

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**Toualbia Sofiane, Kadri Asma, Zorki Anfal**

-THÈME-

---

**Étude numérique des écoulements de pétrole brut  
dans les pipelines (technique de transport)**

---

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président	:	OUZZAZI Mohamed	M.A.A	Unv. Ouargla
Examineur	:	ALI ZERROUKI Ahmed	M.C.A	Unv. Ouargla
Rapporteur	:	NECIB Hichem	M.A.A	Unv. Ouargla

# *Remerciement*

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre **DIEU**,  
notre Créateur pour m'avoir donné la force pour  
accomplir ce travail*

*Nous exprimons toutes mes reconnaissances et  
gratitudes à l'administration et à l'ensemble du corps  
enseignant de l'Université Kasdi Merbah-Ouargla pour  
leurs efforts à nous garantir la continuité et  
l'aboutissement de ce programme de Master.*

*Nos remerciements l'encadreur **Mr. Necib Hichem**  
pour nous avoir guidées de ce travail, pour son aide,  
ses orientations, ses conseils et ses encouragements*

*Mon profond remerciement et ma gratitude vont aussi  
aux Membres du jury, pour leur accord de juger mon  
travail*

*Enfin, tous nos remerciements, nos reconnaissances et  
notre gratitude vont à nos très chers parents et à notre  
précieuse familles pour leurs soutient indéfectibles, sans  
Oublier nos amis (es).*

# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A Mes chers parents, Aucune dédicace, aucun mot ne pourrait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.*

*A Mes très chers frères et surtout mes chères sœurs*

*A toute ma famille et surtout « Sidi Mohamed »*

*A tous mes amis chacun à son nom et mes collègues*

*A tous les enseignants et les enseignantes qui ont contribué à ma formation tout au long de ma vie.*

*A toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.*

*Toualbia Sofiane*

### Résumé :

L'écoulement du pétrole brut dans les pipelines est caractérisé par un modèle hydrodynamique influencé par la variation de plusieurs paramètres tel que "la viscosité, le comportement rhéologique, la température et le débit". Le transport de pétrole brut ne se passe pas toujours sans problèmes tel que les dépôts organiques (paraffines, asphaltènes) dans les canalisations ainsi que la consommation d'une énorme quantité d'énergie dans le procédé de pompage. Diverses techniques utilisées afin d'abaisser la viscosité et les pertes de pression parmi lesquelles : le chauffage et la méthode de Core annular flow.

Dans la présente étude, on a réalisé la modélisation des deux techniques utilisées afin de résoudre les problèmes cités précédemment par simulation numérique. Le code de calcul ANSYS –Fluent R19.2, basé sur la méthode des volumes. Les facteurs injectés dans le logiciel sont relevés de l'étude expérimentale qui a été effectuée sur l'échantillon du pétrole brut algérien. L'expérimentale indique que l'échantillon de pétrole brut Algérien a un comportement Newtonien, qui est fortement influencé par la température ce qui modifie sa viscosité.

Les résultats obtenus nous orientent vers l'amélioration des performances du réseau du transport en exécutant ces deux techniques sur site : la réduction de la viscosité est effectuée par, la minimisation des pertes de charge est vérifié tel qu'on peut gagner plus de 220 [Pa] pour chaque 100 m. En outre la puissance de pompage peut être réduite de plus de 20 %. Ce qui assure une optimisation économique importante.

La perte de charge par frottement pour l'huile lourde est de 14.3 fois celle de « core annular flow », ce qui confirme que cette technique est très efficace pour minimiser les frictions dans le cas d'un pétrole lourd.

**Mots clés:** Simulation numérique, le comportement rhéologique, ANSYS Fluent R19.2, Le chauffage, CAF " Core Annular Flow", viscosité, perte de charge.

### ملخص

يتميز تدفق النفط الخام في انابيب النقل بنموذج هيدروديناميكي ، يتأثر بتغير العديد من العوامل مثل "اللزوجة ، السلوك الريولوجي ، درجة الحرارة ، التدفق".

أثناء نقل النفط الخام تحدث عدة مشاكل : مثل الرواسب العضوية (البارافينات ، الإسفلت) في الأنابيب وكذلك استهلاك كمية هائلة من الطاقة في عملية الضخ. تقنيات مختلفة تستخدم لخفض اللزوجة والانقاص من الضياع في الطاقة ، من بينها: التسخين وطريقة التدفق الحلقي الأساسية..

في الدراسة الحالية ؛ قمنا بنمذجة تقنيتين مستخدمتين لحل المشكلات المذكورة سابقاً بواسطة المحاكاة العددية. تمت ANSYS –Fluent R19.2 المحاكاة باستعمال برنامج المعطيات المدرجة في البرنامج مأخوذة من الدراسة التجريبية التي أجريت على عينة من النفط الخام الجزائري. تشير الدراسة التجريبية إلى أن عينة النفط الخام الجزائري لها سلوك نيوتوني يتأثر بشدة بدرجة الحرارة مما يغير لزوجتها.

النتائج التي تم الحصول عليها ترشدنا نحو تحسين أداء شبكة النقل من خلال تطبيق هاتين التقنيتين خلال النقل ، يتم تقليل اللزوجة عن طريق التسخين، يتم التحقق من تقليل ضياع الضغط إلى الحد الأدنى بحيث يمكن الحصول على أكثر من 220 باسكال لكل 100 متر ، يمكن من تقليل قوة الضخ بأكثر من 20%. هذا يضمن التحسين

الاقتصادي الكبير.

يكون انخفاض الضغط بسبب الاحتكاك للزيت الثقيل بنسبة 14.3 ضعف "التدفق الحلقي الأساسي". مما يؤكد أن هذه التقنية فعالة للغاية في تقليل الاحتكاك في حالة الزيت الثقيل.

**الكلمات المفتاحية :** محاكاة رقمية، السلوك الريولوجي، عملية التسخين، التدفق الحلقي، اللزوجة، النقص في الضغط

### **Abstract:**

The flow of crude oil in pipelines is characterized by a hydrodynamic model, influenced by the variation of several parameters such as "viscosity, rheological behavior, temperature, flow".

In fact; the crude oil can't be transported without problems: such as organic deposits (paraffins; asphaltenes) in the pipe as well as the consumption of a huge amount of energy in the pumping process. Various techniques used to reduce viscosity and pressure losses; like: heating and the Core annular flow method.

In the present study; we carried out the modeling of the two techniques used in order to solve the problems mentioned previously by numerical simulation. The ANSYS – Fluent R19.2 program, based on the finite volume method for the discretization of momentum equations, is discussed to complete the investigation. The simulated geometry is a section of cylindrical pipe connecting the production area to the refinery. The factors injected into the software are taken from the experimental study which was carried out on the sample of Algerian crude oil. The experimental indicates that the Algerian crude oil sample has Newtonian behavior, which is strongly influenced by temperature which modifies its viscosity.

The results obtained guide us towards improving the performance of the transport network by performing these two techniques on site; the reduction in viscosity is affected by heating, the minimization of pressure losses is verified such that more than 220 [Pa] can be gained for each 100 m, in addition, the pumping power can be reduced by more than 20%. This ensures significant economic optimization. The pressure drop by friction for heavy oil is 14.3 times that of "core annular flow". which confirms that this technique is very effective in minimizing friction in heavy oil case.

**Keywords:** Numerical simulation, rheological behavior, ANSYS Fluent R19.2, the heating process, CAF " Core Annular Flow", viscosity, pressure drop.

# Sommaire

**Remerciement**

**Dédicace**

**Résumé**

**Liste des figures**

**Liste des tableaux**

**Liste des nomenclatures et des abréviations**

**Introduction générale** ..... 1

## **Chapitre I Transport de pétrole brut par canalisation**

I. Introduction	3
I.1 Généralité sur le transport de pétrole brut par pipeline	3
I.1.1 Définition de Pétrole brut	3
I.1.2 Composition de pétrole brut	3
I.1.3 Classification du pétrole	4
I.2 Définition d'un pipeline	5
I.2.1 Caractéristiques des pipe-lines	5
I.2.2 Les types de pipelines	5
I.2.3 Constitution d'un oléoduc	6
I.3 Les problèmes de transport par pipeline	7
I.3.1 Dépôt des asphaltènes dans les pipelines	7
I.3.2 Dépôt des paraffines	8
I.4 Les techniques de transport de pétrole brut	9
I.4.1 Réduction de la viscosité	9
• Dilution	9
• Chauffage	10
• Émulsification du brut lourd dans l'eau	10
I.4.2 Réduction des frottements	11
I.4.3 L'application des nanoparticules	12
I.5 Réseau de Transport du pétrole brut	13
I.6 Conclusion	14

## **Chapitre II Rhéologie**

II. Introduction	15
II.1 Grandeurs fondamentales de la rhéologie	15
II.1.1 Contrainte de cisaillement	15
II.1.2 Déformation de cisaillement	16
II.1.3 Gradient de vitesse	16
II.1.4 Viscosité	16

II.2	Typologie de l'écoulement .....	18
II.2.1	Fluides indépendants du temps .....	18
II.2.2	Fluides dépendants du temps .....	21
II.2.3	Fluides viscoélastiques .....	22
<b>Chapitre III Modélisations mathématiques</b>		
III.	Introduction .....	23
III.1	Équations fondamentales .....	25
III.1.1	Equation de continuité .....	25
III.1.2	Équation de quantité de mouvement (Navier-Stoks).....	26
III.2	Méthode des volumes finis .....	26
III.3	Présentation du logiciel ANSYS .....	26
III.3.1	La géométrie (Design Modeler) .....	27
III.3.2	Le maillage .....	28
III.3.3	Le solveur Fluent.....	29
III.4	Modèles de turbulence .....	30
<b>Chapitre IV Partie expérimentale</b>		
IV.	Introduction .....	31
IV.1	Objective de l'étude .....	31
IV.2	L'échantillon étudié .....	31
IV.3	L'appareillage expérimental .....	32
IV.4	Mode opératoire .....	33
IV.5	Les essais expérimentaux effectués .....	34
IV.6	Analyses des résultats et interprétation .....	42
IV.7	Conclusion.....	42
<b>Chapitre V Simulation numérique, résultats, interprétations</b>		
Problème à étudier .....		43
V.	Les résultats de simulation numérique obtenus .....	45
V.1	Cas d'un Pétrole brut algérien .....	45
V.1.1	Première partie .....	45
V.1.2	Deuxième partie .....	49
V.2	Cas d'un pétrole lourd .....	50
V.2.1	Première Méthode Chauffage de pétrole brut.....	51
V.2.2	Deuxième Méthode « Core annular flow » .....	54
V.3	Analyses et interprétations des résultats .....	56
<b>Conclusion générale</b> .....		58
<b>Référence bibliographique</b>		

## Liste de figures

<b>Figure I-1</b> : Vue générale d'un pipeline.....	6
<b>Figure I-2</b> : Dépôt solide d'asphaltène dans un pipeline.....	7
<b>Figure I-3</b> : les domaines d'existence des différentes phases d'un liquide.....	8
<b>Figure I-4</b> : effet de la température sur le dépôt de paraffine.....	9
<b>Figure I-5</b> : les techniques de transport de pétrole lourd.....	9
<b>Figure I-6</b> : Réponse de la viscosité à l'augmentation de la température.....	10
<b>Figure I-7</b> : Émulsions présentes dans la production et le transport du pétrole.....	11
<b>Figure I-8</b> : Schéma explicatif de la méthode « core annular flow ».....	11
<b>Figure I-9</b> : Illustration de la configuration de l'injecteur à flux annulaire central...	12
<b>Figure I-10</b> : Tableau résume les caractéristiques réseaux de transport de pétrole en Algérie.....	13
<b>Figure I-11</b> : Réseau de Transport du pétrole brut en Algérie.....	14
<b>Figure II.1</b> : Schéma de l'écoulement de cisaillement entre deux plans.....	15
<b>Figure II.2</b> : Forces agissant sur deux éléments de couches voisines.....	16
<b>Figure II.3</b> : Courbes d'écoulement de fluide sans contrainte seuil.....	20
<b>Figure II.4</b> : Courbe d'écoulement de fluides présentant une contrainte seuil.....	21
<b>Figure II.5</b> : Courbe viscosité-temps d'un matériau thixotrope.....	21
<b>Figure II.6</b> : Courbe viscosité-temps d'un matériau rhéopectique.....	22
<b>Figure III-1</b> : différents régimes d'écoulement.....	24
<b>Figure III.2</b> : Processus du fonctionnement d'un code CFD.....	27
<b>Figure III-3</b> : La géométrie d'une pipe.....	28
<b>Figure III-4</b> : Le maillage d'une pipe.....	28
<b>Figure III-5</b> : L'interface de solveur fluent.....	29
<b>Figure IV-1</b> : Viscosimètre FUNGILAB rotatif.....	32
<b>Figure IV-2</b> : Spindle « tête de mesure » accompagnant le viscosimètre.....	32
<b>Figure IV-3</b> : Rhéogrammes du pétrole brut pour quelques températures.....	40



<b>Figure IV-4</b> : Viscosités dynamique du pétrole brut en fonction du cisaillement pour chaque température.....	40
<b>Figure IV-5</b> : viscosité dynamique du pétrole brut en fonction la température.....	41
<b>Figure V-1</b> : Géométrie du tronçon à étudier.....	43
<b>Figure IV-2</b> : chute de pression dans tronçon de 100 mètres à $T = 25^{\circ}C$ .....	45
<b>Figure V-3</b> : contours de vitesse le long du tronçon de 100 mètres à $T = 25^{\circ}C$ ....	45
<b>Figure V-4</b> : chute de pression dans tronçon de 100 mètres à $T = 60^{\circ}C$ .....	46
<b>Figure V-5</b> : contours de vitesse le long du tronçon de 100 mètres à $T = 60^{\circ}C$ ...	46
<b>Figure V-6</b> : Profils des vitesses à différentes longueur axiales à $T = 25^{\circ}C$ .....	47
<b>Figure V-7</b> : Perte de charge en fonction de température.....	48
<b>Figure V-8</b> : Perte de charge en fonction de viscosité dynamique.....	48
<b>Figure V-9</b> : Perte de charge en fonction de débit volumique.....	49
<b>Figure V-10</b> : viscosité dynamique du pétrole lourd en fonction la température.....	50
<b>Figure V-11</b> : chute de pression dans tronçon de 100 mètres à $T = 25^{\circ}C$ .....	51
<b>Figure V-12</b> : contours de vitesse le long du tronçon de 100 mètres à $T = 25^{\circ}C$ .....	51
<b>Figure V-13</b> : chute de pression dans tronçon de 100 mètres à $T = 80^{\circ}C$ .....	52
<b>Figure V-14</b> : contours de vitesse le long du pipeline (tronçon de 100 mètres) à $T = 80^{\circ}C$ .....	52
<b>Figure V-15</b> : Perte de charge en fonction de viscosité dynamique.....	53
<b>Figure V-16</b> : contour de la fraction volumique de l'eau à $\mu = 8.492 [Pa.s]$ .....	54
<b>Figure V-17</b> : contour de la fraction volumique du pétrole brut à $\mu = 8.492 [Pa.s]$ .....	55
<b>Figure V-18</b> : contours de vitesse le long du tronçon de 100 mètres à $\mu 8.492 [Pa.s]$ .....	55

## Liste des tableaux :

<b>Tableau I -1</b> : Classification de pétrole brut selon la densité.....	4
<b>Tableau IV-1</b> : caractéristique de l'échantillon de pétrole étudié.....	31
<b>Tableau IV-2</b> :cas N°1 : $T = 25^{\circ}C$ .....	34
<b>Tableau IV-3</b> :cas N°2 : $T = 30^{\circ}C$ .....	35
<b>Tableau IV-4</b> :cas N°3 : $T = 40^{\circ}C$ .....	36
<b>Tableau IV-5</b> :cas N°4 : $T = 50^{\circ}C$ .....	37
<b>Tableau IV-6</b> :cas N°5 : $T = 60^{\circ}C$ .....	38
<b>Tableau IV-7</b> :cas N°1 : $T = 10^{\circ}C$ .....	39
<b>Tableau IV-8</b> : Variation de viscosité dynamique en fonction de température.....	39
<b>Tableau V-1</b> : La variation de viscosité dynamique et des pertes de charge en fonction de température.....	47
<b>Tableau V-2</b> : Pertes de charge en fonction de débit volumique utilisé.....	49
<b>Tableau V-3</b> : Caractéristiques du pétrole lourd.....	50
<b>Tableau V-4</b> : Variation de viscosité dynamique en fonction de température.....	50
<b>Tableau V-5</b> : pertes de charge en fonction de température.....	53
<b>Tableau V-6</b> : Pertes de charge pour la méthode « core annular flow ».....	54

## Liste des nomenclatures et des abréviations

$d$	:	La densité
$\tau$	:	Le taux de cisaillement [ $Pa$ ]
$F$	:	La force [ $kg.m/s^2$ ]
$S$	:	La surface [ $m^2$ ]
$\dot{\gamma}$	:	Le gradient de vitesse [ $s^{-1}$ ]
$v$	:	La vitesse [ $m/s$ ]
$h$	:	L'épaisseur de l'échantillon [ $m$ ]
$\mu_a$	:	La viscosité dynamique [ $Pa.s$ ]
$\vartheta$	:	La viscosité cinématique [ $m^2/s$ ]
$\nu_t$	:	Viscosité dynamique turbulente
$\rho$	:	La masse volumique [ $kg/m^3$ ]
$d$	:	Le diamètre de la conduite [ $m$ ]
Re	:	Le nombre de Reynolds
$\Omega$	:	Constant
$K$	:	L'énergie cinétique turbulente
$\varepsilon$	:	Le taux de dissipation de l'énergie cinétique
$C$	:	Constant
$T$	:	La Température [ $^{\circ}C$ ]
$L$	:	La longueur de tronçon [ $m$ ]
$Q$	:	Le débit [ $m^3/s$ ]
$\tau_c$	:	Contrainte critique ou seuil d'écoulement [ $Pa$ ].
$\eta_p$	:	Viscosité plastique.
$\mu_{sp}$	:	Viscosité spécifique
$\mu_{rel}$	:	Viscosité relative
$n$	:	L'indice d'écoulement
$k$	:	La consistance du fluide

# *Introduction générale*

## ***Introduction générale***

Le Transport par Canalisation représente une dimension stratégique en termes d'acheminement des hydrocarbures vers les autres segments du marché et assure la cohérence des flux de toute la chaîne des hydrocarbures. L'Activité est également un maillon incontournable de cette même chaîne. Elle est également un secteur vital pour l'économie dont ce mode de transport contribue sensiblement à la réduction à la fois des coûts, des délais de livraison, du trafic routier et assure aussi des transports massifs d'hydrocarbures en veillant au respect de l'environnement avec des conditions de sécurité les plus strictes. Actuellement, le transport par canalisations assure l'acheminement du pétrole brut depuis les champs de production jusqu'aux complexes et unités de traitement, de transformation, de stockage, d'expédition et d'exportation. Le transport des hydrocarbures par canalisations nécessite l'installation des stations de pompage le long de la ligne. Le problème généralement posé est celui de l'obstruction de ces canalisations par des dépôts organiques qui sont dans la plupart des cas des dépôts des paraffines ou des asphaltènes causés par une variation des paramètres thermodynamique du pétrole brut lors de son écoulement ce qui conduit à mettre la surveillance en permanence de ces paramètres indispensable. Ce problème peut être résolu par des différentes techniques qui sont basées principalement sur trois notions :

- ✚ La réduction de la viscosité.
- ✚ La réduction des frictions.
- ✚ L'utilisation de la technologie des nanoparticules.

Dans la première partie de ce mémoire, on a étudié expérimentalement l'effet de la technique de chauffage sur la réduction de la viscosité de pétrole brut Algérien (léger) en utilisant un viscosimètre FUNGILAB. Dans la deuxième partie, les résultats obtenus, par la voie expérimentale sont utilisés pour étudier numériquement, l'effet du chauffage du pétrole brut et l'effet d'insertion d'un deuxième fluide de faible viscosité dans l'espace annulaire de la canalisation, sur le problème des pertes de charges, dues généralement à la grande viscosité du pétrole brut et l'obstruction des canalisations par

des dépôts organiques. Les deux techniques étudiées sont testées pour deux type de pétrole ; léger et lourd. La simulation numérique est réalisée par l'utilisation du code de calcul ANSYS fluent R19.2 qui résolu les équations différentielles complexes de la dynamique de fluide par la méthode des volumes finis MVF.

Ce mémoire est organisé en cinq chapitres

- Le premier chapitre est consacré à des généralités sur le transport du pétrole brut et les techniques utilisées pour assurer une bonne optimisation de réseau du transport.
- Dans le deuxième chapitre, la théorie et les formules de la rhéologie du pétrole brut sont présentés.
- Dans le troisième chapitre, on a donné une vision globale sur la capacité du code de calcul ANSYS Fluent R19.2. Ensuite, on a présenté les équations de la dynamique des fluides utilisées dans la simulation numérique en plus de quelque notion sur la méthode des volumes finis et le modèle de la turbulence.
- Dans le quatrième chapitre, on a présenté le matériel utilisé dans notre expérience. On a déterminé le comportement rhéologique du pétrole brut Algérien et l'effet de la technique de chauffage sur la réduction de la viscosité.
- Dans le dernier chapitre on a présenté les résultats numériques et leurs interprétations.

*Chapitre I :*  
*Transport de pétrole*  
*brut par*  
*canalisation*

## **I. Introduction :**

Le transport par canalisation prend une importance de plus en plus grande à l'échelle nationale comme à l'échelle mondiale, qui correspond à une augmentation constante des quantités des produits transportés et des consommations en énergie. Les pipelines jouent un rôle important dans le transport du pétrole et de ses dérivés, car c'est le moyen le plus efficace et sécurisant pour transporter de gros volumes sur de grandes distances.

Les problèmes apparaissent lors de l'acheminement du pétrole brut entre la source d'extraction et les unités de raffinage sont multiples et ils sont souvent causés par la viscosité élevée des produits pétroliers et ça nécessite plus d'énergie. Ceci nous a conduit de réduire cette viscosité apparente par diverses techniques afin d'assurer une bonne optimisation du transport du pétrole.

### **I.1 Généralité sur le transport de pétrole brut par pipeline :**

#### **I.1.1 Définition de Pétrole brut : [1]**

Le Pétrole brut ou « Crude Oil en Anglais » c'est un mélange complexe d'hydrocarbures non traité il est de densité de 0.8 à 9.5 piégée dans des formations géologiques particulières. C'est la combinaison chimique de l'élément de carbone « C » et l'élément d'hydrogène « H », il contient aussi de faible quantité de soufre, des traces d'azote, oxygène et plusieurs métaux. Il se différencie par :

- Densité.
- La composition.
- La teneur en soufre.

#### **I.1.2 Composition de pétrole brut : [2]**

Le pétrole brut est formé essentiellement d'hydrocarbures (combinaison de carbone et d'hydrogène) ou le carbone présente 83% à 87% en volume et hydrogène de 10 à 15 % associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux



particuliers (vanadium, molybdène, nickel), Les hydrocarbures contenus dans le pétrole sont regroupés en trois familles :

- Les paraffines (alcanes).
- Les naphènes (cyclo-alcanes).
- Les aromatiques.

### I.1.3 Classification du pétrole : [3]

À la découverte d'un gisement du pétrole, ce dernier subit une série d'analyse permettant sa classification.

La classification du pétrole est d'une extrême importance car elle nous permet de connaître les méthodes de traitement de ce même pétrole depuis le plus léger et le moins sulfureux qui est le condensat jusqu'au plus lourd et plus sulfureux qui est le brut, l'assortiment et les qualités des produits à obtenir.

On distingue deux types de classification :

#### I.1.3.1 Selon le degré API° :

Les bruts sont classés selon leur degré API (American Petroleum Institute) qui est une fonction de leur densité (Tableau I-1). L'équivalence entre la densité et le degré API° est exprimée par la formule :

$$API^{\circ} = \frac{141.5}{d(15^{\circ}c)} - 131.5 \quad (I-1)$$

Selon la valeur API° on distingue :

Classification	API°	Densité
Pétrole léger	>31.1°	<0.870
Pétrole moyen	22.3 – 31.1°	0.870 – 0.920
Pétrole lourd	10 – 22.3°	0.920 – 1
Pétrole extra-lourd	< 10°	> 1

**Tableau I-1** : Classification de pétrole brut selon la densité.

Les pétroles plus légers sont les plus demandés par les raffineurs, car ils donnent directement beaucoup de coupes légères de grande valeur (diesel, essence, naphtha).

### I.1.3.2 Selon teneur en soufre :

- Pétrole peu sulfureux si la teneur ne dépasse pas 0.5%.
- Pétrole sulfureux si la teneur est comprise entre 0.5 -2 %.
- Pétrole très sulfureux si sa teneur > 2 %.

## I.2 Définition d'un pipeline :

Un pipeline (de l'anglais) ou canalisation est un ensemble de conduites en acier souvent appelé «la ligne », presque toujours enterrées de stations de pompage pour faire avancer le fluide. Un pipeline permet de l'échange de produits entre raffineries, dépôts pétroliers et installation portuaires.

Sa longueur peut varier de quelques kilomètres à des centaines, souvent les pipelines sont interconnectés entre eux pour former un réseau (Figure I-1).

### I.2.1 Caractéristiques des pipe-lines

Les pipe-lines sont caractérisés par :

- Une grande longueur.
- Une pression de service élevée (100 bars).
- Un gros diamètre. Entre 6 et 42 pouces (soit 15 cm à 1 mètre).
- Des épaisseurs variant de 6,35 mm à 30 mm et même plus.
- La profondeur d'enfouissement dans le sol varie de 0,6 à 1 mètre selon son ancienneté et ses lieux de passages.

### I.2.2 Les 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**.

**➤ L'Oléoduc :**

L'Oléoduc est l'élément principal de la chaîne de transport des hydrocarbures liquides. Il relie un parc de stockage principal (aux différents terminaux existant et les pipe-lines installés sur un territoire quelconque. Il a pour fonction aussi d'acheminer le pétrole brut aux raffineries et aux terminaux marins. L'exploitation de la ligne de transport se fait avec des débits variables selon la demande des terminaux et aussi selon le nombre des stations de pompage à mettre en service.

**I.2.3 Constitution d'un oléoduc.**

Un oléoduc comprend :

- Les stations de pompage de départ et intermédiaires.
- La ligne (conduite).
- Les terminaux de départ et d'arrivée (T.D et T.A)
- Des points de livraison et de réception du produit.
- Des postes de sectionnement et des postes de coupures.
- Des installations de postes cathodiques.
- Des installations de télécommande et de télécommunication.



**Figure I-1 :** Vue générale d'un pipeline.

### I.3 Les problèmes de transport par pipeline :

#### I.3.1 Dépôt des asphaltènes dans les pipelines :

Les asphaltènes sont des hydrocarbures de haut poids moléculaire, définis arbitrairement comme une classe de pétrole insoluble dans les alcanes légers mais soluble dans le toluène ou le dichlorométhane[6]. En raison de la tendance à précipiter et à se déposer, les asphaltènes sont connus pour causer des problèmes d'assurance d'écoulement dans la production de pétrole conventionnelle. Ces effets comprennent :

- Réduction de la zone d'écoulement des tuyaux.
- Augmentation de la perte de pression de friction.
- Altération de la mouillabilité.
- Blocage de pipeline (Figure I-2).
- Efficacité réduite des équipements de production

Tous ces effets sont liés à la précipitation des asphaltènes due à la diminution de la solubilité dans le fluide produit. Cela peut se produire dans des conditions de pression / température changeantes. [7]

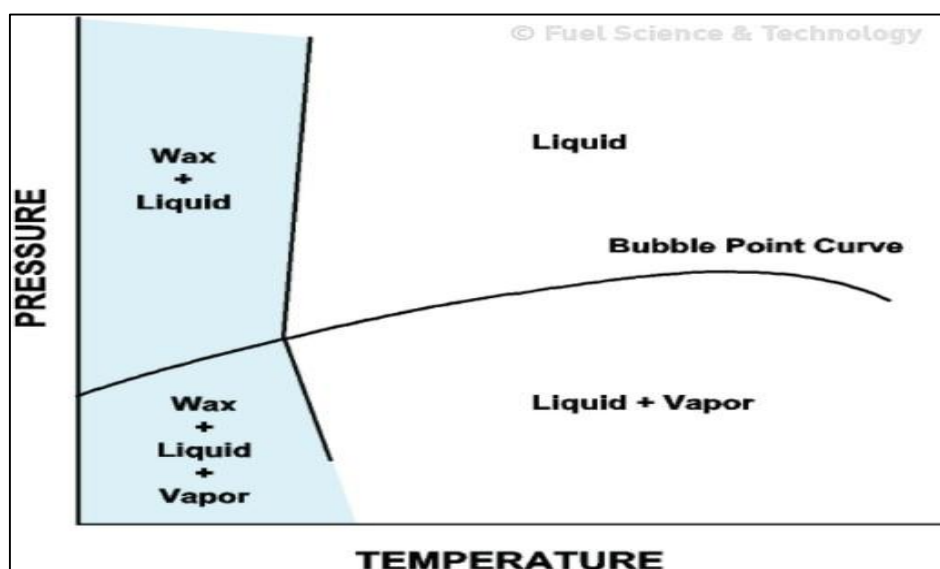


**Figure I-2** : Dépôt solide d'asphaltène dans un pipeline.

### I.3.2 Dépôt des paraffines :

Le transport de pétrole brut dans les pipelines pendant la période hivernale est affecté par la diminution de la température, ce qui cause plusieurs problèmes tels que le dépôt des paraffines. Créant des anomalies de pression et provoquant un blocage artificiel entraînant une réduction ou une interruption de la production. L'assurance de l'écoulement dans les pipelines d'hydrocarbures est très importante en raison de la précipitation de la phase solide de paraffine sur la paroi de la conduite

Les paraffines peuvent précipiter sous forme de phase solide sur la paroi de la conduite lorsque sa température (température du liquide de refroidissement d'entrée) descend en dessous de la température d'apparition de la cire (Figure I-3).



**Figure I-3** : les domaines d'existence des différentes phases d'un liquide.

De plus, les facteurs affectant le processus de dépôt de cire sont, tels que 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, la température ambiante, le débit, l'historique thermique, le temps et la pression.

En raison de la précipitation de la phase solide de paraffine sur la paroi du tuyau, il est très important d'assurer l'écoulement dans la canalisation d'hydrocarbures. [8]

Plusieurs méthodes d'atténuation ont été utilisées dans les différents champs pétroliers du monde pour réduire les dépôts de cire, comme le raclage, les

inhibiteurs, l'isolation thermique et le chauffage (Figure I-4) sélective de la paroi du pipeline pour éliminer les dépôts de paraffine. [9]

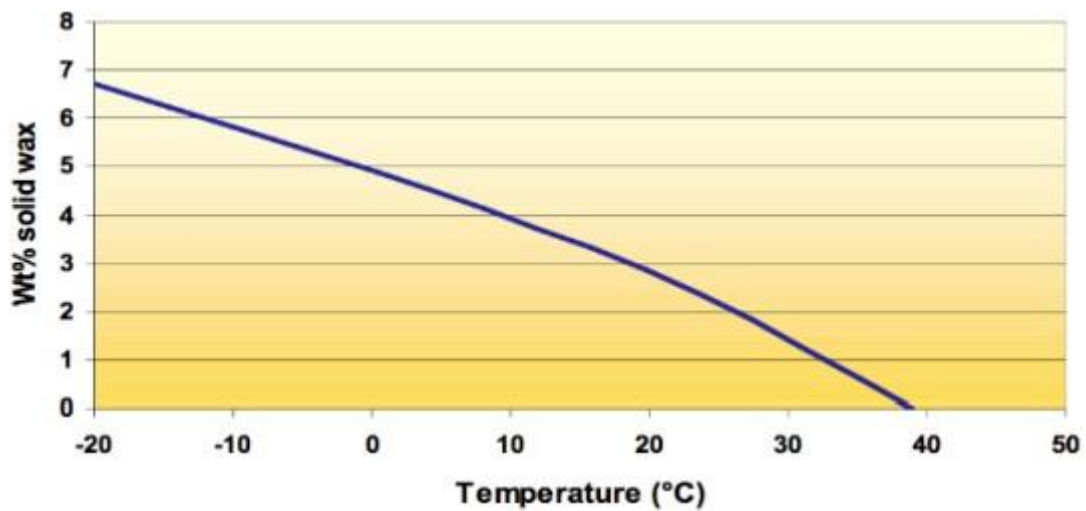


Figure I-4 : effet de la température sur le dépôt de paraffine.

#### I.4 Les techniques utilisées pour faciliter le transport de pétrole :

Les techniques de transport sont représentées schématiquement dans la Figure I-5.

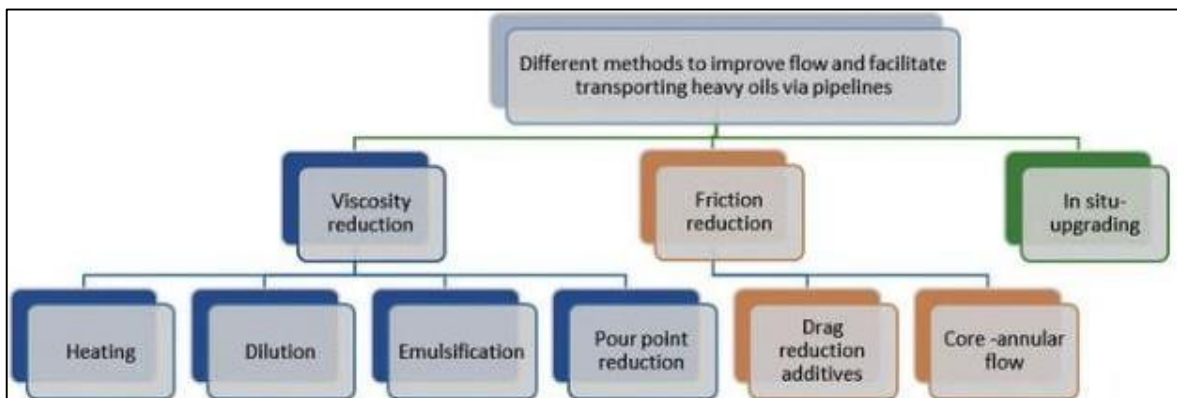


Figure I-5 : les techniques de transport de pétrole lourd.

##### I.4.1 Réduction de la viscosité :

###### ✚ Dilution :

La dilution est l'une des méthodes les plus anciennes et préférées pour réduire la viscosité des huiles lourdes. Cette méthode consiste à ajouter au pétrole lourd des hydrocarbures liquides plus légers, (condensats issus de la production de gaz naturel, des pétroles bruts plus légers). [10]

### ✚ Chauffage :

Une autre méthode couramment utilisée pour réduire la viscosité élevée du pétrole brut lourd et du bitume et améliorer la coulabilité.

L'augmentation de la température du pipeline entraîne une réduction rapide de la viscosité pour abaisser la résistance de l'huile à l'écoulement (Figure I-6). C'est un autre moyen d'améliorer les propriétés d'écoulement du pétrole brut lourd et des bitumes. [11]

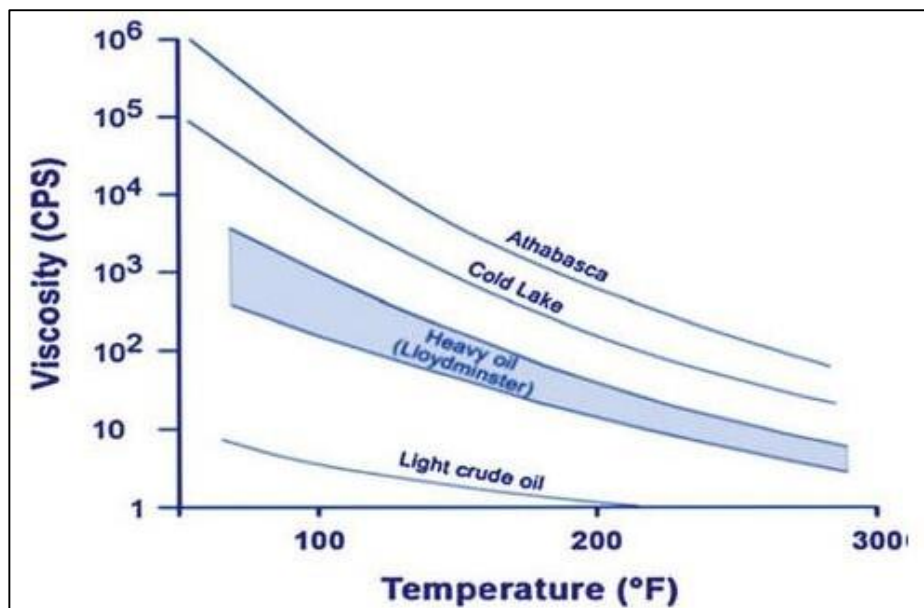
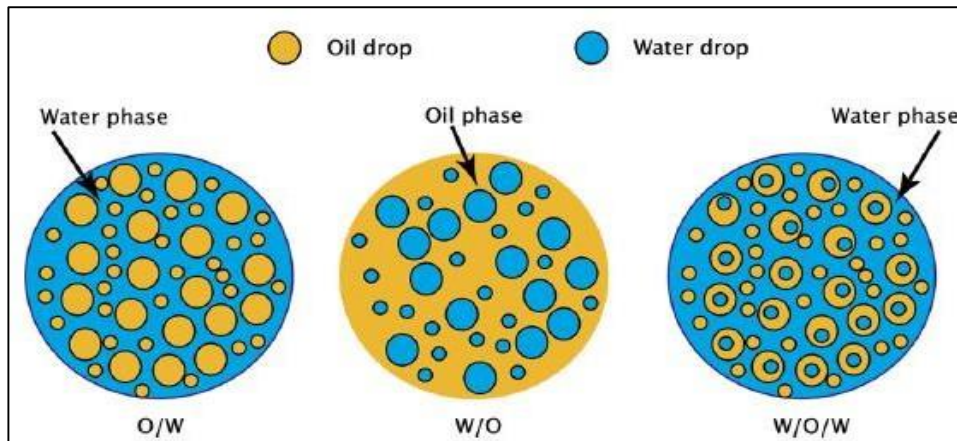


Figure I-6 : Réponse de la viscosité à l'augmentation de la température.

### ✚ Émulsification du brut lourd dans l'eau :

Les émulsions se produisent naturellement dans la production de pétrole et les pipelines, principalement celles d'émulsions eau dans l'huile (E / H) et plus complexes comme les émulsions huile dans l'eau dans l'huile (H / E / H) (figure I-7). La formation d'émulsion huile-dans-eau est une technique alternative pour améliorer la fluidité du pétrole brut lourd à travers les pipelines. Dans cette technologie, le pétrole brut lourd est émulsifié dans l'eau et stabilisé à l'aide de tensioactifs. [12]

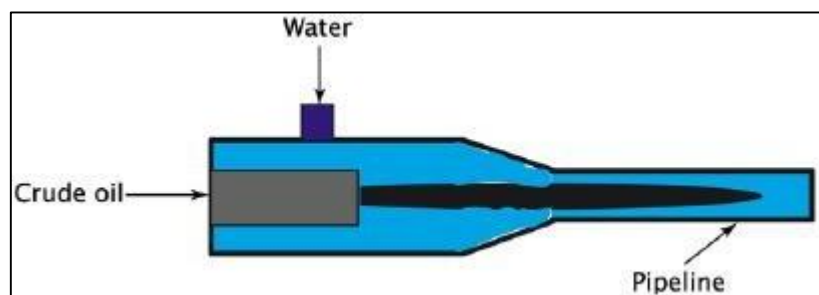


**Figure I-7 :** Émulsions présentes dans la production et le transport du pétrole.

#### I.4.2 Réduction des frottements

##### ✚ Écoulement cœur-annulaire :

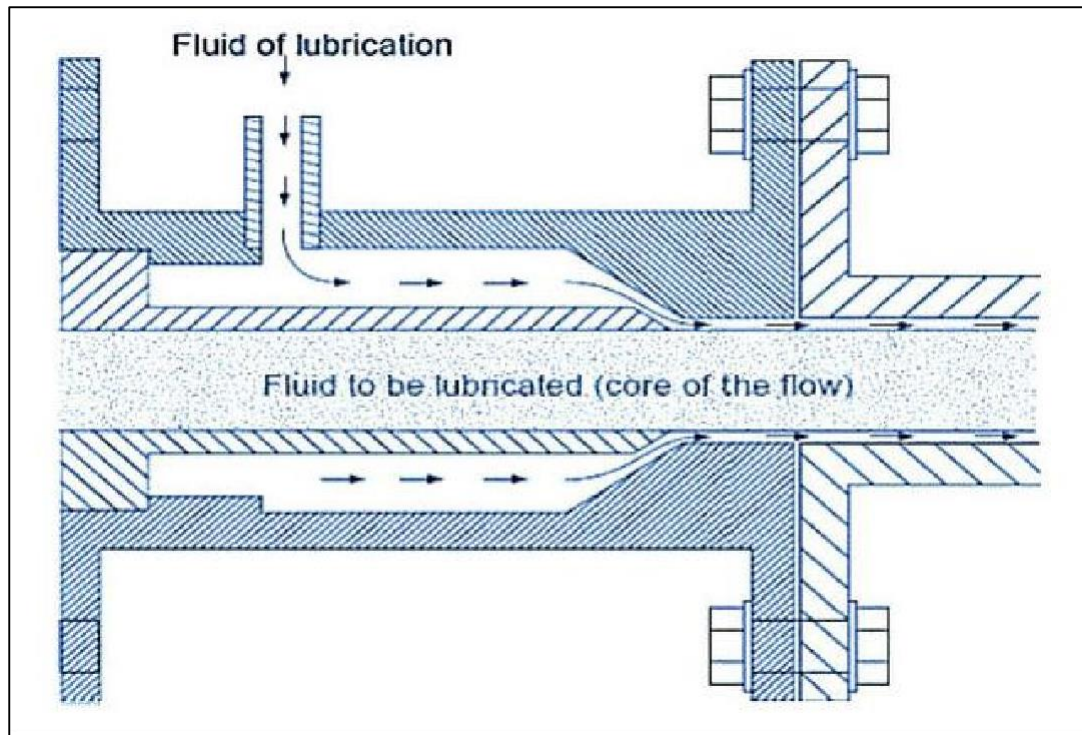
C'est une technique qui facilite l'écoulement du pétrole brut lourd et du bitume à travers le pipeline en réduisant la perte de charge dans les pipelines en raison du frottement.



**Figure I-8 :** Schéma explicatif du méthode « core annular flow ».

L'idée principale de cette technique est d'entourer le cœur du pétrole brut lourd lorsqu'il s'écoule à travers le pipeline avec une couche de film d'eau ou de solvant près de la paroi du tuyau, qui agit comme un lubrifiant (Figure I-8 I-9), en maintenant la pression de la pompe similaire à celle nécessaire pour pomper l'eau ou le solvant. [13]





**Figure I-9 :** Illustration de la configuration de l'injecteur à flux annulaire central.

### I.4.3 L'application des nanoparticules :

les dispersions de nanoparticules trouvent déjà de nombreux domaines d'application pour leurs propriétés magnétiques et électriques et thermo physiques (la masse volumique, la chaleur spécifique, la viscosité dynamique et la conductivité thermique); A cet effet, la technologie pétrolière actuelle a été révolutionnée et orientée vers l'application des Nanos-fluides dans le transport du pétrole brut en basant sur les principes du transfert de chaleur grâce à la conductivité thermique des Nanos-fluide. Comme étant donné l'augmentation de la viscosité est un élément essentiel durant l'acheminement du pétrole brute dans les pipelines pour des grandes distances due à la chute de la température.

La technique des Nano-fluides contribue sensiblement à la résolution des tels problèmes en réduisant la viscosité par l'évacuations des flux de chaleur importants durant une opération de chauffage et ce qui permet de conserver une quantité de chaleur qui sera régénérée ultérieurement dans les pipelines lors du transport du pétrole brut. [14]

## I.5 Réseau de Transport du pétrole brut :

Le Réseau de Transport des Hydrocarbures Liquides est constitué d'un ensemble de canalisations, de stations de pompage et de parcs de stockage, assurant le transport des effluents issus des champs de production, d'un centre de stockage ou d'un dispatching, vers les pôles industriels de raffinage, d'alimentation du marché national ou d'exportation.

Le Réseau de Transport du pétrole brut (Figure I-10) s'étend sur une longueur de 9946 km, composé de 21 oléoducs avec une Capacité de transport de 248,36 Millions TM/an. [15]

LE RESEAU DE TRANSPORT DU PETROL BRUT									
DENOMINATION	CANALISATIONS	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (KM)	CAPACITE DESIGN (10 <sup>6</sup> TM/an)	NOMBRE DE STATIONS	BACS DE STOCKAGE	
								Nbre	Capacité Design (TM)
<b>RESEAU NORD</b>									
<b>AXE OUEST : HAOUD EL HAMRA - ARZEW</b>									
STC OZ1- OZ2	OZ1	28"	Haoud el Hamra	Arzew	801	21	6	12	435 840
	OZ2	34"	Haoud el Hamra	Arzew	821	34	6	20	807 790
<b>AXE EST : HAOUD EL HAMRA - SKIKDA</b>									
STC OK1	OK1	34"	Haoud el Hamra	Skikda	646	30	5	22	901 120
<b>AXE CENTRE : HAOUD EL HAMRA - BEJAIA / ALGER</b>									
STC OB1- OG1	OB1	24"/22"	Haoud el Hamra	Béjaia	668	14	7	20	608 000
								4 <sup>(*)</sup>	100 800
	OG1	20"	Beni Mensour	Alger	145	4	1	2	19 200
<b>RESEAU SUD</b>									
<b>AXE EST : IN AMENAS/ MESDAR/ HASSI BERKINE - HAOUD EL HAMRA / TUNISIE</b>									
STC OT1 <sup>(*)</sup>	OT1	24"	In Amenas	Frontière Tunisienne	265	13,9	2	10	142 400
STC OH1	OH1	30"	In Amenas	Haoud El Hamra	630	18	3	3	84 000
STC OD1- OD3- OH2	OD1	20"	El Borma	Mesdar	272	5	1	2	35 200
	OD3	20"	Rhourd El Baguel	Mesdar	33	5	-		
	OH2	26"	Mesdar	Haoud El Hamra	108	12	1	3	39 040
STC OH3- OH4	OH3	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292	30	2	6	225 600
	OH4	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292				

**Figure I-10** : Tableau résume les caractéristiques des réseaux de transport de pétrole en Algérie.

**Centres de dispatching :** Le Centre de Dispatching d’Hydrocarbures Liquides (CDHL), d’une Capacité de 1 400 000 barils/jour, est implanté à Haoud El Hamra (Hassi Messaoud), il permet notamment d’assurer :

- La réception du pétrole brut et condensat.
- Le stockage du pétrole brut et condensat.
- L’expédition du pétrole brut et condensat vers les Terminaux Marins et les raffineries, avec une flexibilité et une souplesse d’exploitation. [15]

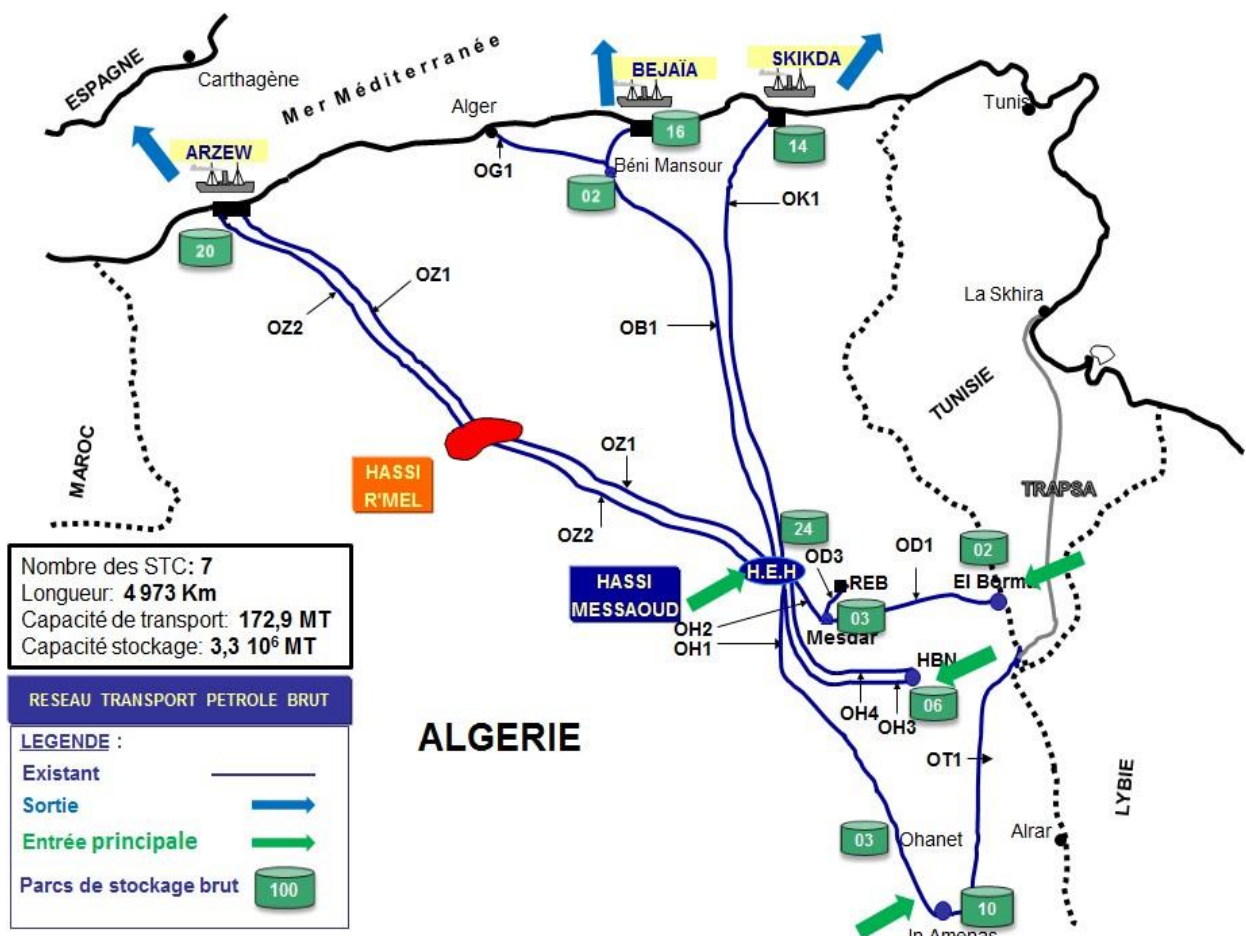


Figure I-11 : Réseau de Transport du pétrole brut en Algérie.

**I.6 Conclusion :**

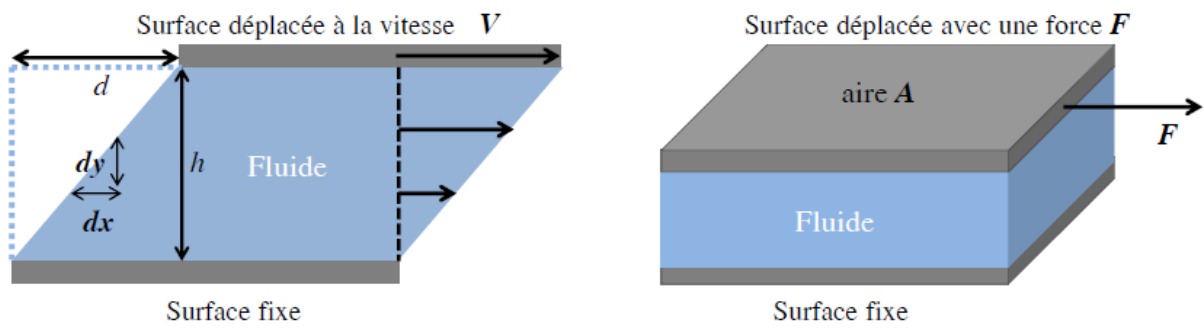
Dans ce chapitre, nous avons présenté les problèmes qui entravent l’écoulement du pétrole dans les oléoducs, ainsi que les techniques les plus importantes pour éviter ces problèmes.

***Chapitre II :***

***Rhéologie***

## II. Introduction :

Le terme « **rhéologie** » a été utilisé pour la première fois en 1929 par Eugène Cook Bingham. Il provient des deux racines grecques : « **rhéo** » qui signifie « **couler** » et « **Logos** » qui signifie « **l'étude** ». La rhéologie est la science qui traite l'écoulement, la déformation, et plus précisément la viscosité des matériaux sous l'action des contraintes physiques qui leur sont appliquées, compte tenu de la vitesse d'application de ces contraintes ou plus généralement de leur variation au cours du temps (Figure II.1).



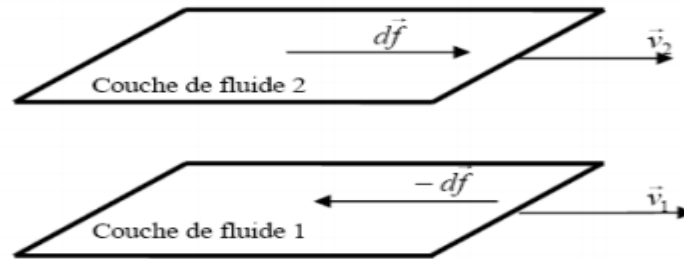
**Figure II.1** : Schéma de l'écoulement de cisaillement entre deux plans.

### II.1 Grandeurs fondamentales de la rhéologie

#### II.1.1 Contrainte de cisaillement :

La contrainte de cisaillement (notée  $\tau$  « shear stress ») est la grandeur dynamique fondamentale en rhéologie. Au cours d'un mouvement laminaire de cisaillement, deux couches successives au contact l'une de l'autre se déplacent relativement l'une par rapport à l'autre. Il apparaît à l'interface de ces deux couches des forces de frottement qui s'exercent tangentiellement à la surface de la couche (voir figure II.2), elles sont appelées force de cisaillement. La contrainte de cisaillement appelée aussi la force d'entraînement, est définie comme la force surfacique nécessaire pour produire le cisaillement.

$$\tau = \frac{F}{S}$$



**Figure II.2 :** Forces agissant sur deux éléments de couches voisines.

### II.1.2 Déformation de cisaillement :

La déformation et la vitesse de cisaillement sont les grandeurs cinématiques fondamentales en rhéologie. La définition de la déformation de cisaillement est présentée dans le cas particulier le plus simple d'un mouvement de cisaillement présentant une symétrie plane. Le matériau est cisailé entre deux plans parallèles, l'un mobile, l'autre immobile.

### II.1.3 Gradient de vitesse :

On définit le gradient de vitesse  $\dot{\gamma}$  « shear rate », que l'on appelle également par le taux de cisaillement c'est une mesure de la vitesse à laquelle les différentes couches se déplacent les unes par rapport aux autres ; il s'agit de la dérivée par rapport au temps de la déformation. En pratique il est souvent défini comme le quotient de la vitesse de la surface supérieure divisée par l'épaisseur de l'échantillon de fluide. [16]

$$\dot{\gamma} = \frac{dy}{dt} = \frac{v}{h} \quad [s^{-1}]$$

(II- 1)

### II.1.4 Viscosité :

La notion de viscosité traduit une résistance à la déformation ou bien au glissement relatif des couches adjacentes du fluide les unes par rapport aux autres. C'est une grandeur d'intérêt capital en rhéologie ; sa connaissance suffit parfois à caractériser de façon précise le comportement rhéologique du matériau. On définit différents coefficients de viscosité :

#### II.1.4.1 La viscosité dynamique ou apparente :

C'est le rapport de la contrainte par la vitesse de cisaillement correspondante :

$$\mu_a = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad [Pa.s]$$

(II- 2)

$\mu_a$  : viscosité dynamique [ $Pa \cdot s$ ].

$\tau$  : La contrainte de cisaillement.

$\dot{\gamma}$  : gradient de vitesse [ $s^{-1}$ ].

#### II.1.4.2 La viscosité cinématique :

$$\nu = \frac{\mu_a}{\rho} \quad [m^2/s] \quad (II-3)$$

$\rho$  : masse volumique du fluide  $kg/m^3$ .

$\nu$  : viscosité cinématique.

#### II.1.4.3 La viscosité relative, spécifique, intrinsèque :

Elle est utilisée dans l'étude des solutions ou de suspensions pour déterminer les influences respectives du soluté et du solvant sur le comportement rhéologique. On utilise fréquemment les viscosités suivantes :

**Viscosité relative :**

$$\mu_{rel} = \frac{\mu}{\mu_s} \quad (II-4)$$

**Viscosité spécifique :**

$$\mu_{sp} = \frac{\mu - \mu_s}{\mu_s} = \mu_{rel} - 1 \quad (II-5)$$

**Viscosité intrinsèque :**

$$[\mu] = \lim_{\substack{c \rightarrow 0 \\ \dot{\gamma} \rightarrow 0}} \left[ \frac{\mu_{sp}}{C} \right] \quad (II-6)$$

$\mu$  et  $\mu_s$  : représentent respectivement la viscosité dynamique de la solution et du solvant.

$C$  : représente la concentration de solution.

$\mu_{rel}$  et  $\mu_{sp}$  : sont des grandeurs sans dimension.

$[\mu]$  : est homogène à l'inverse d'une concentration.

## II.2 Typologie de l'écoulement :

Le cas le plus simple que l'on puisse trouver est l'écoulement des fluides newtoniens. La vitesse de cisaillement et la contrainte de cisaillement sont reliées par une loi linéaire, la pente de la droite obtenue est la viscosité du fluide.

La majorité des fluides présentent toutefois des comportements non newtoniens qui font appel à l'utilisation des modèles rhéologiques plus complexes pour décrire leur comportement en écoulement. Rhéologiquement, on peut classer les fluides suivant la nature des paramètres influençant leur comportement rhéologique, on trouve trois catégories de fluide : les fluides indépendants du temps, les fluides dépendants du temps et les fluides viscoélastiques.

### II.2.1 Fluides indépendants du temps :

Ce sont des fluides à contrainte de cisaillement qui dépend seulement de la vitesse de cisaillement, leur comportement rhéologique est indépendant de la durée d'application de la contrainte. Ce type de fluide est subdivisé en fluide newtonien et fluide non newtonien.

#### II.2.1.1 Fluides newtoniens :

La majorité des fluides rencontrés dans la nature sont newtoniens. L'eau, l'air et les huiles de faible viscosité en sont les exemples les plus représentatifs. Le comportement d'un fluide newtonien est caractérisé par une dépendance linéaire entre les contraintes et les vitesses de cisaillement ( $\tau$ ,  $\dot{\gamma}$ ). Le coefficient de proportionnalité étant la viscosité dynamique. Celle-ci est par ailleurs indépendante du taux de cisaillement et constante en fonction du temps. Ils sont caractérisés par l'équation rhéologique d'état :

$$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma} \quad (\text{II- 7})$$

Tels que :

$\tau$  : contrainte de cisaillement [ $Pa$ ].

$\mu$  : viscosité dynamique du fluide [ $Pa \cdot s$ ].

$\dot{\gamma}$  : vitesse de cisaillement [ $s^{-1}$ ].

La viscosité dynamique est indépendante de la contrainte appliquée et du temps. Elle ne dépend que de la température, de la pression et de la nature du fluide.



### II.2.1.2 Fluides non-newtoniens :

Dans ce cas, la viscosité n'est pas constante. A chaque valeur du couple vitesse de cisaillement, contrainte de cisaillement  $(\tau, \dot{\gamma})$  correspond une valeur de la viscosité  $\mu$ . Il en existe cinq catégories principales qui peuvent être regroupées en deux grands groupes :

- Les fluides sans contrainte seuil (les fluides rhéofluidifiants et rhéoépaississants).
- Les fluides à contrainte seuil (les fluides binghamien, Herschel-Bulkley et casson).

#### II.2.1.2.1 Les fluides sans contrainte seuil :

Ces fluides sont représentés, en général, par une loi de puissance ou encore loi d'Ostwald De Waele :

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (\text{II- 8})$$

Où :

**K** : Indice de consistance [ $\text{Pa} \cdot \text{s}^n$ ].

**n** : Nombre structurel ou bien indice d'écoulement, qui traduit l'écart au comportement newtonien pour lequel  $n= 1$ , un fluide rhéofluidifiant est représenté par  $n < 1$  et un fluide rhéoépaississant par  $n > 1$ . [17]

#### ✚ Fluides rhéofluidifiants :

Appelés également pseudo-plastiques, ces fluides sont caractérisés par la diminution de leurs viscosités apparentes avec l'accroissement de la vitesse de cisaillement. Ce comportement est très répandu et on peut citer en guise d'exemples : les polymères à longues chaînes en solution ou à l'état fondu, les colles, les pâtes à papier, les ciments... Appelés également pseudo-plastiques, le rapport  $\mu_a = \tau / \dot{\gamma}$  est à peu près constant pour les plus faibles valeurs de vitesse de cisaillement imposées et vaut  $\mu_0$ . Ce rapport décroît ensuite progressivement lorsque la vitesse de cisaillement augmente, jusqu'à atteindre une valeur de viscosité limite  $\mu_\infty$ .

#### ✚ Fluides rhéoépaississants :

Le comportement rhéoépaississant est plus rarement observé. La viscosité augmente à mesure que le taux de cisaillement croît (Figure II.3) : le liquide devient plus visqueux, et donc plus épais. [17]

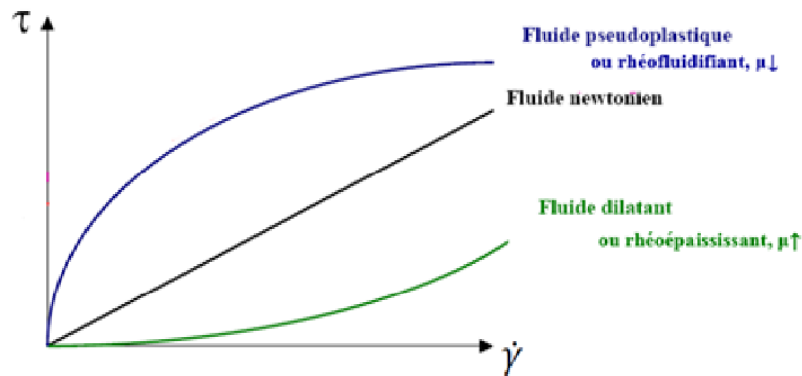


Figure II.3 : Courbes d'écoulement de fluide sans contrainte seuil.

### II.2.1.2.2 Les fluides à contrainte seuil :

#### ✚ Fluide de Bingham:

Il ne commence à s'écouler qu'au-delà d'une contrainte critique. Quand cette contrainte est dépassée, il ressemble à un fluide Newtonien. La loi rhéologique de ce type de fluide peut s'écrire comme suit :

$$\tau = \tau_c + \eta_p \dot{\gamma} \quad (\text{II- 9})$$

Où :

$\tau_c$  : contrainte critique ou seuil d'écoulement.

$\eta_p$  : viscosité plastique.

Ce type de fluide est dit aussi fluide viscoplastique ou plastique idéal.

#### ✚ Fluide de Casson :

La courbe d'écoulement n'est pas linéaire.

Casson a proposé pour ce type de fluide une loi rhéologique, qui est la suivante :

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_c} + \sqrt{\eta_p \cdot \dot{\gamma}} \quad (\text{II- 10})$$

#### ✚ Fluide de Herschel-Bulkley :

En général, les fluides plastiques sont caractérisés par des rhéogrammes représentés par la relation d'Herschel-Bulkley voir (figure II-4). [18]

$$\tau = \tau_c + k (\dot{\gamma})^n$$

(II- 11)

Où :

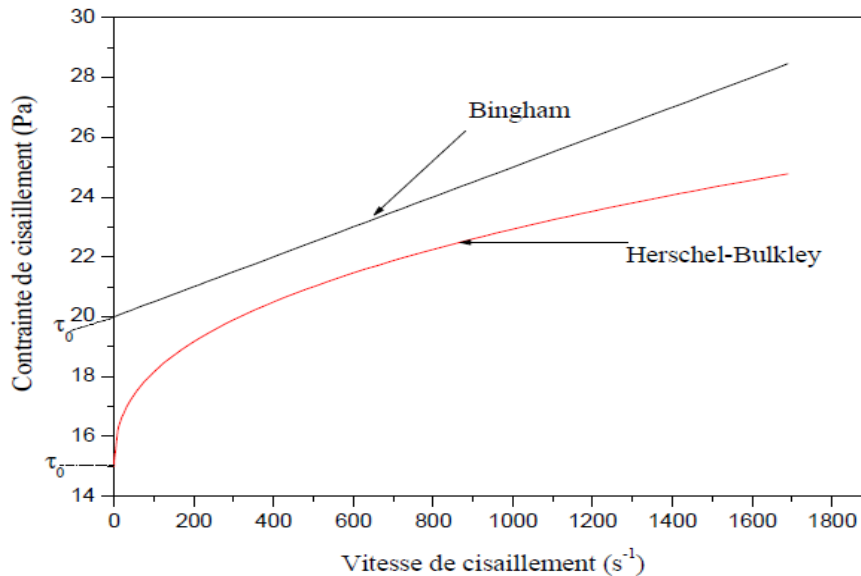
 $k$  : la consistance du fluide. $n$  : l'indice d'écoulement. $\tau_c$  : contrainte critique ou seuil d'écoulement.

Figure II.4 : Courbe d'écoulement de fluides présentant une contrainte seuil.

## II.2.2 Fluides dépendants du temps :

### ✚ Les fluides thixotropes :

Les fluides thixotropes ont une viscosité qui diminue avec le temps quand on leur applique une contrainte constante. Après suppression de cette contrainte on ne retrouve la viscosité initiale qu'après un certain temps plus ou moins long (figure II-5).

C'est un phénomène réversible. Plusieurs matériaux ont un comportement thixotropique tels que : la moutarde, le ketchup, le yaourt, les peintures, les boues de forage, la pâte de gypse et certains polymères.

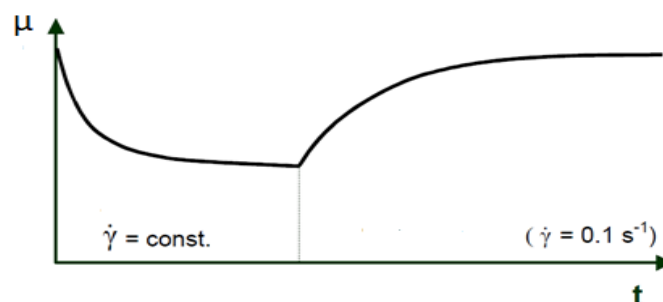


Figure II.5 : Courbe viscosité-temps d'un matériau thixotrope.

### ✚ Les fluides rhéopexes (antihixotropes) :

Les fluides antihixotropes (aussi appelés fluides rhéopexes) sont des fluides qui deviennent de plus en plus solides au fur et à mesure qu'on leur applique une contrainte de cisaillement. Ils reviennent généralement à leur état initial (moins visqueux) après un temps variable lorsque la contrainte de cisaillement n'est plus présente (figure II-6).

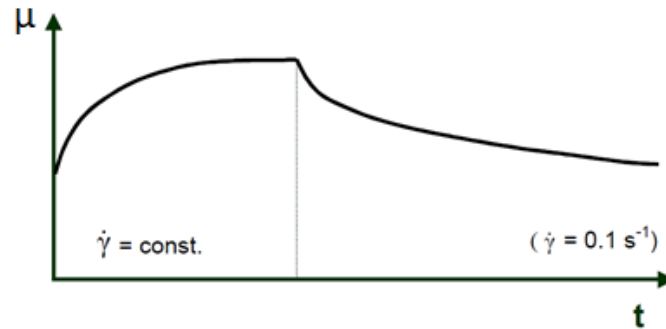


Figure II.6 : Courbe viscosité-temps d'un matériau rhéopexique.

### II.2.3 Fluides viscoélastiques :

Le mot viscoélastique veut dire l'existence simultanée des propriétés élastiques et visqueuses dans un matériau. Tous les liquides présentent des propriétés visqueuses, certains possédants une structure complexe peuvent également présenter des propriétés élastiques. Ce comportement se manifeste notamment lorsqu'on applique ou lorsqu'on supprime brutalement un cisaillement par l'apparition d'un régime transitoire pendant lequel la structure de l'échantillon évolue avant de se stabiliser. La détermination des propriétés viscoélastiques de certains matériaux passe par la mise en place d'une analyse oscillatoire. Ce type de test consiste à imposer à l'échantillon un cisaillement oscillatoire de pulsation donnée  $\omega$ . Lors de ces tests, la contrainte et la vitesse de cisaillement évoluent sinusoïdalement au cours du temps. [16]

# *Chapitre III :*

## *Modélisations mathématique*

### III. Introduction :

L'écoulement d'un fluide réel est généralement très complexe. L'analyse mathématique des problèmes d'écoulement des fluides est généralement possible seulement si certaines suppositions simplificatrices sont tenues en compte. L'une des simplifications est de supposer que l'écoulement ne change pas avec le temps, l'écoulement est dit stationnaire ou permanent.

Dans ce chapitre nous allons traiter :

- ✓ Les modèles mathématiques principaux utilisés dans la simulation d'un écoulement du pétrole brut dans une conduite, qui sont en général : Le principe de la conservation de la masse (équation de continuité) et les équations de base et de NAVIER STOKS.
- ✓ Le rôle de la méthode des volumes finis MVF dans les résolutions des équations différentiels obtenues par les modèles mathématiques indiqués au-dessus. Ces méthodes sont à la base du logiciel simulation utilisée dans notre étude.

Nous avons fait un aperçu sur ANSYS Fluent qu'on aura utilisé dans notre modélisation numérique. Il est décomposé en trois sous logiciel : Design Modeler pour la schématisation de la géométrie, le deuxième est pour faire le maillage, et le troisième le solveur Fluent qui fait la simulation.

- **Un écoulement incompressible :**

Un fluide est dit incompressible lorsque le volume occupé par une masse donnée ne varie pas en fonction de la pression extérieure :

$$(\rho = \rho_0 = \text{constant})$$

Les liquides peuvent être considérés comme des fluides incompressibles (eau, huile...).

Un écoulement incompressible est un déplacement d'une quantité de fluide dont la masse volumique est considérée comme constante au cours du processus, soit une dérivée particulière du champ scalaire de masse volumique négligeable (description eulérienne). Dans la pratique, on considère généralement que les écoulements liquides sont approximativement incompressibles et, pour les gaz, l'écoulement est considéré incompressible quand il a lieu à un nombre de Mach suffisamment faible (inférieur à 0,3, en première approximation).

- **Écoulements stationnaires et instationnaires :**

- On dit qu'un écoulement est **stationnaire** si toutes les variables décrivant le mouvement sont indépendantes du temps. Ainsi la pression  $p$ , la vitesse  $V$ , la densité  $\rho$ , l'énergie  $e$  d'un écoulement stationnaire sont des quantités indépendantes du temps.

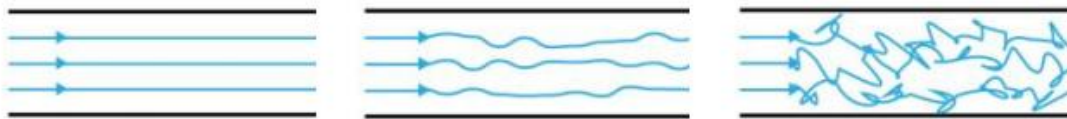
$$\frac{\partial}{\partial t} = 0$$

(III-1)

- Un écoulement est dit **instationnaire** si les variables décrivant le mouvement dépendent du temps.

- **Les régimes d'écoulement**

Les expériences réalisées par **Reynolds** (1883) lors de l'écoulement d'un liquide dans une conduite cylindrique rectiligne dans laquelle arrive également un filet de liquide coloré, ont montré l'existence de trois régimes d'écoulement : laminaire, transitoire et turbulent. L'écoulement laminaire est caractérisé par une seule direction (composante) de vitesse (vecteurs vitesse parallèles), un écoulement turbulent est caractérisé par des tourbillons dans le fluide, le passage du régime laminaire au régime turbulent est dit régime d'écoulement transitoire (Figure III-1).



**Figure III-1** : différents régimes d'écoulement.

En utilisant des fluides divers (viscosité différente), en faisant varier le débit et le diamètre de la canalisation, Reynolds a montré que le paramètre qui permettait de déterminer si l'écoulement est laminaire ou turbulent est un nombre sans dimension appelé **nombre de Reynolds**.

- **Nombre de Reynolds :**

Il permet de déterminer le régime d'écoulement du fluide. Il est donné par la relation suivante :

$$\text{Re} = \frac{V.D}{\nu} \quad \text{Où :} \quad \text{Re} = \frac{\rho.V.D}{\mu} \quad (\text{III-2})$$

Avec :

**V** : vitesse d'écoulement ( $m/s$ ).

**D** : diamètre du conduit ( $m$ ).

$\nu$  : Viscosité cinématique ( $m^2/s$ ).

$\mu$  : viscosité dynamique ( $N.s/m^2$ ).

$\rho$  : masse volumique du fluide ( $kg/m^3$ ).

D'après la relation ci-dessus, le nombre de Reynolds représente une balance entre les forces d'inertie et les forces visqueuses (forces de frottement).

De l'expérience, Il est montré que pour un écoulement dans une conduite, que :

- Si **Re** < **2000** : l'écoulement est laminaire.
- Si **Re** > **3000** : l'écoulement est turbulent.
- Si **2000** < **Re** < **3000** : l'écoulement est transitoire.

Ces valeurs doivent être considérées comme des ordres de grandeur, le passage d'un type d'écoulement à un autre se fait progressivement.

### III.1 Équations fondamentales:

Dans son ensemble, la mécanique des fluides est gouvernée par trois équations fondamentales : l'équation de continuité, l'équation de quantité de mouvement (Navier-Stokes).

#### III.1.1 Equation de continuité :

C'est l'équation qui exprime la loi de conservation de la masse pour un volume de contrôle matériel. Elle s'exprime mathématiquement sous la forme suivante :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \cdot \vec{V}) = 0 \quad (\text{III-3})$$

L'équation (III-3) est souvent appelée équation de continuité (forme différentielle).



### III.1.2 Équation de quantité de mouvement (Navier-Stokes):

En tenant compte de la condition d'incompressibilité, défini par  $\nabla \cdot \vec{V} = 0$  on aboutit aux équations de Navier-Stokes, qui expriment la conservation de la quantité de mouvement d'un fluide incompressible, newtonien et visqueux et dont l'expression est :

$$\rho \cdot \frac{\partial \vec{V}}{\partial t} + \rho (\vec{V} \cdot \nabla) \cdot \vec{V} = \vec{f} - \nabla \cdot p + \mu \cdot \nabla^2 \cdot \vec{V} \quad (\text{III-4})$$

### III.2 Méthode des volumes finis :

La méthode a été décrite pour la première fois en 1971 par Patankar et Spalding et publiée en 1980 par Patankar (Numerical Heat Transfer and Fluid Flow) [20]. Les méthodes de type volume fini sont basées sur la forme intégrale des équations conservatives, combinent la simplicité des méthodes différences finies avec la flexibilité géométrique des méthodes éléments finis. Son algorithme numérique comporte les étapes suivantes :

- La génération du maillage : le domaine d'analyse (de calcul) est divisé en petits volumes élémentaires finis.
- L'intégration formelle des équations sur tous les volumes (finis) de contrôle.
- La discrétisation des différentes équations régissant le phénomène considéré.
- La résolution du système d'équations algébriques par l'utilisation d'une méthode itérative. [21]

### III.3 Présentation du logiciel ANSYS :

ANSYS est le premier éditeur mondial dans le domaine du calcul par éléments finis (FEA). Les solutions logicielles proposées permettent de résoudre les problèmes de validation produits de manière efficace et d'optimiser le processus de conception. L'interface Workbench est la plateforme qui encapsule les différentes applications de simulation :

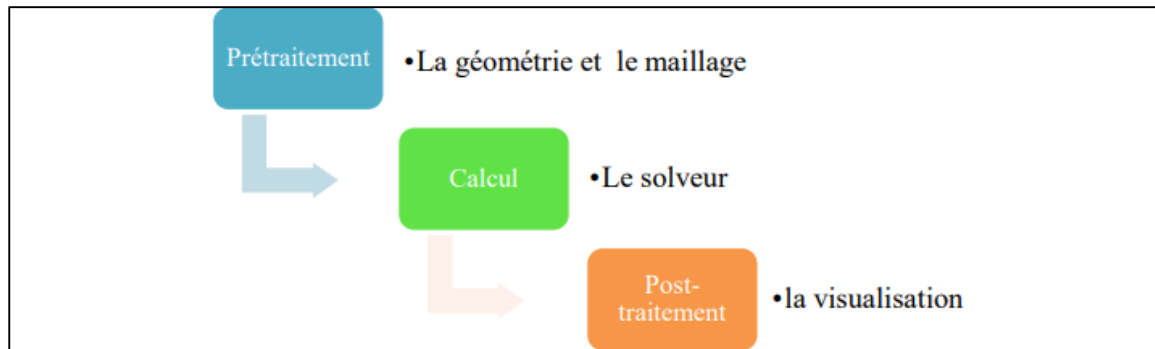
- Mechanical, Fluent, ACP (Composite).
- DesignXplorer (Optimisation).
- SpaceClaim (Modélisation), etc.

Cette plateforme s'appuie sur une vue schématique du projet de simulation et un code de calcul (code CFD) pour permettre à l'utilisateur de facilement organiser et lier ses différents calculs.

- **Définition du CFD :**

La dynamique des fluides computationnelle ou CFD (Computational Fluid Dynamics) est l'analyse des systèmes d'écoulement des fluides, le transfert de la chaleur et tous les phénomènes associés tels que les réactions chimiques en utilisant la simulation par ordinateur.

Ces codes comme l'illustre la figure (III-2) passent par trois étapes essentielles : le prétraitement, le calcul et finalement le post-traitement et la visualisation des résultats.



**Figure III.2:** Processus du fonctionnement d'un code CFD.

### III.3.1 La géométrie (Design Modeler) :

La géométrie comprend les positions physiques de points caractéristiques définissent la zone que l'on a à mailler : 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.

Il faut pouvoir représenter la zone à étudier par un ensemble de figures géométriques simples raccordées les unes aux autres (Figure III-3).

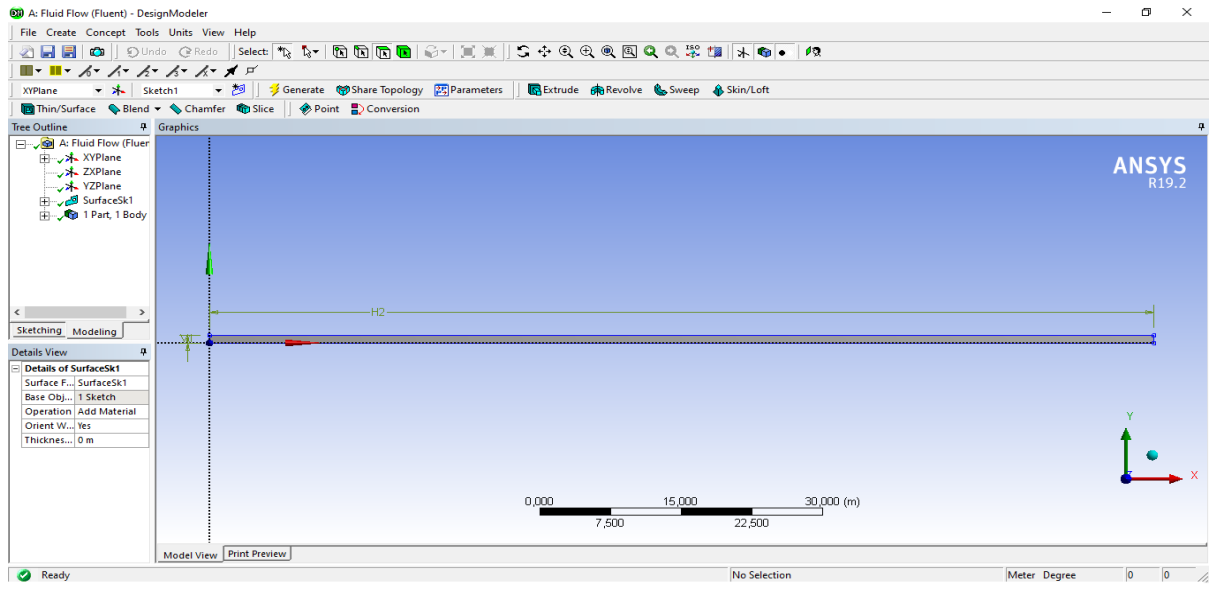


Figure III-3 : La géométrie d'une pipe.

### III.3.2 Le maillage :

Pour des maillages structurés, on peut faire la liaison entre la géométrie et le maillage, Aussi, avant de réaliser le maillage, il faut spécifier par écrit d'une part la géométrie adoptée pour définir la zone à mailler (Figure III-4), d'autre part les numéros des mailles correspondant aux points caractéristiques de la géométrie. Un nœud pourra alors être repéré par ces coordonnées physiques x et y ou indices I et J.

Le maillage subdivise le domaine physique en petites cellules qui est en relation entre eux. Chaque cellule est définie par un nœud qui stocke les paramètres des inconnues en fonction des conditions aux limites.

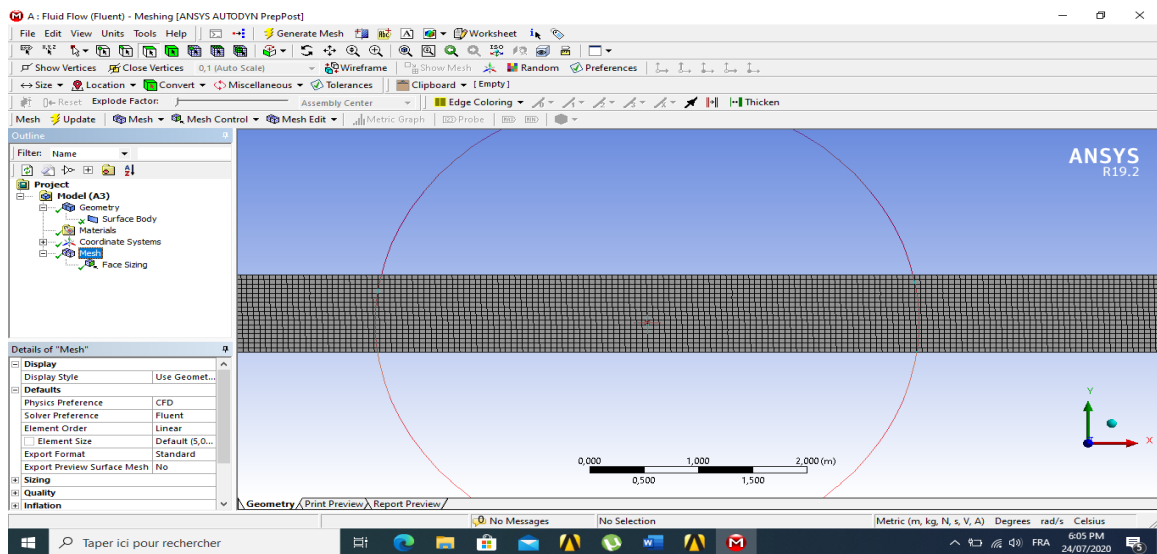


Figure III-4 : Le maillage d'une pipe.

### III.3.3 Le solveur Fluent :

Le code de calcul Fluent est commercialisé par le groupe FLUENT (Figure III-5). Ce groupe est actuellement l'un des pôles de compétence en mécanique des fluides numérique les plus importants. Il développe et commercialise une solution complète sous forme de logiciels de CFD (Computational Fluid Dynamics) généralistes qui simulent tous les écoulements fluides, compressibles ou incompressibles, impliquant des phénomènes physiques complexes tels que la turbulence, le transfert thermique, les réactions chimiques, les écoulements multiphasiques pour toute l'industrie. Les produits et services proposés par le groupe FLUENT aident les ingénieurs à développer leurs produits, à optimiser leur conception et à réduire leurs risques. [22]

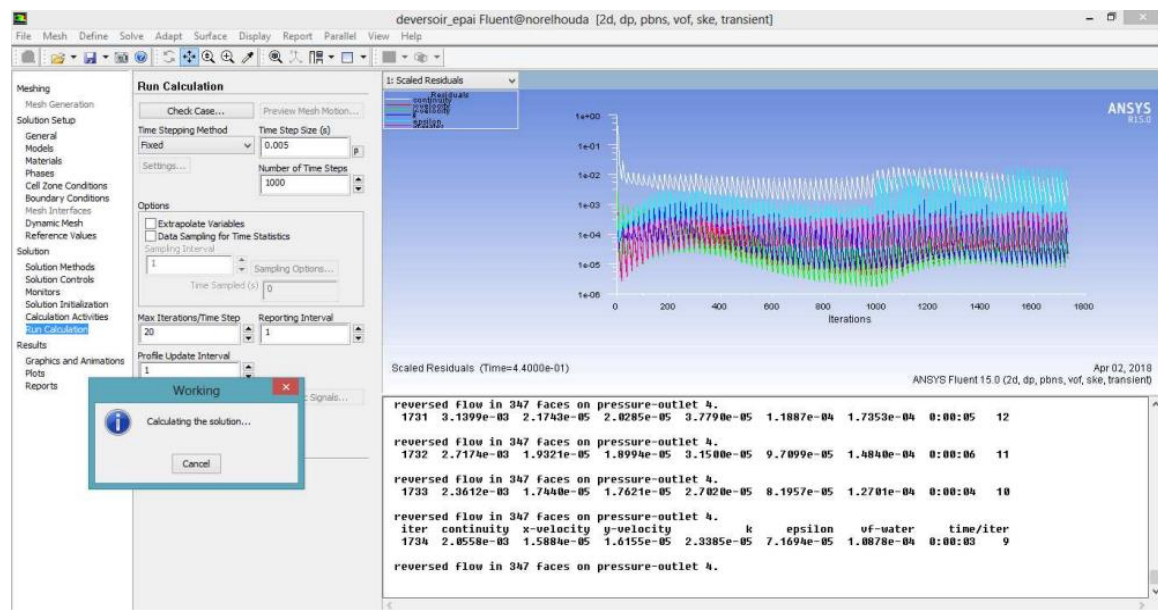


Figure III-5 : L'interface de solver fluent.

ANSYS Fluent utilise la méthode des volumes finis pour la discrétisation de la géométrie en petit volumes élémentaires (quadrilatère, triangulaire, ou les deux). L'ensemble d'équation de Navier Stokes se transforme en systèmes algébrique que le code de calcul applique pour chacune cellule. Cette étape est importante pour faire la simulation.

### III.4 Modèles de turbulence :

Le modèle k-ε est le plus simple des modèles complets dits à deux équations. Ce modèle suppose que le régime de turbulence est pleinement établi dans tout le domaine et que les effets de la viscosité moléculaire sont négligeables par rapport à ceux de la viscosité turbulente (loin des parois). Il est basé sur l'hypothèse de « Boussinesq », à savoir qu'il existe une analogie entre l'action des forces visqueuses et les contraintes de Reynolds dans l'écoulement moyen. [23]

**K** est modélisée par l'équation :

$$\frac{\partial \rho k}{\partial t} + \bar{U}_j \frac{\partial \rho k}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \left( \frac{\mu}{\sigma_k} + \frac{\mu_t}{\sigma_{k,t}} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + \mu_t G - \rho \varepsilon \quad (\text{III-5})$$

Où  $G$  est la production de  $k$  par le mouvement moyen, elle s'exprime sous la forme :

$$G = \frac{\partial \bar{U}_j}{\partial x_i} \left( \frac{\partial \bar{U}_j}{\partial x_i} + \frac{\partial \bar{U}_i}{\partial x_j} \right) \quad (\text{III-6})$$

La dissipation de  $k$  dénotée par  $\varepsilon$  est modélisée par :

$$\frac{\partial \rho \varepsilon}{\partial t} + \bar{U}_j \frac{\partial \rho \varepsilon}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \left( \frac{\mu}{\sigma_\varepsilon} + \frac{\mu_t}{\sigma_{\varepsilon,t}} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right) + C_{\varepsilon,1} \frac{\varepsilon}{k} \mu_t G - C_{\varepsilon,2} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} \quad (\text{III-7})$$

Les constantes qui se trouvent dans les équations ci-dessus sont données par :

$C_\mu$	$C_{\varepsilon,1}$	$C_{\varepsilon,2}$	$\sigma_k$	$\sigma_{k,t}$	$\sigma_\varepsilon$	$\sigma_{\varepsilon,t}$
0.09	1.44	1.92	1	1	1	1.3

*Chapitre IV :*  
*Partie*  
*expérimentale*

## IV. Introduction :

Lors de son écoulement dans les réseaux du transport ; le pétrole brut subit plusieurs modifications physiques au niveau des paramètres suivants (pertes de charge, vitesse, viscosité) causées principalement par la chute de température dans les régions froides.

Une série de mesure expérimentale a été appliquée sur un viscosimètre « FUNGILAB » au sien du laboratoire de production des hydrocarbures à l'université de KASDI MERBAH OUARGLA, le but de ces essais est d'étudier l'effet de la technique de chauffage sur la variation de la viscosité du pétrole brut Algérien. De plus, l'échantillon et le matériel utilisé ainsi que le déroulement de l'expérience sera présenté en détaille.

### IV.1 Objective de l'étude :

Pour minimiser les pertes de charges par la réduction de la viscosité de pétrole brut, une série de mesures expérimentales a été réalisé pour déterminer l'effet de la température sur la viscosité et le comportement rhéologique du pétrole brut Algérien.

### IV.2 L'échantillon étudié :

La substance étudiée est le pétrole brut. L'échantillon a été obtenu pendant notre période de stage.

Pétrole brut	Valeur	Unité
Masse volumique	827.6	$Kg/m^3$
Densité	0.8276	
Densité API	39.47	
Viscosité cinématique à T=25c°	4.6	Cst

**Tableau IV-1** : caractéristique de l'échantillon de pétrole étudié.

### IV.3 L'appareillage expérimental :

Les viscosimètres les plus utilisés pour mesurer la viscosité absolue des fluides sont les viscosimètres rotatifs.

Dans notre étude, la viscosité est mesurée par un viscosimètre rotatif de la série VISCO BASIC « FUNGILAB » (voir figure IV-1). Les séries VISCO BASIC sont idéales pour effectuer des mesures de viscosité rapide et précises.



Figure IV-1 : Viscosimètre FUNGILAB rotatif.

#### 🚦 Description d'un viscosimètre FUNGILAB :

Le viscosimètre FUNGILAB fonctionne grâce à un simple système qui permet d'utilisateur et de manipuler l'appareil très facilement.

Les viscosimètres rotatifs en générale sont équipés de plusieurs types de tige « spindle » d'une gamme étendue de vitesse qui permettant d'avoir une vaste plage de mesures de viscosité. Toutes les tiges sont fabriquées en acier inoxydable et sont facilement identifiable par leur lettre et numéro (voir figure IV-2).



Figure IV-2: Spindle « tête de mesure » accompagnant le viscosimètre.



### ✚ Principe de fonctionnement :

Les viscosimètres agissent par la rotation l'une des tiges qui accompagnent le viscosimètre, qui est immergé dans le fluide à analyser et mesure la résistance de cette substance à une vitesse sélectionnée.

Le cylindre ou disque (Tige) giratoire, est accouplée par un ressort moteur qui tourne à une vitesse déterminée. L'angle de déviation qui est mesuré électroniquement, donne la mesure de la force de torsion. Les calculs effectués dans les viscosimètres à partir des mesures de la force de torsion de la vitesse de l'axe et de ses caractéristiques, donnent une lecture directe de la viscosité en centipoise [**mPa.s**]. [24]

### ✚ Matériels auxiliaires de Viscosimètre FUNGILAB :

- Plaque chauffante.
- Bain marie.

## IV.4 Mode opératoire :

### ✚ Cas d'étude :

Pour mesurer la viscosité du pétrole brut, il est nécessaire de mesurer la contrainte due au cisaillement et le gradient de vitesse, pour tracer la rhéogramme et définir le modèle rhéologique qui traduit son écoulement. L'expérience est répétée chaque fois pour une valeur de température précisée.

La gamme des températures appliqués :

$T_1=10^{\circ}\text{C}$  ;  $T_2=25^{\circ}\text{C}$  ;  $T_3=30^{\circ}\text{C}$  ;  $T_4=40^{\circ}\text{C}$  ;  $T_5=50^{\circ}\text{C}$  ;  $T_6=60^{\circ}\text{C}$

### ✚ Méthode de travail :

- **Au niveau de viscosimètre :**

On remplit le récipient par un volume précisé de l'échantillon (pétrole brut) et on assure son attachement à l'ordinateur (par un câble) puis on suit les courbes affichés durant l'expérience par le logiciel.

- **Au niveau du logiciel FUNGILAB :**

La méthode utilisée par le logiciel dirigé a adapté les données fournit par le viscosimètre ; elle s'agit de certaines commandes disponibles réalisé par l'utilisateur dues à tracer la courbe de la variation de la viscosité en fonction de temps. Ensuite, on remplit la fiche suivante pour chaque expérience :

Modèle	Premium
Serial number	PRER41094
Spindle	RT10
Name	Pétrole brut
Sample	Huile (1-3)
Density	Huile (827.68)

#### IV.5 Les essais expérimentaux effectués :

Les résultats expérimentaux sont présentés dans les tableaux suivants :

$T$ [°C]	$\tau$ [Pa]	$\dot{\gamma}$ [s <sup>-1</sup> ]	$\mu$ [Pa.s]
25,2	0,00276	0,5	0,00552
25,3	0,0982	26,79	0,00366
25,2	0,195	53,08	0,00367
25,3	0,291	79,37	0,00366
25,3	0,389	105,7	0,00368
25,2	0,582	158,2	0,00367
25,2	0,68	184,5	0,00368
25,3	0,777	210,8	0,00368
25,3	0,878	237,1	0,0037
25,2	0,979	263,4	0,00371
25,2	1,078	289,7	0,00372
25,2	1,181	316	0,00373
25,2	1,282	342,3	0,00374
25,2	1,382	368,6	0,00374
25,2	1,489	394,8	0,00377
25,2	1,593	421,1	0,00378
25,2	1,698	447,4	0,00379
25,1	1,799	473,7	0,00379
25,1	1,915	500	0,00383

**Tableau IV-2** : Cas N°1 :  $T = 25^{\circ}\text{C}$ .

Après l'enregistrement des résultats expérimentaux, on arrive à calculer la viscosité moyenne :

$$\mu_m = 3,8095 \cdot 10^{-3} [Pa].$$

$$T_m = 25,22 [^{\circ}C].$$

$T [^{\circ}C]$	$\tau [Pa]$	$\dot{\gamma} [s^{-1}]$	$\mu [Pa.s]$
30	0,0007,17	0,5	0,00143
30	0,09583	26,79	0,00357
30	0,191	53,08	0,00359
30	0,282	79,37	0,00355
30	0,378	105,7	0,00357
30	0,468	131,9	0,00354
29,9	0,562	158,2	0,00355
30	0,658	184,5	0,00356
30	0,754	210,8	0,00357
30	0,849	237,1	0,00358
30	0,944	263,4	0,00358
30	1,04	289,7	0,00358
30	1,139	316	0,0036
30	1,235	342,3	0,0036
30	1,337	368,6	0,00362
30	1,436	394,8	0,00363
30	1,535	421,1	0,00364
30	1,633	447,4	0,00364
30	1,739	473,7	0,00367
30	1,832	500	0,00366

**Tableau IV-3** : Cas N°2 :  $T = 30^{\circ}C$ .

Alors :

$$\mu_m = 3,4865 \cdot 10^{-3} [Pa.s].$$

$$T_m = 29,995 [^{\circ}C].$$

$T [^{\circ}C]$	$\tau [Pa]$	$\dot{\gamma}[s^{-1}]$	$\mu [Pa. s]$
39,7	0,004	0,5	0,0061
39,8	0,079	26,79	0,0029
39,8	0,16	53,08	0,00301
39,8	0,241	79,37	0,00303
39,9	0,317	105,7	0,00299
39,9	0,398	131,9	0,00301
40	0,48	158,2	0,00303
40	0,56	184,5	0,00303
40	0,641	210,8	0,00304
39,9	0,723	237,1	0,00304
40	0,8	263,4	0,00303
40	0,886	289,7	0,00304
39,9	0,968	316	0,003005
39,9	1,05	342,3	0,003005
40	1,133	368,5	0,003015
39,9	1,22	394,8	0,00302
39,9	1,3	421,1	0,00301
40	1,388	447,4	0,003
40	1,477	473,7	0,00301
40	1,565	500	0,00303

Tableau IV-4 : Cas N°3 :  $T = 40^{\circ}C$ .

D'où :

$$\mu_m = 3,167 \cdot 10^{-3} [Pa. s].$$

$$T_m = 39,925 [^{\circ}C].$$

$T [^{\circ}C]$	$\tau [Pa]$	$\dot{\gamma}[s^{-1}]$	$\mu [Pa.s]$
49,9	0,00483	0,5	0,0041
49,9	0,07555	26,79	0,00234
49,9	0,148	53,08	0,00243
49,8	0,225	79,37	0,0024
49,8	0,292	105,7	0,00239
49,8	0,368	131,9	0,00237
49,9	0,444	158,2	0,00239
49,9	0,517	184,5	0,00239
49,9	0,59	210,8	0,00239
49,9	0,665	237,1	0,0024
49,8	0,739	263,4	0,00241
49,9	0,814	289,7	0,00239
49,9	0,89	316	0,0024
49,9	0,965	342,3	0,00241
49,9	1,042	368,5	0,00242
49,9	1,12	394,8	0,00243
49,9	1,197	421,1	0,00243
49,9	1,275	447,4	0,00245
50	1,354	473,7	0,00245
50	1,436	500	0,00245

Tableau IV-5 : Cas N°4 :  $T = 50^{\circ}C$ .

Qui donne :

$$\mu_m = 2.492 \cdot 10^{-3} [Pa.s].$$

$$T_m = 49,89 [^{\circ}C].$$

$T$ [°C]	$\tau$ [Pa]	$\dot{\gamma}$ [s <sup>-1</sup> ]	$\mu$ [Pa.s]
59,7	0,00205	0,5	0,003511
59,8	0,06275	26,79	0,0019
59,8	0,129	53,08	0,00191
59,8	0,191	79,37	0,0019
59,9	0,253	105,7	0,00194
59,9	0,313	131,9	0,00191
60	0,379	158,2	0,00193
60	0,442	184,5	0,00193
60	0,505	210,8	0,00194
59,9	0,569	237,1	0,00194
60	0,629	263,4	0,00193
60	0,696	289,7	0,00194
59,9	0,761	316	0,001905
59,9	0,826	342,3	0,001905
60	0,894	368,5	0,001915
59,9	0,96	394,8	0,00191
59,9	1,025	421,1	0,00191
60	1,098	447,4	0,0019
60	1,164	473,7	0,001915
60	1,227	500	0,0019

Tableau IV-6 : Cas N°5 :  $T = 60^{\circ}\text{C}$ .

Donc :

$$\mu_m = 1.997 \cdot 10^{-3} \text{ [Pa.s]}.$$

$$T_m = 59,92 \text{ [}^{\circ}\text{C]}.$$

Viscosité dynamique [Pa.s]	Température T [°C]
6,70076	10,01828
5,668501	10,01828
5,672858	10,01828
4,573001	10,01828
4,924284	10,01828
4,571354	9,98173
4,872224	10,01828
4,475744	10,01828
4,771559	10,01828
4,808521	10,01828
4,725951	10,01828
4,701325	10,01828
4,864594	10,01828
4,928382	10,01828
4,941308	10,01828
4,793912	10,01828
4,987054	10,01828

Tableau IV-7 : Cas N°6 : T = 10°C.

Alors :

$$\mu_m = 4,953 \cdot 10^{-3} \text{ [Pa.s].}$$

$$T_m = 10,02 \text{ [°C].}$$

Températures Expérimentales [°C]	Viscosité dynamique [Pa.s]
10	0.004953
25	0.00381
30	0.003487
40	0.003167
50	0.002492
60	0.001998

Tableau IV-8 : Variation de viscosité dynamique en fonction de température.

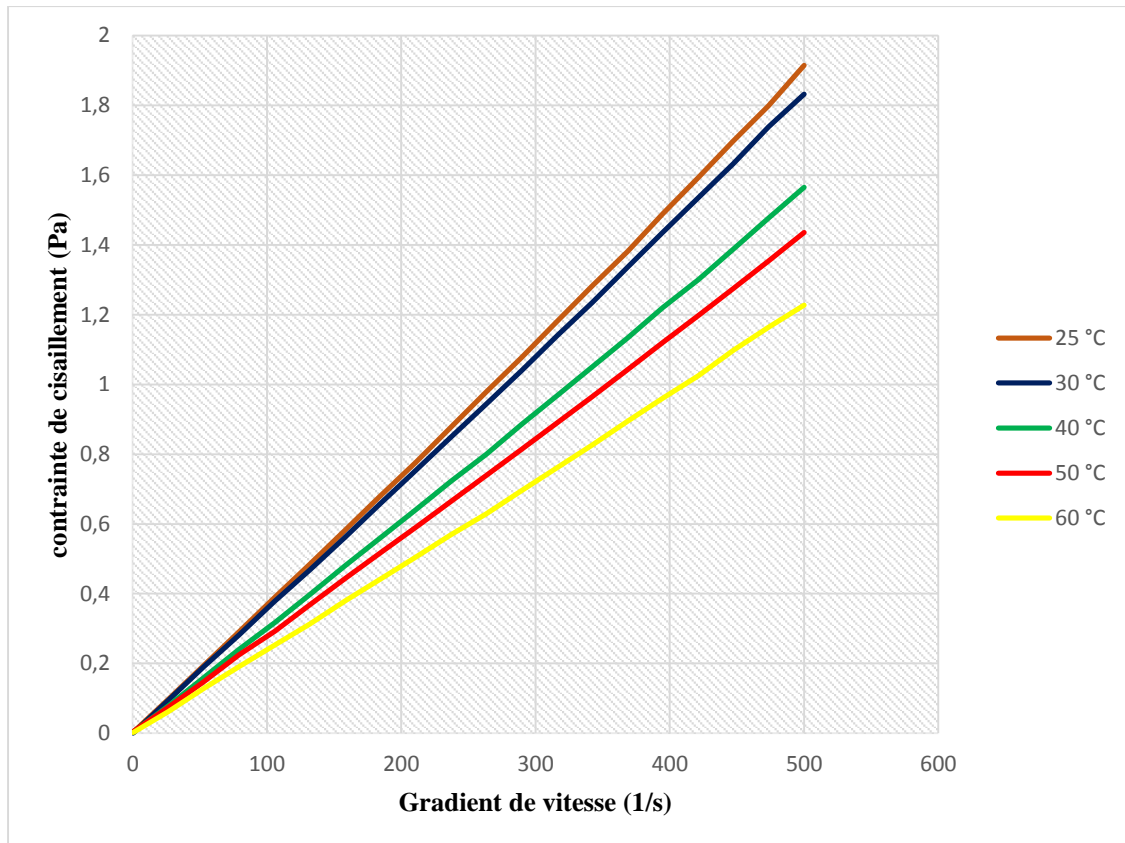


Figure IV-3 : Rhéogrammes du pétrole brut pour quelques températures.

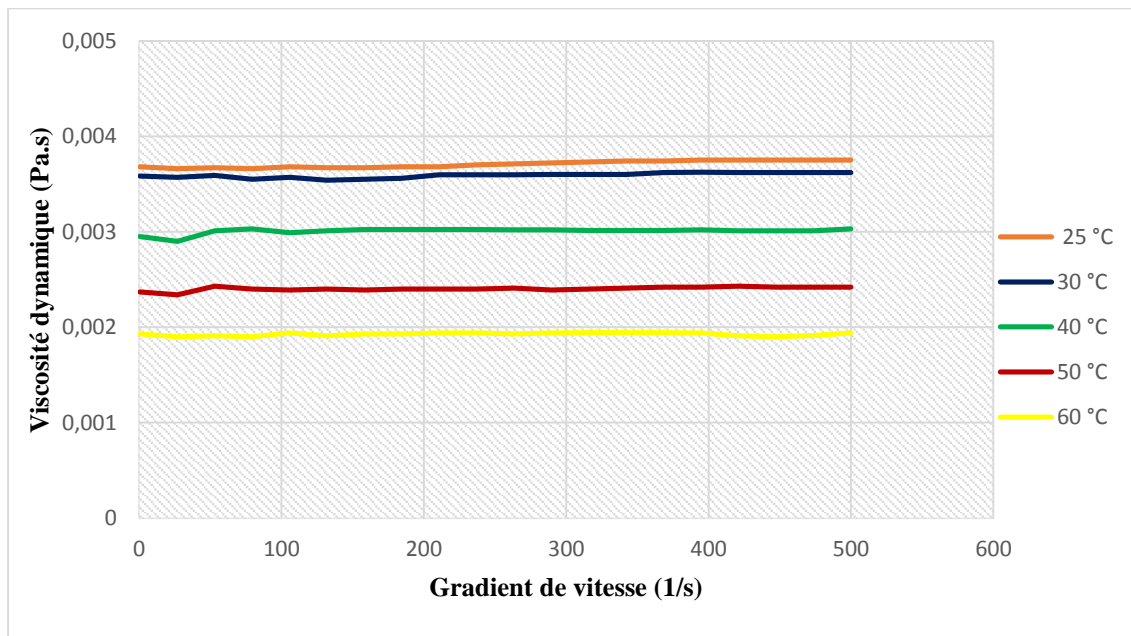
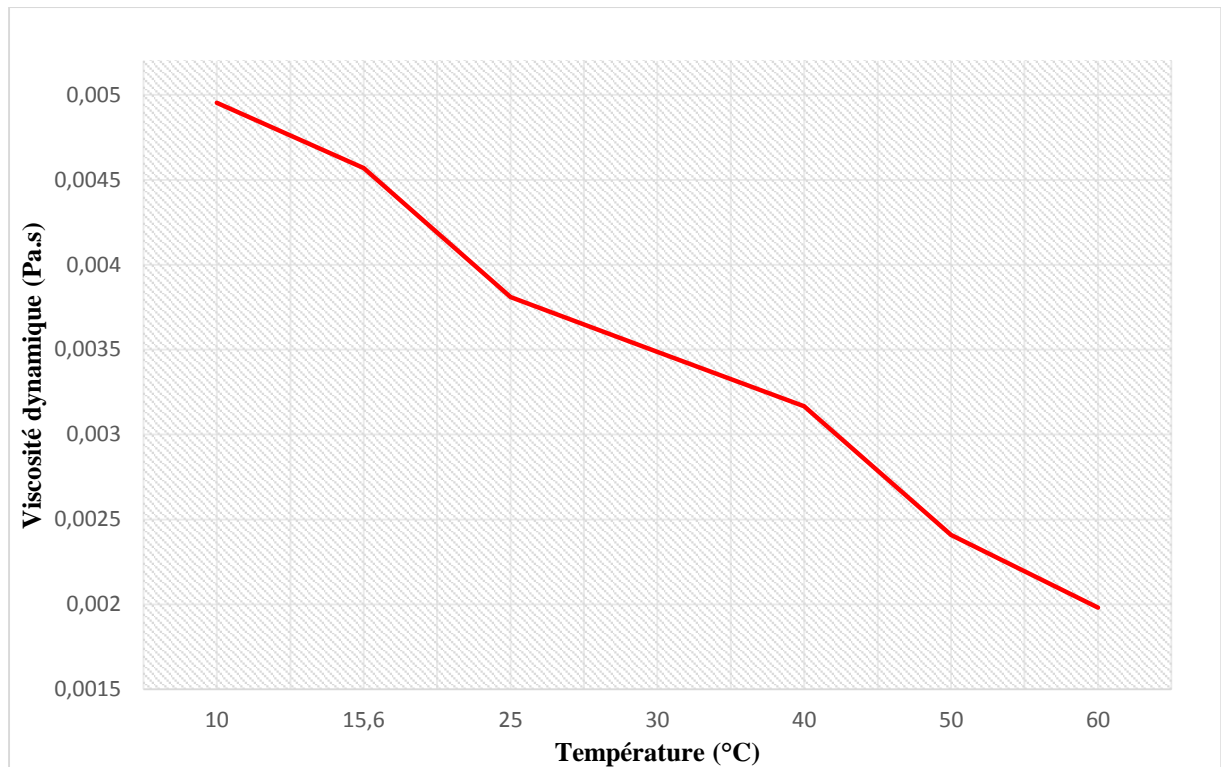


Figure IV-4 : Viscosités dynamique du pétrole brut en fonction du cisaillement pour chaque température.





**Figure IV-5** : viscosité dynamique du pétrole brut en fonction la température.

## IV.6 Analyses des résultats et interprétation :

- ✚ La figure **IV-3** représente la courbe de contrainte de cisaillement en fonction du gradient de vitesse  $\tau = f(\dot{\gamma})$ . On observe que la contrainte de cisaillement varie linéairement en fonction du gradient de vitesse, d'après cette remarque on peut dire que le pétrole étudié est de comportement newtonien.
  
- ✚ La figure **IV-4** représente la courbe de viscosité dynamique en fonction du gradient de vitesse  $\mu = f(\dot{\gamma})$ . On remarque que la courbe est une droite presque horizontale sauf pour des valeurs faibles de cisaillement, dans ce cas on remarque que la viscosité est indépendante de la vitesse de cisaillement pour des températures constantes, ce qui confirme que le pétrole étudié est de comportement newtonien.
  
- ✚ La figure **IV-5** représente la variation de viscosité dynamique en fonction de température  $\mu = f(T)$ . On remarque une diminution de la viscosité dynamique quand la température augmente, d'après cette figure on peut conclure à dire que la viscosité dynamique est fortement sensible au changement de température.

## IV.7 Conclusion

Afin de vérifier toutes ces résultats et de compléter notre analyse, nous allons par la suite confronter ces données au modèle numérique.

*Chapitre V :*  
*Simulation*  
*numérique, résultats*  
*et interprétation*

### Problème à étudier :

La figure (V-1) représente la géométrie à étudiée dans notre cas. C'est un tronçon d'un pipeline cylindrique horizontale en 2D, de diamètre intérieur ( $D_i = 845 \text{ mm}$ ) et de longueur ( $L = 100 \text{ m}$ ). Dans cette partie on a étudié l'écoulement de deux types de fluide (brut Algérien, et brut lourd) mentionnées dans la partie précédente.

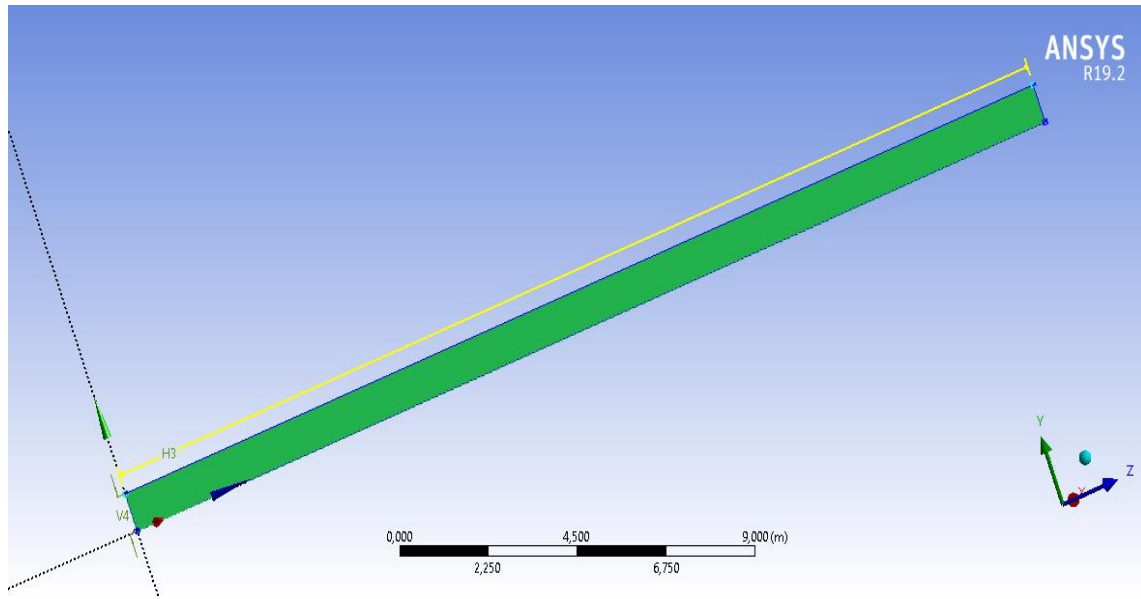


Figure V-1 : Géométrie du tronçon à étudier.

✚ **Pétrole brut Algérien (léger)** de viscosité dynamique ( $\mu = 0.00381 \text{ [Pa. s]}$ ) à la température ambiante  $25 \text{ [}^\circ\text{C]}$  et de densité ( $\rho = 816.6 \text{ Kg/m}^3$ ).

1. **Première partie** : On a simulé le problème d'écoulement pour trouver l'effet du changement de viscosité sur les pertes de charge au niveau du pipeline. Dans cette partie d'étude on a effectué la simulation avec un débit  $Q = 3250 \text{ m}^3/\text{h}$ .
2. **Deuxième partie** : on a fixé la viscosité de pétrole brut constante et égale à :  $\mu = 0.00381 \text{ [Pa. s]}$  et on a essayé de changer le débit d'écoulement pour voir l'effet du changement du débit sur les pertes de charge au niveau du pipeline.

✚ **Pétrole brut lourd** de viscosité dynamique ( $\mu = 8.492$  [Pa.s]) à la température ambiante  $25$  [°C] et de densité ( $\rho = 960.1$   $\text{Kg}/\text{m}^3$ ).

On a traité ce type de pétrole par deux méthodes les plus favorable à utiliser lors d'un écoulement :

- 1. Première étude :** On a simulé le problème d'écoulement de pétrole lourd pour trouver l'effet du chauffage sur les pertes de charge au niveau du pipeline. Dans cette partie d'étude on a effectué la simulation avec un débit  $Q = 3250$   $\text{m}^3/\text{h}$ .
- 2. Deuxième étude :** On a simulé un modèle simple du méthode « core annular flow », dans cette méthode on a injecté deux fluides le pétrole brut lourd et l'eau dans le tronçon étudié.

Dans cette méthode l'eau joue le rôle d'un fluide lubrifiant.

## V. Les résultats de simulation numérique obtenus :

### V.1 Cas du Pétrole brut algérien :

#### V.1.1 Première partie :

On fixe le débit de pétrole brut à  $Q = 3250 \text{ m}^3/\text{h}$  et on change la température de fluide pour voir l'effet du chauffage sur les pertes de charge au niveau du pipeline.

$\mu = 0.00381 [\text{Pa} \cdot \text{s}]$  à  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  :

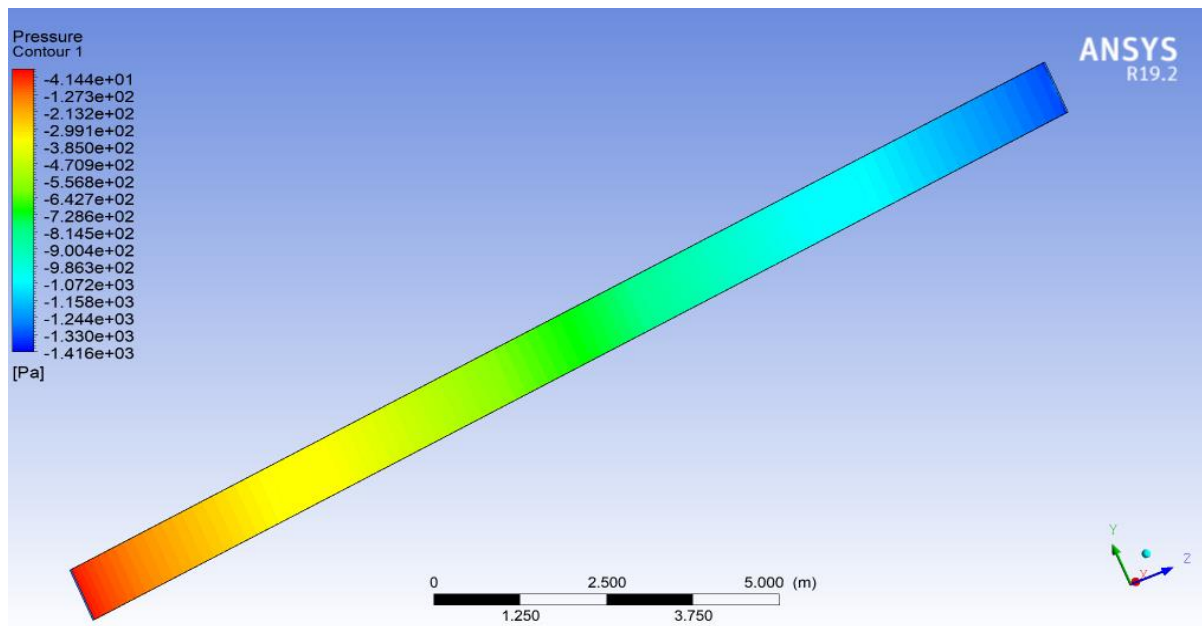


Figure IV-2 : chute de pression dans pipeline (tronçon de 100 mètres) à  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

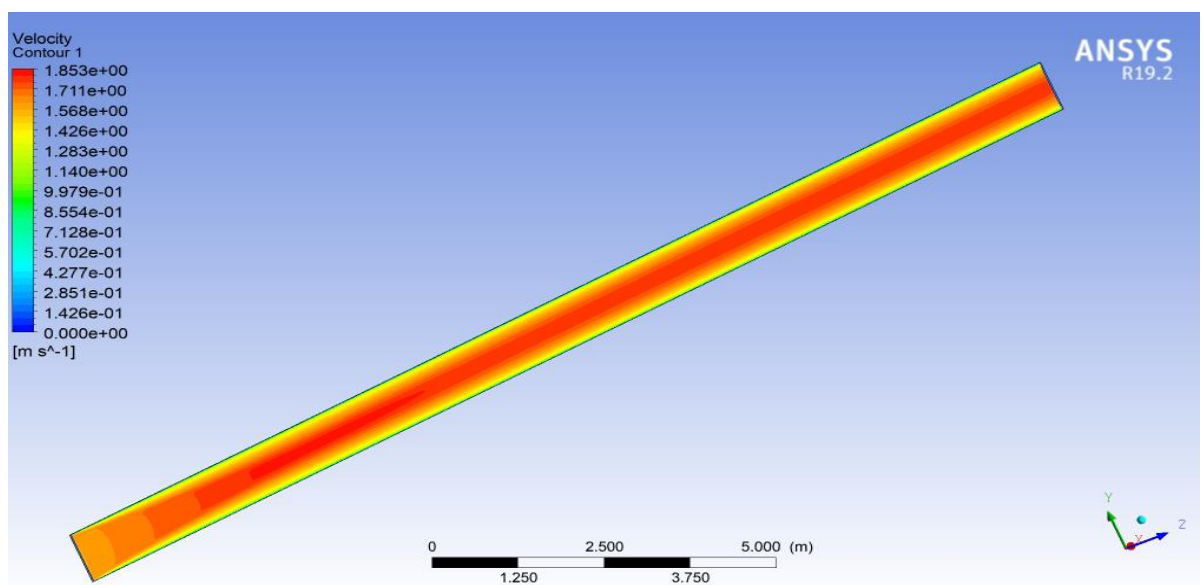


Figure V-3 : contours de vitesse le long du tronçon de 100 mètres à  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$\mu = 0.001997 \text{ [Pa.s]}$  à  $T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$  :

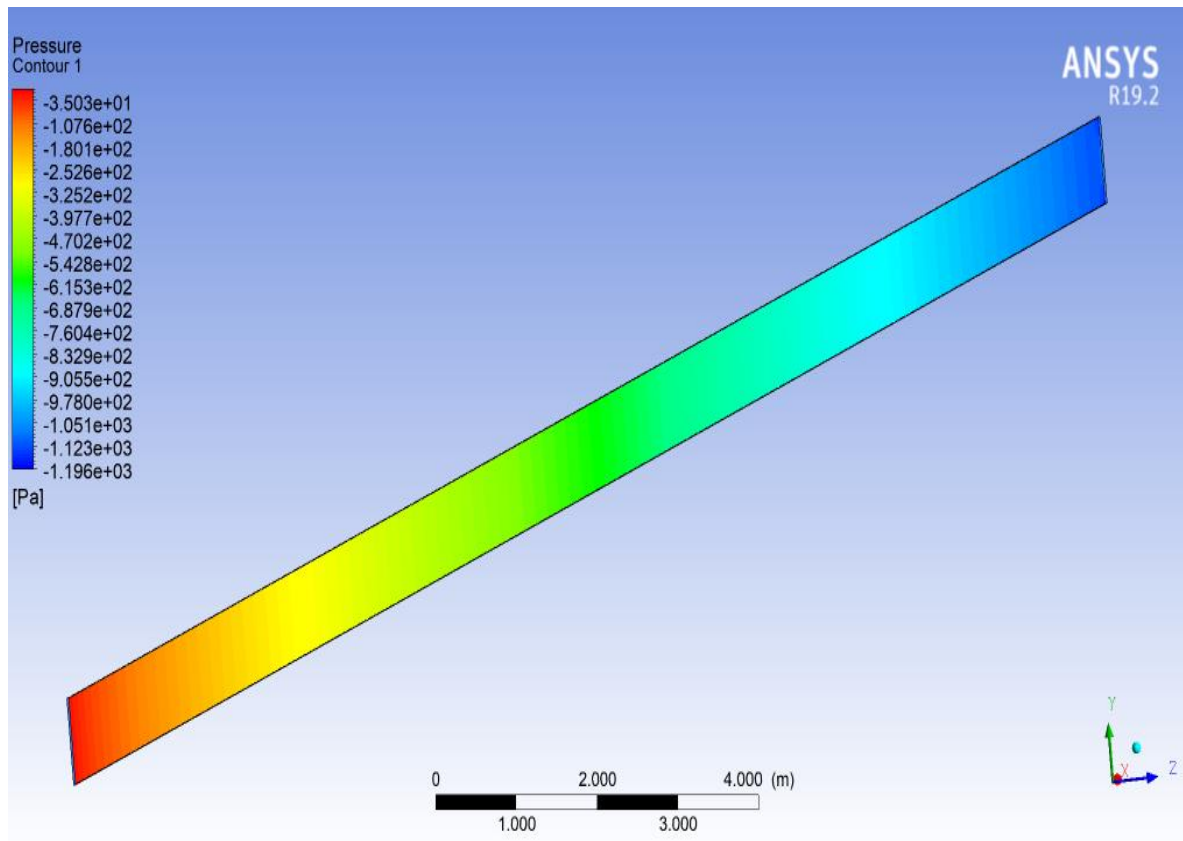


Figure V-4 : chute de pression dans pipeline (tronçon de 100 mètres) à  $T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ .

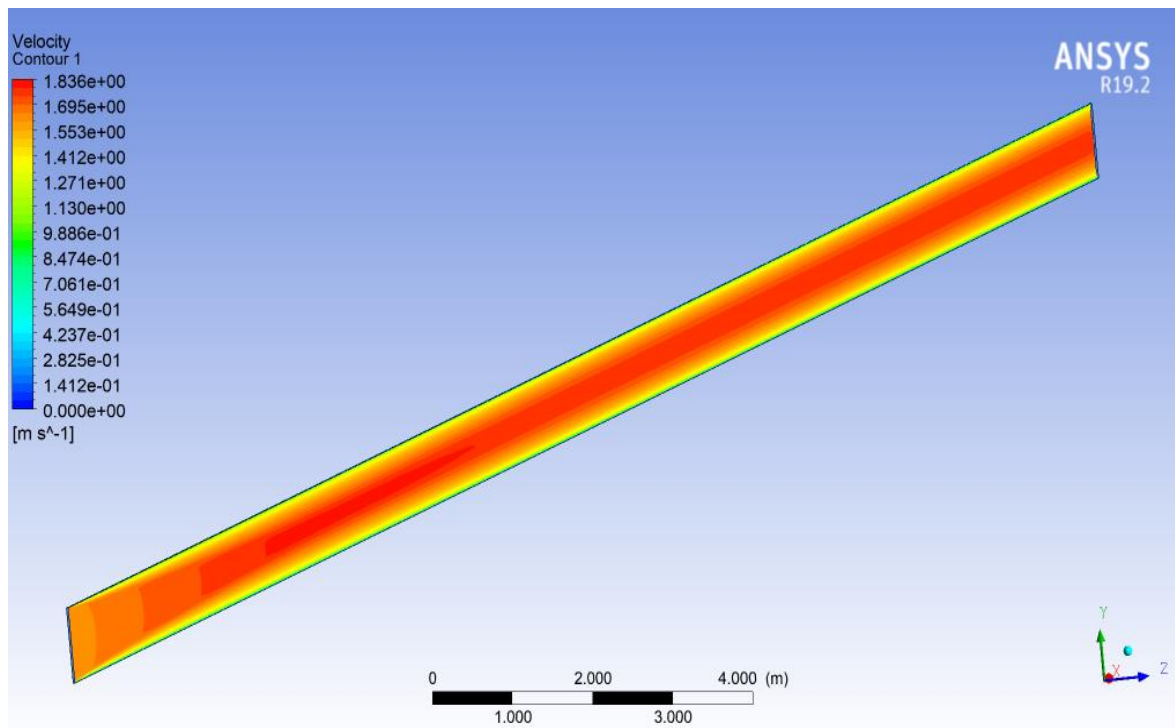
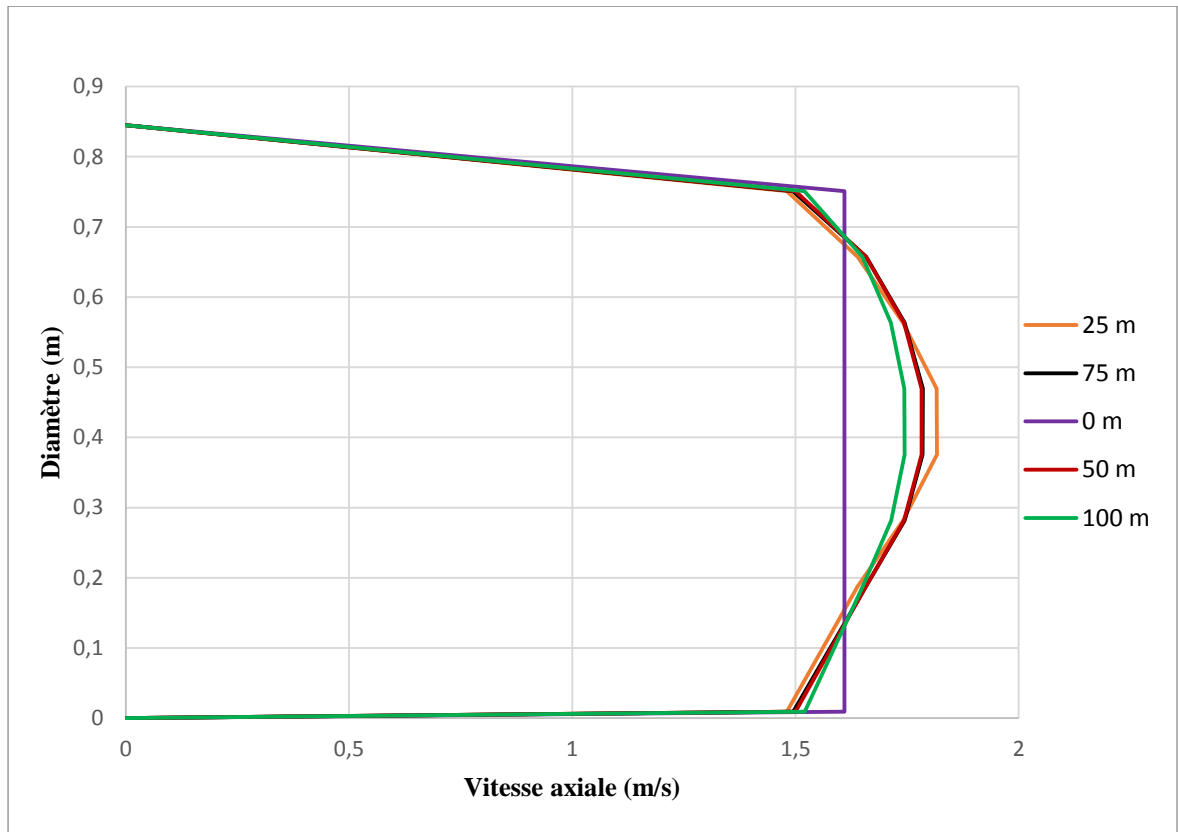


Figure V-5 : contours de vitesse le long du tronçon de 100 mètres à  $T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ .



**Figure V-6 :** Profils des vitesses à différentes longueurs axiales à  $T = 25 \text{ °C}$ .

#### ✚ Les pertes de charge :

Températures Expérimentales [°C]	Viscosité dynamique [Pa.s]	Pertes de charge Résultats numériques [Pa/100m]
10	0.004953	1433.793
25	0.00381	1411.856
30	0.003487	1360.008
40	0.003167	1303.175
50	0.002492	1255.315
60	0.001998	1192.497

**Tableau V-1 :** La variation de viscosité dynamique et des pertes de charge en fonction de température.



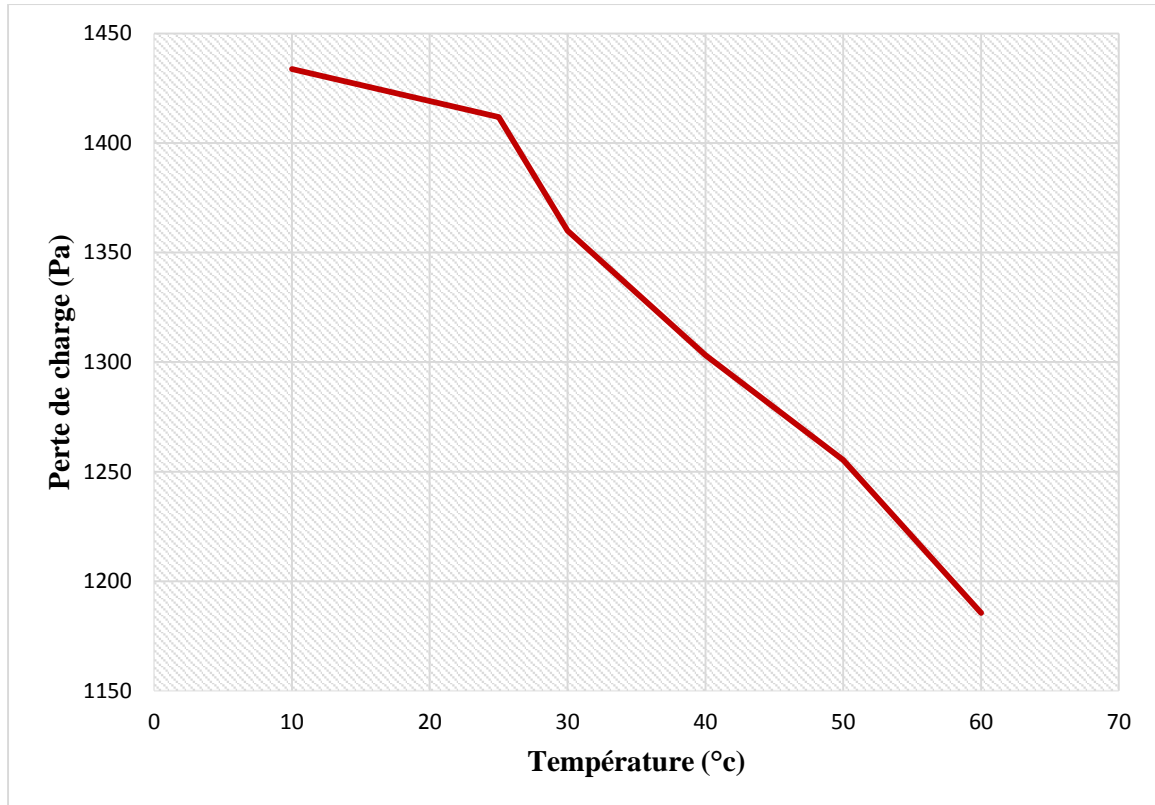


Figure V-7 : Perte de charge en fonction de température.

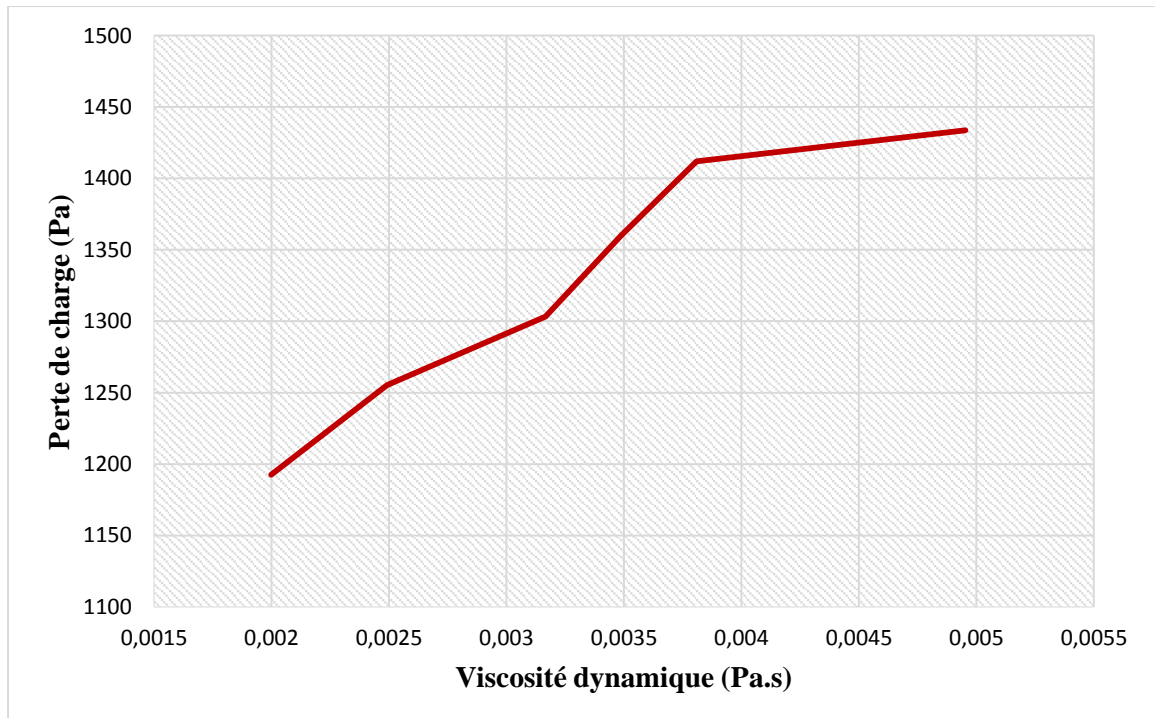


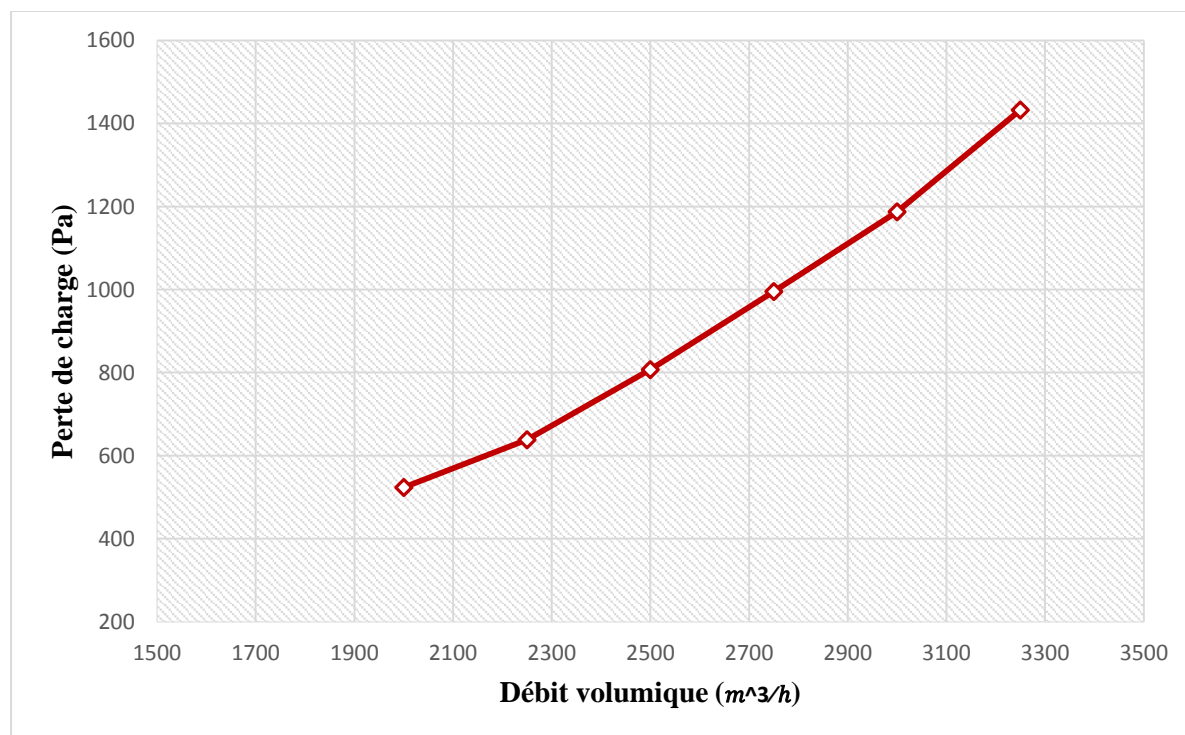
Figure V-8 : Perte de charge en fonction de viscosité dynamique.

### V.1.2 Deuxième partie :

On fixe la viscosité de pétrole brut à  $\mu = 0.00381$  [Pa.s] et on change le débit d'écoulement pour voir l'effet du changement de débit sur les pertes de charge au niveau du pipeline, les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

Débit $m^3/h$	Vitesse (m/s)	Perte de charge (Pa/100m)
3250	1.61	1433
3000	1.48	1187.58
2750	1.358	995.742
2500	1.23	807.23
2250	1.1	638.35
2000	1	523.53

**Tableau V-2** : Pertes de charge en fonction de débit volumique utilisé.



**Figure V-9** : Perte de charge en fonction de débit volumique.

## V.2 Cas d'un pétrole lourd :

Pour développer cette étude et pour voir l'efficacité de cette méthode on a pris un échantillon qui a été étudié par « Yousef Hamedi Shokrlu, Tayfun Babadagli » [20], dans leur travail ils ont traité un échantillon de pétrole lourd qui a les caractéristiques suivantes :

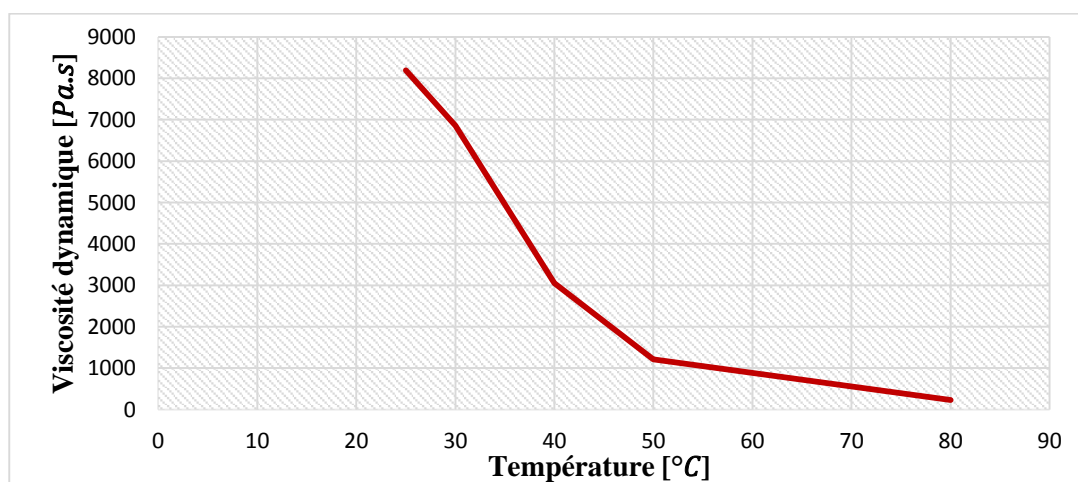
Pétrole brut	Valeur	Unité
Densité	960.1	$Kg/m^3$
Densité API	14.7	
Viscosité à T= 25 [°C]	8.492	[Pa.s]

**Tableau V-3 :** Caractéristiques du pétrole lourd.

Ils ont chauffé le pétrole lourd pour voir l'effet de la température sur la viscosité dynamique. On a résumé les résultats de l'expérience dans le tableau suivant :

Température [°C]	Viscosité [Pa.s]
<b>25</b>	8.492
<b>50</b>	1.214
<b>60</b>	0.832
<b>80</b>	0.234

**Tableau V-4 :** Variation de viscosité dynamique en fonction de température.



**Figure V-10 :** viscosité dynamique du pétrole lourd en fonction la température.

V.2.1 Première Méthode : Chauffage de pétrole brut.

$\mu = 8.492 \text{ [Pa.s]} \text{ à } T = 25\text{c}^\circ$

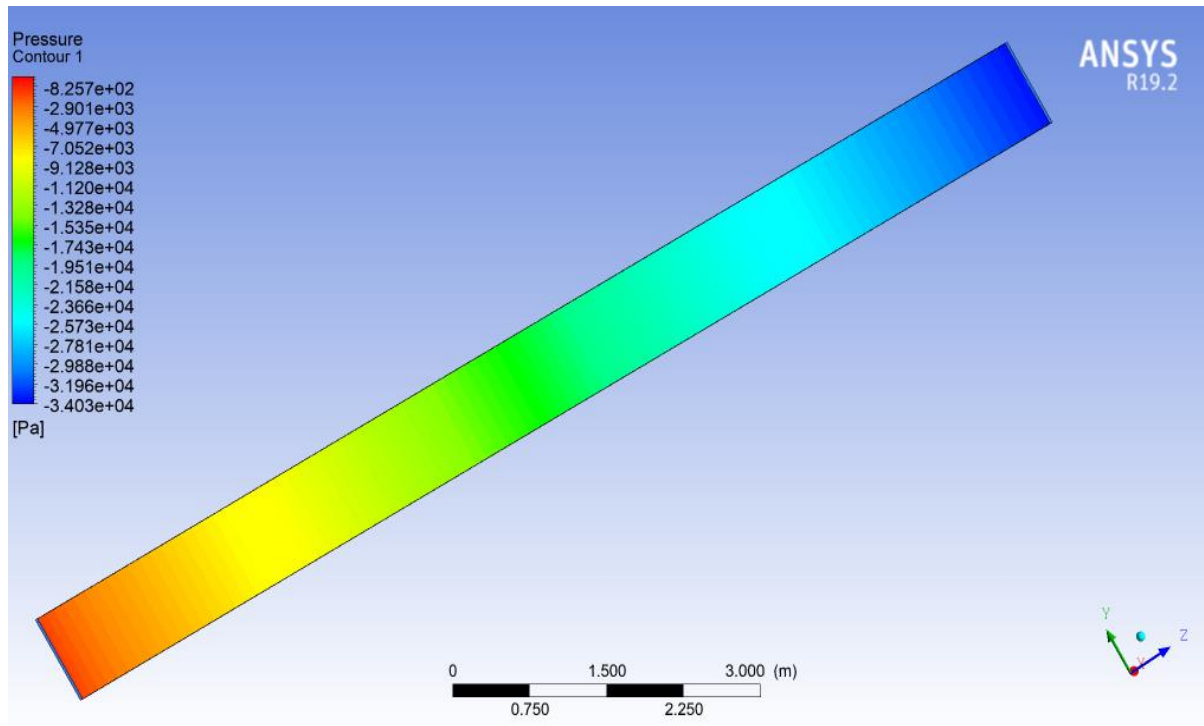


Figure V-11 : chute de pression dans pipeline (tronçon de 100 mètres) à  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

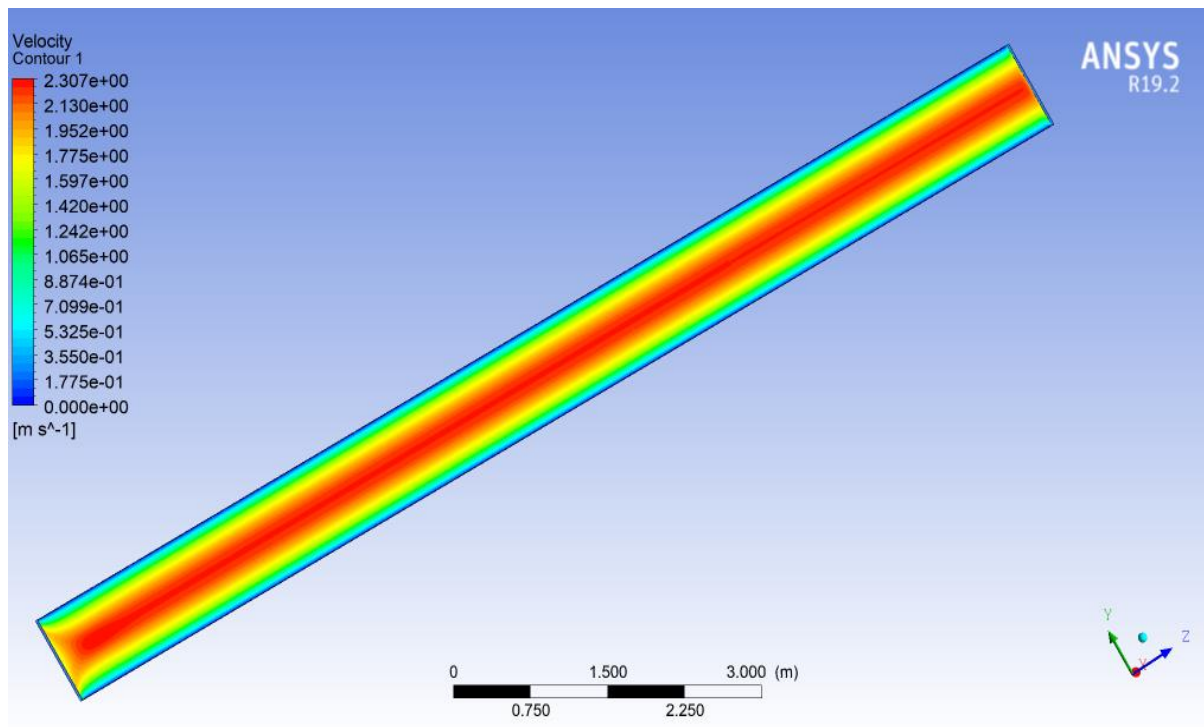


Figure V-12 : contours de vitesse le long du tronçon de 100 mètres à  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$\mu = 0.234 \text{ [Pa.s]}$  à  $T = 80^\circ\text{C}$

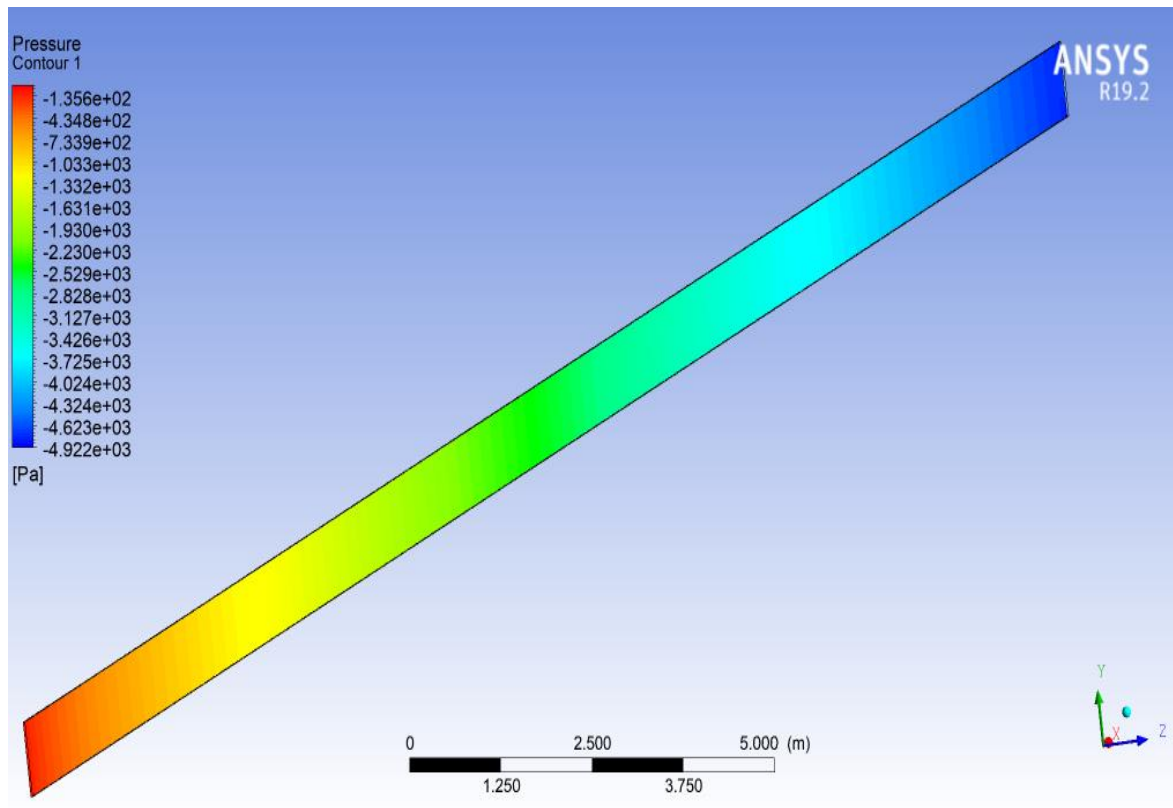


Figure V-13 : chute de pression dans pipeline (tronçon de 100 mètres) à  $T = 80^\circ\text{C}$ .

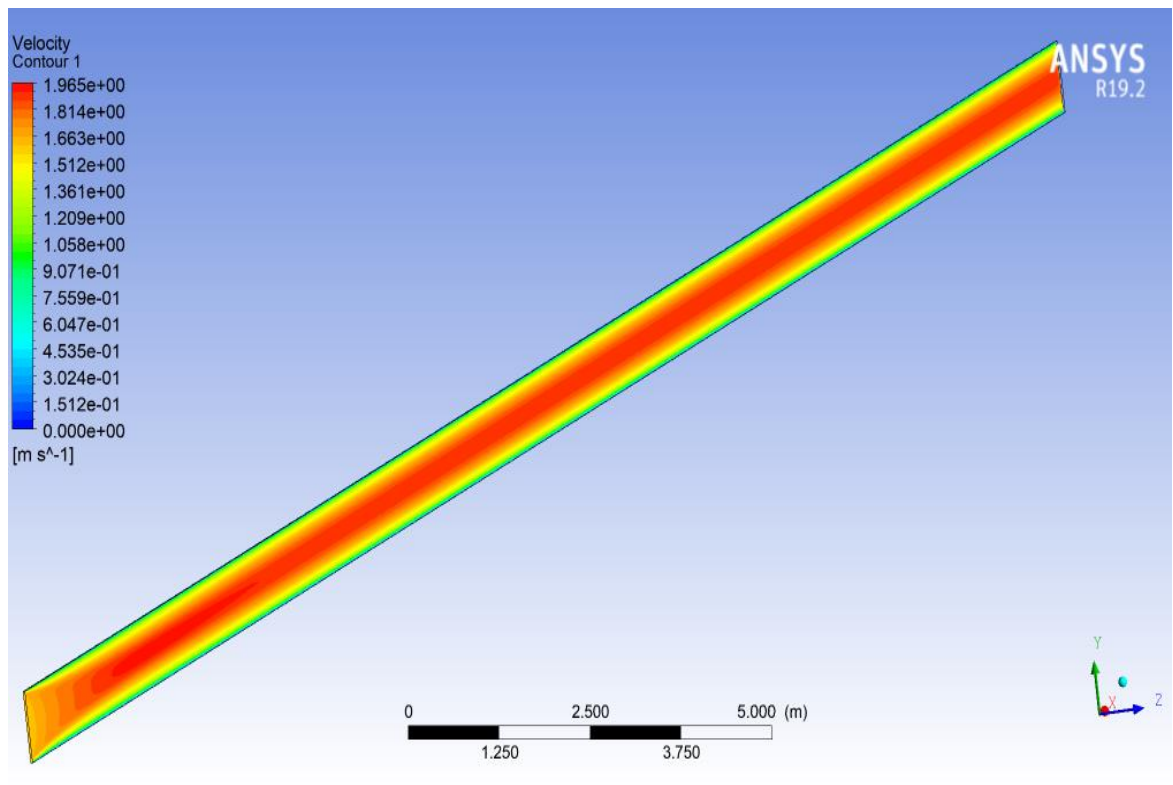


Figure V-14 : contours de vitesse le long du tronçon de 100 mètres à  $T = 80^\circ\text{C}$ .

✚ Les pertes de charge :

Température [°C]	Perte de charge (Pa/100m)
25	33205
50	11357.5
60	9403
80	4786.4

Tableau V-5 : pertes de charge en fonction de température.

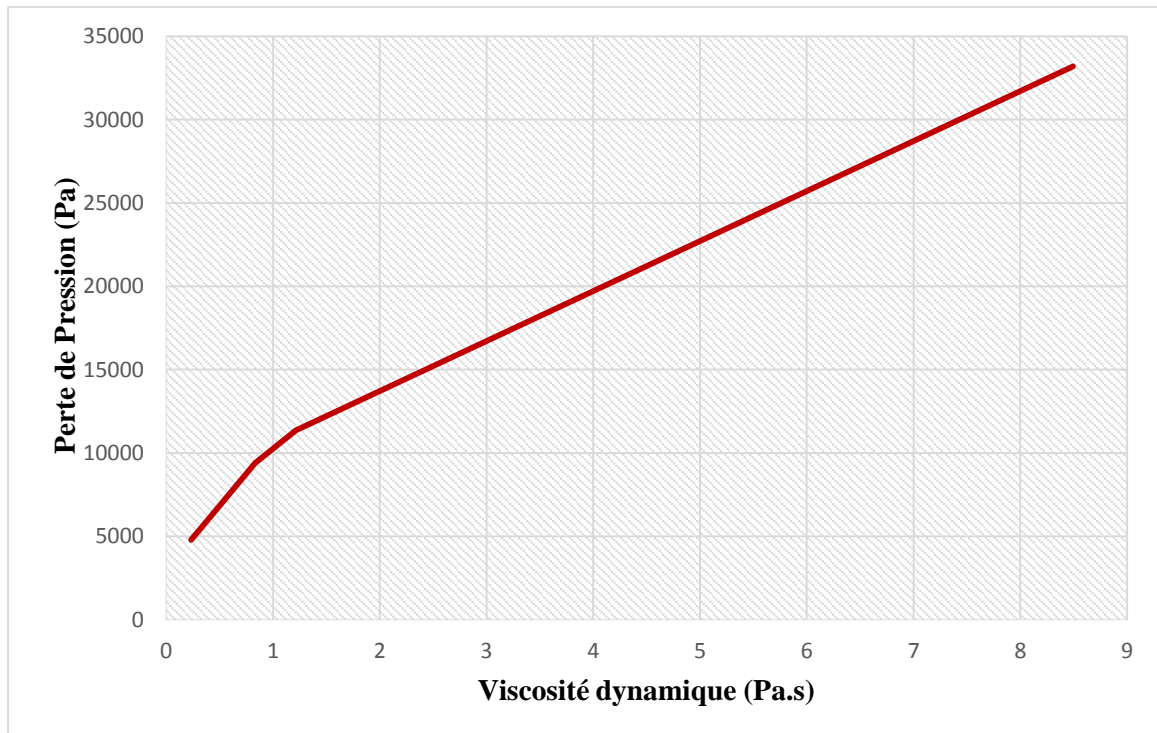


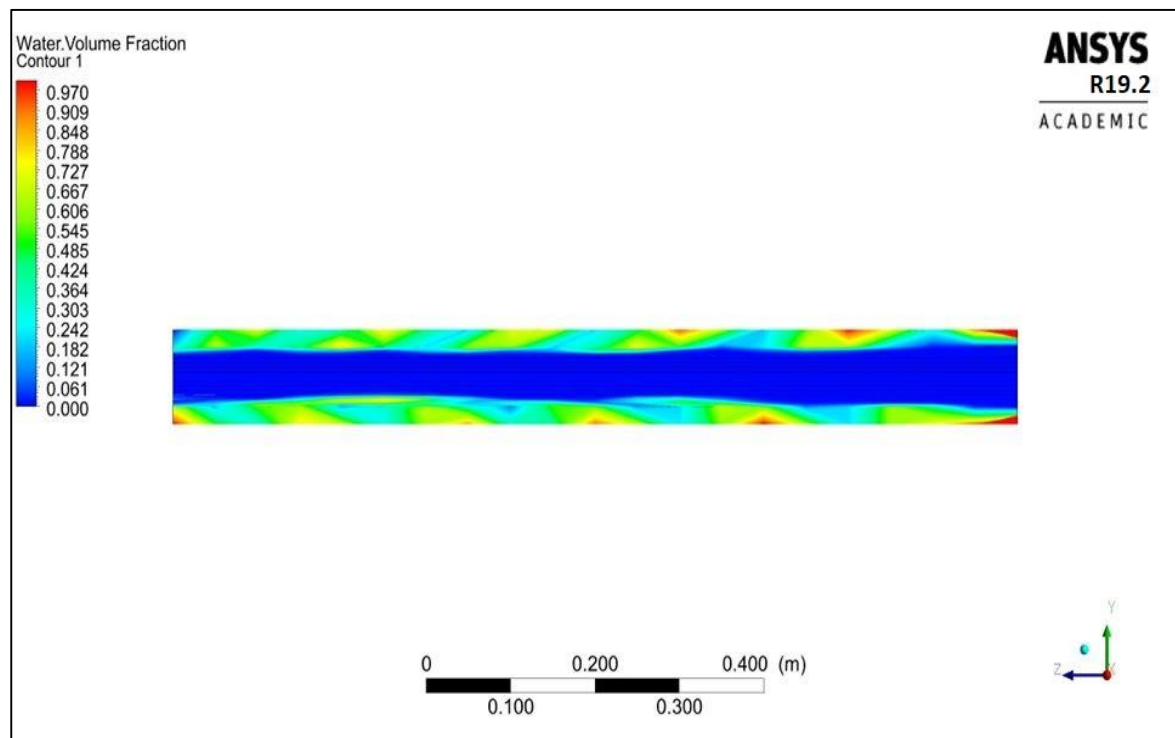
Figure V-15 : Perte de charge en fonction de viscosité dynamique.

### V.2.2 Deuxième Méthode : « Core annular flow »

Dans cette méthode on a injecté deux fluides le pétrole brut lourd et l'eau dans le tronçon étudié, on a pris le pétrole comme le fluide quand veut le transporter, pour cela on a utilisé l'eau comme un fluide lubrifiant. On a introduit des valeurs de viscosité d'un pétrole lourd et de l'eau, ces valeurs sont résumées dans le tableau suivant :

	<i>Masse volumique</i> $Kg/m^3$	<i>Viscosité [Pa.s]</i>	<i>Chute de pression</i> [Pa/100m]
<i>Pétrole lourd</i>	960.1	8.942	34000
<i>Eau</i>	1000	0.001	864
<i>Core annular</i>	980	-	2371.36

**Tableau V-6** : Pertes de charge pour la méthode « core annular flow ».



**Figure V-16** : contour de la fraction volumique de l'eau  $\mu = 8.492 [Pa.s]$ .

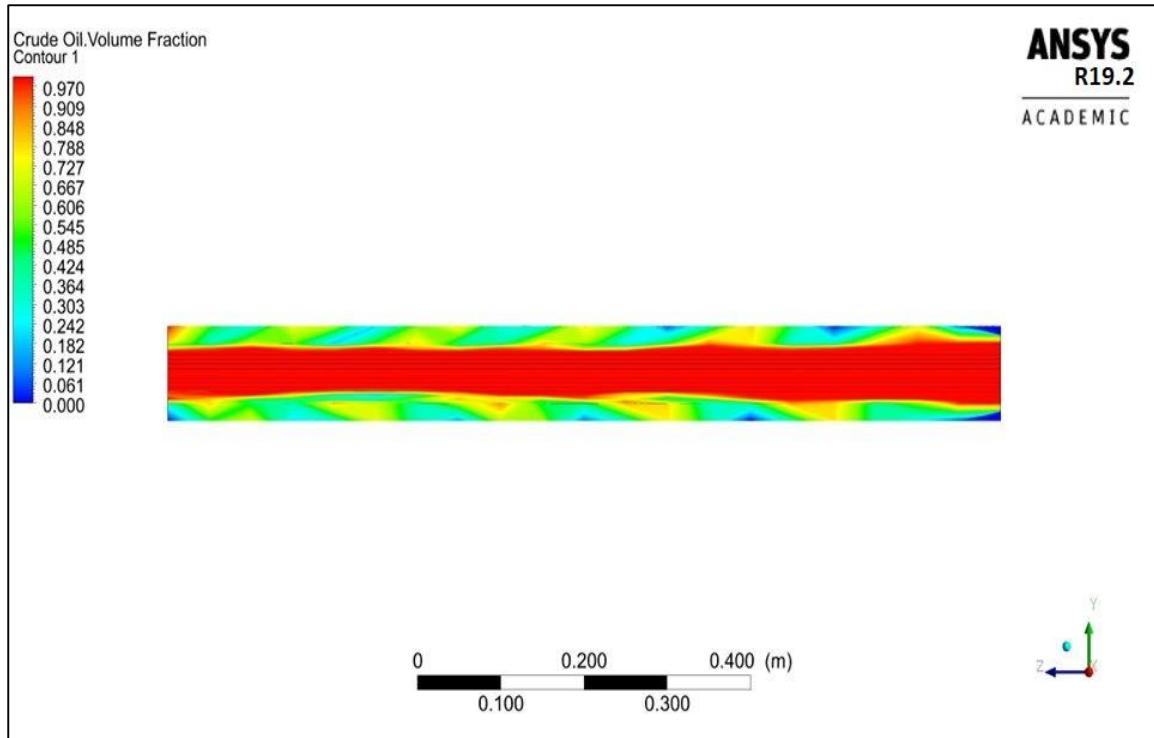


Figure V-17 : contour de la fraction volumique du pétrole brut  $\mu = 8.492 [Pa.s]$ .

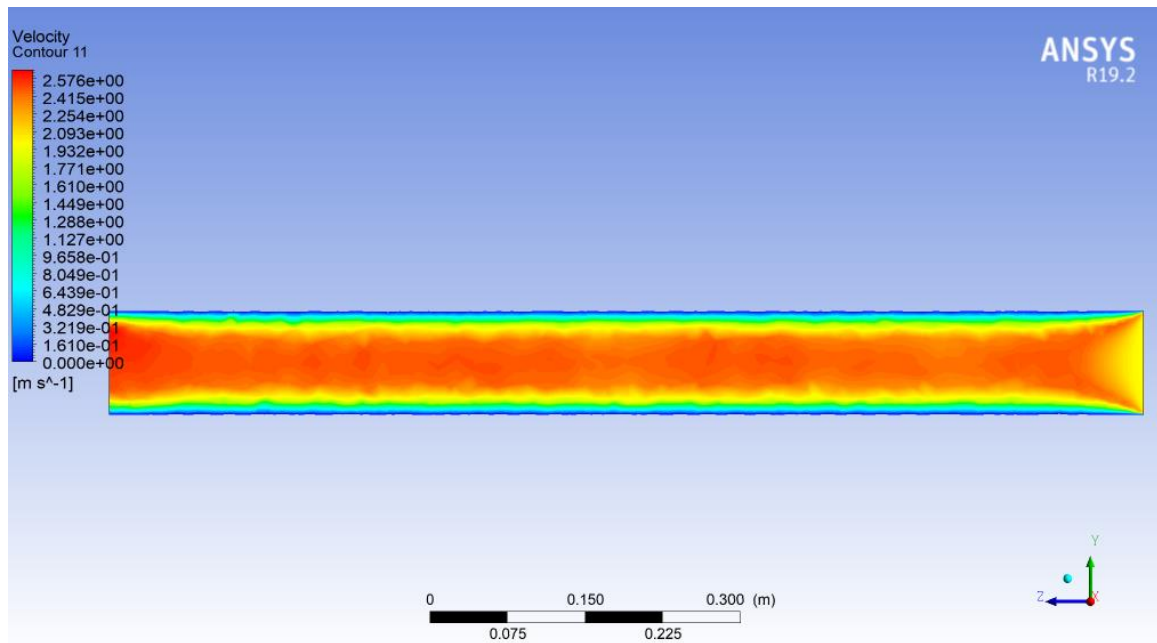


Figure V-18 : contours de vitesse le long du tronçon de 100 mètres à  $\mu = 8.492 [Pa.s]$ .



### V.3 Analyses et interprétations des résultats :

- **Les figures « V-2 V-4 V-11 V-13 »** représentent le contour de chute de pression au niveau du tronçon étudié. On remarque que la chute de pression atteint une valeur maximale à l'extrémité droite du tronçon, cette chute de pression est due à cause du frottement entre le pétrole brut et la paroi du pipeline.
- **Les figures « V-3 V-5 V-12 V-14 V-18 »** représentent les contours de vitesse le long du tronçon. On remarque que la vitesse de l'écoulement près de la paroi décroît et atteint une valeur maximale au centre axiale du tronçon, la figure « V-6 » qui représente la distribution axiale de la vitesse confirme cette hypothèse et montre que la présence pétrole près de la paroi solide du tronçon provoque un ralentissement des particules de pétrole brut donc un ralentissement de vitesse.
- **La figure « V-7 »** représente la courbe de variation des pertes de charge en fonction de température du pétrole  $\Delta P = f(T)$ . On remarque que la courbe est inversement proportionnelle à l'évolution de la température à cause des effets visqueux fournissent une force qui s'oppose au mouvement le long du tronçon.
- **Les figures « V-8 ; V-15 »** représentent les courbes de variation des pertes de charge en fonction de viscosité dynamique  $\Delta P = f(\mu)$ . On remarque une augmentation des pertes de pression lorsque la viscosité dynamique augmente. Dans la figure « V-15 » on observe clairement l'efficacité de cette méthode de chauffage dans le cas d'un pétrole lourd par rapport à un pétrole léger.
- **La figure « V-9 »** représente la courbe de variation des pertes de charge en fonction de débit volumique  $\Delta P = f(Q)$ . On remarque que la courbe est proportionnelle à l'augmentation du débit volumique.

- La figure « V-16 V-17 » représentent la fraction volumique de l'eau et du pétrole successivement, ces deux figures nous montre le principe du méthode « core annular flow » on voit que l'eau se situé près de la paroi de pipeline et le pétrole prend le centre de la pipe, alors le frottement se fait entre l'eau et la partie solide (pipeline) à cause de cette distribution qu'on remarque une diminution importante dans le tableau V-5.
- La valeur de diminution de la pression à l'entrée du tronçon comparant le cas d'un pétrole à  $T = 10[^\circ\text{C}]$  et un autre à  $T = 60[^\circ\text{C}]$  est de l'ordre **241.3 [Pa]**, soit la diminution totale à l'amont de toute la conduite reliée la zone de Haoued El-Hamra vers la raffinerie d'Arzew est de l'ordre **19.95 [Bar]**. Cette diminution de pression à l'amont de toute la conduite signifie la diminution de la puissance de la pompe de l'ordre **1812,54 [kW]** au tant que sa puissance égale à la multiplication de la pression de refoulement par son débit refoulé.

# *Conclusion générale*

## **Conclusion générale**

L'objectif de ce travail est d'étudier l'écoulement du pétrole brut dans les pipelines qui est nécessaire et fondamentale pour assurer une meilleure optimisation du réseau du transport ; en choisissant la technique la plus convenable pour résoudre les différents problèmes survenus au long de la canalisation tel que : l'obstruction des installations due à la précipitation des particules solides existant dans le pétrole brut (paraffines –asphaltènes) ainsi que les problèmes de pompage.

Parmi les paramètres physiques affectants l'écoulement : on site le débit, les pertes de charge, le comportement rhéologique du fluide, le type de l'écoulement. Il faut noter que toutes les conditions réelles sur site : climatique (la Température ambiante), géographique, rugosité interne de la conduite, ...etc. doivent être pris en considération.

Dans notre projet on a choisi :

- ✚ La technique de la réduction de la viscosité par chauffage.
- ✚ La technique de la réduction des frictions par "core-annular flow ".

D'après les essais expérimentaux sur le pétrole brut on a remarqué que :

- ✚ Le comportement rhéologique de l'échantillon est Newtoniens.
- ✚ L'augmentation de la température n'affecte pas le comportement rhéologique du pétrole brut cependant qu'elle permet de réduire la viscosité et alors de minimiser les frictions et les pertes de charges.

Les résultats expérimentaux des viscosités dynamiques et les températures imposées lors des essais sont injectés dans le code de calcul ANSYS-fluent R19.2, pour voir les effets de l'élévation de la température sur la variation des différents paramètres (les pertes de charge ; la vitesse de l'écoulement) et pour construire un model numérique des techniques étudiées.

Les principales conclusions remarquées de cette simulation numérique sont énumérées ci-dessous :

- ✓ La diminution de la viscosité par chauffage nous permet de minimiser les pertes de charge au long de la ligne. Toutefois, lorsque la température augmente, la solubilité des composants lourds est croissante, les pertes de charge diminuent ce qui permet d'éviter une précipitation solide.
- ✓ La méthode de core-annular flow nous permet de réduire la perte de pression dans le cas d'un pétrole lourd.
- ✓ La diminution des pertes de charge sera plus importante pour un pétrole lourd qu'un pétrole léger ce qui désigne que les deux méthodes (le chauffage et la méthode Core-annular flow) sont plus efficaces dans le cas d'un pétrole lourd.
- ✓ La perte de charge par frottement pour l'huile lourde est de 14.3 fois plus grande que celle de « core annular flow ». Cela montre que la méthode de « core annular flow » est une technique efficace pour minimiser la perte de pression dans le cas d'un pétrole lourd.
- ✓ Le boosting du pétrole brut dans le pipeline par pompage sera plus facile et consomme moins d'énergie ; car les pertes de charge sont réduites au long de la ligne de transport et alors la possibilité de :
  - Optimiser la puissance de pompage mise en jeu (dans le cas de la ligne OZ2, la réduction de viscosité par chauffage nous a permis d'optimiser 20 % d'énergie consommé le long de la ligne OZ2).
  - Exploiter moins des stations de pompage

A la fin de ce travail, on recommande d'enrichir cette étude par d'autres recherches numériques et expérimentales pour aider finalement, les responsables de notre cher pays, à prendre les bonnes décisions pour améliorer l'économie de l'Algérie.

## ***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 WUTHIER, 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]. Escobedo J., Mansoori G. A., "Heavy-organic Particle Deposition from Petroleum Fluid Flow in Oil Wells and Pipelines," *Pet. Sci.*, 2010, 7.
- [5]. John L. Kennedy, *Oil and Gas Pipeline Fundamentals* 2nd Edition.
- [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]. Halliburton, "SureThermSM Service: Targeted Heat Placement in Remote Locations to Remove Pipeline Deposits," *Pipeline and Process Service*, 2012.
- [10]. Gerez, J.M. and Pick, A.R. (1996) « Heavy Oil Transportation by Pipeline ». *Int. Pipeline Conf.*
- [11]. Urquhart, R.D. (1986) « Heavy Oil Transportation: Present and Future ». *J. Can. Pet. Technol.*
- [12]. Rimmer, D., Gregoli, A., Hamshar, J. and Yildirim, E. (1992) « Pipeline emulsion transportation for heavy oils, in: *Emulsions in the Petroleum Industry* », American Chemical Society.
- [13]. Oliemans, R. and Ooms, G. (1986) « Core annular flow of oil and water through a pipeline, in: *Multiphase Science and Technology* », Hewitt, G.F., Delhaye J.M. and Zuber, N. editors, 2, Hemisphere Publishing Corp., Washington.

- [14]. LIU He, JIN Xu, DING Bin « Application of nanotechnology in petroleum exploration and development », PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development.
- [15]. Sonatrach, le code de réseau du transport par canalisation, direction générale Hydra-Alger.
- [16]. GUY COUARRAZE, TEAN-LOUIS GROSSIORD, « Initiation à la rhéologie » 3<sup>rd</sup> édition Tec Doc,2000.
- [17]. MIDOUX N, « Mécanique et rhéologie des fluides en génie chimique », Lavoisier 3<sup>rd</sup> édition,1993.
- [18]. FOURAR K,"Amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage à base de biopolymères : application aux puits horizontaux", Mémoire de Magister, Boumerdès (2007).
- [19]. HOWARD A, BARNES, « A handbook of elementary rheology”, University of wales,2000.
- [20]. Patankar (Numerical Heat Transfer and Fluid Flow).
- [21]. 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.
- [22]. 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.
- [23]. 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.
- [24]. ONE SERIES Rotational Viscometer Instruction Manual Annex.
- [25]. Yousef Hamed Shokrlu, Tayfun Babadagli, Viscosity reduction of heavy oil/bitumen using micro- and nano-metal particles during aqueous and non-aqueous thermal applications, University of Alberta, Department of Civil and Environmental Engineering, School of Mining and Petroleum Engineering.