	78
Figure VI. 2: le maillage du pipeline sans rupture.....	78
Figure VI. 3: la courbe de Yplus.....	79

Figure VI. 4: les courbes de la pression	79
Figure VI. 5: le contour de vitesse dans le pipeline sans rupture.....	80
Figure VI. 6: Les profils des vitesses pour plusieurs temps.	81
Figure VI. 7: le contour de la pression dans le pipeline sans rupture.	81
Figure VI. 8: Les profils de pression du cas sans rupture pour plusieurs temps.....	82
Figure VI. 9: la géométrie du pipeline avec rupture sur DesignModeler.	82
Figure VI. 10: le maillage du pipe avec rupture sur le programme mesh	83
Figure VI. 11: le contour de pression du cas du débit à 50kg/s	84
Figure VI. 12: le contour de la vitesse du cas du débit à 50kg/s.....	84
Figure VI. 13: contour de pression du cas du débit à 100kg/s.....	84
Figure VI. 14: contour de vitesse du cas du débit à 100kg/s	85
Figure VI. 15: contour de pression du cas du débit à 200kg/s.....	85
Figure VI. 16: contour de vitesse du cas du débit à 200kg/s	85
Figure VI. 17: Les profils de vitesse du cas sans rupture pour plusieurs temps.	86
Figure VI. 18: Les profils de pression du cas avec rupture pour plusieurs temps.	86
Figure VI. 19: les Profils de vitesse pour plusieurs temps.....	87
Figure VI. 20: Profil de pression pour plusieurs températures.	87
Figure VI. 21: contour de température durant le jour	88
Figure VI. 22: Contour de température durant la nuit	88
Figure VI. 23: La variation de température au jour.	89
Figure VI. 24: La variation de température à la nuit.....	89

Liste des tableaux

Tableau I. 1: Caractéristiques de l'OB1.	26
Tableau I. 2: Caractéristiques de SP1.	28
Tableau I. 3: Caractéristiques de SP1Bis.....	29
Tableau I. 4: Caractéristiques de SP2.	30
Tableau I. 5: Caractéristiques du SP3.....	31
Tableau I. 6: Caractéristiques du terminal arrivé Béjaia.	32
Tableau I. 7: Caractéristiques de chaque section.....	33
Tableau II. 1: Classification des pétroles selon la teneur en soufre.	36
Tableau II. 2: Classification des pétroles selon la teneur en produits clairs.....	37
Tableau IV. 1: Régimes d'écoulements.....	60

Introduction générale

Introduction générale :

L'industrie du transport des hydrocarbures est un élément clé de l'économie mondiale, permettant de relier les régions productrices de pétrole brut et de gaz naturel aux marchés de consommation à travers le globe. Ce secteur joue un rôle essentiel en assurant l'approvisionnement énergétique nécessaire au fonctionnement des économies développées et émergentes. Sans ce maillon indispensable de la chaîne logistique, il serait impossible de déplacer les quantités massives de pétrole brut et de produits raffinés depuis les champs pétrolifères, les terminaux maritimes et les raffineries jusqu'aux consommateurs finaux. Parmi les différents modes de transport utilisés, les pipelines se distinguent comme une solution de choix pour le transfert des hydrocarbures sur de longues distances, grâce à leur sécurité, leur efficacité et leur coût économique avantageux. En effet, les pipelines permettent d'acheminer de façon continue et fiable de grandes quantités de pétrole et de gaz, en minimisant les risques d'accidents et de déversements. Leur capacité de transport élevée et leur fonctionnement 24h/24 en font un moyen de transport particulièrement adapté aux besoins de l'industrie pétrolière et gazière. De plus, les pipelines présentent l'avantage d'avoir un impact environnemental réduit par rapport à d'autres modes de transport comme le transport maritime ou routier. Bien que nécessitant des investissements importants pour leur construction, les pipelines offrent des coûts d'exploitation compétitifs, en particulier sur de longues distances. Ainsi, l'industrie du transport par pipelines joue un rôle stratégique dans l'approvisionnement énergétique mondial, en permettant de déplacer de façon sûre et économique les hydrocarbures depuis les zones de production jusqu'aux marchés de consommation.

Cependant, le transport par pipeline présente des défis techniques importants, notamment la gestion des écoulements instationnaires. Ces écoulements, caractérisés par des variations temporelles de la vitesse et de la pression, peuvent être provoqués par divers facteurs tels que les fluctuations de débit, les opérations de pompage, ou encore les ruptures et les fuites dans la structure du pipeline. La compréhension et la simulation de ces phénomènes sont cruciales pour assurer l'intégrité et la sécurité des infrastructures de transport des hydrocarbures.

Ce mémoire se propose d'explorer et de simuler les écoulements instationnaires dans un oléoduc. La première partie de l'étude offre un aperçu général de l'industrie du transport des hydrocarbures, en mettant un accent particulier sur les pipelines. Ensuite, les concepts fondamentaux des écoulements instationnaires et les équations de base de la mécanique des fluides, qui forment la base théorique de cette recherche, sont introduits.

Une attention particulière est portée aux anomalies potentielles dans les pipelines, telles que les ruptures et les fuites, qui peuvent entraîner des conséquences graves sur les plans économique et environnemental. La partie théorique de ce travail est suivie d'une série de simulations effectuées avec le logiciel Ansys. Dans un premier scénario, le profil de pression et de vitesse d'un écoulement instationnaire de pétrole brut est analysé en conditions normales. Un second scénario examine ces mêmes paramètres en cas de rupture du pipeline.

Enfin, une comparaison des résultats obtenus pour les deux scénarios est réalisée afin de mieux comprendre les impacts des anomalies sur le comportement du fluide. Cette analyse

Introduction générale

Comparative met en évidence les variations significatives de pression et de vitesse, et permet de proposer des mesures préventives ou correctives visant à améliorer la sécurité et l'efficacité des opérations de transport des hydrocarbures par pipeline.

Chapitre I : Présentation de la TRC et description de la ligne OB1

I.1. SONATRACH

I.1.1. Aperçue historique -SONATRACH

La Sonatrach est une « Société Nationale de Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures » créée le 31 décembre 1963, qui représente un instrument d'intervention de l'état dans le secteur pétrolier aux côtés des compagnies françaises. C'est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique. Elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. La volonté de l'Algérie, de récupérer ses richesses naturelles et d'assurer pleinement le contrôle de leurs exploitations, amena à nationaliser la production des hydrocarbures le 24 février 1971 par la signature d'une ordonnance définissant le cadre d'activité des sociétés étrangères en Algérie. Au début des années 80, la restructuration de Sonatrach se mit en œuvre, cette étape figure parmi les plus importantes dans le développement de la société. D'autres étapes ont été suivies, toutes aussi importantes, notamment la réorganisation des structures de la société en activités, tout particulièrement les activités aval et amont. Par ailleurs, après l'ouverture du marché et les nombreux contrats de partenariats avec des compagnies étrangères, américaines notamment, ainsi qu'à l'étranger, Sonatrach a pu asseoir son statut de compagnie pétrolière « solide ». Aujourd'hui, elle est la première entreprise du continent africain. Elle est classée la 12ème parmi les compagnies pétrolières mondiales, le 2ème exportateur de GNL et de GPL et le 3ème exportateur de gaz naturel.

I.1.2. Activités de Sonatrach :

I.1.2.1. Activités Amont :

L'activité amont recouvre :

- Exploration.
- Les métiers de recherche.
- Développement et production d'hydrocarbures.
- Forage.
- Engineering et construction.
- Associations en partenariat.



Figure I. 1: Activité amont.

I.1.2.2. Activités Aval :

Elle prend en charge le développement et l'exploitation des complexes de liquéfaction de gaz naturel, de séparation de GPL, de raffinage et de gaz industrie.

Chapitre I : Présentation de la TRC et de la ligne OB1

I.1.2.3. Activités de commerce :

Elle a pour missions l'élaboration et l'application de la stratégie de Sonatrach en matière de commercialisation des hydrocarbures sur le marché intérieur et à l'international par les opérations de trading et de shipping. Commerce par voie marine.



Figure I. 2: Commerce par voie marine

I.1.2.4. Activités de transport par canalisation :

Le transport par canalisation est le moyen le plus simple, le plus sûr et le plus écologique pour transporter le pétrole. L'activité prend en charge l'acheminement des hydrocarbures de pétrole brut, de gaz, de GPL et de condensat, à partir des zones de production vers les zones de stockage, les complexes GNL et GPL, les raffineries, les ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs. Elle constitue le noyau de la chaîne pétrolière du groupe Sonatrach.



Figure I. 3: Canalisation aérienne.

Dans les années 50, juste après la découverte du gisement de Hassi-Messaoud, deux types de transport d'hydrocarbures étaient employés par les entreprises en cette période : l'oléoduc qui reliait Hassi-Messaoud à Touggourt et les wagons-citernes de Touggourt au port de Skikda. Peu à peu les sociétés pétrolières présentes en Algérie ont investi dans les oléoducs en réalisant l'OB1, canalisation qui relie Haoud-EL-Hamra à Bejaia, et qui l'alimente en pétrole brut. En 1961 le GZ1 a vu le jour ; il alimente le parc d'Arzew en gaz naturel. Sonatrach repris par la suite la construction d'autres lignes en commençant par l'OZ1 canalisation qui relie HEH à Arzew. De nos jours Sonatrach dispose de plus de 11 000 km de canalisations de transport d'hydrocarbures.

I.1.3. Description du réseau de transport :

Le réseau de transport tel qu'il existe actuellement, peut être décomposé en trois parties : cette distinction tient compte du procédé d'utilisation des canalisations. En examinant ce réseau, on constate que les gisements se trouvent tout à fait au sud du pays et ils représentent le point de

Chapitre I : Présentation de la TRC et de la ligne OB1

départ du réseau. Ensuite vient la région de HEH au centre du réseau, que l'on pourrait assimiler au nœud d'un graphe. Puis arrivent les stations portuaires qui sont la fin du parcours du produit. Il y a donc :

- Les terminaux sud.
- Le terminal de HEH (centre de Dispatching de l'Hydrocarbure liquide). Les terminaux nord.

Pour assurer l'activité de transport par canalisation des hydrocarbures liquides ou gazeux du sud vers le nord du pays, SONATRACH possède 5 régions opérationnelles :

- Région Transport Centre - Bejaïa (RTC).
- Région Transport Sud de Haoud El- Hamra (RTS).
- Région Transport d'In Amenas (RTI).
- Région Transport Est -Skikda (RTE).
- Région Transport Ouest Arzew (RTO).



Figure I. 4: Carte du réseau de transport Algérien.

I.2. La DRGB

I.2.1. Présentation de la DRGB

La Direction Régionale de Bejaïa, située à 2 km de la ville de Bejaïa, est l'une des 5 directions régionales de la Sonatrach, qui fait partie de la branche de transport des hydrocarbures par canalisation, du stockage et de la livraison des hydrocarbures liquide et gazeux, elle est rattachée directement à la division exploitation de RTC. La DRGB s'occupe de la gestion des lignes suivantes :

- L'OB1 24'' / 22'' : HEH - Bejaïa.
- L'oléoduc OG120'' : Béni Mansour vers la raffinerie d'Alger (Sidi Resine).

- Le gazoduc GG1 42" : Hassi R'Mel -Bordj Menail.



Figure I. 5: : La Direction Régionale de Bejaia.

I.2.2. Description de la DRGB

C'est le terminal marin de Bejaïa, il comporte :

I.2.2.1. Les bacs de stockage

I.2.2.1.1. Le terminal nord

- 12 bacs à toit flottants, d'une capacité de 35000 m3. Ils servent pour le stockage de brut.
- 1 bac à toit fixe, de 2900 m3 pour récupérer les purges de la gare racleur arrivée et les décharges des soupapes de sécurités.

I.2.2.1.2. Le terminal sud

Il est composé de 4 bacs de stockage, à toit flottants, d'une capacité de 50 000m3.



Figure I. 6: Terminal nord et sud.

I.2.2.2. Manifolds :

C'est un ensemble de canalisations, de vannes et de pompes de chargement utilisés pour réceptionner les hydrocarbures venant du Sahara et stockage. Le manifold permet d' :

- Envoyer le liquide arrivant par ligne vers un réservoir choisi.
- Vidange d'un bac au plusieurs vers le poste de chargement.
- Transvaser le brut d'un bac a un autre.

Le manifold nord comprend des vannes réparties comme suit :

- 08 vannes de transfert de collecteurs (KA, KB, KE, KF, KM, KN).
- 06 vannes pour chaque lignes (LA, LB, LC, LD, LE, LF).
- 06 vannes pour chaque pompe de remplissage.

Chaque bac est doté d'une vanne motorisé appelée vanne pied de bac.

I.2.2.3. Une gare racleur

Chaque station de pompage possède une gare racleur d'arrives et une de départ : C'est un outil qu'ont introduit dans le bac de purge le 4Y1. La gare racleur est la destination finale du racleur, on trouve aussi deux vannes L2 soit vers le sud à travers la vanne L4. La gare de racleur possède un système de sécurité de trois soupapes de décharge S1, S2, S3 tarées respectivement à 14 kg/cm², 27 kg/cm², 83 kg/cm².



Figure I. 7: Le racleur.

I.2.2.4. Unités de pompage

Le terminal est composé au total de 10 électropompes placées en parallèles :

- Dans le terminal nord on trouve 07 pompes.
- Dans le terminal sud on trouve 03 pompes. al à celui de la ligne de réception, d'aspiration et d'expédition.

I.2.2.5. La tour de contrôle

La salle de contrôle est de forme elliptique, assure une surveillance complète sur le parc de stockage, communique avec les navires citernes et rassemble toutes les opérations de contrôle tel que :

- Pression et débit à l'arrivée de la ligne.
- Téléchargement des réservoirs avec affichage atomique.
- Pression dans les conduites de chargement.

- Installation des télécommandes de vannes.

I.2.2.6. Port Pétrolier

Le port est situé à l'avant-port de Bejaia, il est composé de :

- 03 postes de chargement.
- 02 cuves ouvertes pour recevoir le ballast d'une capacité de 12000m³.
- 02 bassins de décantation continuent.
- 02 groupes électropompes pour le réseau incendie.
- 01 groupe moto pompe pour le réseau incendie lors d'une coupure d'électricité.

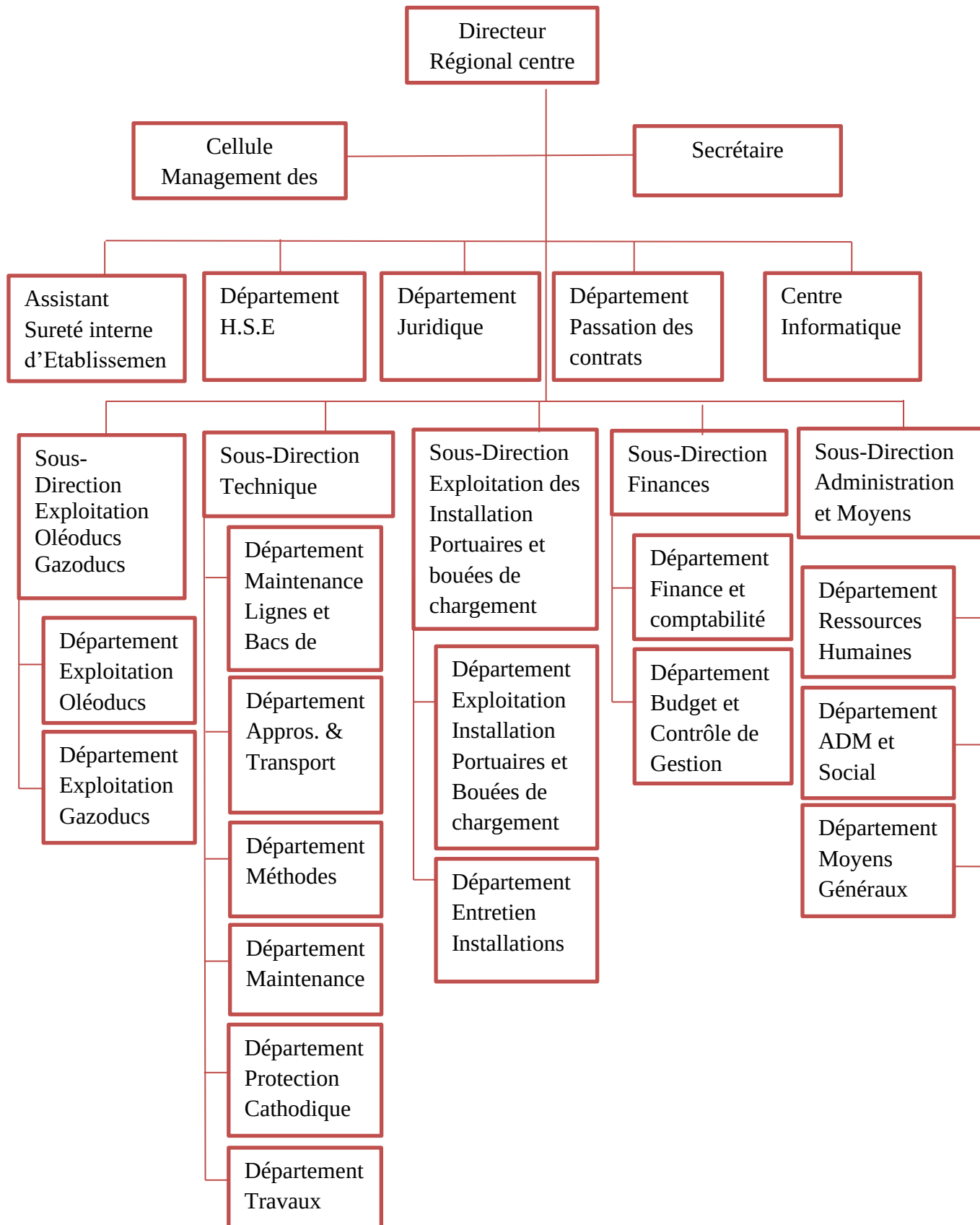


Figure I. 8: Postes de chargement.

I.2.3. Structure organisationnelle

Cet organigramme représente la forme structurelle de la société indiquant les différents départements qu'ils occupent au sein du siège de la DRGB :

Chapitre I : Présentation de la TRC et de la ligne OB1



I.3. Description de la ligne OB1 :

I.3.1. Schéma descriptif de la ligne OB1 -Haoud El Hamra- Bejaia:

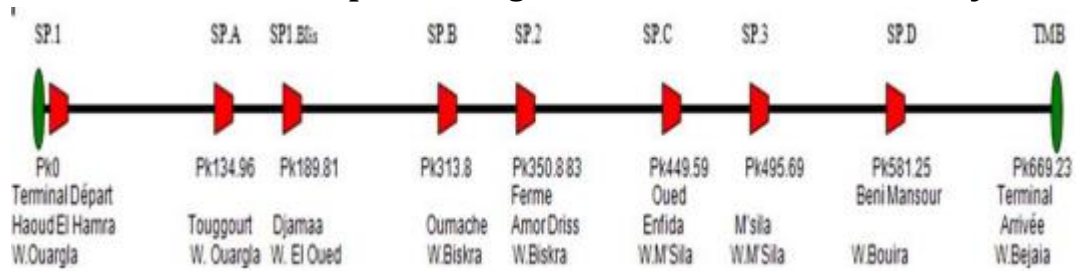


Figure I. 9: Schéma descriptif de l'OB1.

I.3.2. Caractéristiques

Diamètre	24''/22''
Longueur	668,44
Épaisseurs	12,7 / 9,52 / 9,0 / 8,73 / 7,92 / 7,13 / 6,35 mm
Nuance d'acier	X42 et X52
Produit transportés	Pétrole Brut
PMS design	83
Capacité design (MTA)	14
Mise en service	10 novembre 1959
Nombre de postes de coupure	07
Nombre de postes de sectionnement	10 Avec la vanne de la fontaine des GAZELLES PK 373+431
Nombre de station	11 (04 en marche, 04 satellites à abandonner et 03 bonifiées à abandonner)

Tableau I. 1: Caractéristiques de l'OB1.

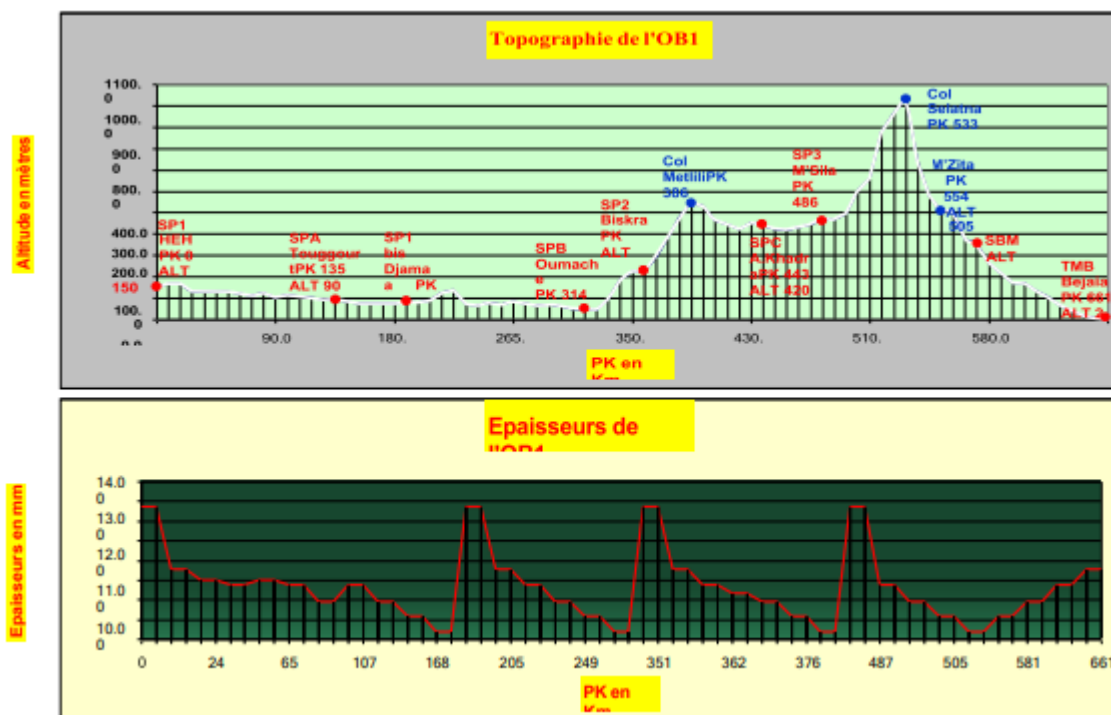


Figure I. 10: Les épaisseurs et altitudes d'OB1.

I.3.3. L'oléoduc OB1 24" / 22"

C'est le premier pipeline installé en Algérie. Il est fondé le 12 mars 1957 par la CFP et la SNREPAL, et a été mis en service en 1959 avec une capacité de transport de 14 MTA, d'une longueur de 669,268 Km reliant le terminal départ HEH avec le TMB.

Au PK 0 : de l'oléoduc OB1, l'altitude est de 152,477 m, il commence par décroître pour atteindre 45 m d'altitude au PK 316Km, ensuite il s'étend progressivement pour se hisser au point le plus culminant de la ligne appelé point de contrôle qui est caractérisé par une hauteur de 1029,831m au PK 542,519 Km et situé sur le col de SELATNA, c'est à partir de ce point qu'il décroît une deuxième fois pour atteindre le niveau le plus bas le TMB.

Le diamètre du pipeline varie sur deux tronçons à savoir :

I.3.3.1. Le premier tronçon :

De HEH au col SELATNA, le pipeline est de 24" de diamètre et d'une longueur de 542,519 km.

I.3.3.2. Le deuxième tronçon :

Du SELATNA au TMB, le pipeline est de 22" de diamètre et d'une longueur de 126,749km sur ce tronçon l'écoulement devient gravitaire.

Le réseau de transport par canalisation de Bejaïa se compose aussi de :

I.3.3.3. L'oléoduc OG1

Mise en service en 1970, il existe un piquage sur la ligne OB1 à Beni Mansour au PK 542,519 km. Cet oléoduc assure le besoin de la raffinerie d'Alger en pétrole brut, il relie la station de Béni Mansour par le terminal arrivé Sidi Resine avec une longueur totale de 144 Km, un diamètre de 20" et une capacité de transport de 4.1 MTA.

Chapitre I : Présentation de la TRC et de la ligne OB1

I.3.4. Les stations

La ligne HEH / Béjaia fonctionnait au départ seulement avec trois stations de pompage pour un débit maximum égal à 1800 m³ /h. Plus tard, ils ont construit une quatrième station qui porte le nom SP1Bis à côté de Djamaa, pour permettre l'augmentation du débit jusqu'à 2200m³ /h. Donc la ligne OB1 est constituée de quatre stations de pompage principales :

- SP1 HEH
- SP1 Bis Djamaa
- SP2 Biskra
- SP3 Msila

En 1967, les besoins du pétrole ont augmenté d'où l'obligation de la mise en ligne de quatre stations satellites implantées entre chaque deux stations principales : SPA (Touggourt) SPB (Oumach) SPC (Oued El Fid) SPD (Beni Mansour) pour une autre augmentation du débit jusqu'à 2540 m³/h.

Actuellement, l'exploitation de la ligne se fait de 800 m³ /h à 1800 m³ /h et peut aller jusqu'à 2000 m³ /h selon la demande du TMB.

I.3.4.1. Terminal départ SP1 :

Situation géographique			Pk (km) : 0
			Altitude (km) : 89
TP : Turbopompe Tc : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou moteur	Nombre	5 EP
		Constructeur	CEN
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	10 000
	Pompe	Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
Turboalternateur ou Groupe électrogène		Nombre	1
		Constructeur	SDM O
		Puissance KVA	250
Consommation			Secours

Tableau I. 2: Caractéristiques de SP1.

Chapitre I : Présentation de la TRC et de la ligne OB1

I.3.4.2. La station SP1 Bis :

Situation géographique			Pk (km) : 189,83
			Altitude (km) : 152,47
TP : Turbopompe Tc : Turbocompresseur EP : Electropompe MP: Motopompe	Turbine ou moteur	Nombre	2 TP
		Constructeur	NuovoPignone
		Type	Turbine à gaz
		Puissance CV	13410.22 5 (10MW)
	Pompe ou compresseur	Nombre	2 pompes
		Constructeur	NuovoPignone
		Type	Centrifuge
Turboalternateur ou Groupe électrogène		Nombre	2 TA
		Constructeur	Solar
		Puissance KVA	(1MW)
Consommation			Secours

Tableau I. 3: Caractéristiques de SP1Bis.

Chapitre I : Présentation de la TRC et de la ligne OB1

I.3.4.3. La station SP2 :

Situation géographique			Pk (km) : 350,854
			Altitude (km) : 220,11
TP : Turbopompe Tc : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou moteur	Nombre	5 EP
		Constructeur	ASP ROBICON
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	2011.533 (1500KW)
	Pompe ou compresseur	Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
Turboalternateur ou Groupe électrogène		Nombre	1 GE
		Constructeur	ROSSI GE
		Puissance KVA	630 KVA
Consommation			Secours

Tableau I. 4: Caractéristiques de SP2.

I.3.4.4. La station SP3 :

Situation géographique			Pk (km) : 495,727
			Altitude (km) : 3,329
TP : Turbopompe Tc : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou moteur	Nombre	5 EP
		Constructeur	ASP ROBICON
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	2145.635 (1600kw)
	Pompe ou compresseur	Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
Turboalternateur ou Groupe électrogène		Nombre	1 GE
		Constructeur	ROSSI GE
		Puissance KVA	630 KVA
Consommation			Secours

Tableau I. 5: Caractéristiques du SP3.

Une pression minimale de 42 bars est nécessaire pour que le brut grave le col de SELATNA dont l'altitude est de 1029,831 m. Les pompes sont disposées en parallèle pour garder une pression constante et augmenter le débit qui s'ajoute pour évacuer le maximum, puis il atteint le terminal par écoulement gravitaire. La colonne qui relie SP3 et le col de SELATNA doit être toujours pleine sinon on aura la création d'un vide par effet venturi qui va bousier le pipeline.

Chapitre I : Présentation de la TRC et de la ligne OB1

I.3.4.5. Terminal arrivée :

Situation géographique			Pk (km) : 669,268
			Altitude (km) : 220,11
TP : Turbopompe Tc : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou moteur	Nombre	10EP
		Constructeur	BREGUET. CEN. BSH. SW
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	6137
	Pompe ou compresseur	Nombre	10 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
Turboalternateur ou Groupe électrogène		Nombre	1 GE
		Constructeur	PETBOW
		Puissance KVA	165
Consommation			Secours

Tableau I. 6: Caractéristiques du terminal arrivé Béjaia.

- Toutes les stations contiennent des pompes boosters assemblées parallèlement en cas de faible pression qui permettent de fournir la pression d'admission aux pompes principales identiques dans chaque station afin de refouler le brut après.
- Sans oublier la présence des bacs tampons à chaque station dont le rôle est le stockage du brut en cas d'une panne au niveau du pipeline ou bien la surcharge en station de départ et arriver afin de ne pas arrêter la production.

Chapitre I : Présentation de la TRC et de la ligne OB1

I.3.5. D'autres caractéristiques de fonctionnement :

Section	Débit (m3 /h)	N° de pompe principale	N° de pompe boosté	Position de pompe	Vitesse de rotation (tr/min)
SP1- SP2	800	01	01	En série	2950
	1100	02	02		
	1400	03	02		
SP1- SP1Bis	1800	02	03	En série	3760
	2200	02	04		
SP1Bis- SP2	1800	01	-	En série	3760
	2200	01	-		
SP2-SP3	800	01	01	En série	2950
	1400	02	02		
	1800	03	02		
	2200	04	02		
SP3-TMB	800	01	01	En parallèle	3560
	1400	02	02		
	1800	03	02		
	2200	04	02		

Tableau I. 7: Caractéristiques de chaque section.

Chapitre II : Transport de pétrole brut par canalisation

II.1. Introduction :

Le transport par canalisation gagne en importance tant au niveau national qu'international, entraînant une augmentation continue des quantités de produits transportés et des consommations d'énergie. L'importance des pipelines dans le transport du pétrole et de ses dérivés réside dans leur capacité à acheminer de grandes quantités de pétrole sur de longues distances. Cependant, le transport du pétrole brut entre la source d'extraction et les unités de raffinage présente de nombreux défis, souvent liés à la viscosité élevée des produits pétroliers, ce qui demande davantage d'énergie. Pour remédier à ce problème, nous avons adopté différentes méthodes pour diminuer cette viscosité apparente, garantissant ainsi une optimisation efficace du transport du pétrole.

Dans le domaine du transport par canalisation, nous sommes régulièrement confrontés à des problèmes de fuites, compromettant la continuité de nos opérations et entraînant des pertes de produits coûteuses. Mais qu'entendons-nous par "fuites" ? Les fuites représentent une forme de perte de matériau causée par divers facteurs. Pour les réduire, plusieurs opérations de réhabilitation et de réparation sont nécessaires. Dans ce chapitre, nous détaillons chacune de ces étapes.

II.2. Généralité sur le transport de pétrole brut par pipeline :

II.2.1. Définition de Pétrole brut : [1]

Le pétrole brut, également connu sous le nom de « Crude Oil en anglais », est un mélange complexe d'hydrocarbures non traités, avec une densité variant de 0,8 à 9,5, qui est piégé dans des géologies spécifiques. Il s'agit de la fusion chimique entre le carbone « C » et l'hydrogène « H », avec également une faible quantité de soufre, des traces d'azote, d'oxygène et de divers métaux. Il se distingue en termes de :

- Densité.
- La composition.
- La quantité de soufre.

II.2.2. Composition de pétrole brut : [2]

Le pétrole brut est principalement constitué d'hydrocarbures, dont le carbone représente entre 83% et 87% du volume, tandis que l'hydrogène est présent à 10 à 15 %, ainsi que des composés oxygénés, azotés et sulfurés, ainsi que des traces de métaux spécifiques tels que le vanadium, le molybdène et le nickel. Les différents hydrocarbures présents dans le pétrole sont classés en trois catégories :

- Les paraffines sont des alcalins.
- Les naphthènes (alcanes cycliques).
- Les aromatiques.

II.2.3. Classification du pétrole : [3]

Lorsqu'un gisement de pétrole est découvert, il est soumis à plusieurs analyses qui permettent de le classer. La classification du pétrole revêt une grande importance car elle nous donne une compréhension des techniques adéquates de son traitement, de l'éventail et des caractéristiques des produits à obtenir. Trois catégories de classification sont identifiées :

II.2.3.1. Classification industrielle :

D'après cette catégorisation, on peut identifier :

Chapitre II : Transport de pétrole brut par canalisation

- Le pétrole a une légèreté : Si $\rho_{15}^{15} < 0,828$
- Un pétrole est de qualité moyenne : En cas de $0,828 < \rho_{15}^{15} < 0,884$
- Un pétrole est lourd : si est inférieur à $\rho_{15}^{15} > 0,884$

a) Comme principe général :

Une quantité relativement significative de fractions légères (essence, kérosène, gas-oil léger) et de paraffines est présente dans un pétrole brut léger. Cependant, il y a peu de douleur et de gouttes. L'essence présente un faible indice d'octane, cependant les huiles lubrifiantes obtenues sont de qualité supérieure (indice de viscosité élevé).

b) Habituellement :

Les pétroles lourds se distinguent par leur faible concentration d'essence, mais leur indice d'octane est élevé, ainsi que leur concentration en gommages. Ce pétrole a la capacité de produire une grande quantité de coke et des bitumes de haute qualité. La classification qui ne prend en considération que la densité ρ_{15}^{15} demeure incomplète.

II.2.3.2. Classification Chimique :

Les pétroles suivants peuvent être identifiés en fonction de la prédominance d'une ou plusieurs familles d'hydrocarbures :

- a- Un pétrole à base de paraffine (États-Unis).
- b- Un pétrole raffiné (Rép d'Azerbaïdjan).
- c- Un pétrole à base de paraffine et de naphtène (Algérie).
- d- Un pétrole à base d'arôme (Indonésie).
- e- Un pétrole à base de naphténo-arômes (Californie).
- f- Un pétrole à base de naphta (mixte).

La nature réelle du pétrole n'est pas représentée par la classification chimique, car la répartition des légers dans les fractions varie, et les fractions lourdes contiennent des hydrocarbures mixtes. Par conséquent, cette classification ne peut pas nous fournir une information complète sur la quantité et la qualité des produits potentiels.

De nos jours, la méthode la plus exhaustive et donc la plus couramment employée demeure la méthode technologique.

II.2.3.3. Classification technologique :

Son fondement repose sur :

A- La quantité de soufre présente dans le pétrole et dans les fractions pétrolières :

A-1) Classe 1 : Pétrole peu sulfureux : $S \leq 0,5\%$

A-2) Classe 2 : Pétrole sulfureux : $0,5 < S \leq 2\%$

A-3) Classe 3 : Pétrole très sulfureux : $S > 2\%$

Classes	Teneur en soufre (%)			
	Dans le pétrole	Essence PI ÷ 200	Carburacteur 120 ÷ 240	Carburant diesel 240 ÷ 360
Classe 1	$\leq 0,5$	$\leq 0,15$	$\leq 0,1$	$\leq 0,2$
Classe 2	$0,5 \div 0,2$	0,15	$\leq 0,25$	$\leq 1,0$
Classe 3	> 2	$> 0,15$	$> 0,25$	$> 1,0$

Tableau II. 1: Classification des pétroles selon la teneur en soufre.

Chapitre II : Transport de pétrole brut par canalisation

B- La quantité de produits clairs potentiels ($PF \leq 350^{\circ}\text{C}$)

Trois catégories de pétrole sont identifiées :

B-1) Type 1 : teneur $\geq 45\%$

B-2) Type 2 : teneur $30 \div 45\%$

B-3) Type 3 : teneur $\leq 30\%$

C- La composition en huiles de base et leurs caractéristiques : Les groupes sont classés en fonction de la quantité d'huiles de base et d'huile résiduelle, tandis que les sous-groupes sont classés en fonction de leurs caractéristiques (indice de viscosité) :

Groupe	Teneur en huile de base %		Sous-groupe	Indice de viscosité
	Par rapport au pétrole	Par rapport au mazoute		
M1	> 25	≥ 45	I₁	> 85
M2	$15 \div 25$	≥ 45		
M3	$15 \div 25$	$30 \div 45$	I₂	$40 \div 85$
M4	< 15	< 30		

Tableau II. 2: Classification des pétroles selon la teneur en produits clairs.

D- La quantité de paraffines présente dans le pétrole :

Selon la quantité de paraffines et la capacité à produire des carburants diesel et des huiles de distillat de base à partir du pétrole brut, qu'il soit déparaffiné ou non, on peut distinguer trois catégories de pétrole :

P1 - Pétrole peu paraffiniques $\leq 1,5\%$

P2 - Pétrole paraffiniques $1,5 \div 6\%$

P3 - Pétrole très paraffiniques $> 6\%$

II.3. Les pipelines :

II.3.1. Définition d'un pipeline

Un pipeline est Moyen de transportant des biens, qu'ils soient sous forme liquide ou gazeuse. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir des tôles d'acier déformé en tube soudés bout à bout, revêtus extérieurement et intérieurement. Ces derniers s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés si généralement enfouis dans le sol, en zone de risque sismique ou politiquement instable. Au contraire de leur investissement initial ; leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances [4]

II.3.2. Caractéristiques des pipe-lines :

Les pipelines sont principalement fabriqués en acier, même si le plastique et l'aluminium sont parfois employés dans les réseaux de distribution de gaz naturel. En soudant des tuyaux courts (20 m) les uns aux autres, on obtient des tuyaux en acier. Après avoir radiographié les composants, les tuyaux sont recouverts d'une couche de protection avant d'être enfouis dans le sol. Avant d'être utilisés, tous les tuyaux sont soumis à une inspection et à un test sous pression. Ces principales caractéristiques sont :

- Un grand diamètre qui arrive jusqu'à 56" et peut atteindre 64".
- La capacité maximale de transport.
- La pression de service élevée (jusqu'à 100 bars).
- Une grande longueur.
- L'épaisseur (variant de 6.35 mm à 23 mm).

Chapitre II : Transport de pétrole brut par canalisation

- Le mode de pose (aérien ou souterrain).
- Type d'acier.
- Spécification de construction.
- Température et pression d'exploitation.

Sont régies par tout un ensemble de règles et font l'objet de multiples calculs et de compromis économiques.

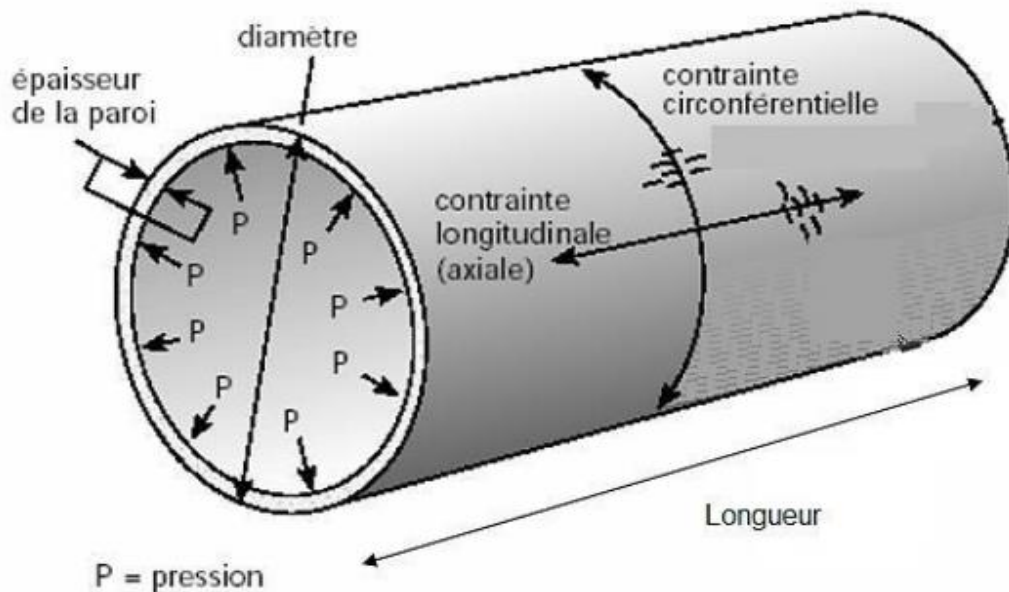


Figure II. 1: Caractéristiques des tubes.

Il est nécessaire de calculer le diamètre d'une canalisation en prenant en compte le débit des produits à transporter, leur viscosité et leur densité, afin de trouver un compromis économique entre la puissance des stations de pompage ou de compression à installer et l'importance de l'investissement total. [5]

II.3.3. Les différents types de pipelines :

Les types et le nom d'une canalisation dépendent des caractéristiques physiques et des conditions d'acheminement du produit à déplacer. On distingue deux types :

- ✚ Pour le gaz naturel, on parle de Gazoduc.
- ✚ Pour le pétrole, on parle d'oléoduc.

➤ Oléoduc :

L'Oléoduc joue un rôle essentiel dans le processus de transport des hydrocarbures liquides. Il établit une connexion entre un parc de stockage principal (les différents terminaux existants et pipe-lines installés sur un territoire donné). Il est également chargé de transporter le pétrole brut vers les raffineries et les terminaux marins. La ligne de transport est exploitée à des débits variables en fonction de la demande des terminaux et du nombre de stations de pompage à mettre en service.

II.3.4. Constitution d'un oléoduc :

Les différentes composantes d'un oléoduc sont :

- Les stations de pompage de départ et intermédiaires.
- La ligne (conduite).
- Les terminaux de départ et d'arrivée (T.D et T.A).
- Des endroits où le produit peut être livré et reçu.
- Des postes de sectionnement et des postes de coupures.
- La mise en place de postes cathodiques.
- Des installations de télécommande et de télécommunication.



Figure II. 2: Une vue d'ensemble d'un pipeline.

II.4. Les problèmes de transport par pipeline :

II.4.1. Dépôt des asphaltènes dans les pipelines :

Les asphaltènes, définis de manière arbitraire comme une classe de pétrole insoluble dans les alcanes légers mais soluble dans le toluène ou le dichlorométhane, sont des hydrocarbures de haut poids moléculaire [6]. Les asphaltènes sont connus pour leur tendance à se précipiter et à se déposer, ce qui entraîne des problèmes d'assurance d'écoulement dans la production de pétrole conventionnelle. Ces conséquences incluent :

- Réduire la surface d'écoulement des conduits.
- Augmentation de la perte de pression de friction.
- Altération de la mouillabilité.
- Blocage de pipeline.
- Efficacité réduite des équipements de production.

Ces différents effets sont associés à la formation de précipitations d'asphaltènes en raison de la réduction de leur solubilité dans le fluide produit. On peut observer cela dans des situations où la pression et la température varient. [7]



Figure II. 3: Un dépôt solide d'asphaltène se trouve dans un pipeline.

II.4.2. Dépôt des paraffines :

La baisse de température a un impact sur le transport de pétrole brut dans les pipelines pendant l'hiver, ce qui entraîne divers problèmes tels que le dépôt des paraffines. Des anomalies de pression sont créées et un blocage artificiel est provoqué, ce qui entraîne une diminution ou une interruption de la production.

Il est crucial de garantir le bon débit dans les pipelines d'hydrocarbures car la phase solide de paraffine se précipite sur la paroi de la conduite.

Lorsque sa température (température du liquide de refroidissement d'entrée) est inférieure à la température d'apparition de la cire, les paraffines peuvent se déposer sous forme de phase solide sur la paroi de la conduite (Figure II.6).

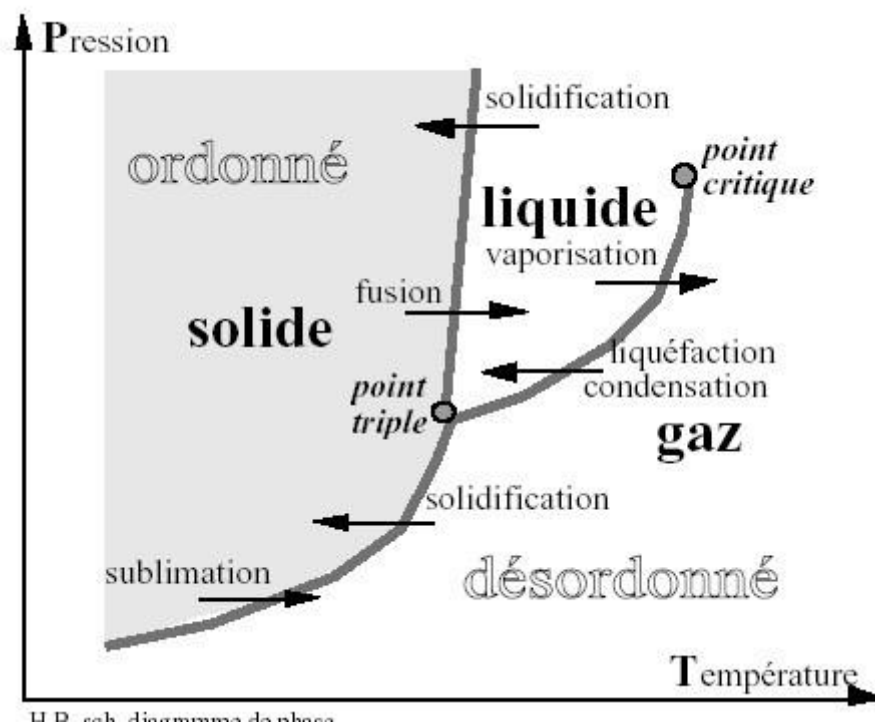


Figure II. 4: les domaines d'existence des différentes phases d'un liquide.

Chapitre II : Transport de pétrole brut par canalisation

En outre, les éléments qui influencent la formation de la cire comprennent la température de la paroi de la conduite (température du liquide de refroidissement d'entrée), la composition du pétrole brut, la température du pétrole brut, ainsi que la température du pétrole brut, la température ambiante, le flux, la tendance thermique, le temps et la pression.

L'écoulement dans la canalisation d'hydrocarbures est essentiel en raison de la précipitation de la phase solide de paraffine sur la paroi du tuyau. [8]

II.5. Construction d'un pipeline :

La construction d'un pipeline implique plusieurs activités différentes qui contribuent chacune à préserver l'intégrité à long terme du pipeline, tout en réduisant au minimum l'impact sur l'environnement et le propriétaire du territoire. La préservation de l'intégrité des pipelines débute par la fourniture des matériaux - les pipelines sont habituellement fabriqués en acier. L'acier utilisé est de la plus haute qualité.

II.5.1. Caractéristiques des aciers des tubes destinés à la construction de pipeline :

Les différents types d'aciers utilisés dans les tubes sont :

- Les aciers à faible contenu en carbone.
- Les aciers faiblement alliés à faible contenu en carbone.

Trois spécifications des normes API définissent les caractéristiques mécaniques des aciers des tubes, à savoir 5L pour les aciers de qualité standard et 5LX et 5LS pour les aciers de haute résistance.

Travaux de pose d'un pipeline :

- Mise en fouille
- Lestage ou ancrage
- Remblaiement de la tranchée
- Franchissement des obstacles particuliers
- Raccordements
- Contrôles et épreuves
- Séchage de la canalisation
- Remise en état des lieux
- Isolement et remise en service des réseaux de drainage
- Équipement de la ligne : postes et piquages
- Équipement de la ligne : protection cathodique
- Constitution des archives techniques.



Figure II. 5: Déchargement des tubes sur piste.

II.6. Les Facteurs Influant sur les anomalies :

II.6.1. Les encrassements et les dépôts :

L'encrassement est provoqué par des dépôts de paraffine et des impuretés de sable sur la paroi interne de la conduite, ce qui réduit le diamètre intérieur. Cela augmente la rugosité et, par conséquent, les pertes de charge. Ce phénomène entraîne une réduction de la capacité de transport de la ligne, une augmentation des dépenses d'énergie au niveau de la station et un accroissement du coût de transport.

Les dépôts de paraffine se trouvent généralement dans les points bas, et leur formation dépend également de la teneur en eau (phénomène de coalescence)

II.6.2. Pertes de métal :

II.6.2.1. Corrosion interne :



Figure II. 6: Pipeline corrodé intérieurement.

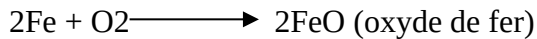
Chapitre II : Transport de pétrole brut par canalisation

Il y a deux types de corrosion à l'intérieur du pipeline, à savoir :

➤ **Corrosion chimique :**

C'est un processus naturel au cours duquel un matériau, généralement un métal, réagit chimiquement avec son environnement. Ce processus est souvent accéléré en présence d'agents corrosifs tels que l'humidité, l'oxygène et certains gaz, ...etc.

Exemple sur les réactions chimiques :



Pour empêcher ces réactions, on procède à la désacidification

➤ **La corrosion bactériale (BSR) :**

Les bactéries sulfato-réductrices réagissent avec le sulfate SO_4^{2-} présent dans le pétrole. Elles absorbent le sulfate et le dihydrogène H_2 , produisant ainsi du sulfure d'hydrogène H_2S . Ce sulfure d'hydrogène peut réagir avec le fer pour former du sulfure de fer.

Pour protéger la conduite contre la corrosion interne, on utilise plusieurs méthodes :

1. Les inhibiteurs de corrosion : Ce sont des produits chimiques ajoutés à la conduite pour ralentir ou prévenir le processus de corrosion.

2. Les pipelines revêtus intérieurement par une couche d'époxy (polymère) : Cette couche protège la surface interne de la conduite contre la corrosion.

3. La surépaisseur de corrosion (2-3 mm) : Cela signifie qu'une couche supplémentaire d'épaisseur est prévue pour compenser l'érosion due à la corrosion.

4. L'utilisation d'acier inoxydable : L'acier inoxydable est résistant à la corrosion et peut être utilisé pour la construction de la conduite.

5. L'ajout de biocides : Les biocides sont des produits chimiques utilisés pour tuer les bactéries et ainsi prévenir la corrosion causée par les bactéries.

6. Les opérations de nettoyage : Il s'agit de procédures régulières visant à enlever les dépôts et les contaminants de la surface interne de la conduite afin de prévenir la corrosion.

En utilisant ces méthodes en combinaison ou individuellement, on peut efficacement protéger les conduites contre la corrosion interne.

II.6.2.2. La corrosion externe :

➤ **La corrosion électrochimique :**

• **Corrosion galvanique :**

La corrosion galvanique est une forme de corrosion qui se produit lorsque deux métaux différents sont en contact électrique direct et sont également exposés à un électrolyte :

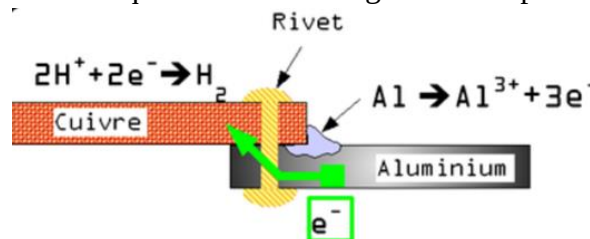


Figure II. 7: Principe de formation de la corrosion galvanique.

- **Corrosion par aération différentiel :**

Ce type de corrosion se produit lorsqu'il existe des parties à faible concentration en oxygène (zone anodique) et des parties à haute concentration en oxygène (zone cathodique).

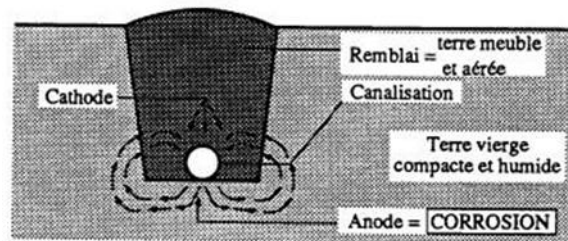


Figure II.10 : Principe de formation de la corrosion par aération différentiel

- **Corrosion par une pile géologique :**

La corrosion par pile géologique, également appelée corrosion par pile de corrosion, est un type de corrosion électrochimique qui se produit lorsque un métal est en contact avec un sol ou un environnement hétérogène.

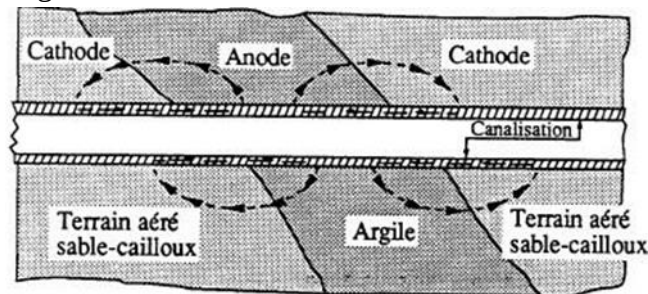


Figure II. 8: Principe de formation de la corrosion par une pile géologique.

II.6.3. Différentes protections de la canalisation

II.6.3.1. Protection passive ou bien par revêtement :

Un revêtement ayant pour fonction d'isoler le métal du milieu corrosif, il doit être continu, adhérent et inerte par rapport à l'environnement. A cet effet, il faut préparer soigneusement les surfaces à traiter ; c'est-à-dire éliminer toute trace d'oxydation, de graisse ou de tout autre corps étranger, afin que le revêtement joue totalement son rôle de barrière au passage des électrons.



Figure II. 9: Un pipeline revêtu.

II.6.3.2. La protection cathodique :

- **Protection cathodique par anodes sacrificielles :**

Le métal à protéger est couplé à un métal moins noble. Le potentiel de corrosion de l'ensemble doit être inférieur au potentiel de dissolution du métal à protéger ; ce dernier devient alors cathodique par rapport à l'anode, qui se corrode.

La protection cathodique par anode sacrificielle est une application du phénomène de corrosion galvanique. Les anodes sacrificielles sont faites en Zn, Mg ou Al.

Pour que cette protection existe, il faut :

- que la pile débite, donc l'anode soit reliée électriquement à l'acier (cathode).
- que la surface à protéger et l'anode soient plongées toutes deux dans le même milieu électrolytique.
- que l'installation soit adaptée à la surface à protéger (dimension, nombre, réparation des anodes)

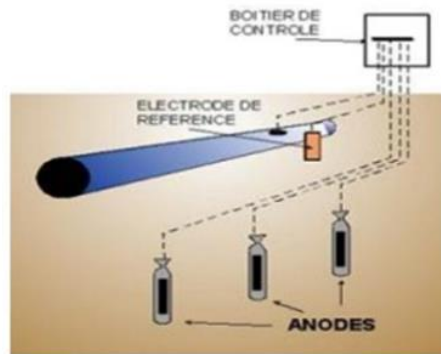


Figure II. 10: La protection cathodique par anode sacrificiel.

- **Protection cathodique par courant imposé :(soutirage de courant) :**

Cette méthode repose sur le même principe que l'anode sacrificielle, mais ici, l'anode est en général inerte (graphite, plomb, Fe -15% Si ...) et le potentiel de corrosion de la structure à protéger est abaissé par l'action d'une source extérieure de courant continu. (Redresseur ou générateur de courant continu).

Elle consiste à relier la structure à protéger au pôle négatif d'un générateur de courant continu, et le déversoir au pôle positif.

Remarque : En pratique, on utilise une anode déversoir (prise de terre). Cette anode déversoir doit présenter une masse suffisamment importante pour avoir une durée de vie acceptable.

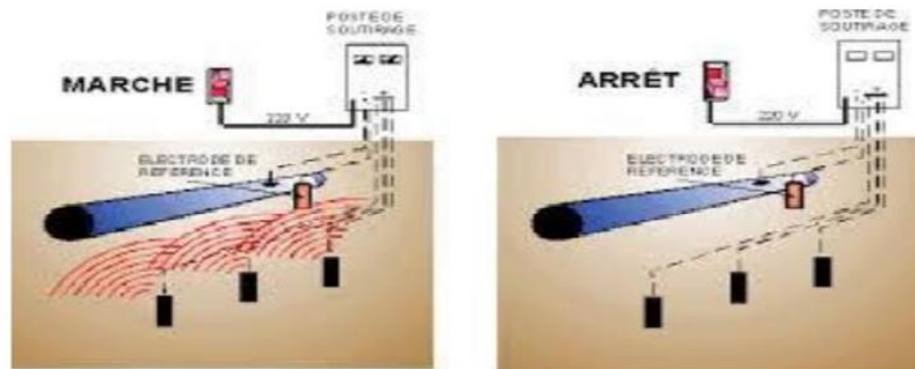


Figure II. 11: La protection cathodique par courant imposé.

II.7. La détection des anomalies :

La détection des défauts dans les oléoducs est un ensemble de techniques et de technologies utilisées pour identifier et localiser les fuites dans les pipelines de transport de pétrole. Les défauts de pétrole peuvent avoir des conséquences graves pour l'environnement, la sécurité publique et l'économie. Elles peuvent entraîner des dommages aux sols et aux eaux souterraines, des incendies, des explosions et des perturbations de l'approvisionnement en énergie. L'objectif principal de la détection des fuites est de repérer rapidement les incidents pour minimiser les dégâts environnementaux, économiques et sociaux associés aux déversements de produits pétroliers.

Pour détecter et localiser les fuites, nous avons recours à une opération appelée l'inspection en ligne. Cette opération consiste à faire passer un dispositif à l'intérieur de la conduite pour inspecter son état.

Mais avant tout, il faut effectuer l'action de pré-inspection qui est composée des étapes suivantes :

- ✓ Nettoyage de la conduite à l'aide d'outils conventionnels.
- ✓ Envoi d'un outil de configuration pour détecter les risques potentiels.
- ✓ Envoi d'un mannequin.

Ensuite, nous pouvons utiliser notre outil intelligent pour détecter les défauts.

Remarque :

Toutes ces opérations peuvent être éliminées si :

- Le pipeline est régulièrement nettoyé.
- La ligne est nouvelle.

- **Obligations de l'opération :**

- La conduite a plus de 10 ans et n'est pas nettoyée régulièrement.
- Formation de condensat et de paraffine plus rapide.
- Le tronçon fait plus de 60 km, donc toutes ces étapes sont nécessaires pour éviter le blocage de l'outil.

II.7.1. Les techniques de détection des pertes de métal :

II.7.1.1. Technique MFL (Magnetic Flux Leakage) :

Principe de fonctionnement : Les outils MFL utilisent des aimants permanents pour générer un champ magnétique à l'intérieur du pipeline. Lorsqu'il y a une anomalie, le champ magnétique est perturbé, ce qui provoque une fuite de flux magnétique

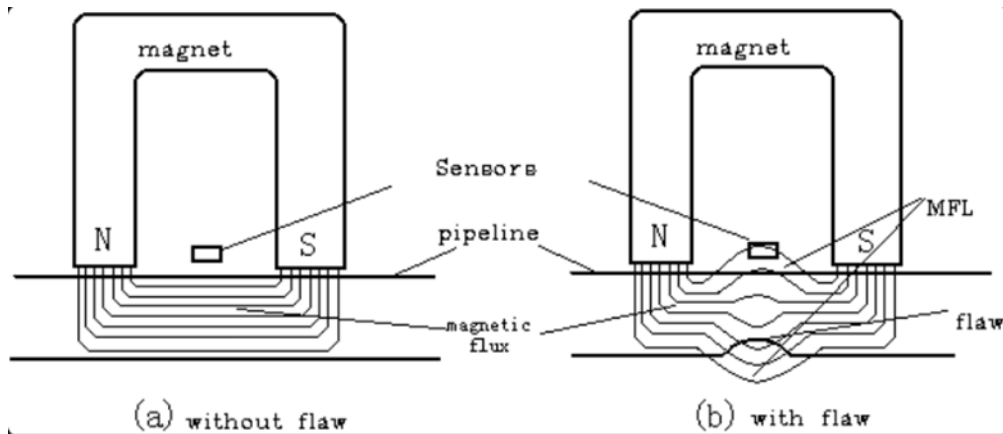


Figure II. 12: Principe de fonctionnement de la technique MFL.

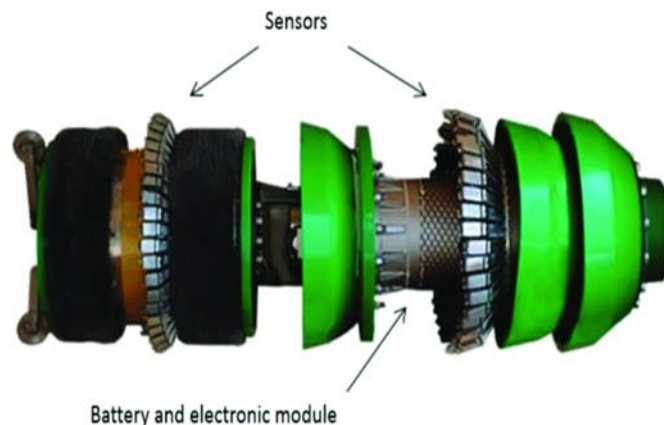


Figure II. 13: L'outil MFL.

Les composants d'un outil fonctionnant selon la technique MFL sont :

1. Une conduite pour assurer l'étanchéité (des disques ou bien des coupelles).
2. Le magnétiseur, une petite brosse métallique qui guide le champ magnétique et assure le contact entre la paroi et les aimants.
3. Les odomètres pour mesurer la distance parcourue.
4. L'enregistreur.
5. La batterie pour alimenter les deux derniers

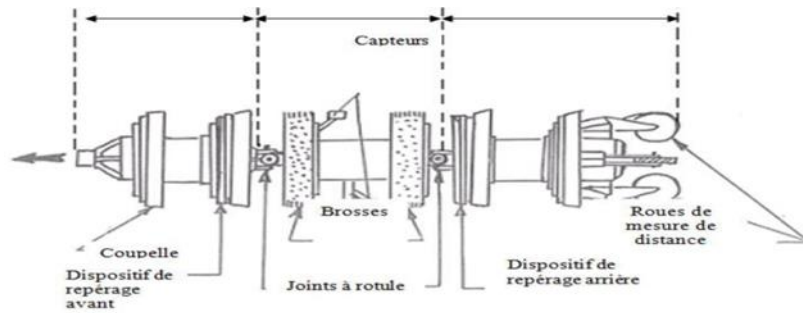


Figure II. 14: Les composants d'un outil MFL.

II.7.1.2. Technique ultrasonique :

Principe de fonctionnement : ils émettent des ondes sonores à travers la paroi du pipeline lorsque ces ondes rencontrent une discontinuité, une partie de l'onde est réfléchie vers l'émetteur, on mesurant le temps de vol de ces ondes, après on peut déterminer l'épaisseur de la paroi et détecté les anomalies.

Cette technique est besoin d'un couplant liquide

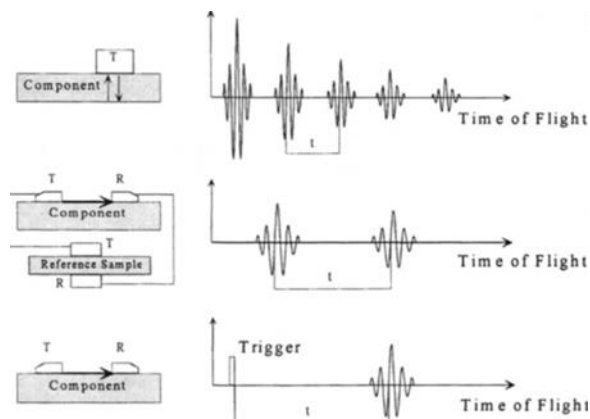


Figure II. 15: Les ondes sonores.



Figure II. 16: L'outil ultrasonique.

Chapitre II : Transport de pétrole brut par canalisation

II.7.2. La déférence entre les deux techniques :

La technique MFL	La technique ultrasonique
☐	☐
☐ ne sont pas influencées par la vitesse de l'outil	☐ sensible a la vitesse
☐ utile pour les gazoducs	☐ utile pour les oleoducs
☐ ne sont pas sensible au variation d'épaisseur	☐ sensible au variation d'épaisseur
☐ détection moins précise	☐ plus précise que l'MFL
☐ adapter just pour les pipeline en acier	☐ adapter pour tous les types des métaux

II.8. Les effets des anomalies:

II.8.1. Impact environnemental :

Contamination des sols : Les hydrocarbures libérés lors d'une fuite peuvent s'infiltrer dans le sol, contaminant la terre et menaçant la santé des plantes et des animaux. Les sols contaminés peuvent devenir infertiles et impropres à l'agriculture.

Pollution de l'eau : Les fuites de pipelines peuvent également contaminer les eaux souterraines et de surface, affectant la qualité de l'eau potable et menaçant la vie aquatique. Les hydrocarbures peuvent perturber les écosystèmes aquatiques et entraîner la mort d'animaux.

Contamination de l'air : Les fuites de gaz naturel peuvent libérer du méthane, un puissant gaz à effet de serre, dans l'atmosphère, contribuant au réchauffement climatique. Les fuites de pétrole peuvent également libérer des composés organiques volatils (COV) dans l'air, qui peuvent nuire à la qualité de l'air et à la santé humaine.[09]

II.8.2. Impact économique :

Coûts de nettoyage : Le nettoyage d'une fuite de pipeline peut s'avérer extrêmement coûteux, en fonction de la quantité de produit déversé, du type de terrain et des méthodes de nettoyage utilisées. Les coûts peuvent inclure la main-d'œuvre, l'équipement, le transport et le traitement des déchets contaminés.

Perturbations des activités : Les fuites de pipelines peuvent perturber les activités économiques dans les environs, notamment l'agriculture, la pêche et le tourisme. Les entreprises peuvent être contraintes de fermer temporairement ou définitivement, entraînant des pertes de revenus et d'emplois.

Responsabilité civile : Les compagnies pétrolières et gazières peuvent être tenues responsables des dommages causés par les fuites de pipelines, ce qui peut inclure des paiements pour le nettoyage, la restauration de l'environnement et les pertes économiques subies par les tiers.

II.8.3. Impact social :

Santé humaine : Les personnes exposées aux hydrocarbures libérés lors d'une fuite peuvent souffrir de problèmes de santé tels que des irritations respiratoires, des maux de tête, des nausées et des vomissements. L'exposition à long terme peut entraîner des problèmes de santé plus graves, tels que le cancer.

Evacuations et relogement : En cas de fuite importante, les populations vivant à proximité peuvent être évacuées de leurs maisons par mesure de précaution. Cela peut perturber leur vie et entraîner des difficultés financières et sociales.

Perte de confiance du public : Les fuites de pipelines peuvent nuire à la réputation des compagnies pétrolières et gazières et miner la confiance du public dans l'industrie pétrolière [10].

Conclusion :

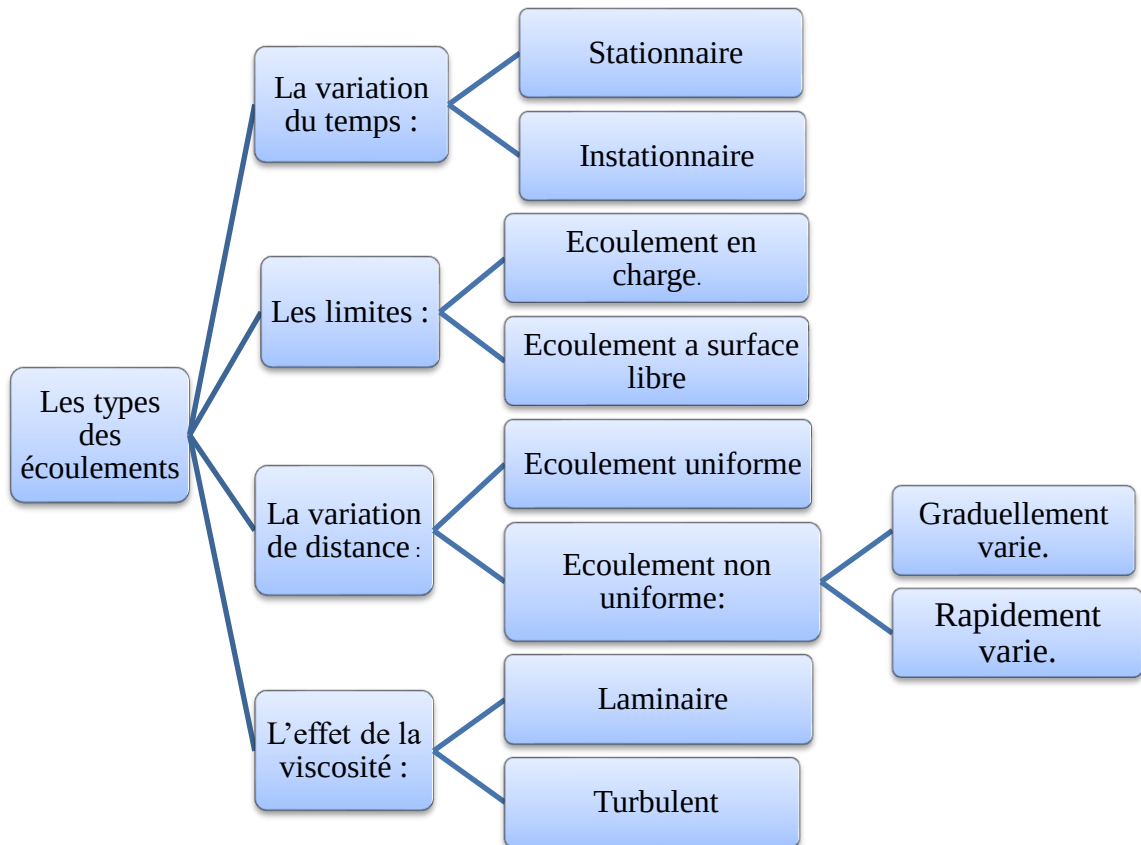
Dans ce chapitre, nous avons exposé les difficultés qui empêchent l'écoulement du pétrole dans les pipelines d'énergie pétrolière et aussi fournira une analyse approfondie des fuites dans les pipelines d'hydrocarbures, soulignant leur importance en tant que problème majeur pour l'industrie énergétique et l'environnement. Les causes, la détection, la réparation et les effets des fuites seront présentés de manière détaillée, mettant en évidence les enjeux et les défis liés à la gestion de ces incidents. L'objectif est de contribuer à une meilleure compréhension des problématiques liées aux fuites de pipelines et d'identifier des solutions durables pour prévenir et minimiser leurs impacts négatifs.

Chapitre III : l'écoulement instationnaire dans les pipelines

Chapitre III : L'écoulement instationnaire dans les pipelines

III.1. Introduction :

La dynamique des fluides fait référence au mouvement d'un fluide, qu'il s'agisse d'un liquide ou d'un gaz, dans un système. Les fluides, caractérisés par leur densité et leur viscosité, peuvent s'écouler de différentes manières, influencés par des facteurs tels que la pression, la vitesse, et la géométrie des conduits. Lorsque les fluides se déplacent, des principes comme la conservation de l'énergie, illustrée par la relation de Bernoulli, interviennent pour expliquer les variations de vitesse et de pression. Et il y a plusieurs types des écoulements sont classées selon le schéma suivant :



Le travail actuel est basé sur l'étude des écoulements instationnaires du pétrole dans un pipeline.

III.2. Caractéristiques de l'écoulement instationnaire dans les pipelines :

III.2.1. Définition des écoulements instationnaires :

Un écoulement est qualifié d'instationnaire lorsque l'ensemble des variables décrivant son mouvement dépend du temps. Cela signifie que des grandeurs comme la pression (p), la vitesse (V), la densité (ρ) et l'énergie (E) ne sont pas constantes et évoluent en fonction du temps [11].

III.2.2. Propriétés caractéristiques des écoulements instationnaires :

- **Variations temporelles :** Les propriétés de l'écoulement varient au cours du temps en au moins un point du domaine étudié.

- **Lignes d'émission, trajectoires et lignes de courant distinctes** : Contrairement aux écoulements stationnaires, ces éléments ne se superposent pas et évoluent différemment dans le temps.
- **Exemples d'écoulements instationnaires** :
 - Le remplissage ou la vidange d'un réservoir
 - Le démarrage ou l'arrêt d'une pompe
 - Le passage d'un fluide dans une vanne
 - Les vagues dans l'océan
 - Les turbulences dans l'atmosphère. [12]

III.3. Les facteurs influençant la dynamique des écoulements instationnaire dans les pipelines :

III.3.1. Les facteurs géométriques :

- ✓ **Diamètre du pipeline** : Le diamètre affecte la vitesse d'écoulement et la perte de charge. Un diamètre plus grand signifie une vitesse d'écoulement plus élevée et une perte de charge plus faible.
- ✓ **Longueur du pipeline** : La longueur affecte le temps de transit du fluide et la perte de charge. Une longueur plus grande signifie un temps de transit plus long et une perte de charge plus importante.
- ✓ **Rugosité de la paroi** : La rugosité affecte la perte de charge. Une paroi plus rugueuse signifie une perte de charge plus importante.
- ✓ **Présence de vannes et d'autres obstacles** : Les vannes et autres obstacles peuvent créer des turbulences et des pertes de charge.

III.3.2. Facteurs du fluide :

- ✓ **Viscosité** : La viscosité affecte la résistance à l'écoulement. Une viscosité plus élevée signifie une résistance à l'écoulement plus importante.
- ✓ **Densité** : La densité affecte l'inertie du fluide. Une densité plus élevée signifie une inertie du fluide plus importante.
- ✓ **Compressibilité** : La compressibilité affecte la propagation des ondes de pression. Un fluide plus compressible signifie une propagation des ondes de pression plus rapide.

III.3.3. Facteurs d'écoulement :

- ✓ **Débit** : Le débit affecte la vitesse d'écoulement et la perte de charge. Un débit plus élevé signifie une vitesse d'écoulement plus élevée et une perte de charge plus importante.
- ✓ **Pression** : La pression affecte la force motrice de l'écoulement. Une pression plus élevée signifie une force motrice plus importante.
- ✓ **Température** : La température affecte la viscosité et la densité du fluide. Une température plus élevée signifie une viscosité et une densité plus faibles.
- ✓ **Autres facteurs** :
 - **Conditions ambiantes** : La température ambiante et la pression atmosphérique peuvent affecter les propriétés du fluide.
 - **Présence de gaz dissous** : Le gaz dissous peut affecter la compressibilité du fluide. [13]

III.4. Conséquences de la dynamique des écoulements instationnaires :

- **Vibrations et coups de bélier** : Les variations de pression et de vitesse peuvent créer des vibrations et des coups de bélier dans le pipeline.
- **Instabilité de l'écoulement** : L'écoulement instationnaire peut être plus difficile à contrôler et peut entraîner des fluctuations de pression et de débit.
- **Érosion et corrosion** : Les turbulences et les variations de vitesse peuvent éroder et corroder le pipeline. [14]

III.5. Les équations utilisées pour modéliser l'écoulement instationnaire :

Les équations utilisées pour modéliser l'écoulement instationnaire sont les équations de Navier-Stokes. Ces équations sont des équations différentielles partielles qui décrivent la quantité de mouvement en plus de l'équation de conservation de la masse et celle d'énergie comme suit :

Conservation de la masse :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = 0$$

Conservation de la quantité de mouvement :

$$\frac{\partial(\rho \mathbf{u})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u} \mathbf{u}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\boldsymbol{\tau})$$

Conservation de l'énergie :

$$\frac{\partial(\rho E)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u} E) = -\nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) + \nabla \cdot (\mathbf{q}) + \nabla \cdot (\boldsymbol{\tau} \cdot \mathbf{u})$$

III.6. Les équations de Navier-Stokes :

Les équations de Navier-Stokes sont un ensemble de deux équations aux dérivées partielles non linéaires qui décrivent le mouvement des fluides newtoniens (c'est-à-dire la plupart des liquides et des gaz). Elles se composent de :

Équation de conservation de la masse :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = 0$$

Équation de conservation de la quantité de mouvement :

$$\frac{\partial(\rho \mathbf{u})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u} \mathbf{u}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\boldsymbol{\tau}) + \mathbf{F}$$

Le tenseur des contraintes est défini comme suit :

$$\boldsymbol{\tau} = \mu(\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T) - \frac{2}{3}\mu(\nabla \cdot \mathbf{u})\mathbf{I}$$

Avec :

ρ est la masse volumique du fluide

$\mathbf{u}$ est la vitesse du fluide

p est la pression du fluide

$\boldsymbol{\tau}$ est le tenseur des contraintes

$\mathbf{F}$ est la force volumique appliquée au fluide

μ est la viscosité du fluide

$\mathbf{I}$ Est le tenseur identité

Chapitre III : L'écoulement instationnaire dans les pipelines

III.6.1. Termes importants :

Terme de convection : $\nabla \cdot (\rho u)$ représente le transport de la masse par le fluide.

Terme de pression : $-\nabla p$ représente la force due à la variation de pression.

Terme de viscosité : $\nabla \cdot (\tau)$ représente la force de friction interne du fluide.

Force volumique : F représente les forces externes appliquées au fluide, telles que la gravité.[15]

III.7. Équations d'Euler en mécanique des fluides :

Ce sont des équations aux dérivées partielles non linéaires qui décrivent l'écoulement des fluides parfaits (sans viscosité ni dissipation thermique). Elles représentent un système simplifié des équations de Navier-Stokes et s'appliquent aux écoulements compressibles et incompressibles.

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u u) = -\nabla p + \nabla \cdot (\tau)$$

III.8. Le phénomène transitoire dans les pipelines :

Le phénomène transitoire dans les pipelines est un changement temporaire de l'état d'écoulement du fluide dans le pipeline. Ce changement peut être causé par :

- **Un changement de la vitesse du fluide :** Par exemple, l'ouverture ou la fermeture d'une vanne.
- **Un changement de la pression du fluide :** Par exemple, le démarrage ou l'arrêt d'une pompe.
- **Un changement de la température du fluide :** Par exemple, le chauffage ou le refroidissement du fluide.

III.9. Effets du phénomène transitoire :

Le phénomène transitoire peut avoir plusieurs effets sur l'écoulement du fluide dans le pipeline, tels que :

- **Des variations de pression :** Des pics de pression peuvent se produire pendant le phénomène transitoire, ce qui peut endommager le pipeline.
- **Des vibrations :** Le phénomène transitoire peut provoquer des vibrations dans le pipeline, ce qui peut également l'endommager.
- **Des coups de bélier :** Ce sont des ondes de pression qui peuvent se propager dans le pipeline et causer des dommages importants.

III.10. Prévention des effets néfastes du phénomène transitoire :

Il existe plusieurs techniques pour prévenir les effets néfastes du phénomène transitoire, telles que :

- **L'installation de vannes de régulation :** Elles permettent de contrôler la vitesse du fluide et de réduire les variations de pression.
- **L'installation de silencieux :** Ils permettent de réduire les vibrations du pipeline.
- **L'utilisation de pompes à vitesse variable :** Elles permettent de réduire les coups de bélier.[16]

Conclusion :

L'écoulement instationnaire est un phénomène important qui a un impact significatif sur de nombreux systèmes naturels et industriels. La compréhension et la maîtrise de l'écoulement instationnaire sont essentielles pour le développement de technologies plus performantes et plus durables.

Chapitre IV : les notions hydrauliques d'un oléoduc

IV.1. Introduction

Ce chapitre se plonge dans l'exploration de ces notions clés, allant des dimensions critiques des pipelines à la détermination de la pression maximale admissible de service (PMS), en passant par les caractéristiques des hydrocarbures transportés telles que la densité et la viscosité. De plus, nous nous pencherons sur les formules de calcul hydraulique essentielles pour évaluer le débit, la vitesse d'écoulement et les pertes de charge. Cette compréhension approfondie est indispensable pour optimiser la conception et la gestion opérationnelle des oléoducs, assurant ainsi un transport efficace et sécurisé des produits pétroliers sur de longues distances.

IV.2. La canalisation

IV.2.1. Diamètre et l'épaisseur du pipeline

Le diamètre et l'épaisseur d'une canalisation sont calculés en fonction du débit, de la viscosité et de la densité du produit transporté, ainsi que de la puissance de pompage requise, tout en tenant compte du budget de l'investissement qui doit être établi dans une étude technico-économique.

IV.2.1.1. L'épaisseur moyenne d'une conduite

La formule qui le détermine est la suivante :

$$\delta_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n (L_i * \delta_i)}{L_T} \quad (IV.1.1.1)$$

δ_{moy} : Epaisseur moyenne de la conduite en (mm).

δ_i : Epaisseur ponctuelle en (mm).

L_i : Longueur ponctuelle en (mm).

L_T : Longueur totale en (mm).

IV.2.1.2. Le diamètre intérieur pondéré d'une conduite :

La formule qui le détermine est la suivante :

$$D_{int} = D_{ext} - 2\delta_{moy} \quad (IV.1.1.2)$$

D_{int} : Diamètre intérieur pondéré la conduite en (mm).

D_{ext} : Diamètre extérieur la conduite en (mm).

δ_{moy} : Epaisseur moyenne de la conduite en (mm).

IV.2.2. Pression maximale admissible de service (PMS) :

La pression maximale admissible de service (PMS) d'une canalisation est une pression maximale que le pipeline peut supporter dans des conditions d'exploitation normales sans causer de déformation de métal dans la canalisation. Selon la norme algérienne, la PMS est définie selon la formule suivante :

$$PMS = \frac{2 * \sigma * \delta_{moy}}{D_{ext}} \quad (IV.1.2.a)$$

PMS: Pression maximale admissible de la canalisation exprimée en (MPa).

δ_{moy} : Epaisseur moyenne de la canalisation en (mm).

D_{ext} : Diamètre extérieur nominal en (mm).

Chapitre IV : Les notions hydrauliques d'un oléoduc

σ : Contrainte transversale maximale supportée par le métal.

D'après le règlement algérien, les coefficients de sécurité sont classés de la manière suivante :

Zones	Liquide		Gaz liquéfié	
	K_e	K_r	K_e	K_r
I	0.675	0.47	0.6	0.36
II	0.75	0.59	0.72	0.55
III	0.82	0.65		

-Les zones I, II et III sont définies comme suit :

Zone I : Englobe les endroits situés dans les zones urbaines ou à proximité des locaux isolés utilisés par des habitations où le personnel à poste fixe ou fréquenté par le public est présent.

Zone II : Inclut les zones rurales, les pâturages, les terres agricoles, les forêts et les approches d'agglomérations.

Zone III : Englobe les zones inhabitées, le Sahara et d'autres zones désertiques, ainsi que les parties du tracé qui se trouvent à plus d'un kilomètre des résidents.

La pression maximale admissible de service (PMS) est fixée comme étant la pression normale d'exploitation majorée d'une tolérance de 10%.

$$PMS = 1.1 * P_s \quad (IV.1.2.a)$$

PMS : Pression maximale admissible de service en (MPa).

P_s : Pression de service en (MPa).

IV.3. Caractéristiques du produit transporté :

Étant donné la multiplicité des composants d'un produit chimique, il est extrêmement difficile de définir une loi qui régle son comportement. Ainsi, il est nécessaire d'examiner les caractéristiques physicochimiques de ce produit, telles que la couleur, l'odeur, l'indice de réfraction, la densité, la viscosité et la tension de vapeur, ces trois derniers paramètres étant généralement utilisés pour établir les contrats de vente.

IV.3.1. La densité (d) :

Le rapport entre la masse volumique du produit pétrolier et celle de l'eau à 4°C et une atmosphère est appelé densité du produit pétrolier. Le pétrole brut présente une densité comprise entre 0,7 et 0,9.

$$d = \frac{\rho}{\rho_{eau}} \quad (IV.2.1)$$

d : Densité du produit.

ρ : Masse volumique du produit en (kg/m³).

ρ_{eau} : Masse volumique de l'eau à 4°C (1000 kg/m³).

IV.3.2. La viscosité (v) :

Les forces de frottement qui empêchent le glissement des couches du fluide les unes sur les autres sont responsables de la viscosité du fluide. Les phénomènes liés à la viscosité du fluide ne se manifestent que lorsque ce fluide est en mouvement.

Il existe deux catégories de viscosités :

- La densité dynamique ou absolue (μ) exprimée en kg/ms.
- La viscosité cinématique (ν) est exprimée en m²/s.

La relation entre la viscosité cinématique et la viscosité dynamique est donnée par la formule ci-dessous :

Chapitre IV : Les notions hydrauliques d'un oléoduc

$$\vartheta = \frac{\mu}{\rho} \quad (\text{IV. 2. 2})$$

ϑ : Viscosité cinématique en (m²/s).

μ : Viscosité dynamique en (kg/m s).

ρ : Masse volumique du produit en (kg/m³).

IV.4. Formules du calcul hydraulique :

Dans cette section, nous allons exposer les principales formules pour analyser le débit dans les conduites et évaluer les paramètres qui les caractérisent.

IV.4.1. Débit vitesse d'écoulement (Q, ω) :

D'ordinaire, on estime que le pipeline fonctionne pendant 330 jours par an, et le reste (35 jours) est réservé à la maintenance et à la réparation.

$$Q = S * \omega \quad (\text{IV.3.1.a})$$

$$S = \frac{\pi * D_{int}^2}{4} \quad (\text{IV.3.1.b})$$

$$\omega = \frac{1 * Q}{\pi * D_{int}^2} \quad (\text{IV.3.1.c})$$

Q : le débit de fonctionnement en (m³/s).

S : section interne de conduit en (m²).

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

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

IV.4.2. Nombre de Reynolds (Re) :

On le définit comme le rapport entre les forces d'inertie et les forces visqueuses, il définit le mode d'écoulement d'un fluide et en fonction de sa valeur, on distingue le type d'écoulement.

$$Re = \frac{\omega * D_{int}}{\vartheta} \quad (\text{IV.3.2})$$

Re : Nombre de Reynolds.

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

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

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

IV.4.3. Régime d'écoulement d'un fluide :

Le régime d'écoulement d'un fluide désigne la manière dont les particules d'un fluide se déplacent dans une conduite. Deux régimes d'écoulement sont identifiés :

Régime	Laminaire	Turbulent		
		Tube lisse	Frottement mixte	Quadratique (tube rugueux)
Formule	Formule de Stocks	Formule de Blasius	Formule d'Altchouille	Formule d'Altchouille
Lambda	$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = 0.3164 * Re^{0.25}$	$\lambda = 0.11 \left(\frac{\varepsilon}{2} + \frac{68}{Re} \right)$	$\lambda = 0.11 \left(\frac{\varepsilon}{2} \right)^{0.25}$

Tableau IV. 1: Régimes d'écoulements.

Avec

$$\varepsilon = 2 * \left(\frac{e}{D_{\text{int}}} \right) \quad (\text{IV.3.3.a})$$

$$Re_{cr1} = \frac{59.5}{\varepsilon_7^8} \quad (\text{IV.3.3.b})$$

$$Re_{cr2} = \frac{665 - (765 * (\log \varepsilon))}{\varepsilon} \quad (\text{IV.3.3.c})$$

λ : Coefficient de perte de charge.

ε : Rugosité relative en (mm).

e : Rugosité absolue en (mm).

2320, Recr1 et Recr2 : Sont nombre de Reynolds critique qui séparent les zones de régimes d'écoulement.

Régime laminaire :

Lorsqu'il y a un écoulement par filet parallèle, cela signifie que toutes les lignes de courant sont parallèles à l'axe de la conduite. Il se produit lorsque la vitesse d'écoulement est limitée dans la canalisation.

Régime turbulent :

Il se produit lorsque des tourbillons se forment dans le liquide à des vitesses d'écoulement élevées. Au centre de la conduite, on observe un écoulement chaotique tandis que sur la périphérie, on observe une couche limite laminaire.

On distingue trois zones :

- Zone A : Régime turbulent lisse.
- Zone B : Régime turbulent mixte.
- Zone C : Régime turbulent quadratique.

Le schéma suivant illustre les diverses variations d'un écoulement en fonction du débit du fluide transporté :

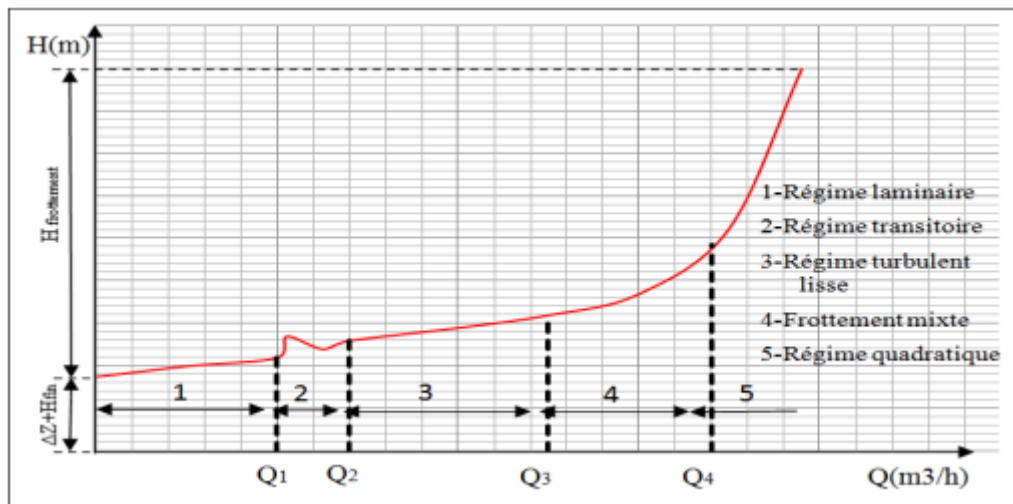


Figure IV. 1: Types des régimes d'écoulement.

IV.4.4. Perte de charge :

Chapitre IV : Les notions hydrauliques d'un oléoduc

IV.4.4.1. Perte de charge linéaire (HL) :

La perte de pression résultant du contact du liquide avec les parois intérieures de la canalisation pendant un écoulement est calculée selon la formule suivante :

$$H_L = \frac{\lambda * L_T * \omega^2}{2 * g * D_{int}} \quad (IV.3.4.1.a)$$

Donc :

$$H_L = \frac{8 * \lambda * L_T * Q^2}{g * \pi^2 * D_{int}^5} \quad (IV.3.4.1.b)$$

H_L : les pertes de charge du frottement en (m).

λ : Coefficient de perte de charge.

L_T : Longueur du tronçon en (m).

Q : Débit de la ligne en (m³ /s).

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

g : Accélération de la pesanteur (9,81 m/s²).

IV.4.4.2. Perte de charge locale (singulière H_s) :

Il s'agit de la diminution de la pression locale au niveau des divers équipements tels que les vannes, les clapets et les rétrécissements de la conduite, qui est calculée selon cette formule :

$$H_s = \sum \xi \frac{\omega^2}{2 * g} \quad (IV.3.4.2.a)$$

H_s : Les Pertes de charge locale en (m).

ξ : Le Coefficient de perte de charge.

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

Les pertes de charge locales pour les grandes longueurs de conduite peuvent être estimées comme suit :

$$H_s = (0.01 \text{ à } 0.02) * H_L \quad (IV.3.4.2.b)$$

IV.4.4.3. Perte de charge totale (H_T) :

Donc les pertes de charge totales (H_T) sont :

$$H_T = 1.02 * H_L \quad (IV.3.4.3.a)$$

$$H_T = 0.084 * \frac{\lambda * L_T * Q^2}{D_{int}^5} \quad (IV.3.4.3.b)$$

IV.4.5. Charge de refoulement total (H_{ref}) :

La charge de refoulement totale correspond à la charge nécessaire pour que la station puisse transporter un fluide du point de départ au point d'arrivée dans les conditions recommandées. Elle est calculée en utilisant la formule suivante :

$$H_{ref} = H_T + \Delta Z + H_{asp} \quad (IV.3.5)$$

H_{ref} : Charge de refoulement totale en (m).

H_{asp} : Hauteur finale à l'arrivée en (m).

ΔZ : Différence des hauteurs en (m).

H_T : les Pertes de charges totale en (m).

IV.4.6. Pression hydrostatique :

Elle design la force exercée par un liquide, on l'a représenté par la formule suivante :

$$\Delta P = \rho * g * H \quad (IV.3.6)$$

H : Hauteur manométrique (m).

g : Accélération de la pesanteur en (m/s²).

Chapitre IV : Les notions hydrauliques d'un oléoduc

ρ : Masse volumique de liquide pompé en (kg/m³).

IV.5. Pente hydraulique (i) :

La perte de charge par unité de longueur est représentée par elle pour une conduite de diamètre D.

La formule suivante donne la pente hydraulique :

$$i = \frac{H_T}{L_T} = \frac{8 \cdot 16 \cdot \lambda \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot D_{int}^5} = \text{tg}(\alpha) \quad (\text{IV.4.a})$$

i : Pente hydraulique.

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

Donc:

$$H_{ref} = i \cdot L_T + \Delta Z + H_{asp} \quad (\text{IV.4.b})$$

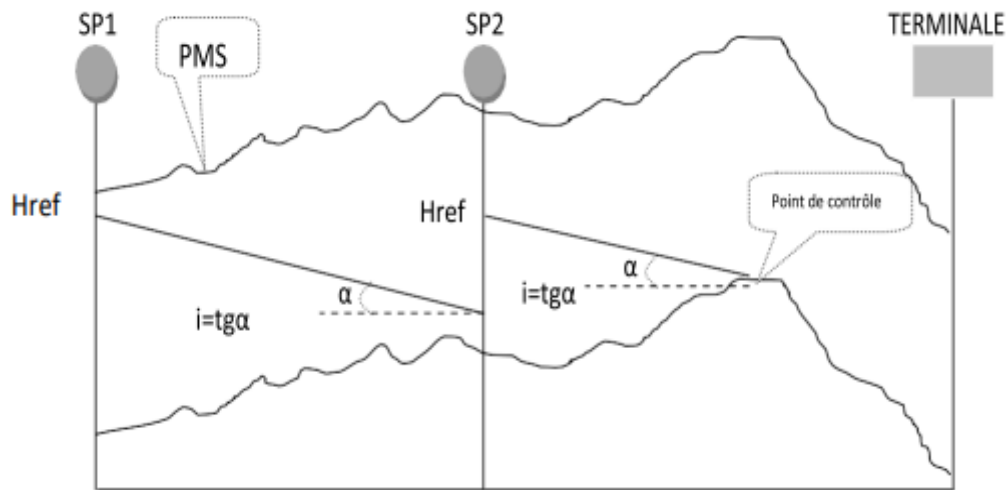


Figure IV. 2: Pente hydraulique.

Conclusion :

En résumé, ce chapitre a examiné de manière approfondie les principes hydrauliques fondamentaux des oléoducs, incluant les dimensions des pipelines, la pression maximale admissible de service (PMS), les caractéristiques des hydrocarbures transportés et les formules de calcul hydraulique. Cette compréhension est cruciale pour garantir un fonctionnement optimal des oléoducs, assurant un transport sûr et efficace des produits pétroliers sur de longues distances. En appliquant ces connaissances, les professionnels peuvent améliorer la performance, la fiabilité et la durabilité des pipelines, contribuant ainsi à répondre aux besoins énergétiques mondiaux.

Chapitre V : la modélisation mathématique et la simulation numérique

V.1. Introduction :

En général, le déroulement d'un fluide réel est extrêmement complexe. On ne peut généralement analyser mathématiquement les problèmes d'écoulement des fluides que si certaines suppositions simplificatrices sont prises en considération. Une des simplifications consiste à supposer que l'écoulement évolue au fil du temps, ce qui est appelé l'écoulement instationnaire ou transitoire.

Au cours de ce chapitre, nous allons examiner :

- Les principaux modèles mathématiques employés pour simuler un écoulement de pétrole brut dans une conduite, qui sont généralement : L'équation de continuité (principe de la conservation de la masse) et les équations de base et de NAVIER STOKS.
- La méthode des volumes finis (MVF) joue un rôle essentiel dans la résolution de l'équation différentiel obtenue à l'aide des modèles mathématiques mentionnés précédemment. Le logiciel de simulation utilisé dans notre étude repose sur ces méthodes.

Après avoir examiné ANSYS Fluent, nous allons l'utiliser dans notre simulation numérique. Il est divisé en trois parties : le Design Modeler pour la représentation de la géométrie, le deuxième pour la création du maillage, et le troisième pour la simulation avec le solveur Fluent.

V.2. Formulation mathématique :

La modélisation mathématique d'un écoulement est fondée sur les lois de Navier Stokes ; loi de conservation de la masse (aussi appelée équation de continuité), de la quantité de mouvement et d'énergie (plus connue sous le nom de seconde loi de Newton) et aussi la loi de conservation d'énergie. Dans le cas des fluides incompressibles et de densité constante.

V.2.1. Equations de transport :

Les équations qui régissent l'écoulement bidimensionnel d'un fluide incompressible sont :

V.2.1.1. Equation de conservation de masse (continuité) :

Équation de continuité C'est l'équation qui exprime la loi de conservation de masse aux cours de l'écoulement. Elle s'exprime mathématiquement sous la forme suivante :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \vec{v}) = 0 \quad (\text{V.1.1.1.a})$$

Ou ρ la masse volumique et $\vec{v}$: vecteur vitesse.

D'après les hypothèses simplificatrices (la masse volumique ρ est constante) :

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (\text{V.1.1.1.b})$$

V.2.1.2. Equation de quantité de mouvement :

La loi de conservation de quantité de mouvement traduite par les équations de Navier stockes exprime tout simplement la loi fondamentale de la dynamique à une fluide Newtonien. L'équation écrit comme suit :

$$\begin{array}{ccccccc}
 & (1) & & (2) & & & \\
 & \underbrace{\frac{\partial u_i}{\partial t}}_{(3)} + \underbrace{u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j}}_{(4)} = - \underbrace{\frac{\partial p}{\partial x_i}}_{(5)} + \underbrace{\frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right)}_{(6)} & & & & & (V.1.1.2)
 \end{array}$$

D'où les termes (1) (2) (3) (4) (5) (6) représentent :

$\frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j}$: La force d'inertie.

$-\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right)$: La force appliquée.

$\frac{\partial u_i}{\partial t}$: Le terme instationnaire.

$u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j}$: Le terme convectif.

$-\frac{\partial p}{\partial x_i}$: L'effet de pression.

$\frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right)$: Le terme visqueux.

Dans notre cas (bidimensionnel) les équations de quantité de mouvement écrites suivantes x et y sont [9] :

$$\begin{aligned}
 \rho \left(\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} \right) &= - \frac{\partial p}{\partial x} + \mu \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right) \\
 \rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} \right) &= - \frac{\partial p}{\partial y} + \mu \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} \right)
 \end{aligned}$$

V.3. Résolution numérique :

Le passage d'un problème aux dérivées partielles continu à un problème discret s'appuie sur les méthodes classiques d'analyse numériques. on distingue trois grandes méthodes pour formuler un problème continu sous la forme discrète mais à cette version Fluent en utilise méthodes des volumes finis.

V.3.1. Méthode des volumes finis :

Patankar et Spalding ont décrit la méthode pour la première fois en 1971 et l'ont publiée en 1980 dans leur livre (Numerical Heat Transfer and Fluid Flow) [17]. La forme intégrale des équations conservatives est utilisée pour les méthodes de type volume fini, qui allient la simplicité des méthodes de différences finies à la flexibilité géométrique des méthodes d'éléments finis. Les étapes de son algorithme numérique sont les suivantes :

- Le processus de création du maillage consiste à séparer le domaine d'analyse (de calcul) en petits volumes élémentaires finis.
 - L'inclusion formelle des équations dans tous les volumes (finis) de contrôle.
 - La sélection des différentes équations qui régissent le phénomène en question.
 - L'utilisation d'une méthode itérative pour résoudre le système d'équations algébriques.
- [18]

V.4.Présentation du logiciel ANSYS :

ANSYS occupe la première place mondiale en tant qu'éditeur spécialisé dans le calcul par volume finis (VEA). Les logiciels proposés permettent de résoudre de manière efficace les problèmes de validation des produits et d'améliorer le processus de conception.

L'interface Workbench représente l'ensemble des applications de simulation :

- Mechanical, Fluent, ACP (Composite).
- DesignXplorer (Optimisation).
- SpaceClaim (Modélisation), etc.

Cette plateforme repose sur une représentation schématique du projet de simulation et un code de calcul (code CFD) afin de faciliter l'organisation et la liaison des différents calculs de l'utilisateur.

• Définition du CFD :

En utilisant la simulation par ordinateur, la dynamique des fluides computationnelle (CFD) étudie les systèmes d'écoulement des fluides, le transfert de chaleur et tous les phénomènes qui y sont liés, tels que les réactions chimiques.

Selon la figure (V-1), ces codes traversent trois étapes cruciales : le prétraitement, le calcul, puis le post-traitement et la visualisation des résultats.

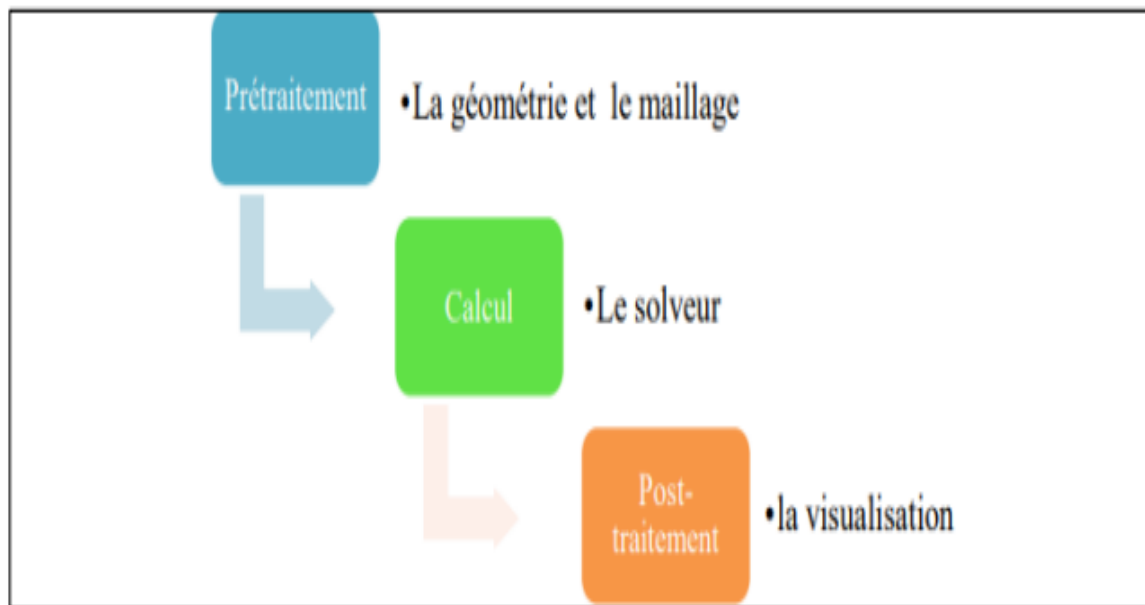


Figure V. 1: Processus du fonctionnement d'un code CFD.

V.4.1. La géométrie (Design Modeler) :

Les coordonnées spatiales des quatre sommets d'un carré, du point de départ et du point d'arrivée d'une ligne, du centre et de l'ouverture angulaire d'un arc de cercle sont définies par la géométrie, qui définit la zone à mesurer.

La zone à étudier doit pouvoir être représentée par un ensemble de figures géométriques simples reliées entre elles (Figure V.2).

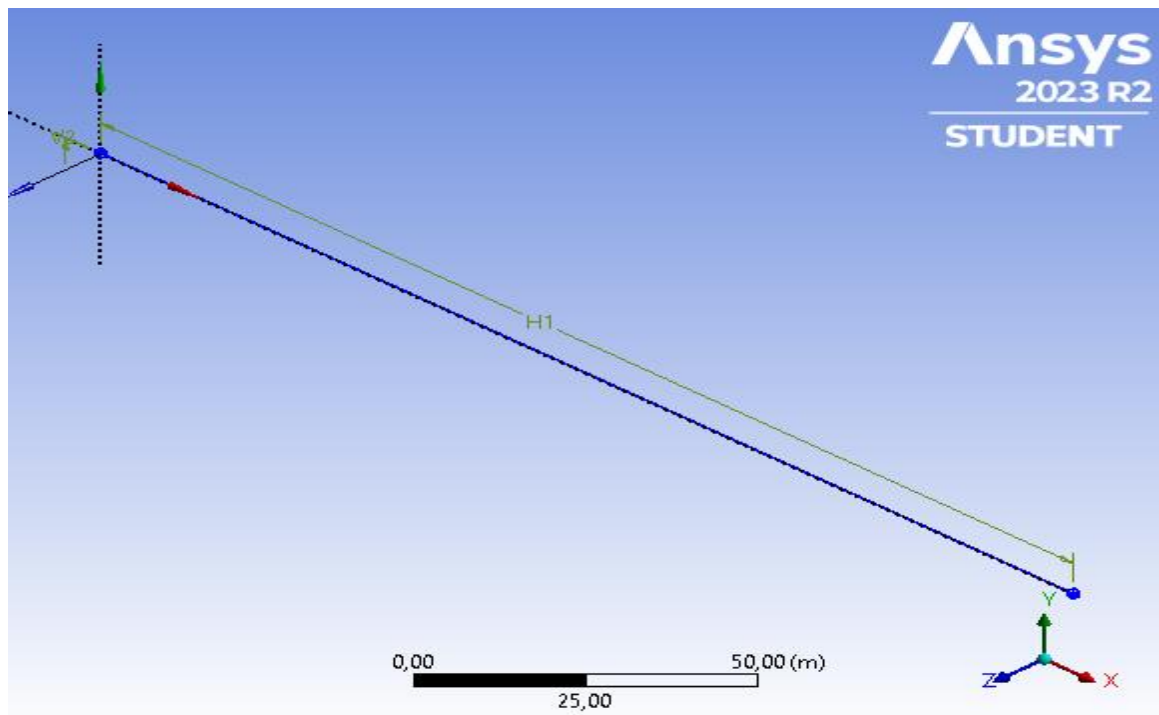


Figure V. 2: La géométrie d'une pipe.

V.4.2. Le maillage :

Pour des maillages structurés, il est possible de relier la géométrie au maillage. De plus, avant de procéder au maillage, il est nécessaire de fournir une description écrite de la géométrie utilisée pour définir la zone à mailler (Figure V-3), ainsi que des numéros de mailles correspondant aux points caractéristiques de la géométrie. Il sera possible de repérer un nœud en utilisant ces coordonnées physiques x et y, ainsi que les indices I et J.

Le domaine physique est divisé en petites cellules qui sont en relation entre elles grâce au maillage. Un nœud est spécifié pour chaque cellule, enregistrant les paramètres des inconnus en fonction des conditions aux limites.

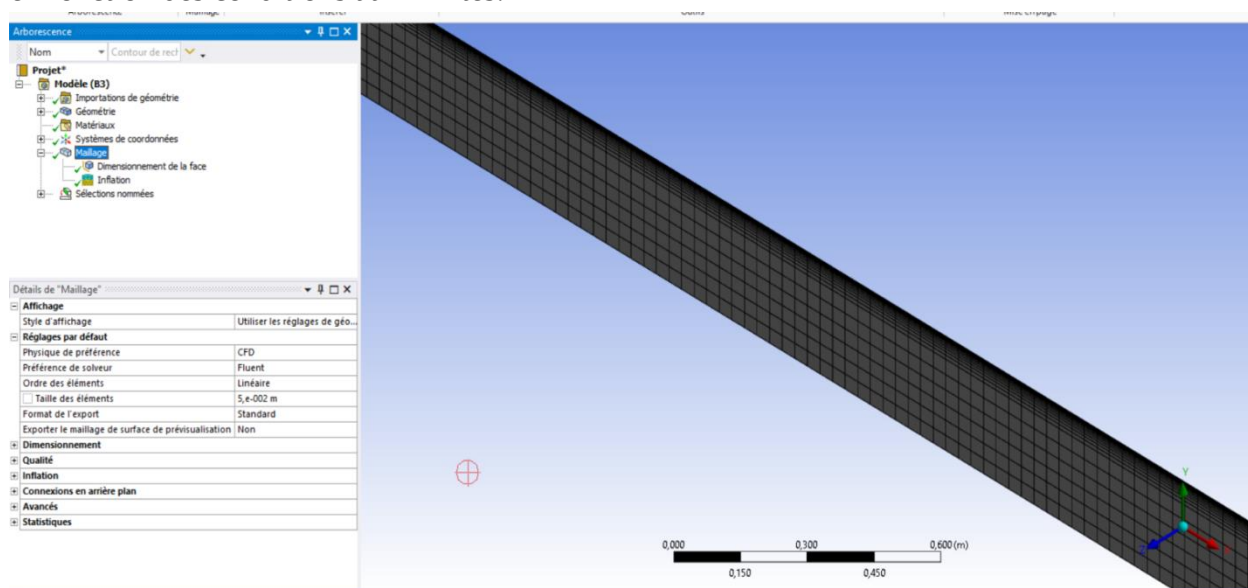


Figure V. 3: Le maillage d'une pipe.

V.4.3. Le solveur Fluent :

Le groupe FLUENT commercialise le code de calcul Fluent (Figure V-4). Ce groupe est aujourd'hui l'un des principaux centres de compétence en mécanique des fluides numérique. Il crée et propose une gamme complète de logiciels de CFD (Computational Fluid Dynamics) professionnels qui simulent tous les mouvements fluides, qu'ils soient compressibles ou incompressibles, en utilisant des phénomènes physiques complexes tels que la turbulence, le transfert thermique, les réactions chimiques et les écoulements multiphasiques pour l'ensemble de l'industrie. Les ingénieurs bénéficient des produits et services du groupe FLUENT pour élaborer leurs produits, optimiser leur conception et diminuer leurs risques. [19]

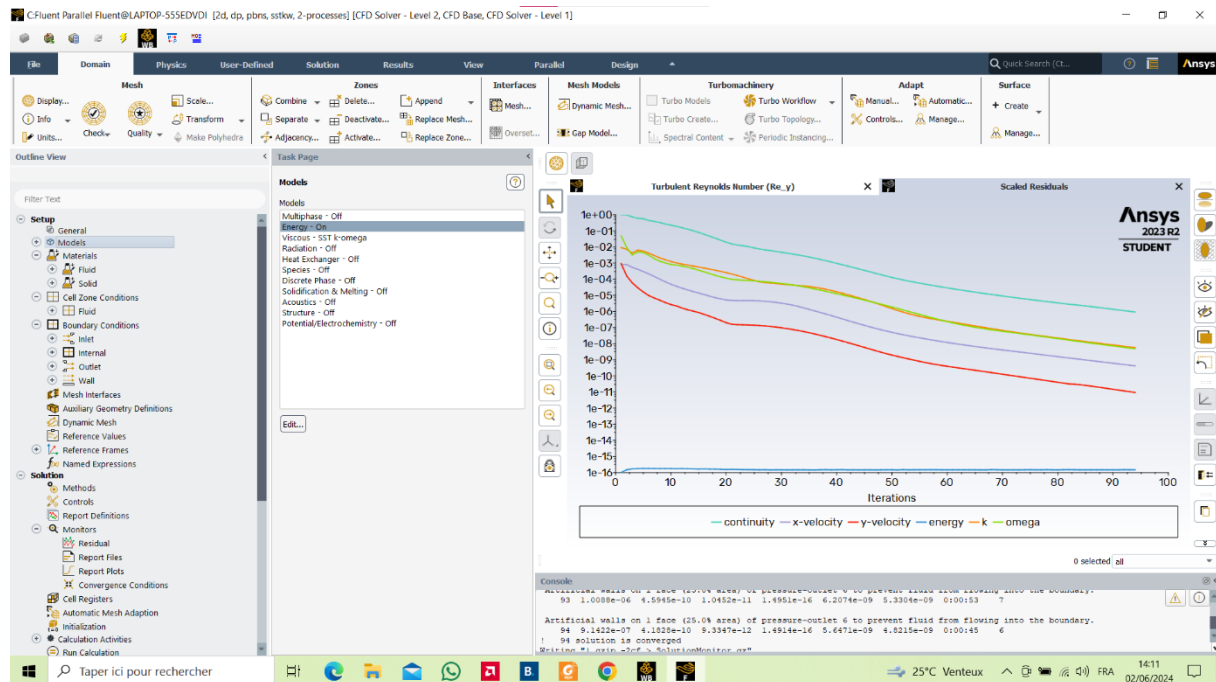


Figure V. 4: L'interface de solveur fluent.

La méthode des volumes finis est employée par ANSYS Fluent afin de déterminer la géométrie en petits volumes élémentaires (quadrilatères, triangulaires ou les deux). Le code de calcul transforme l'ensemble des équations de Navier Stokes en systèmes algébriques pour chaque cellule. C'est une étape cruciale pour effectuer la simulation.

V.5. Modèles de turbulence :

Les équations de Reynolds indiquent que si une loi phénoménologique relie les contraintes turbulentes aux valeurs moyennes, on peut déterminer le champ des vitesses moyennes grâce à un système d'équations ayant un nombre égal d'équations et d'inconnues. La recherche de ces relations constitue le problème essentiel de la turbulence, connu sous le nom de problème de fermeture. Contrairement aux équations de Navier-Stokes, ces relations phénoménologiques ne sont pas intrinsèques, c'est-à-dire qu'elles ne caractérisent pas le milieu en soi, mais dépendent fortement des situations spécifiques étudiées.

De nombreux modèles de fermeture, bien qu'ayant un caractère empirique, sont utilisés actuellement et ne sont pas universellement applicables à toutes les situations pratiques. On distingue principalement deux types de modèles :

- Les modèles de fermeture du premier ordre : ces modèles consistent à relier directement les corrélations au mouvement moyen, basés sur le concept de viscosité turbulente.
- Les modèles de fermeture du second ordre : pour ces modèles, les équations des corrélations sont résolues après avoir modélisé directement les termes inconnus de troisième ordre.

Nous allons maintenant examiner, par ordre de complexité, les différents modèles de turbulence utilisés en hydrodynamique, en portant une attention particulière au modèle choisi pour la suite de notre étude. [20]

V.5.1. Modèles à 0 équation :

Ces modèles extrêmement basiques supposent que la viscosité turbulente est constante ou directement liée à des paramètres connus ou facilement calculables.

▪ Viscosité constante :

Une viscosité constante peut être adéquate lorsque l'écoulement est influencé par le gradient de pression et par le transport, comme dans le cas d'un régime de marée, et surtout pour représenter la modélisation de la viscosité. Transport maritime à grande échelle. En dimension 2, il est nécessaire que cette viscosité constante intègre la dispersion.

▪ Modèles de longueur de mélange

Modèle standard de longueur de mélange :

En 1925, Prandtl a proposé un modèle qui donne la valeur du coefficient de viscosité de la manière suivante :

$$\nu_t = l_m^2 \sqrt{2D_{ij}D_{ij}}$$

Où : D est ici le tenseur des taux de déformation du mouvement moyen avec :

$$D_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right)$$

L_m : Est le paramètre de la « longueur de mélange » qui vaut quoi ? à une distance de la paroi Avec K (constante de Karman).

Ce modèle est conçu pour décrire le profil de vitesse au voisinage d'une paroi.

Il existe :

- Des modèles de longueur de mélange sur la verticale et un autre pour les jets flottants.
- Un modèle classique de Prandtl :

$L_m = k z$ si $z \leq 0.2 h$ Si (z est ici la distance au fond et la profondeur)

$L_m = 0.2 k h$ si $z \geq 0.2 h$

- Un modèle de Quetin (1977)

$$l_m = \frac{1}{\frac{1}{kz} + \frac{1}{0.65d}}$$

Où: d est la distance à la surface libre.

V.5.2. Modèles à viscosité turbulente

On peut aussi distinguer deux grandes catégories de modélisation :

a. Modèle du 1er ordre :

En se basant sur l'hypothèse de Boussinesq [21], il est possible de modéliser directement les tensions de Reynolds en utilisant la viscosité turbulente μ_t , cependant, la qualité de la modélisation de μ_t a un impact direct sur la qualité de l'écoulement moyen.

b. Modèle du 2ème ordre :

On calcule directement les tensions de Reynolds, ce qui permet de modéliser les moments d'ordre supérieur. Le processus de mise en œuvre est plus complexe, mais les résultats sont de qualité supérieure.

Une distinction est également faite en fonction du nombre d'équations d'évolution supplémentaires du modèle (sans nouvelles inconnues).

Les modèles les plus couramment utilisés dans la pratique sont présentés ci-dessous :

a. 0 Equation (longueur de mélange).

b. Modèle de viscosité de la turbulence.

c. Modèle à une équation de transport :

Ce groupe de modèles prend en considération un effet de mémoire de manière certaine, mais ne s'ajuste pas facilement à des géométries complexes en raison de la difficulté à sélectionner correctement L . Ainsi, ils ne parviennent pas à atteindre un niveau d'universalité bien plus élevé.

d. Modèle à deux ou à trois équations de transport :

L'étant déterminé par une équation de transport, ces modèles permettent une plus grande généralité et universalité. On a largement utilisé ces modèles (le modèle $k-\varepsilon$ est le plus couramment employé) dans différentes configurations et ils proposent un équilibre intéressant entre universalité et précision pour une prédétermination globale des écoulements.

e. Modèles de transport des tensions de Reynolds :

Ces modèles offrent une approche plus précise pour aborder l'anisotropie du tenseur de Reynolds. Ils peuvent être plus universels que les précédents, mais ils sont plus complexes à développer car il y a plus d'hypothèses de fermeture et de constantes empiriques à déterminer.

f. Modèles algébriques des tensions de Reynolds :

Les modèles précédents pour le transport des tensions de Reynolds sont simplifiés et plus faciles à résoudre numériquement. Ils sont composés d'un système d'équations algébriques pour les différentes composantes du tenseur de Reynolds, combiné à un modèle à deux équations de transport pour k et ε , par exemple.

g. Modèles multi échelles :

Les modèles à plusieurs échelles offrent la possibilité de sortir de l'hypothèse d'équilibre spectral.

V.6. Les modèles de turbulence proposé par le logiciel fluent

Après avoir démontré expérimentalement que les contraintes turbulentes s'accroissaient avec l'augmentation du taux de déformation moyen des éléments du fluide, Boussinesq proposa une corrélation entre les contraintes de Reynolds et les taux de déformation, qui a été développée par la suite :

Il convient de souligner que dans l'hypothèse de Boussinesq, ν_t est supposé être un scalaire isotrope, ce qui n'est pas exact. Les équations de transport des quantités de la turbulence, (K, ε, ω et $\tilde{\nu}$), sont utilisées dans les modèles de turbulence afin de résoudre la viscosité turbulente.

De cette perspective, on peut distinguer trois catégories sous le terme « Fluent » :

- Modèle de turbulence à une équation de transport : le modèle Spalart-Allmaras.
- Modèles de turbulence à deux équations: le modèle $K-\varepsilon$ Standard et ses variantes RNG et Realizable puis les modèles $k-\omega$ Standard et $k-\omega$ SST.

- Modèle de turbulence à 5 équations (7 équations en 3D): le modèle RSM (Reynolds Stress model).

V.6.1. Modèle Spalart-Allmaras :

En complément des équations de Navier-Stokes moyennées, il résout également une équation de transport d'une quantité turbulente afin de calculer ν_t , ce scalaire étant une viscosité cinématique turbulente modifiée pour prendre en considération les effets des parois.

Ce modèle a d'abord été développé pour des applications aérospatiales où les écoulements sont restreints par des parois. Ce modèle a démontré des résultats médiocres pour les couches limites exposées à des gradients de pression adverses. Toutefois, il connaît une croissance de sa popularité dans les applications dans les turbomachines.

V.6.2. Le modèle (k, ε) :

Le code de calcul FLUENT a été utilisé pour mettre en œuvre ce modèle de transport des contraintes de Reynolds. Différentes options sont proposées pour ce modèle fourni par le logiciel.

V.6.2.1. Modèle $k-\varepsilon$ standard :

Ce modèle se concentre sur les processus qui influencent l'énergie cinétique turbulente en utilisant deux équations de transport pour la modélisation. L'énergie cinétique turbulente (k) est la première, tandis que le taux de dissipation visqueuse (ε) est le deuxième. De cette façon, on calcule la viscosité dynamique turbulente en utilisant : la solidité du modèle, ainsi que son économie de temps de résolution et sa précision raisonnable pour une variété d'écoulements turbulents, ce qui explique sa popularité dans les écoulements industriels et les simulations de transfert calorifique. Néanmoins, ce modèle présente quelques faiblesses en présence de couches limites courbées, les écoulements tournants et tourbillonnaires (Swirling), ainsi que les écoulements entièrement développés dans des conduites non circulaires.

V.6.2.2. Modèle $k-\varepsilon$ RNG :

Le modèle RNG $k-\varepsilon$ a été dérivé en utilisant une méthode statistique connue sous le nom de « Groupe de Normalisation ». Il comprend les changements suivants :

- Il y a un terme supplémentaire dans l'équation de ε , ce qui permet d'améliorer la précision pour les écoulements avec des contraintes rapides (modifications de direction soudaines).
- Il intègre l'influence du tourbillonnement sur la turbulence pour augmenter la précision des écoulements tourbillonnaires.
- Il tient compte des effets des nombres de Reynolds bas, contrairement au modèle standard qui repose sur des nombres de Reynolds élevés.

V.6.2.3. Modèle $k-\varepsilon$ Réalisable :

Le dernier modèle de la famille $K-\varepsilon$ se distingue principalement du modèle standard par deux éléments essentiels :

- une formulation nouvelle pour la viscosité turbulente ;
- une équation nouvelle pour le taux de dissipation ε .

Selon le terme "Réalisable", le modèle répond à certaines contraintes mathématiques liées aux contraintes de Reynolds, qui sont compatibles avec la physique des écoulements turbulents. Ce modèle permet donc de prédire plus précisément le taux de propagation des jets. Il offre également des résultats plus performants dans les écoulements qui nécessitent la rotation, les

couches limites sous des gradients de pression adverses élevés, la séparation et les recirculations.

Comparativement au modèle K- ε Standard, ces deux derniers modèles de turbulence (k- ε RNG et k- ε Realizable) offrent de meilleurs résultats. Tandis que les flux avec une forte anisotropie des contraintes turbulentes demeurent le point faible de l'ensemble de la famille k- ε .

V.6.3. Modèle k- ω standard

Il s'agit d'un modèle empirique similaire au modèle K- ε , comprenant deux équations de transport, une équation adaptée de k et une équation du taux de dissipation spécifique qui correspond au rapport de ε par k. Après de nombreuses années d'amélioration, ce modèle présente désormais un avantage pour la prédiction des écoulements cisailés libres.

Il considère également les conséquences des faibles nombres de Reynolds, de la compressibilité, ainsi que des jets de diverses configurations (plan, radial, etc.). C'est pourquoi il est spécialement adapté aux écoulements internes.

V.6.4. Modèle k- ω SST :

Le transport des contraintes de cisaillement turbulentes, également connu sous le nom de modèle K- ω SST, est une variante du modèle k- ω Standard. Avec le modèle k- ε , ce modèle combine la solidité et la précision de la formulation du modèle k- ω dans la région proche de la paroi, tout en ajoutant toutes les qualités mentionnées précédemment pour les écoulements libres loin de la paroi.

Les améliorations de ce modèle sont les suivantes : une fonction de combinaison multipliée au modèle K- ω Standard et au modèle k- ε commutera entre « zéro » ou « un » selon que l'on soit dans la région modèle proche de la paroi pour activer le k- ε Standard ou dans la région modèle loin de la paroi pour activer le modèle k- ε ; la définition de la viscosité turbulente est modifiée pour prendre en compte le transport des contraintes de cisaillement turbulentes [22].

V.6.5. Le modèle RSM :

Il s'agit du modèle le plus complexe offert par le code de calcul « Fluent ». Le modèle de turbulence des contraintes de Reynolds (RSM : Reynolds Stress Model) résout les équations RANS en combinant les équations de transport des contraintes de Reynolds avec une équation pour le taux de dissipation de l'énergie cinétique turbulente (ε).

La méthode présente cinq équations de transport supplémentaire pour les problèmes bidimensionnels (7 pour le cas 3D), ainsi que le calcul de la viscosité turbulente, similaire au modèle k- ε standard. Ce modèle considère les conséquences des courbures des lignes de courant, des tourbillonnements, de la rotation et des variations rapides du taux de déformation, mais de manière plus stricte que tous les autres modèles.

V.7. Les différences entre les modèles de turbulence :

Les modèles de turbulence se distinguent par leur aptitude à reproduire de manière fidèle le comportement des écoulements turbulents dans diverses configurations, ainsi que par les problèmes liés à leur mise en œuvre et à leur résolution dans les codes de calcul. Il n'existe aucun modèle adapté à tous les types de configurations. Il dépend donc des applications visées et de la capacité des méthodes numériques à supporter le modèle de turbulence pour le choisir.

Conclusion :

En résumé, ce chapitre a exploré les défis de la modélisation des écoulements de fluides réels, en mettant en avant l'importance des modèles mathématiques pour leur simulation. Nous avons examiné les principaux modèles utilisés pour simuler l'écoulement du pétrole brut dans les conduites, ainsi que le rôle crucial de la méthode des volumes finis (MVF) dans ce processus.

De plus, nous avons présenté ANSYS Fluent comme un outil incontournable pour la modélisation numérique des écoulements fluides, offrant une plateforme complète pour la représentation de la géométrie, la création du maillage et la simulation.

En utilisant ces approches de modélisation et des logiciels tels que ANSYS Fluent, les ingénieurs peuvent mieux comprendre et anticiper le comportement des écoulements de pétrole brut dans les conduites, ce qui permet une conception plus précise et une gestion optimisée des systèmes de transport.

Chapitre VI : simulation numérique, résultats et interprétation

Chapitre VI : simulation numérique, résultats et interprétation

VI.1. La problématique :

Le transport des hydrocarbures par pipeline est essentiel pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux. Cependant, les pipelines sont sujets à divers défis techniques, parmi lesquels les écoulements instationnaires représentent une préoccupation majeure. Ces écoulements, caractérisés par des variations temporelles de pression et de vitesse, peuvent entraîner des anomalies telles que des ruptures et des fuites, compromettant la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du transport des hydrocarbures.

La gestion des écoulements instationnaires dans les pipelines oléoducs nécessite une compréhension approfondie des phénomènes transitoires et de leurs impacts. Malgré les avancées technologiques, il existe un besoin urgent de méthodes précises et efficaces pour simuler ces écoulements et anticiper les conséquences des anomalies. Le logiciel Ansys, bien que puissant, doit être utilisé avec une rigueur méthodologique pour modéliser fidèlement ces phénomènes complexes.

En outre, les variations de température peuvent significativement influencer les propriétés physiques des hydrocarbures et, par conséquent, les comportements d'écoulement dans les pipelines. Les fluctuations de température peuvent affecter la viscosité, la densité et d'autres caractéristiques du fluide, impactant ainsi la dynamique des écoulements.

La problématique de ce mémoire s'articule autour de trois axes principaux :

- Comment modéliser et simuler de manière précise les écoulements instationnaires de pétrole brut dans un pipeline oléoduc en utilisant Ansys ?
- Comment les résultats des simulations peuvent-ils être interprétés ?
- Quels sont les impacts des ruptures sur les profils de pression et de vitesse dans un pipeline, et comment ces impacts peuvent-ils être comparés à des conditions normales d'écoulement ?
- Comment les variations de température impactent-elles les profils de pression et de vitesse ?

Répondre à ces questions permet non seulement de mieux comprendre les comportements des écoulements instationnaires et les conséquences des anomalies, mais également de proposer des mesures préventives et correctives pour améliorer la sécurité et l'efficacité des opérations de transport des hydrocarbures par pipeline.

VI.2. Cas stationnaire :

VI.2.1. Etude hydraulique :

La figure 01 représente la géométrie étudiée dans notre cas, c'est un tronçon d'un pipe cylindrique horizontale en 2D de diamètre de 24" et de longueur $L = 200$ m. Dans cette partie, nous avons étudié la variation de pression et de vitesse de notre fluide (pétrole) dans cette canalisation avec ces données suivantes :

ρ	800	e	7.13
Q	1800 m ³ /h	Pi	26.23
ϑ	2.88 cst	ξ	0.015
δe	4550	Ke	0.75

D'après le chapitre 04, nous avons effectué les calculs hydrauliques nécessaires pour obtenir les graphes de variation de pression et de vitesse, et Le tableau suivant présenté les résultats de notre calcul:

Chapitre VI : simulation numérique, résultats et interprétation

Le diamètre intérieur(m)	Symboles et unités	Formule	Résultat
La rugosité absolue	Di	$D_{int}=D_{ext}-2e$	0,59534
La vitesse d'écoulement (m/s)	ε	$\varepsilon = 2 * (\frac{e}{D_{int}})$	$5,03914*10^{-05}$
Reynolds	w	$W = \frac{Q}{S}$	1,796180581
Reynolds critique 1	Re	$R_e = \frac{\omega * D_{int}}{\vartheta}$	371297,9677
Coefficient de pertes de charge	Recr1	$R_{e\ cr1} = \frac{59.5}{\varepsilon_7^8}$	4854113,083
La pente hydraulique	λ	$\lambda = 0.11 (\frac{\varepsilon}{2} + \frac{68}{R_e})$	0,013215521
Le diamètre intérieur(m)	i	$i = \frac{8*16*\lambda*Q^2}{g*\pi^2*D_{int}^5}$	0,004015253

Calcul de pression :

D'après le résultat précédent, notre régime d'écoulement est turbulent mais hydrauliquement lisse, donc nous calculons les pertes de charge par la relation de Darcy et la pression par l'équation de Bernoulli, tel que :

D'après Darcy : $Hf = \lambda \times \frac{L}{D} \times \frac{w^2}{2g}$ et $Ht=1.02Hf$

D'après Bernoulli : $Px = Pi - \rho g Ht$

Les résultats obtenus :

L	Hf	Ht	Px
0	0	0	2623000
5	14,6009196	14,892938	2622985,11
10	29,2018392	29,7858759	2622955,32
15	43,8027587	44,6788139	2622910,64
20	58,4036783	59,5717519	2622851,07
25	73,0045979	74,4646898	2622776,61
30	87,6055175	89,3576278	2622687,25
35	102,206437	104,250566	2622583
40	116,807357	119,143504	2622463,85
.	.	.	.
160	467,229426	476,574015	2615136,53
165	481,830346	491,466953	2614645,06
170	496,431266	506,359891	2614138,7
175	511,032185	521,252829	2613617,45
180	525,633105	536,145767	2613081,3
185	540,234024	551,038705	2612530,26
190	554,834944	565,931643	2611964,33
195	569,435863	580,824581	2611383,51
200	584,036783	595,717519	2610787,79

VI.2.2. Les résultats numériques (Simulation Ansys) :

VI.2.2.1. La géométrie :

Avant toute étude on doit monter la configuration du pipeline et ses caractéristiques sur la figure VI.1

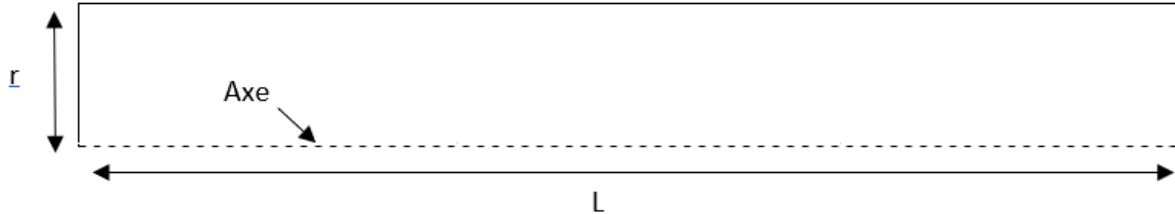


Figure VI. 1:la géométrie du pipeline sans rupture.

VI.2.2.2. Le maillage :

Nous avons utilisé un maillage carré avec un taille d'élément de 0.05m et nous obtenons le maillage présenté sur la figure VI.2 :

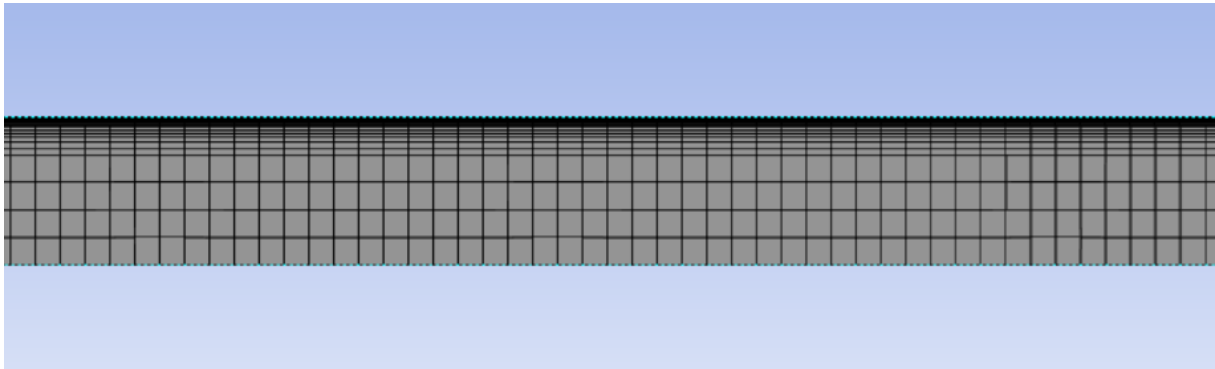


Figure VI. 2: le maillage du pipeline sans rupture.

VI.2.2.3. La configuration :

Le modèle choisi pour résoudre notre cas :

1. Une simulation stationnaire axisymétrique,
2. Choisir le modèle de turbulence K-oméga-SST,
3. Entrer les conditions initiales
4. Préciser le schéma simple pour notre simulation.
5. Initialiser le calcul
6. Run calcul

VI.2.2.4. Le test de maillage :

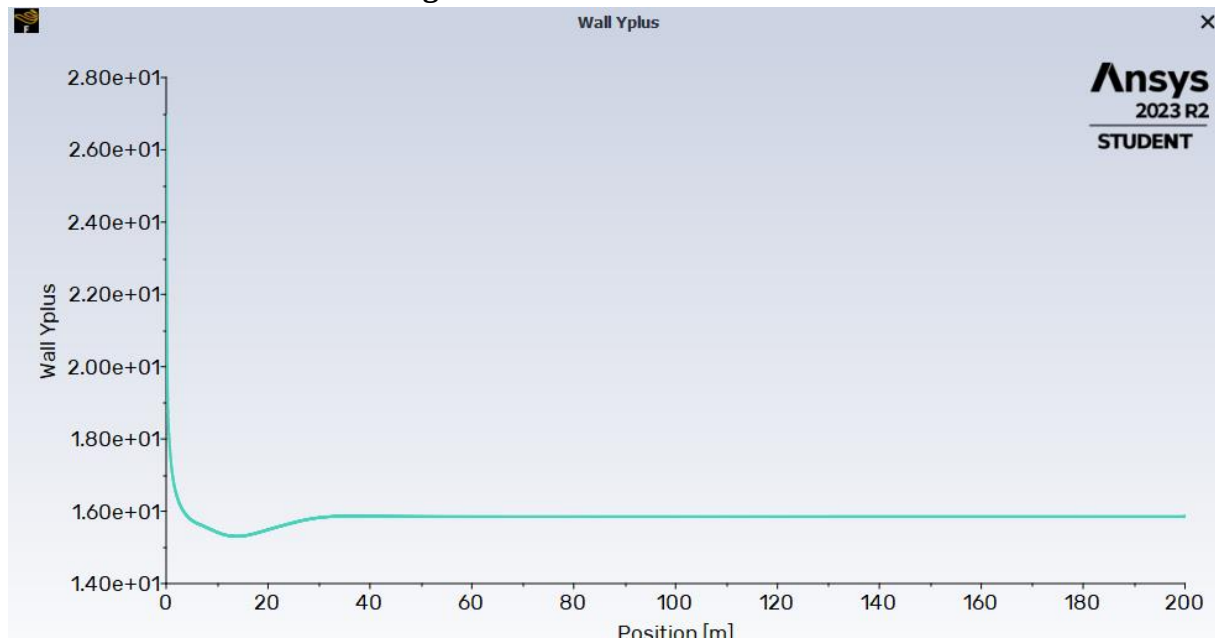


Figure VI. 3: la courbe de Y^+

Interprétation :

Vu que l'intervalle d' Y^+ est entre 5 et 30 et que nous prenons le modèle $k-\omega$ -SST comme modèle de turbulence, notre maillage est fiable.

La validation des résultats

Dans le but de faire une validation de ces résultats analytiques basés sur l'équation de Bernoulli en tenant compte des pertes de charges selon l'équation de Darcy, nous avons utilisé des résultats unidimensionnels obtenus par ANSYS en état stationnaire.

On donne les conditions initiales, fixe le débit et la pression d'entrée, choisit le modèle de turbulence $k-\omega$ -SST, le schéma simple et une transformation isotherme, et finalement nous obtenons les résultats suivants :

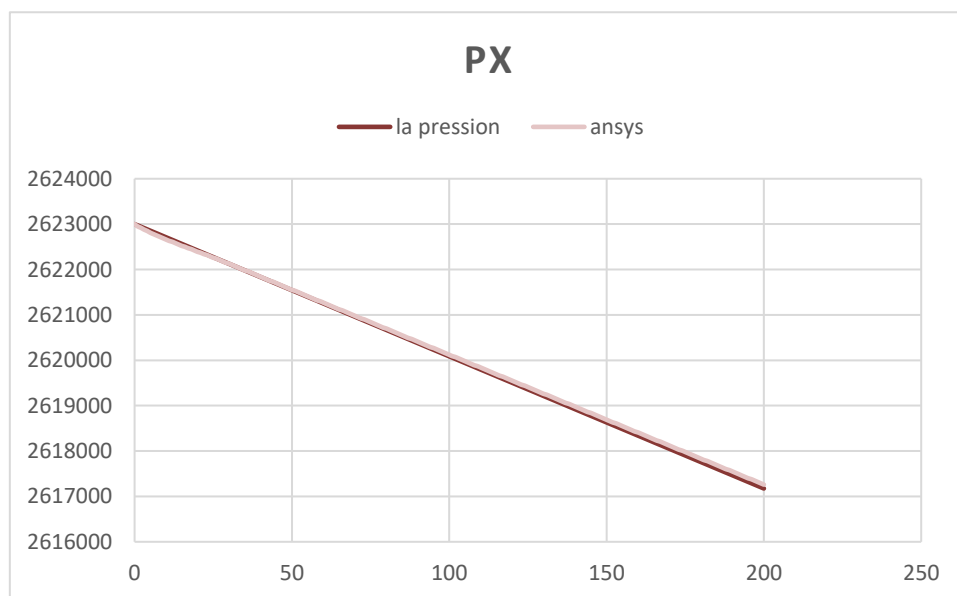


Figure VI. 4: les courbes de la pression

Interprétation :

Ces résultats sont satisfaisants vu que les courbes qui montrent la variation de la pression avec la position horizontale le long du pipeline sont parfaitement contenues pour l'écoulement stationnaire. Notons que le profil de vitesse trouvé par Ansys montre que la vitesse croît avec la position ce qui n'a pas été obtenu par l'équation de Bernoulli ceci est dû à ce que les résultats de l'écoulement bidimensionnel traité par Ansys simule d'une façon plus correcte l'écoulement réel du pétrole.

Pour l'écoulement instationnaire dans le pipeline de pétrole, nous avons préférés l'utilisation du logiciel Ansys pour la suite du travail afin de recueillir les résultats du cas réel instationnaire. Dans ce travail nous envisageons d'étudier deux types d'écoulements celui avec une rupture du pipeline et celui sans rupture en utilisant une simulation numérique bidimensionnelle utilisant les équations de Navier Stokes couplées aux équations de turbulence K-oméga afin d'avoir les meilleurs résultats que possible avec l'état réel.

VI.3. Cas instationnaire :

VI.3.1. Ecoulement du pétrole dans le pipeline sans rupture :

La première partie concerne l'étude de l'écoulement instationnaire dans le pipeline sans rupture. Nous présentons à cet effet les résultats obtenus sous forme de contours de vitesse et de pression ainsi que les profils de ces paramètres au niveau de l'axe du pipeline.

La même configuration du pipeline a été utilisée dans le cas stationnaire et dans le cas instationnaire. Le premier cas a fait l'objet d'une validation avec les solutions de l'équation de Bernoulli alors que la deuxième étude constitue la plus grande partie de notre travail.

Nous prenons la même géométrie et le même maillage ainsi que le modèle de Fluent que nous avons utilisés dans le cas stationnaire. À chaque fois, nous changeons le temps d'écoulement et obtenons les résultats suivants :

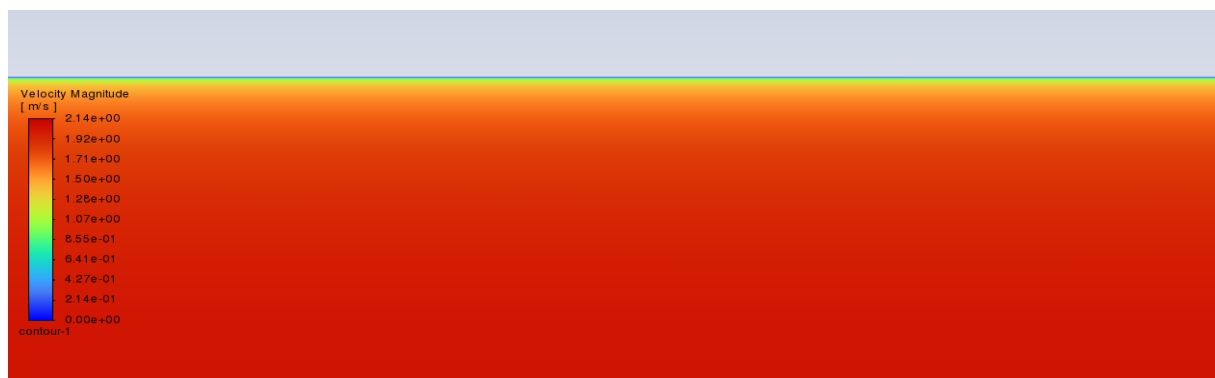


Figure VI. 5: le contour de vitesse dans le pipeline sans rupture.

La figure VI.5 : représente le contour de la vitesse dans le pipeline sans rupture, donc nous remarquons que la vitesse possède une valeur max au niveau de l'axe et elle est nulle au niveau de la paroi. Pour bien visualiser son évolution le long de x nous devons dessiner son profil le long de l'axe.



Figure VI. 6: Les profils des vitesses pour plusieurs temps.

La figure VI.6 : représente les courbes de la vitesse pour 3 temps différents (100s ,500s et 1000s). Nous remarquons que la vitesse d'écoulement augmente petit à petit pour prendre sa valeur stable ceci est dû à l'effet instationnaire de l'écoulement qui aboutit à un état stationnaire stable ce qui est le but essentiel recherché dans les études numériques non permanents.



Figure VI. 7: le contour de la pression dans le pipeline sans rupture.

La figure VI.7 : représente le contour de la pression dans le pipeline sans rupture, nous remarquons que la pression décroît le long du pipeline ce qui est tout à fait logique.

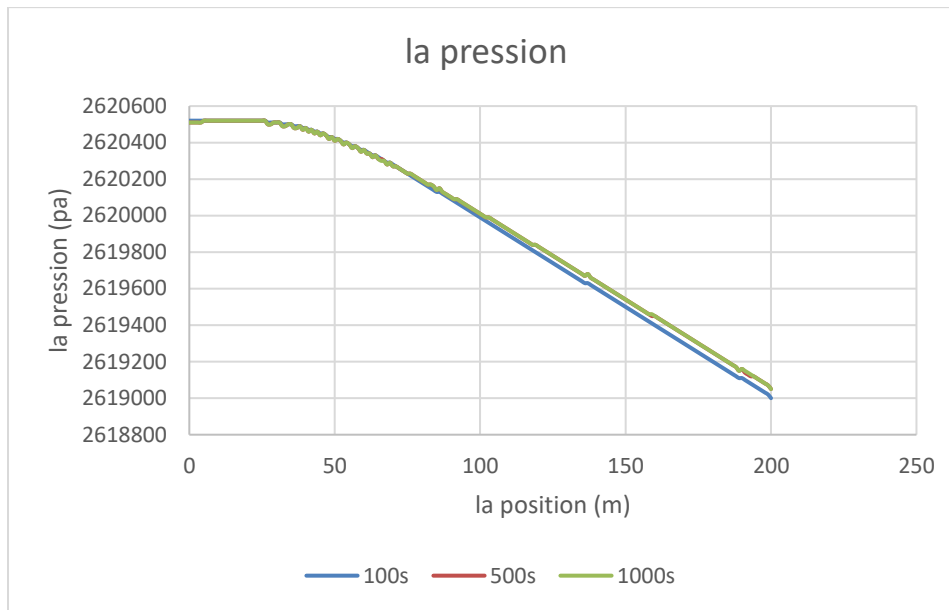


Figure VI. 8: Les profils de pression du cas sans rupture pour plusieurs temps.

La figure VI.8 : représente la variation de pression pour 3 temps différents (100s ,500s et 1000s), la pression décroît entre la pression d'entrée et la pression de sortie d'une façon linéaire loin de l'entrée, lorsque le régime se stabilise la pression ne change pas en tous point de l'axe

En fonction des figures VI.6 et figures VI.8, la stabilité de l'écoulement est obtenue au-delà de 500s.

V.3.2. Ecoulements dans conduites avec rupture :

La figureVI.9 représente la géométrie de notre deuxième cas, qui montre la même conduite que précédemment, mais avec une rupture au milieu (à 100 m)

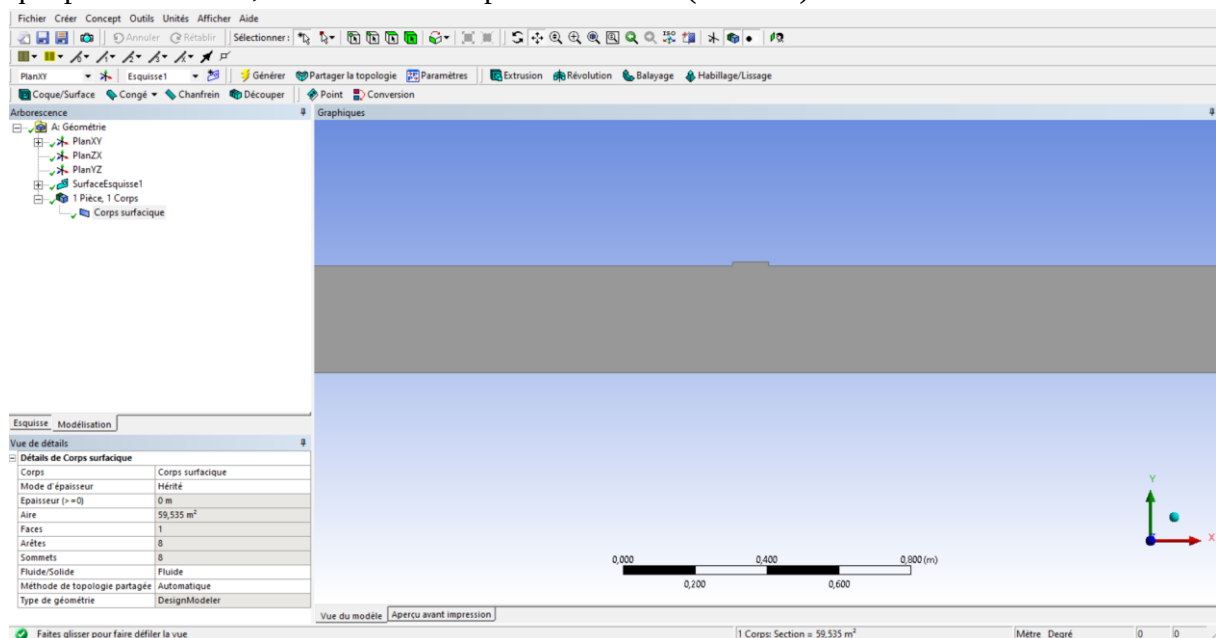


Figure VI. 9: la géométrie du pipeline avec rupture sur DesignModeler.

Concernant le maillage, cette fois-ci nous avons utilisé un maillage adapté qui prend en considération l'effet de sortie par la rupture, afin d'effectuer les calculs au niveau de cette zone qui nous intéresse.

Chapitre VI : simulation numérique, résultats et interprétation

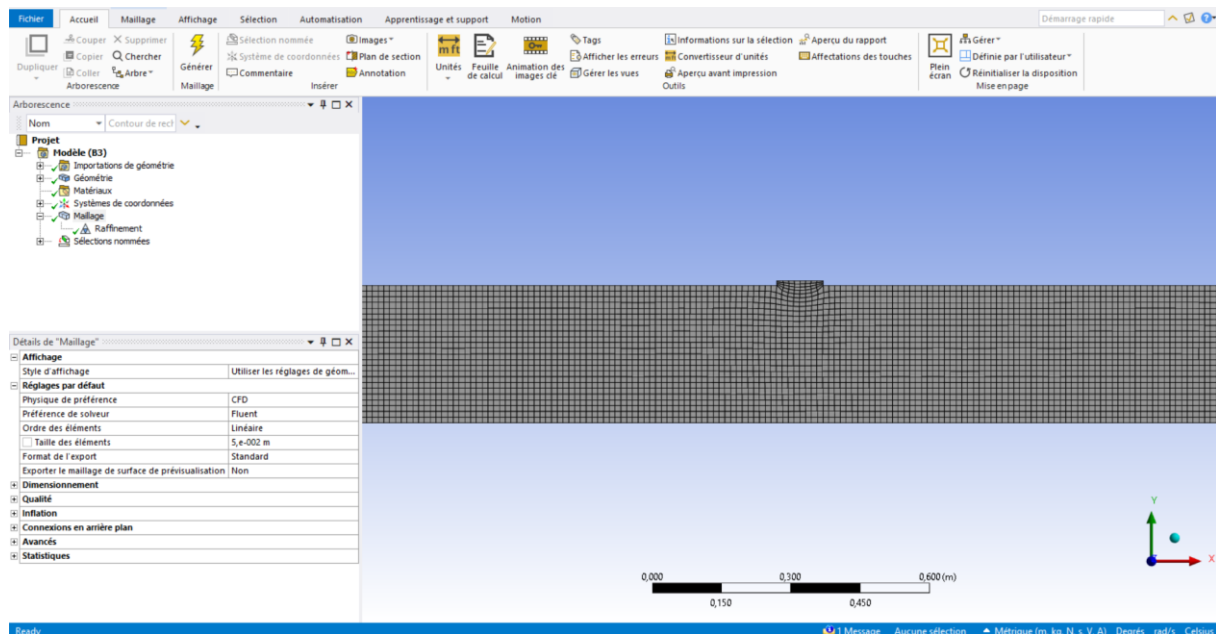


Figure VI. 10: le maillage du pipeline avec rupture sur le programme mesh.

Pour cette partie, la simulation est réservée à l'évaluation des contours des vitesses et de pression en présence de la rupture. Pour faire une analyse adéquate proche de la réalité nous avons opté à effectué un changement graduel du débit sortant par la rupture à s'avoir 50, 100 et 200kg/s .pour chaque cas nous avons utilisé une simulation numérique à part.

Dans le but de voir la différence des profils de vitesse et de pression pour les 3 cas de fuites étudiés en les présentant sur le même graphe pour chaque paramètre.

Pour ce faire, nous avons fixé le débit et la pression d'entrée, ainsi que le temps de stabilisation de l'écoulement (500 s). Ensuite, nous avons modifié le débit sortant au niveau de la rupture.

Pour le modèle choisi, nous avons utilisé le modèle de turbulence k-oméga SST, le schéma "Coupled" et une transformation isotherme.

La simulation numérique par Ansys nous a fournée des résultats ci-dessous :

Le débit de 50 kg/s :

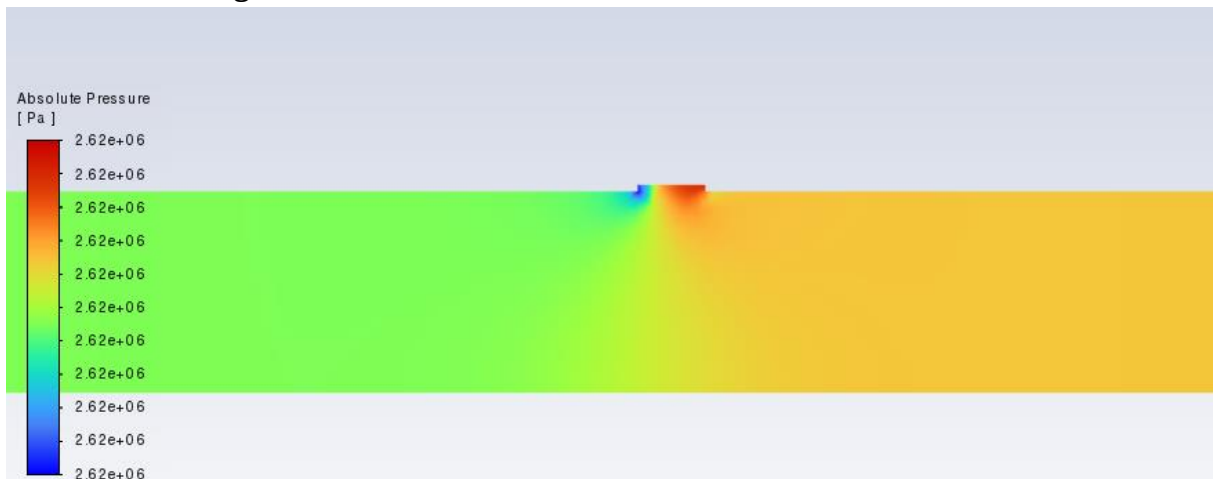


Figure VI. 11: contours de pression du cas du débit à 50kg/s

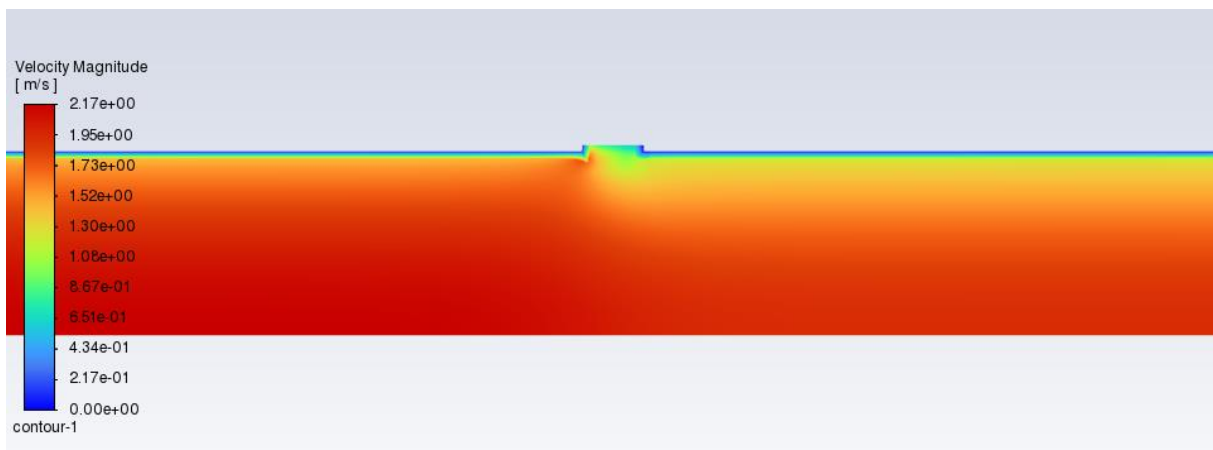


Figure VI. 12: contours de la vitesse du cas du débit à 50kg/s

VI.3.2.2. Le débit de 100kg/s :

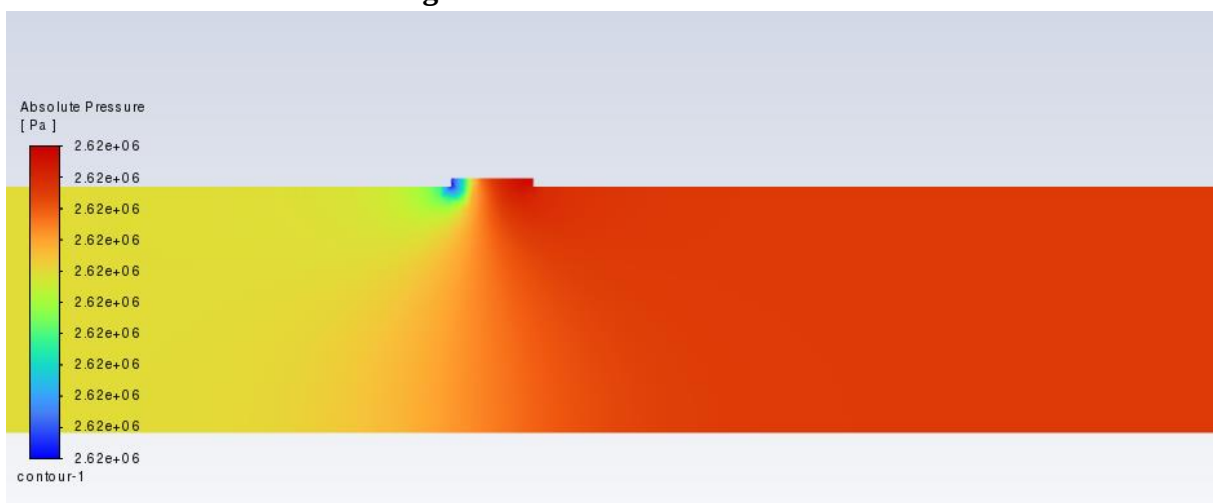


Figure VI. 13: contours de pression du cas du débit à 100kg/s

VI.3.2.4. Les profile de pression et de vitesse

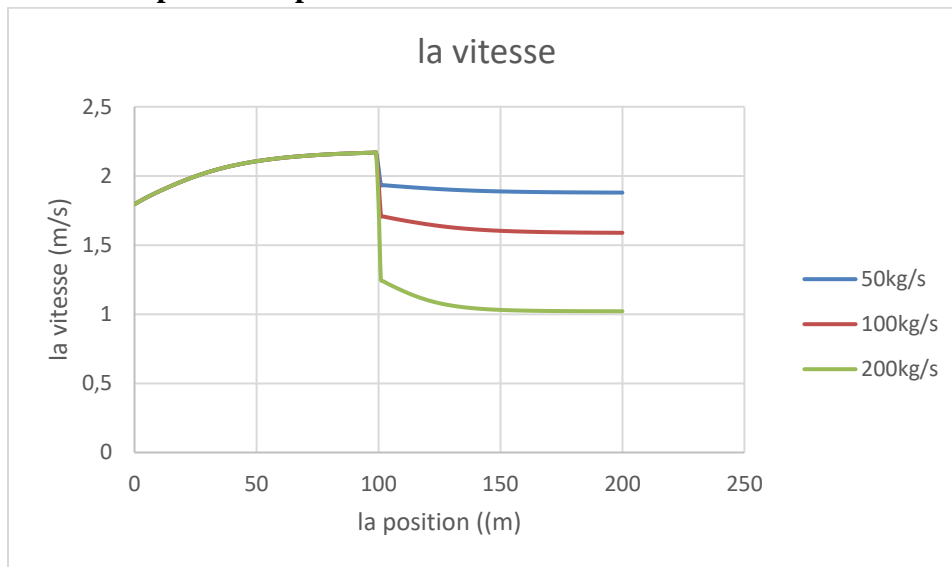


Figure VI. 17: Les profils de vitesse du cas avec rupture pour plusieurs débit sortants.

La figure 17 représente les profils de vitesse du cas avec rupture pour plusieurs débits sortant au niveau de la rupture (50kg/s, 100kg/s et 200kg/s), nous remarquons que la chute de vitesse augmente avec l'augmentation du débit sortant au niveau de la rupture. Pour le même débit de fuite, cette vitesse évolue d'une façon constante jusqu'à la sortie en amont de la rupture.

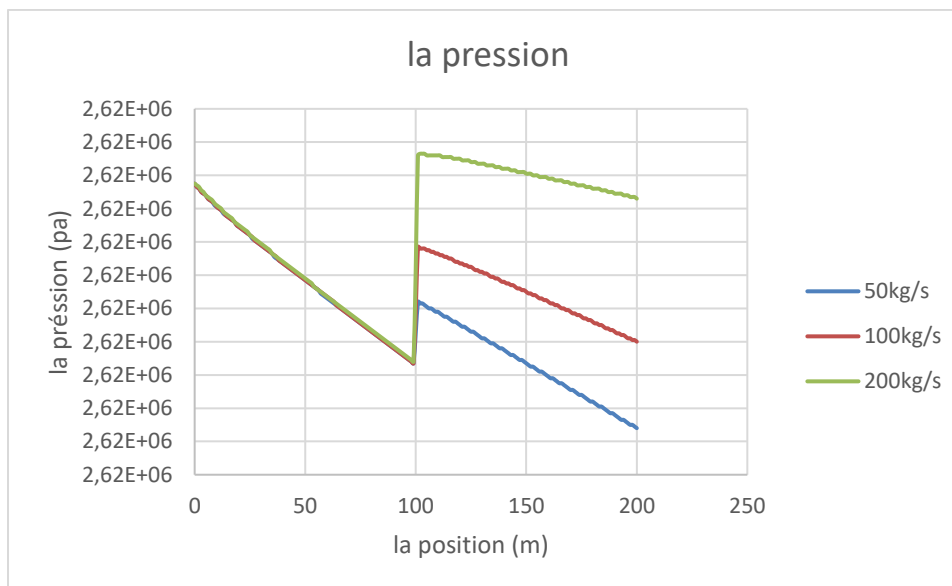


Figure VI. 18: Les profils de pression du cas avec rupture pour plusieurs débit sortants.

La figure 18 représente les profils de pression du cas avec rupture pour plusieurs débits sortant au niveau de rupture (50kg/s, 100kg/s et 200kg/s), nous remarquons que la pression augmente en amont de la rupture avec l'augmentation du débit sortant imposé.

La diminution de la vitesse et l'augmentation de la pression au niveau de la rupture peuvent être expliquées par les principes de Bernoulli et la conservation de la masse. Selon le principe de Bernoulli, cette diminution de la vitesse entraîne une augmentation de la pression statique.

VI.3.3. L'influence de température sur l'écoulement :

Lorsque notre conduite est située au sud, la variation de température entre le jour et la nuit est significative. Pour ce cas, nous avons étudié l'influence de cette variation de température sur la pression et la vitesse de l'écoulement.

Nous avons choisi deux températures pour l'étude : 15°C pour la nuit et 50°C pour le jour, tout en gardant les mêmes paramètres que dans le premier cas sans rupture. Les résultats obtenus pour la vitesse et la pression pour 15° et 50°c sont les suivants :

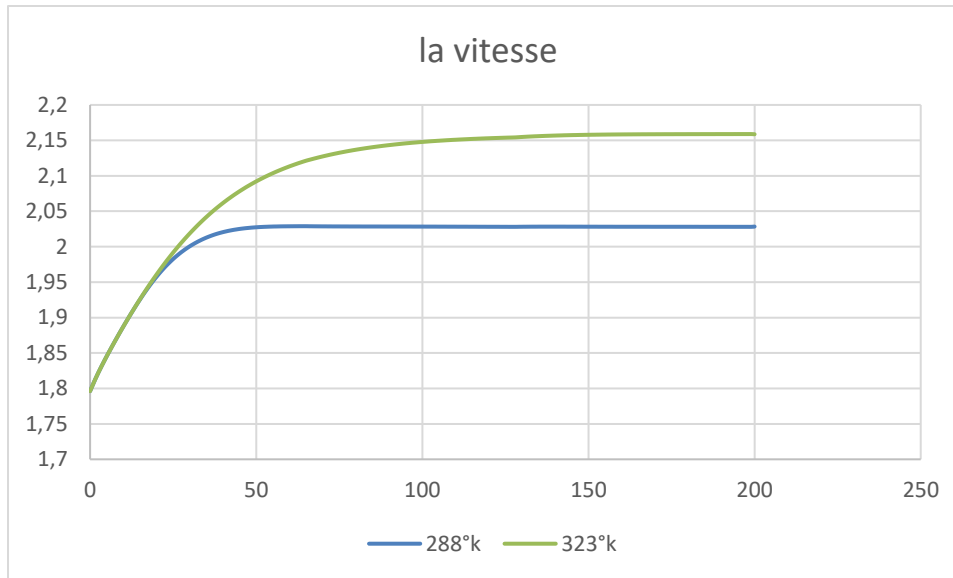


Figure VI. 19: les Profils de vitesse pour plusieurs températures.

La figure VI.19 représente les profils de vitesse pour deux différentes températures (15° et 50°C) qui montrent une augmentation de vitesse suivi d'une augmentation de la température. Cela est dû à notre avis à la diminution de la viscosité du pétrole avec l'augmentation de la température. Un fluide moins visqueux s'écoule plus facilement, ce qui entraîne une augmentation de la vitesse et vice versa.

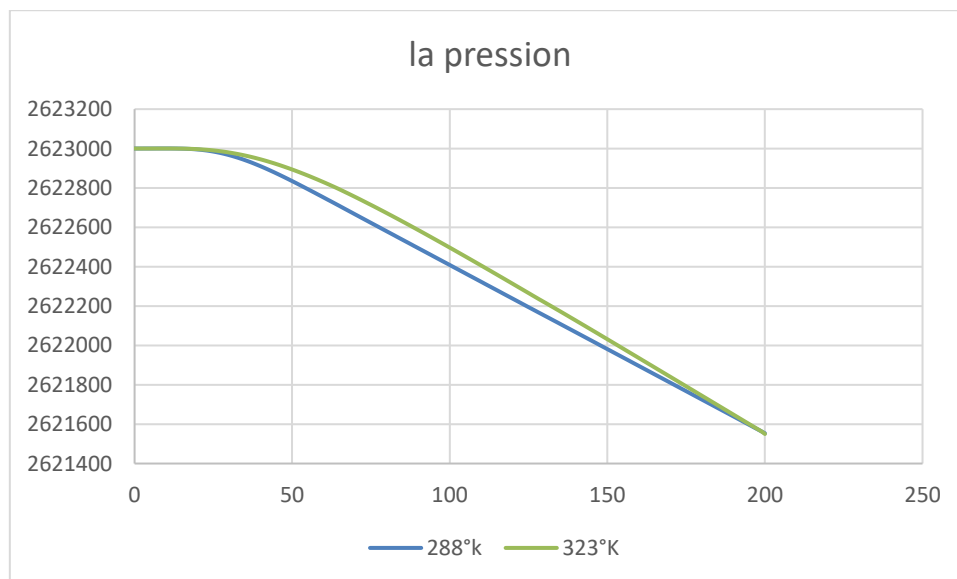


Figure VI. 20: Profil de pression pour plusieurs températures.

Chapitre VI : simulation numérique, résultats et interprétation

La figure VI.20 représente les profils de pression pour deux différentes températures (15° et 50°C). Cette figure montre que la température modifie les profils de pressions, Ceci est dû à la dilatation thermique du pétrole. Lorsque le pétrole se réchauffe, il se dilate et occupe plus de volume. Cela peut entraîner une faible augmentation de la pression dans le pipeline. Vu que le pétrole est un liquide légèrement compressible sous haute pression.

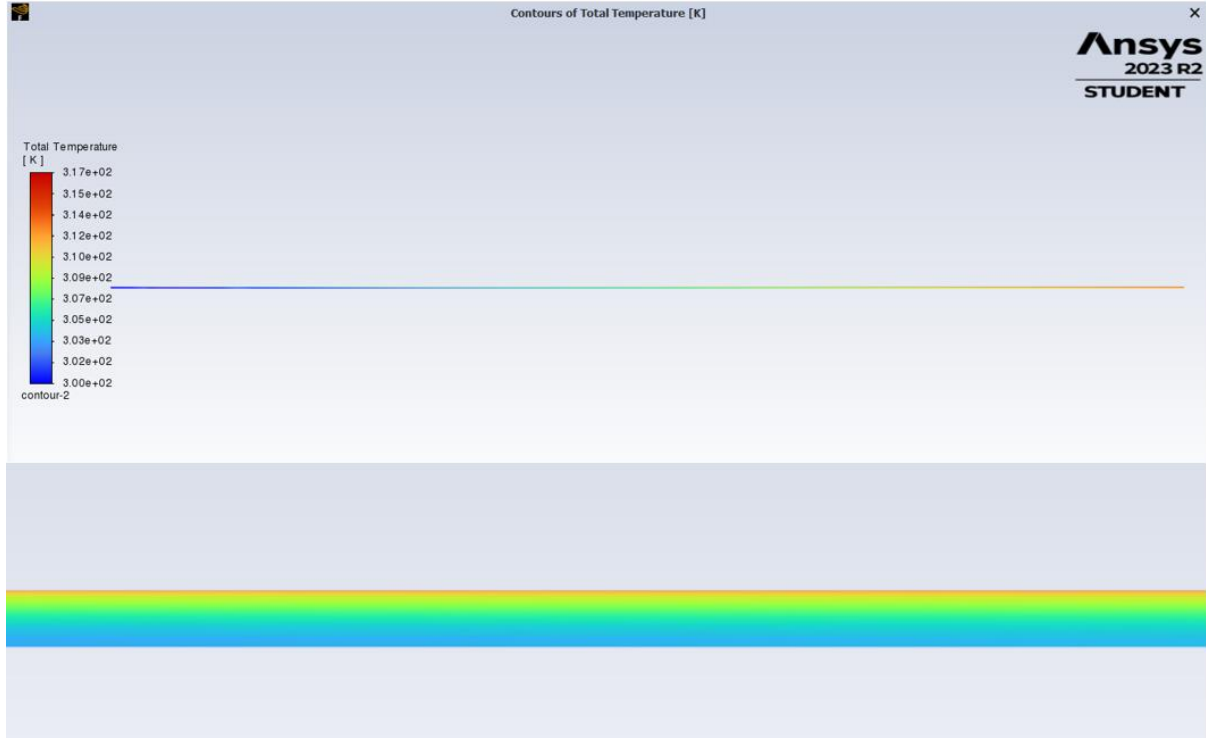


Figure VI. 21: contour de température durant le jour

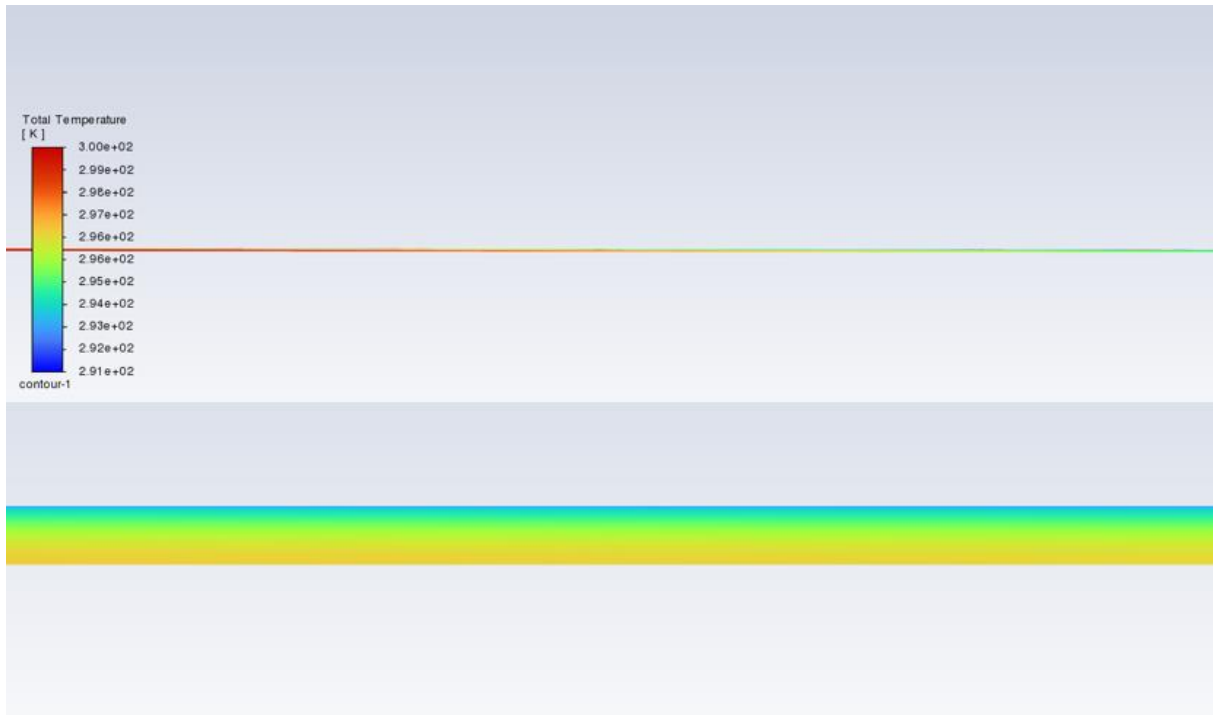


Figure VI. 22: Contour de température durant la nuit

Les profils de température :

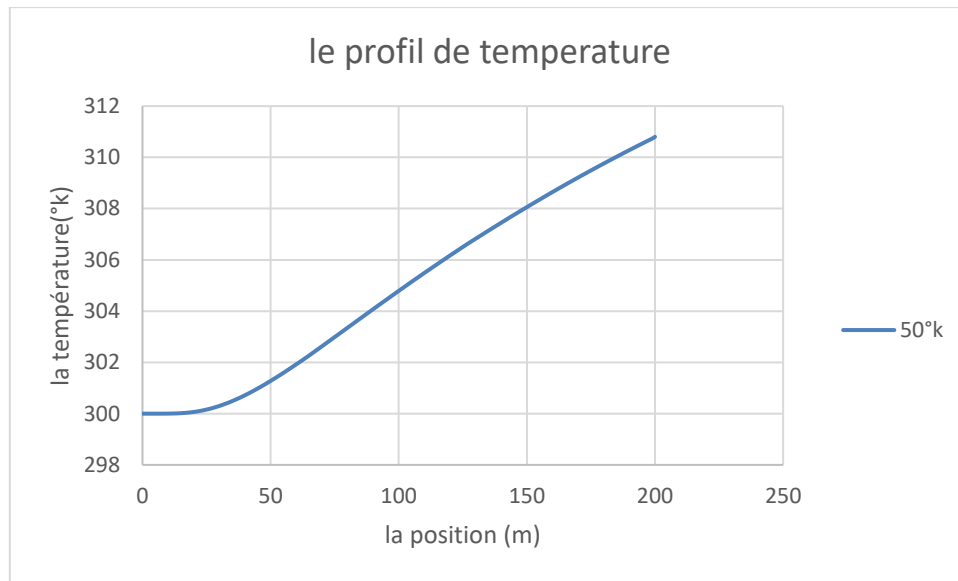


Figure VI. 23: La variation de température au jour.

La figure VI.23 représente la variation de la température durant le jour dans le pipeline, elle montre une augmentation de la température de l'entrée jusqu'à la sortie du pipeline. Ceci est dû au chauffage latéral du pipe par le milieu extérieure où la température est plus élevée égale à 50°C.

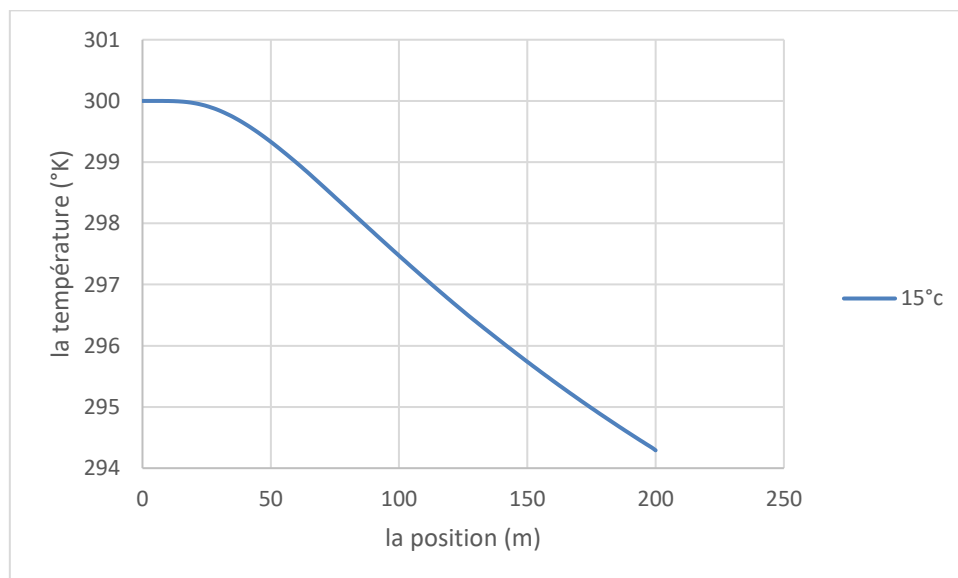


Figure VI. 24: La variation de température à la nuit.

La figure VI.24 représente la variation de la température durant la nuit dans le pipeline, elle montre une diminution de la température de l'entrée jusqu'à la sortie du pipeline. Le pétrole dans ce cas de figure entre à 27 °C et se refroidit le long du chemin à cause du refroidissement provoqué la nuit à travers la paroi du pipeline et sort à une température minimale.

Conclusion

Conclusion générale :

En conclusion, notre mémoire a porté sur la simulation d'un écoulement instationnaire dans un pipeline oléoduc, en mettant l'accent sur plusieurs aspects critiques, notamment le transport des hydrocarbures, les concepts d'écoulements instationnaires, et les anomalies potentielles pouvant survenir dans les pipelines. À l'aide du logiciel Ansys, nous avons réalisé des simulations pour deux scénarios distincts : un écoulement instationnaire normal et un écoulement avec rupture. Nous avons comparé les profils de pression et de vitesse dans ces deux scénarios afin de comprendre la dynamique mise en jeu.

Ensuite, nous avons étudié l'influence de la température sur la variation de pression et de vitesse dans le cas sans rupture.

Les principaux objectifs de cette étude étaient de déterminer le temps de stabilisation de l'écoulement, ainsi que d'analyser l'impact d'une rupture sur les profils de pression et de vitesse. De plus, l'étude visait à comprendre comment la température affecte ces profils dans un écoulement instationnaire normal.

Nous avons choisi ce sujet en raison de l'importance cruciale des pipelines pour le transport des hydrocarbures et des défis complexes associés à la gestion des écoulements instationnaires. Une compréhension approfondie et une simulation précise de ces phénomènes sont essentielles pour améliorer la sécurité et l'efficacité des pipelines. Les résultats de cette étude peuvent contribuer à des pratiques de gestion plus sûres et plus efficaces, en aidant à prévoir et à gérer les anomalies potentielles dans les pipelines.

Les références bibliographiques

Référence bibliographique :

- [1]. WAUQUIER, J.P, Le raffinage du pétrole, Produit Pétroliers, schémas de fabrication, Paris : Edition Technicq, Publication de l'institut français de pétrole, Tome 1, (1994).
- [2]. PIERRE WUITHIER, Raffinage et Génie Chimique, Tome II, 2eme édition 1972- Paris.
- [3] Cours de Raffinage I : Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (FHC), Université A. BOUGUERRA, Boumerdes 2003-2004, Groupes : IGCR99 et IGCP99.
- [4] The Report of World Gas Pipeline Incident Data Group, 1970–2017, Gas pipeline Incidents, 1- 50, December 2018.
- [5] BELLAHCENE Tassadit. Etude de la nocivité des défauts dans les canalisations sous environnement hydrogène. Thèse de doctorat de génie mécanique Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou 2008.
- [6] Alireza Bahadori, Oil and Gas Pipelines and Piping Systems 1st Edition.
- [7] Hammami A, Ratulowski J. Précipitations et dépôts d'asphaltènes dans les systèmes de production : un aperçu de l'assurance du débit. Asphaltènes, heavy oils, and petroleomics. Berlin,2007.
- [8] Carmen García, M., 2001. « Paraffin deposition in oil production. In: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry ». Houston, 2001. Society of Petroleum Engineers SPE.
- [9] International Pipe Line Association (IPLA): <https://interpipeline.com/sustainability/esg/>
- [10]European Union Pipeline System Operators (EUROPIPE): <http://www.europipe.be/exhausts.html>
- [11] Wikipedia: Écoulement instationnaire:
- [12] OnePetro: Introduction to Unsteady Flow in Pipelines
- [13] CRC Press: Unsteady Flow in Pipelines
- [14] Wikipedia: Écoulement instationnaire: <https://www.wikipedia.org/>
- [15] 15 École Polytechnique Fédérale de Lausanne: Mécanique des fluides - Écoulements instationnaires: <https://www.epfl.ch/en/>
- [16] CNRS: Introduction à la mécanique des fluides: <https://www.cnrs.fr/fr>
- [17]S.Bensedira, A.Abdellah El Hadj Et D.Semmar, (étude dynamique de l'écoulement autour d'un cylindre placé proche d'une paroi), Third International Conference on Energy ,

Les références bibliographiques

Materials, Applied Energetics and Pollution, ICEMAEP2016, October 30-31, 2016, Constantine, Algeria

[18] Patankar (Numerical Heat Transfer and Fluid Flow).

[19] IKNIL T., BERREKSI A., BENMAMAR S. et KETTAB A., 2008, Modélisation et simulation par la méthode des volumes finis des écoulements torrentiels (supercritiques) à surface libre dans des canaux à géométrie variable.

[20] LIPEME KOUYI G., 16 décembre 2004, Expérimentations et modélisations tridimensionnelles de l'hydrodynamique et de la séparation particulaire dans les déversoirs d'orage, Thèse de Doctorat, l'Université Louis Pasteur – Strasbourg I.

[21] WERTEL J., 2009, Modélisation Tridimensionnelle Des Ecoulements Turbulents En Conduite D'assainissement A Surface Libre, Thèse de doctorat, École Doctorale Mathématiques, Sciences de l'Information et de l'Ingénieur, Université de Strasbourg.

[22] Chassaing, P. (2000). Turbulence en mécanique des fluides des : Analyse du phénomène en vue de sa modélisation à l'usage de l'ingénieur. Edition Cépadués, col polytech de l'I.N.P de Toulouse.

[23] Diaf,A.(2012).Contributions à l'étude des écoulements de surface par méthodes numériques. Mémoire de Magistère en hydraulique : Ecoulement et transport solide. Tlemcen : Université Abou Bekr Belkaid, 99 p.