

# DETERMINATION DU COEFFICIENT DE FROTTEMENT ET DE LA VITESSE DE CORROSION DANS LES PAROIS DES PIPE-LINES

Meriem Benziane madjid<sup>1,3</sup>, Liazid abdelkrim<sup>2</sup>, Zahloul hamou<sup>1</sup>, Olivier Bonneau<sup>3</sup>, Moudjeber djamel-eddine<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Département de génie mécanique, Université Hassiba Ben-Bouali- Chlef, Algérie

<sup>2</sup> Laboratoire LTE, ENSET-Oran, BP 1523, El Mnaouer 31000- Oran, Algérie

<sup>3</sup> Laboratory of Mechanics of the Solids, University Poitiers, France

E-mail : [mbmadid2001@yahoo.fr](mailto:mbmadid2001@yahoo.fr)

## Résumé

Le but de notre travail est de proposer une compréhension des difficultés inhérentes au transport des matières épaisses dont le pétrole fait partie, présenter, comparer les effets de la concentration sur la suspension des particules solides du pétrole brut pour différentes valeurs de taux de cisaillement par des modèles rhéologiques et enfin, modéliser le comportement rhéologique du pétrole brut.

Les résultats obtenus avec ce modèle ont été validés et, on a pu ainsi confirmer les propriétés non newtoniennes du pétrole brut. C'est ce caractère complexe, dû à l'interaction fluide solide, qui nous ne permet pas d'utiliser des modèles traditionnels qui considèrent les fluides homogènes. Pour contourner cette difficulté, nous avons utilisé le Modèle de Phan-Thien et Tanner (MPTT) qui est basé sur une description micro-structurale du fluide et qui nous semble très vraisemblable pour modéliser un tel écoulement. La détermination du coefficient de frottement au niveau des parois nous permet de connaître les caractéristiques physiques du matériau, dans le but d'apprécier la corrosion des pipe-lines pour une température donnée du fluide.

**Mots clés** : rhéologie, pétrole brut, modélisation, frottement, structure, interaction, corrosion,

## 1. Introduction

Dans les industries chimiques, pétrolières ou minières, de nombreuses installations métalliques subissent des endommagements par la corrosion. La corrosion uniforme ou généralisée est la forme la plus connue et la plus fréquemment rencontrée. La corrosion aqueuse et les mécanismes physico-chimiques mis en jeu sont désormais assez bien compris.

Les techniques classiques utilisées sur site industriel, pour effectuer une évaluation de l'endommagement (coupons de corrosion, sondes électrochimiques...), ne permettent que d'effectuer une mesure locale à un instant donné. Il semble donc primordial de développer de

nouvelles techniques d'investigation permettant une détection rapide de la vitesse de corrosion.

## 2. Corrosion et protection

Tout ce qui nous entoure est susceptible de se détériorer. Lorsque l'attaque destructive s'effectue par des moyens physico-chimiques, voire biologique, il s'agit, de gonflement ou de vieillissement. Par contre, lorsque la détérioration irréversible d'un métal a lieu par réaction chimique ou électrochimique avec son environnement, il s'agit de corrosion, pouvant être de différentes formes : uniforme, localisée, etc... les propriétés des matériaux sont alors altérées. En matière de protection contre la corrosion, il est possible d'agir sur le matériau lui-même (choix judicieux, formes adaptées, contraintes en fonction des applications, ...), sur la surface du matériau (revêtement, peinture, tout type de traitement de surface, ...) ou sur l'environnement avec lequel le matériau est en contact (inhibiteurs de corrosion).

## 3. Corrosion par les acides naphténiques

Nous avons vu que la corrosion par de tels acides était importante pour l'industrie pétrolière. Il y a lieu donc de voir comment ces acides agissent sur les parois. Ces acides ont un poids moléculaire variable ; leur radical est du type cyclique saturé contenant des groupes acides, (figure IV.1).

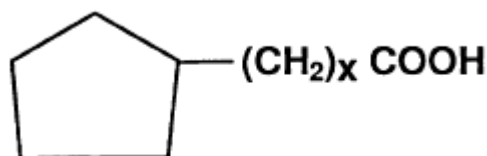


Figure IV.1 : Les acides naphténiqes, [2].

La plupart des acides naphténiqes dans les bruts se retrouvent dans les fractions gasoil et huiles légères. L'attaque de l'acier ordinaire se produit entre 220 et 400°C et habituellement pour un indice d'acide (TAN) supérieur à 0,5 mg KOH/g. On peut, en réalité, rencontrer des indices d'acide jusqu'à 10 mg KOH/g [4]. L'agent de la corrosion, le naphténiqate de fer est soluble dans l'hydrocarbure, il n'y a donc pas d'effet de ralentissement de l'attaque par le produit de corrosion lui-même comme dans le cas de la corrosion par le soufre. On a donc une corrosion rapide qui est accentuée dans les zones de turbulence et de grande vitesse.

L'aspect du cratère de corrosion aux bords vifs et perpendiculaires à la surface du métal est très caractéristique. Il se présente aussi sous forme de sillons orientés. Les cavités sont lisses et dépourvues de dépôts. Pour des températures inférieures à 220-230°C, il n'y a pas de corrosion de l'acier ordinaire. Au-dessus de ces températures, la corrosion commence à se manifester et sa vitesse augmente très rapidement avec la température jusqu'aux environs de 400°C, température au-delà de laquelle ces acides sont décomposés.

On a pu constater [1,2] que, pour une température donnée, la vitesse de corrosion est directement proportionnelle à l'indice d'acide : la corrosion de l'acier ordinaire et des aciers faiblement alliés double quand l'indice double. La corrosion augmente, parfois très sérieusement dans des zones de grande vaporisation. Ceci ne peut s'expliquer que par l'influence de la vitesse de circulation du mélange "liquide-vapeur" qui est alors très grande et affecte le taux de corrosion, ce dernier dépendant de l'activité des acides.

De plus, on constate que cette activité augmente dans les cas suivants :

- quand les molécules deviennent plus petites,
- quand on se situe près du point d'ébullition de l'acide,
- en phase liquide par rapport à la phase vapeur.

Il apparaît en conclusion, que la corrosion par les acides naphthéniques dépend :

- de la qualité du matériau,
- de la concentration en acide (TAN),
- de la température,
- de la vitesse de circulation,
- et de l'activité des acides naphthéniques.

#### **4. Solutions industrielles aux problèmes de corrosion**

L'une des solutions industrielles à ce problème de corrosion consiste à utiliser des équipements en aciers inoxydables, soit des alliages de fer avec notamment du chrome et du molybdène. Cependant, cette solution reste peu employée en raison du coût d'investissement élevé. Ce choix, de plus, doit de préférence s'envisager lors de la conception de la raffinerie car, les aciers inoxydables présentent des propriétés mécaniques inférieures à celles des aciers au carbone qui sont normalement utilisés et nécessitent une infrastructure adaptée. L'existence de ces difficultés techniques pour traiter les bruts acides a ainsi pour conséquence que ces derniers sont, en général, vendus aux raffineurs à un niveau de prix inférieur à celui des bruts standard.

Une autre solution pratique au problème du traitement d'un pétrole brut acide, utilisée par les raffineurs, consiste à le diluer par un autre brut pétrolier non acide, de façon à obtenir une acidité moyenne faible, par exemple inférieure à un TAN de 0,2. Dans ce cas, la concentration en acide naphthénique devient suffisamment faible pour générer des vitesses de corrosion acceptables, mais cette solution reste cependant d'une portée limitée. En effet certains bruts acides présentent des TAN supérieurs à 2, ce qui plafonne leur utilisation au plus à 10% du volume total de bruts entrant dans la raffinerie. D'autre part, certains de ces mélanges de bruts avec un brut acide conduisent parfois à l'effet inverse recherché, c'est-à-dire à une accélération des réactions de corrosion par les acides naphthéniques [3].

Une autre approche pour lutter contre ce problème de corrosion est l'introduction, dans le pétrole brut acide à traiter, d'additifs chimiques inhibant ou prévenant l'attaque de la paroi métallique. Cette solution est souvent très économique par comparaison à celle consistant à utiliser les aciers ou alliages spéciaux indiqués précédemment.

## **5. Les conditions de la corrosivité**

Une fois la corrosion constatée, il y a lieu de la limiter. Pour ce faire, on l'inhibe en ajoutant au pétrole brut, une quantité d'additif, suffisante pour que le pouvoir corrosif se ralentisse. Cet ajout est composé de thiophosphore, d'un sel, d'un ester d'alkyle, ou d'un isomère de ceux-ci, ou de toute combinaison de ces substances. Cette inhibition se fait par traitement de bruts entiers ou de fractions de ceux-ci contenant de l'acide naphthénique, visant à réduire ou à éliminer leur acidité en les mettant à des températures de moins de 200 °C.

Parmi les éléments corrosifs contenus dans le brut se trouvent [2]:

- Les composés soufrés tels que  $H_2S$ , sulfures, mercaptans qui, par décomposition dans les fours, donnent principalement naissance à de l' $H_2S$  qui se retrouve aussi en tête de colonne et dans le condenseur.
- L'oxygène, bien qu'en faible quantité dans le brut (1 ppm), agit comme dépolarisant des zones cathodiques, il peut avoir pour origine des phénomènes d'électrolyse dans l'électrodessaleur.
- Les acides Naphthéniques, sont des composés cycliques saturés qui n'ont pas d'action directe sur la corrosion en tête de tour. Mais au niveau du brut, ces derniers favorisent l'hydrolyse du chlorure de sodium à un niveau de température où elle ne se produirait pas.

## **6. Corrosion par les acides naphténiques dans des raffineries du pétrole brut**

La corrosion naphténiq ue est spécifique à certains bruts tels que ceux de l'Inde, de la Roumanie, de Russie, du Texas, du Venezuela, du Congo, d'Afrique du Nord (Algérie), du Nigeria, etc. L'aspect de la corrosion due aux acides naphténiq ues est caractéristique, cratères et sillons à arêtes vives. Des études de laboratoire, et surtout l'expérience en raffinerie, montrent que la corrosion naphténiq ue, d'un indice d'acide spécifique et dans un domaine de température de l'ordre de 220 à 400°C, croît avec la vitesse des fluides [3].

Les différents facteurs responsables de la corrosion naphténiq ue ainsi que les moyens de la combattre sont réalisés en champs. Parmi eux, la prédistillation, le mélange de bruts, la neutralisation, la sélection des matériaux de construction et surtout, la maîtrise de l'écoulement des fluides.

## **7. Les méthodes de mesure de la vitesse de corrosion par les acides naphténiq ues**

Les acides naphténiq ues sont des composés organiques que l'on trouve dans certains pétroles bruts. Ils sont responsables, lors du raffinage, d'une corrosion de nature électrochimique et cela dans la gamme de températures 200°C-400°C. Leur action corrosive reste mal connue, en particulier au niveau des mécanismes réactionnels.

Il n'existe pour le moment que peu de solutions permettant de raffiner ces bruts "acides" sans risque. Notre étude entre dans le cadre de la compréhension de ces mécanismes avec notamment pour objectif la détermination de la vitesse de corrosion induite par les acides naphténiq ues. La présence et l'attaque dues à ces acides, dépendent de plusieurs paramètres parmi lesquels nous citerons [1]:

1. la température : en effet, la corrosion se produit de façon notable entre 220°C et 400°C avec une augmentation de sa vitesse quand la température s'élève au-delà de 400°C,
2. la vitesse du fluide : la morphologie des attaques montre que le fluide se déplace à une vitesse locale élevée,
3. la présence de turbulences : Certains secteurs des raffineries telles que les canalisations coudées, créent des zones de turbulences. Ce sont ces zones dans lesquelles sont mesurées les vitesses de corrosion par les acides naphténiq ues les plus élevées.

Quand un ou plusieurs de ces paramètres est réalisé, il y a apparition de la corrosion dans la conduite et, d'après une étude qui a été effectuée sur la vitesse à la paroi où

commence à se générer la corrosion [1], nous avons trouvé des résultats pour plusieurs valeurs de vitesses. Ces valeurs sont consignées dans le tableau (IV.2).

Cette étude nous permet de confirmer que le transport du pétrole brut ne se fait pas sans accidents d'exploitation. Ces derniers sont dus aux conditions de transport telles que la température, la vitesse d'écoulement et la qualité du matériau du pipe-line. Ce sont ces conditions qui favorisent la libération des molécules des acides naphthéniques qui vont, éventuellement, générer la corrosion.

## 8. Résultats et discussion

La teneur de l'acide naphthénique et l'évolution en sulfure d'hydrogène avec la température, les contraintes de cisaillement à la paroi, la température sur la surface en métal, et la nature des matériaux de la construction, sont les facteurs principaux affectant le processus de corrosion. Cette information servira de base pour décider, du choix de matériaux, des conditions de mélange de matières de base et aussi des conditions de fonctionnement d'usine. Voir le tableau (IV.1), [1].

Alliages	Taux de corrosion généralisée		Taux de corrosion localisée	
	(3 m/s)	(66 m/s)	(3 m/s)	(66 m/s)
5 Cr	21,8	25,5	0,0	201,1
9 Cr	20,3	24,2	0,0	191,8
317 SS	3,29	6,09	0,0	28,7

Tableau IV.1 : Effet de la vitesse sur la corrosion, [1].

Les composés de soufre, en ce qui concerne leur corrosivité, semblent être reliés plus à leur décomposition à température élevée qu'à leur contenu total en brut.

Nous avons liés les résultats du tableau (IV.1) que nous avons trouvés avec les paramètres de l'équation de Krieger & Dougherty. Cette dernière, a été déduite de l'équation de profil de vitesse en fonction du rayon. On a fait varier le gradient de vitesse progressivement pour balayer les plages de fonctionnements usuelles. Nous remarquons l'apparition d'une vitesse élevée à la paroi de la conduite, ce qui favorise la libération des molécules des acides naphthéniques et permet de justifier la présence de la corrosion.

Notre contribution dans le domaine est le développement d'un modèle à différents paramètres : détermination des vitesses moyennes à la paroi et vérification expérimentale des valeurs des vitesses moyennes qui permettent la libération des acides naphthéniques. La connaissance de ces valeurs a donné une vision approchée de l'emploi de produits chimiques pour des applications industrielles. Les solutions sont présentées, sous certaines conditions de fonctionnement, parmi lesquelles le gradient de pression imposé. L'évolution du profil de vitesse de l'écoulement correspond à des phénomènes d'orientation de la corrosivité du pipe-line dans le cas d'un fluide non-newtonien.

Les résultats sont les suivants :

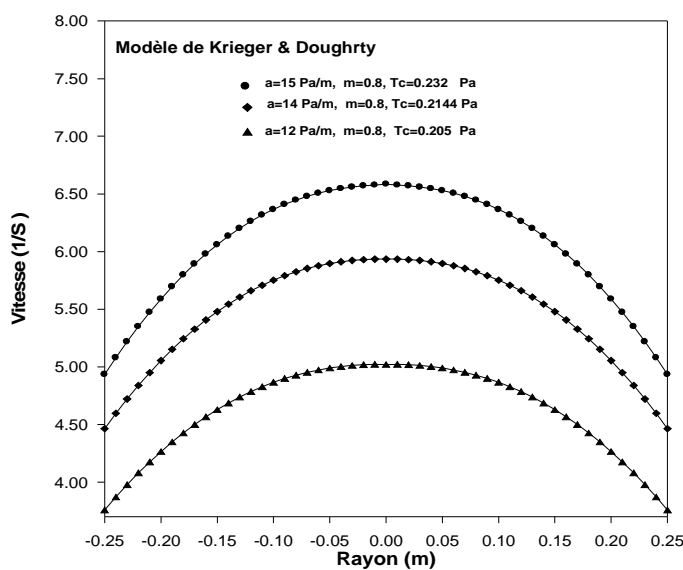


Figure IV.2: Comparaison des profils de vitesses pour différents gradients de pressions (a = 12 Pa/m, 14 Pa/m et 15 Pa/m).

Par une simple opération d'interpolation, on constate que le profil de vitesse obtenu à l'aide du modèle de Krieger & Dougherty obéit à une forme parabolique d'équation du type :

$$V(r) = ar^2 + br + c \quad \text{Pour le cas où } a=14 \text{ Pa/m l'équation devient : } V(r) = -24r^2 + 6$$

Pour un rayon de 0,25 m correspondant à celui d'un pipe-line de Condensate, on a trouvé les résultats suivants :

Gradient de pression (Pa/m)	$\tau_c$ (Pa)	$\eta_0$ (Pa.s)	$\eta_\infty$ (Pa.s)	Vitesse à la paroi (m/s)
10	0,87	0,18	0,075	2,10
12	0,214	0,27	0,049	3,68
14	0,2144	0,28	0,049	4,48
15	0,232	0,27	0,0475	4,95

Tableau IV. 2 : Comparaison entre les paramètres rhéologiques et les vitesses à la paroi pour différentes valeurs des gradients de pression.

## 9. Friction factor distribution determination

Pour obtenir le coefficient de frottement au niveau de la paroi, donné par l'équation (9), il est nécessaire de déterminer le gradient de pression  $\frac{\Delta p}{L}$ .

$$f = \frac{\Delta p}{L} \left( \frac{R}{\rho U_m^2} \right)$$

(9)

La figure suivante présente l'évolution du coefficient de frottement au niveau de la paroi durant l'écoulement du fluide non newtonien (pétrole brut) en fonction du diamètre du pipe-line.

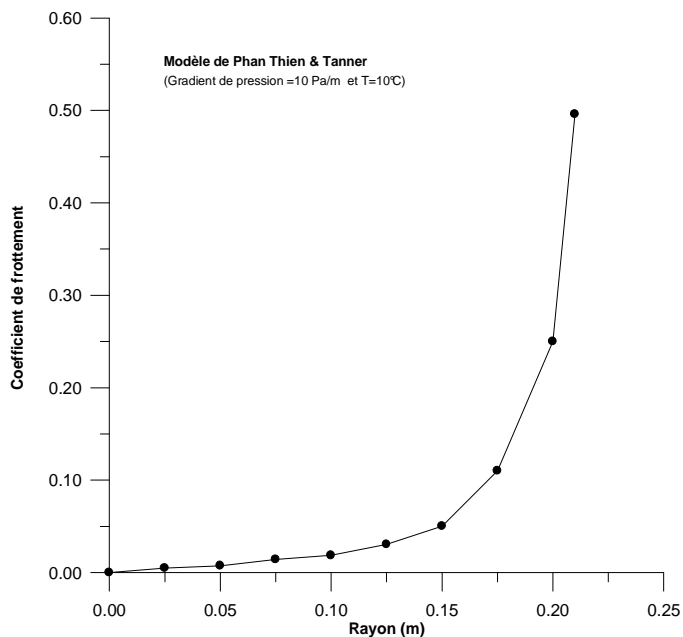


Fig.6 : Evolution du coefficient de frottement en fonction du rayon

On constate que la valeur maximale du coefficient de frottement atteint 0.5 pour un diamètre de pipe-line de 50 cm ce qui montre que le coefficient de frottement est lié avec les paramètres suivants qui sont le diamètre du pipe-line, le type du fluide (newtonien ou non newtonien), la pression et la température.

## IV.10. Conclusion

Nous avons caractérisé, dans ce chapitre, d'une part, la structure d'un écoulement symétrique engendré par des facteurs tels que, la température, la viscosité initiale, la viscosité à la limite et le rayon de la conduite et, d'autre part, fait l'analyse des valeurs moyennes de la vitesse de l'écoulement en fonction du gradient de pression sur les parois de la conduite.

Les contraintes normales et les contraintes tangentielles ont permis d'engendrer un mouvement principal de type parabolique. L'écoulement au voisinage de la paroi interne est caractérisé par la formation d'une zone critique où la vitesse prend des valeurs entre (2 et 4 m/s). Sous l'effet de la vitesse à la paroi, un milieu favorable est créé pour la génération de plusieurs types d'acides tels que les acides naphthéniques. Au voisinage de cette paroi interne, l'écoulement est caractérisé par des paramètres tels que le gradient de pression et la vitesse moyenne. Cette dernière (vitesse moyenne) prend des valeurs maximales au centre de la conduite.

La corrosion du pipe-line sur sa surface interne apparaît lors d'une variation de plusieurs facteurs avec l'augmentation de la température. Ceux sont ces variations qui changent la structure chimique du pétrole brut.

Plusieurs événements sont possibles tels que, les réactions chimiques et les effets de comportement de l'écoulement du pétrole brut. Le calcul des contraintes pariétales permet de comprendre l'adaptation morphologique du fluide non-newtonien. De plus, nous avons mis en relief que la corrosion, qui est due à la présence d'acides naphthéniques, est dépendante de la pression, de la vitesse et, s'accroît pour des températures allant de 200 à 400°C. Nous avons obtenu ces résultats selon des gradients de pression et de température représentatifs de la réalité car, notre travail répond à un besoin de l'industrie pétrolière et, il n'existe pour le moment que peu de solutions permettant de transporter le pétrole brut « acide » sans risque.

Enfin, du profil de la contrainte de cisaillement, obtenue par le modèle MPTT, la distribution du coefficient de frottement peut être obtenue comme le montre la figure (9) dans le cas où la température du fluide est  $T=10^{\circ}\text{C}$ . En s'approchant de la paroi interne du pipe-line, le coefficient de frottement croît considérablement pour atteindre la valeur 0.5.

## References

- [1] PHAN THIEN N., TANNER R.I. *A new constitutive equation derived from network theory*. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics- Elsevier Scientific Publishing Company - 1977.
- [2] KANE M., DJABOUROV. M. *Rheology and structure of waxy crude oils in quiescent and under shearing conditions*. Journal of Fuel-Elsevier Scientific Publishing Company, p 1591-1605 - 2004.
- [3] ACHAB L., BENHADID S. *Application d'une loi constitutive dans l'étude numérique de l'écoulement sanguin à travers une artère sténosée*. Rhéologie, vol.7, p 28-34-2005.
- [4] BOURNOVILLE B., COUSSOT P., CHATEAU. X. *Modification du modèle de Farris pour la prise en compte des interactions géométriques d'un mélange polydispersé de particules*. Rhéologie, vol.7, p 1-8-2005.
- [5] GARECHE M., ZERAIBI N., AMOURA M. *Etude rhéologique et comparative de fluide de forage par les modèles classiques et structuraux*. Rhéologie, vol.7, p 1-8-2005.

- [6] AMBLARD A., BOUSAID B. *Modeling of the blood flow in an aorta: an attempt. The MPTT and Modified MPTT models.* Journal of Engineering Tribology, IME.
- [7] BOUSAID B., PY C. *Modelling of the blood flow in the aorta: an attempt. Part II: The phenomenological and Dumbbell models.* Journal of Engineering Tribology, IME.
- [8] BOUSAID B., PY C. *Modelling of the blood flow in the aorta: an attempt. Part I: General considerations.* Journal of Engineering Tribology, IME.
- [9] MEWUIS J., MORTON M. D. *Constitution equation based on the transient network concept.* Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics- Elsevier Scientific Publishing Company, 1983.
- [10] EHRET P. *Contribution à l'étude du comportement de mécanismes lubrifiés sous chargement transitoire.* Mémoire de Doctorat- Institut national des Sciences Appliquées de Lyon, 1993.
- [11] MAKRIA A. *Comportement rhéologique des émulsions concentrées de pétrole brut lourd dans l'eau.* Ecole nationale supérieure de techniques avancées. Rapport de recherche 194, Novembre 1984.