



Les additifs chimiques en production pétrolière : définitions, principes, rôles et mode de sélection

A. Boukadi ^a, H. Amri ^{b*}

^a ETAP, 27bis avenue Kheireddine Pacha, 1002 Tunis, Tunisie

^b Faculté des Sciences de Tunis, Campus Universitaire 2092, Tunis, Tunisie

(Reçu le 24 Octobre 2002, accepté le 9 Juin 2003)

ABSTRACT : Oilfield waxes and emulsions are petroleum by-products that increase the costs of production, transportation, and refining by causing equipment failures, plugged pipelines, and decreased throughput. This paper explains the physical and chemical problems associated with waxes and emulsions and the new technologies for treatment of these problems by chemical additives.

Key words : emulsions, paraffinic deposits, chemical additives

RESUME : Les produits chimiques additionnés aux huiles brutes produites représentent souvent un coût relativement important. Le choix et l'optimisation des quantités de produits à additionner permettent de réduire dans beaucoup de cas ces coûts. Toutefois, ces choix et cette optimisation sont généralement faits en confrontation à des difficultés technologiques liées à la nature des effluents produits ainsi qu'à celles des additifs chimiques disponibles.

Mots clés : émulsions, dépôts de paraffines, additifs chimiques

INTRODUCTION

L'effluent rencontré à la sortie des puits producteurs de pétrole est généralement un mélange d'eau, de gaz et d'huile brute. L'exploitation de l'huile brute de pétrole n'est donc pas simple. Parmi les problèmes les plus importants et qui doivent être résolus avant toute mise en production, nous pouvons citer : les dépôts de paraffines et les émulsions d'eau.

L'utilisation des additifs chimiques représente souvent la solution de rapidité pour remédier aux difficultés rencontrées. A chaque type de problème correspond une formulation spécialement conçue [1]. Ainsi, aux dépôts de paraffines dans les installations correspondent des produits chimiques inhibiteurs de dépôts ; lorsque l'huile brute produite contient une émulsion, l'ajout de désemulsionnant est alors impératif. Sur le marché, il existe une grande panoplie d'additifs chimiques dont le choix pour le traitement d'un problème de production donné, nécessite une bonne connaissance des procédés pétroliers. La sélection d'un produit chimique doit se faire selon des méthodes spécifiques de laboratoire ; son application sur le chantier ne peut être définitive qu'après des essais de tests réels sur le site de production.

* correspondant : e-mail: hassen.amri@fst.rnu.tn



Dans ce papier, nous nous proposons d'expliquer les aspects fondamentaux et les mécanismes qui gouvernent les problèmes des émulsions et les dépôts de paraffines rencontrés au niveau des champs pétroliers. Nous parlerons ensuite de la mise en application des additifs chimiques comme solution aux problèmes précédemment cités ; les exemples d'application qui seront cités illustreront l'expérience Tunisienne dans ce domaine.

A-Problèmes des émulsions

La présence d'eau dans les bruts est toujours préjudiciable à une bonne exploitation. Elle se traduit par une augmentation de la viscosité, la corrosion des surfaces métalliques, la prolifération des bactéries, une mauvaise qualité de l'huile produite ainsi qu'une quantification erronée des quantités d'effluents acheminés. Il serait donc impératif de procéder à la séparation de l'eau sur le lieu même de la production d'autant plus que des pénalités sont appliquées au-delà d'une certaine limite (0.1%).

D'un point de vue chimique, l'eau mélangée au brut peut être une eau libre, qui ne pose pas de problème au producteur et dont la séparation se fait naturellement par simple décantation ; ou bien une eau liée ou émulsionnée, laquelle ne pourra se séparer de l'huile que par des traitements spéciaux. Dans ce dernier cas, il s'agit d'émulsions d'eau, qui est la phase dispersée, dans l'huile qui représente la phase continue [2]. La quantité d'eau émulsionnée varie d'un champ à un autre, pouvant même atteindre 95% d'eau pour certains puits producteurs (exemple de puits existant en Tunisie).

La stabilité des émulsions dépend essentiellement de leurs propriétés physico-chimiques :

- elle sera d'autant plus stable que la différence de densité des deux phases sera faible ;

- elle sera d'autant plus grande que la viscosité de la phase dispersée sera élevée ;

- elle sera d'autant plus stabilisée par l'existence de couches d'adsorption formées par certaines substances naturelles à l'interface eau -huile. Ces substances entraîneront la diminution de la tension interfaciale des deux liquides et constitueront une barrière s'opposant à la rupture de l'émulsion. Toutes les études existantes permettent de distinguer quatre grands groupes d'agents naturels stabilisants de l'émulsion et qui sont : les asphaltènes, les acides naphthéniques, les amines et les porphyrines.

La rupture des émulsions ou désémulsions se fait selon deux étapes successives : la décantation et la coalescence [3,4].

- La vitesse de décantation des gouttelettes d'eau, supposées sphériques, est donnée par la

$$\text{Loi de Stokes : } V = [2 r^2 (d_1 - d_2) g] / 9 \mu .$$

V : vitesse de chute de la goutte (cm.s⁻¹)

r : rayon de la goutte (cm)

d₁ et d₂ : masses volumiques respectives de l'eau et du pétrole brut (g.cm⁻³)

μ : viscosité du brut (poises)

g : pesanteur

Plus le rayon des gouttelettes sera grand, plus la viscosité sera faible et plus la décantation sera rapide.

- La coalescence est favorisée par : a) le réchauffage qui permet la diminution de la viscoélasticité de la couche interfaciale ; b) l'agitation qui s'assimile à une réaction chimique bimoléculaire en favorisant le nombre et l'énergie des chocs ; c) la tension électrique qui, par la création d'un champ électrique polarise et déforme les gouttelettes d'eau par élongation ; d) les désémulsionnants ou produits tensioactifs. Leur principe général consiste à augmenter la valeur des



rayons des gouttelettes, facilitant ainsi la coalescence par action sur le film interfacial. C'est ce mode de traitement, très courant dans l'industrie pétrolière en Tunisie, que nous développerons.

A-1. Les tensioactifs désémulsifiants

Ce sont des composés qui, injectés en faible quantité, se dispersent dans l'émulsion, diffusent jusqu'à l'interface eau-huile et jouent le rôle de déstabilisants d'où une séparation complète et rapide de l'eau. Il résulte de cette action une eau exempte d'hydrocarbures et une huile anhydre. Les produits désémulsifiants comportent une chaîne hydrocarbonée lipophile et un groupement hydrophile, ce qui leur confère des propriétés tensioactives [5,6]. Divers types de désémulsifiants ont été synthétisés depuis le début du siècle. Une liste indicative est regroupée dans le tableau I. Ces désémulsifiants peuvent être classés en trois catégories selon la polarité de leur groupement hydrophile :

- Les tensioactifs anioniques sont des composés polaires se fixant à l'interface. Ils tendent à former une émulsion huile-eau, et déstabilisent de ce fait l'émulsion eau-huile. Parmi les plus employés, nous pouvons citer les sels d'acides gras de formule $\text{RCOO}^- \text{Na}^+$ et divers produits de synthèse, tels que les sulfates d'alkyle $\text{R}-\text{OSO}_3^- \text{Na}^+$ ainsi que certains sulfonates $\text{R}-\text{SO}_3^- \text{Na}^+$;
- Les tensioactifs cationiques sont polaires et réagissent par neutralisation ionique des charges présentes à l'interface comme des sels d'ammonium quaternaires $(\text{RN}^+(\text{R}')_3\text{Cl}^-)$
- Les tensioactifs non ioniques.

Les désémulsifiants de la dernière génération sont des polyesteramines obtenus par polycondensation d'un copolymère d'oxyde d'éthylène et d'oxyde de propylène, d'une amine éthoxylée et d'un acide dicarboxylique.

Tableau I : Evolution des désémulsifiants

Période	Teneur à injecter (ppm)	Produits types
1920	1.0	Acides naphténiques, alkylaryl-sulfonates
1930	1.0	Esters d'acides sulfo-succiniques, sulfonates de pétrole
Depuis 1935	100 à 500	Acides gras éthoxylés, alcools gras, alkyl phénols
Depuis de 1950	100	Copolymères d'oxyde d'éthylène/oxyde de propylène
Depuis 1965	30 à 50	Amines éthoxylées
Depuis 1976	10 à 30	p-alkylphénols
Depuis 1986	5 à 20	Polyesteramines

A-2. Mode de sélection

Malgré une bonne connaissance des propriétés de l'émulsion ainsi que de la nature des rupteurs de l'émulsion, il est difficile de prédire sans tests préalables, le meilleur désémulsifiant pour un brut donné. Ces tests doivent être réalisés en deux étapes :

- En premier lieu, sur le champ même de production puisque les tests de sélection doivent être réalisés sur une émulsion fraîche, c'est à dire non rompue et non oxydée. La méthode universellement connue est la méthode dite *Bottle test*¹ décrite sommairement ci-dessous :

¹ Bottle test : test de la bouteille



Une quantité d'émulsion (100 mL) est placée dans une éprouvette à fond conique, elle-même placée dans un bain thermostaté à la température du séparateur de chantier. On introduit une quantité de désémulsifiant de dosage connu (par exemple 2% dans un mélange de xylène-méthanol 3:1) et on note la quantité d'eau décantée à des intervalles de temps réguliers. En fin de décantation, l'observation de l'aspect de l'interface eau-huile ainsi que de la limpidité de l'eau séparée, donne une première indication sur l'action du désémulsifiant. Une courbe représentant la quantité d'eau décantée en fonction du temps est alors tracée. Les tests sont répétés pour plusieurs types de dosages pour divers types de tensioactifs dans le but de déterminer le désémulsifiant le plus efficace à un dosage optimal. Il est à noter que le désémulsifiant le plus efficace sera celui qui permettra une séparation rapide et maximale des deux phases huile et eau, soit une qualité de déshydratation optimale. Il est tout de même conseillé, de doser l'eau qui peut être éventuellement retenue dans le brut par la méthode de distillation azéotropique [7].

Après sélection du désémulsifiant le mieux adapté aux impératifs techniques des installations du champ, un test industriel de 2 à 4 semaines doit se faire pour confirmer ou infirmer les résultats du Bottle-test. Le test industriel permet également d'optimiser le taux d'injection du produit pour en réduire les coûts au maximum.

- La deuxième phase est un suivi qui se fait au laboratoire. Il permet grâce à des tests supplémentaires de confirmer l'efficacité du tensioactif choisi. Les tests correspondants à ce contrôle sont divers, nous citerons :

- le dosage de l'eau par la méthode Karl-Fisher [8];
- la teneur en sédiments [9];
- la teneur en eau et sédiments [10]

A-3. Mode d'application

Le désémulsifiant est injecté à l'état pur à l'aide d'une pompe doseuse. Les points d'injection les plus courants sont dans les puits ou dans la collecte (Figure 1), lieux à régimes turbulents. Il est essentiel d'avoir un mélange rapide du désémulsifiant avec le fluide produit (huile brute + eau) pour une séparation rapide et afin d'obtenir une huile exempte d'eau. Parfois et à titre d'appoint, si l'huile contient encore une petite quantité d'eau après le séparateur, un traitement complémentaire consistant à rajouter une certaine quantité de désémulsifiant, peut être appliqué dans les bacs de stockage munis d'un système d'agitation.

A-4. Aspects pratiques

La plupart des pétroles bruts produits en Tunisie renferment des proportions variables d'eau en émulsion ou non, avec des quantités d'eau pouvant varier de 1 à 95% en tête de puits. La désémulsion des bruts réduit considérablement la viscosité d'où, une amélioration des opérations de transport, de pompage et des vitesses d'écoulement ainsi qu'une diminution importante de la corrosion des équipements de surface de production et des unités de raffinage. Il est donc nécessaire que la séparation d'eau se fasse très tôt, dès que le brut atteint les installations de surface (tête de puits). Généralement, la spécification d'achat du pétrole brut limite la valeur de la teneur en eau et sédiments à quelques dixièmes de pourcent. Mis à part quelques exceptions, (traitement par chauffage), tous les puits producteurs sont traités avec des désémulsifiants choisis selon les méthodes précédemment décrites. Il faut bien noter que les émulsions existantes ainsi que les quantités d'eau produites ne sont pas reproductibles dans le temps, impliquant que le choix du désémulsifiant n'est pas définitif. Un suivi régulier sur le site des variations des quantités d'eau ainsi que de l'efficacité du produit choisi, doit être réalisé. Un exemple d'application de ces règles de base est donné ci après :

Le puits nommé EA situé au centre de la Tunisie produit un mélange d'huile brute (HEA) et d'eau avec une teneur en eau et sédiments (BSW) égale à 49% (v/v). Au début de la mise en production de ce champ, il s'est avéré que la teneur en eau produite et mesurée, est en partie libre 45% (v/v) et en partie liée 4% (v/v). Afin d'être commercialisée, l'huile produite (HEA) doit être débarrassée de cette eau liée. A cet effet, 5 litres de produit désemulsifiant étaient injectés par jour en tête de puits durant deux années. La mesure de la teneur en eau liée de HEA au laboratoire, a démontré que HEA est anhydre sans adjonction de désemulsifiant. L'arrêt de l'injection du désemulsifiant au niveau du chantier a confirmé les résultats du laboratoire.

B-Problèmes des dépôts de paraffines

Les huiles brutes sont capables de déposer deux types de solides organiques durant la production et le transport : les paraffines et/ou les asphaltènes qui font partie intégrante de la constitution chimique de la plupart des huiles brutes. Les dépôts de paraffines et d'asphaltènes dans les équipements de surface ou dans les puits et les collectes affectent considérablement les opérations de production. Les huiles brutes se trouvent dans le fond à des températures assez élevées pour les maintenir en solution. Quand l'huile est produite, l'équilibre naturel est rompu. La perte de gaz dissous, le refroidissement de l'huile lors de sa migration dans la colonne de production (Figure 1) ainsi qu'au niveau des conduites extérieures des installations de surface sont parmi les facteurs causant la précipitation des paraffines et des asphaltènes [11-15]. En fait, ce n'est pas la présence de ces produits organiques du pétrole qui est la cause de problèmes opérationnels, mais plutôt leur précipitation qui entraîne un arrêt de la production pouvant être chiffrée en milliers de dollars à l'industrie pétrolière. La sévérité des dépôts varie énormément, en fonction de la composition de l'huile brute, de la profondeur du puits, de la température, de la pression de travail ainsi que des procédés de production.

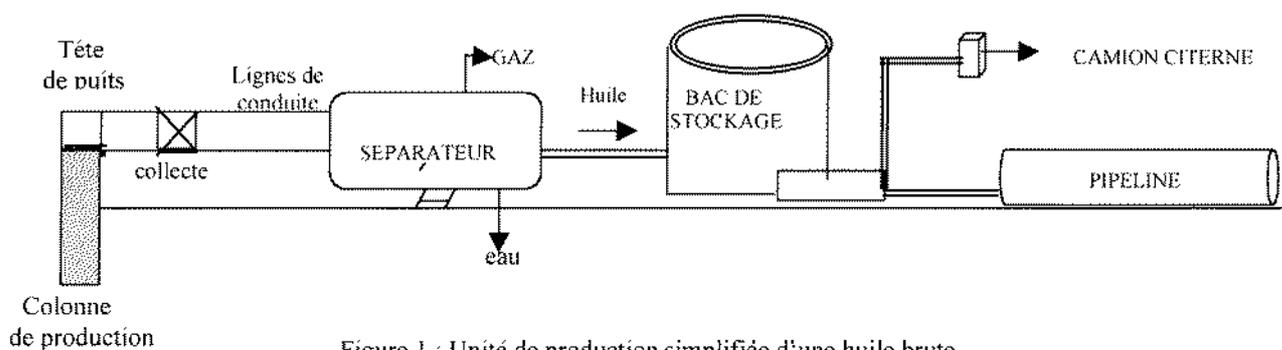


Figure 1 : Unité de production simplifiée d'une huile brute

Dans ce mémoire, nous développerons essentiellement les problèmes de dépôts de paraffines qui se rencontrent en Tunisie et qui sont plus fréquents que ceux des asphaltènes.

B-1. Diagnostic du problème et conséquences immédiates

Les indications initiales d'un dépôt de paraffines sont:

- la décroissance du débit de production,
 - le mouvement restreint des pompes,
 - la pression résiduelle dans les canalisations,
 - les dépôts dans les bacs de stockage.
- Les conséquences immédiates consistent en une diminution de la production et par voie de conséquence, la nécessité d'une puissance de pompage supplémentaire, des travaux de



nettoyage impliquant l'arrêt de la production, la fissuration du tube de production à cause de l'augmentation de pression, l'arrêt du pipeline, la capacité réduite de stockage et l'estimation erronée des volumes produits. En conclusion, un dépôt de paraffines peut s'avérer très onéreux s'il n'est pas détecté ou prévu. D'un point de vue physico-chimique, trois grands problèmes sont posés : viscosités élevées, grande tension de cisaillement du redémarrage et dépôt d'un gâteau de paraffines sur les parois.

B-2. Les dépôts de paraffines

Les teneurs des huiles brutes en paraffines peuvent varier de 2 à 50%. Elles peuvent se solidifier à des températures allant de 60 à -20°C . Les paraffines sont des hydrocarbures répondant à la formule générale $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, liés en chaînes droites, ramifiées ou cycliques. En terminologie pétrolière habituelle, le terme paraffine est trop souvent attribué à toute fraction organique du pétrole brut qui, dans des conditions normales, peut précipiter pour former des dépôts ou des agglomérats colmatant les conduites des installations de production [16,17]. En fait ces dépôts ne sont jamais purs, mais contiennent d'autres familles de constituants tels que des asphaltènes, des résines, des sédiments ainsi que de l'huile brute piégée.

B-3. Méthodes de traitement

Il existe trois méthodes de traitement des dépôts de paraffines : mécanique, thermique et chimique. Le choix de celles-ci doit être précédé d'une évaluation correcte du problème [13-18]. En effet, les méthodes mécaniques ont pour avantage principal l'épuration certaine des lieux de dépôts. L'inconvénient est l'arrêt des puits producteurs au moment de l'application.

Les méthodes thermiques de traitement sont très coûteuses mais incontournables lorsqu'il s'agit d'une huile brute à température de précipitation des paraffines très élevée : cas du brut d'Ezzaouia qui se trouve dans le sud-est de la Tunisie.

Les méthodes chimiques, très répandues et plus faciles à mettre en action sont divisées en deux grandes classes : les méthodes préventives et les méthodes curatives. Le choix dépendra des quantités de paraffines accumulées, des conditions thermodynamiques d'exploitation des puits ainsi que des installations de surface.

B-3.1. Méthodes curatives : Les produits chimiques employés sont des solvants qui sont ajoutés aux endroits où il y a eu dépôt afin de dissoudre la paraffine. De nombreux solvants sont employés en l'occurrence : les condensats de pétrole, les composés aromatiques : xylène et toluène, les terpènes ou divers mélanges de tous ces produits. Les principales propriétés de ces solvants sont la solubilisation, la volatilité, le point éclair, la densité et l'odeur.

B-3.2. Méthodes préventives : on emploie, en général, des produits inhibant la formation de dépôts de paraffines. Ceux-ci peuvent être groupés en deux grandes classes : les dispersants de paraffine et les abaisseurs de point d'écoulement.

B-3.2.1. Les dispersants de paraffines

Ils sont classés selon leur action en trois groupes:

- les agents mouillants [19,20]. Leur action se fait par la formation d'un film moléculaire sur la surface des conduites de production, rendant cette dernière hydrophile. Si de l'eau libre est produite avec l'huile brute, une mince couche est absorbée par le film dispersant et la diminution de l'angle de contact (Figure 2) va prévenir l'adhésion de la paraffine [21].

- Les dispersants de cristaux : sont des produits empêchant les cristaux de paraffines de s'agglomérer. Ce sont des combinaisons de naphthalène et d'anthracène [20].
- Les modificateurs de cristaux de cire : sont supposés prévenir l'adhésion des molécules de paraffines les unes aux autres, ce qui a pour effet de retarder le dépôt ou d'inhiber sa formation [22,23]. Ce sont habituellement des produits à base de polymères. Un exemple très commun est le polyalkyl acrylate.

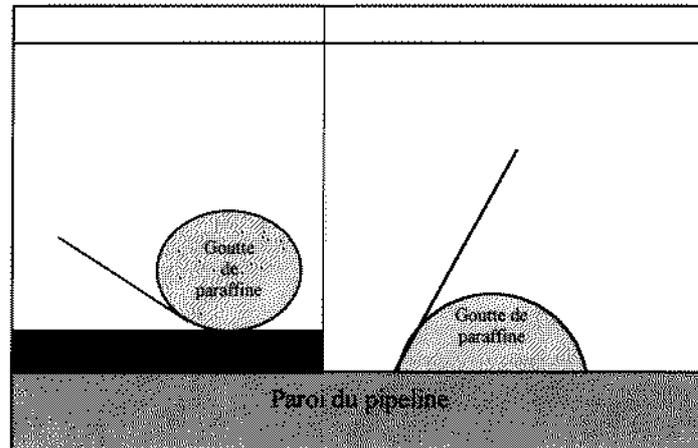


Figure 2: Effet du dispersant sur la paroi du pipeline

B-3.2.2. Les abaisseurs de point d'écoulement

Leur action est une combinaison de l'action du dispersant et des modificateurs de cristaux. Le produit chimique modifie la structure du cristal de la molécule de paraffine quand l'huile se refroidit et disperse les cristaux de paraffine précipités. Ce mécanisme permettra la prévention de la formation d'une structure enchevêtrée et diminuera la température à laquelle le brut gèlera. Les produits possédant cette propriété sont des copolymères.

B-4. Mode de sélection

B-4.1. Sélection d'un solvant

Deux tests rapides peuvent être réalisés au laboratoire et sur le chantier lorsque nous nous trouvons en présence d'un dépôt de paraffine déjà formé [24] :

- le test du solvant qui consiste à enduire un tamis avec la paraffine pour dissoudre et humecter ce dépôt. Le test est mené avec différents solvants. Le produit qui aura le meilleur effet du point de vue dissolution et vitesse de dissolution sera choisi.

- La recherche du seuil de précipitation qui consiste à additionner divers solvants à différentes teneurs sur l'huile brute fraîche, placée dans des flacons maintenus dans un bain refroidi à 0°C. Un échantillon d'huile non traitée sera placé dans les mêmes conditions et servira de référence. Le suivi de la fluidité se fait en penchant périodiquement les flacons à 45° (toutes les 10 minutes par exemple). Le solvant le plus adéquat sera celui qui permettra à l'huile refroidie, de garder sa fluidité le plus longtemps possible.

Les résultats de ces tests ne peuvent être qu'approximatifs étant donné l'urgence des interventions sur le chantier. Des analyses complémentaires doivent être réalisées au laboratoire.

B-4.2. Sélection d'un inhibiteur

Le laboratoire est une étape essentielle pour la sélection d'un inhibiteur avant les tests industriels. Le choix de l'additif approprié nécessite la détermination de certains paramètres spécifiques par des méthodes normalisées. Nous pouvons citer :



- le point d'écoulement qui est par définition, la température à laquelle l'huile coule encore lorsqu'elle est refroidie dans des conditions standard. La méthode utilisée est l'ASTM D97 [25].

- les propriétés rhéologiques : le moyen le plus utilisé pour le transport de grands volumes d'huile est le pipeline. Là aussi, l'opérateur peut se retrouver confronté à certaines difficultés relatives aux propriétés de l'huile elle-même [26,27]. Certaines huiles ont une viscosité qui ne dépend pas de la vitesse d'écoulement. Ce sont des huiles à comportement Newtonien. Les huiles brutes paraffiniques, par contraste, ont un comportement différent, puisque leur gradient de vitesse est dépendant de la viscosité. La connaissance des propriétés rhéologiques de l'huile en question sous certaines conditions de cisaillement et à une température connue est une approche indispensable pour pouvoir décider du choix du traitement préventif à adopter lors de l'acheminement de l'huile. Trois paramètres sont traités : la viscosité sous cisaillement, la pression de redémarrage et la quantité de paraffine déposée.

B-5. Aspects pratiques

Une application réussie des additifs chimiques au niveau des champs pétroliers, préalablement sélectionnés au laboratoire et/ou sur le site même de la production, doit se faire en des points d'injection qui permettent un mélange intime du produit avec l'huile brute par exemple au niveau de la ligne de conduite entre la tête de puits et le séparateur (Figure 3).

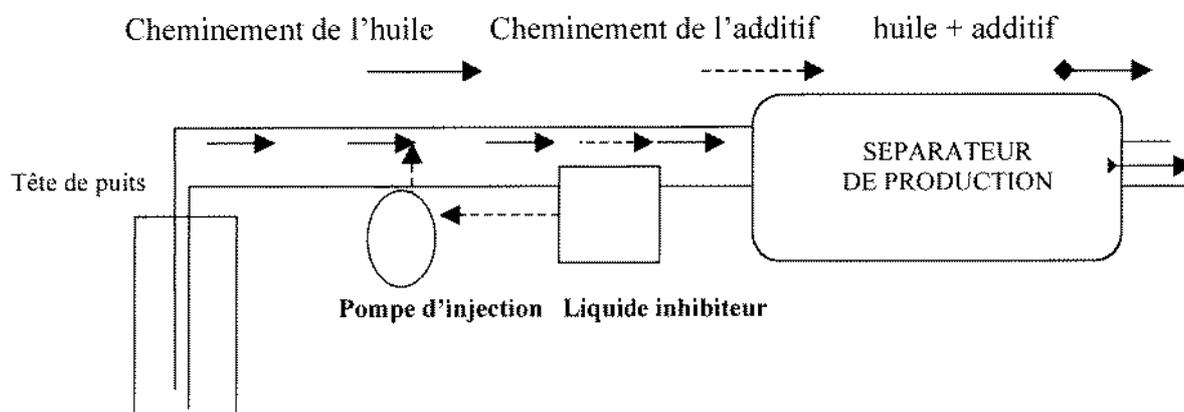


Figure 3: Exemple de point d'injection du produit chimique

Le tableau II regroupe les résultats d'un suivi réalisé sur une huile (H1) dont le point d'écoulement réel est égal à 18°C. Trois campagnes de test sur le site de production ont été réalisées pour le choix d'un additif, abaisseur de point d'écoulement. Les résultats obtenus sont à comparer à une huile de référence (H2).

Les résultats de ce suivi montrent :

- des abaissements notables du point d'écoulement de H1 qui passe respectivement de 18°C à des valeurs de 5 et 2°C en présence de l'additif A (115 ppm) et de l'additif C (50 ppm);
- une diminution très importante des coûts alloués avec des résultats appréciables du point de vue de l'écoulement, a été observée lors de l'utilisation de l'additif C.



Tableau II: Résultats des essais réalisés avec 3 additifs A, B et C sur H1

	H1 sans additif	H1 + A (115ppm)	H1 + B (115ppm)	H1 + C (50ppm)	H2
Densité à 15.6°C	0.8323	0.8299	0.8299	0.8274	0.8016-0.8250
Teneur en eau et sédiments (% vol)	0.025	0.025	0.025	0.05	< 1
Point d'écoulement PP °C	+18	+5	+11	+2	< 0
Coûts des additifs (USD)	-	200	150	60	-

CONCLUSION

Les émulsions et les dépôts de paraffines peuvent se rencontrer dans n'importe quel champ pétrolier et à n'importe quel niveau des installations. Ce sont des problèmes auxquels les opérateurs et les producteurs doivent faire face avec des programmes de traitement. Ces programmes curatifs pour certains champs, préventifs pour d'autres, sont spécifiques à chaque champ. L'expérience Tunisienne dans ce domaine couvre tous les champs pétroliers en production. Le suivi régulier et l'établissement de programmes d'actions technico-économiques basés sur diverses méthodes de traitements ont permis, à ce jour, d'éviter beaucoup de pertes matérielles faisant suite à des arrêts de production.

Les méthodes par traitement chimique sont les plus utilisées. Les additifs chimiques contribuent largement à la résolution de divers problèmes rencontrés au niveau de la production pétrolière. Leur utilisation sur les sites pétroliers se fait selon un programme qui se résume en cinq étapes essentielles :

- la sélection au laboratoire
- optimisation du taux d'injection
- test réel sur le site de production
- contrôle périodique de l'efficacité du traitement,
- adaptation aux modifications des conditions d'exploitation.

REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient ETAP d'avoir permis la publication de ce travail.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] J. F. Gravier, *Cours de Production*, Editions Technip, 1986, 2.
- [2] D. G. Thompson, S. D. Taylor, D. E. Graham, *Colloids and Surfaces*, 1985, 15, 175.
- [3] D. J. Miller, *Colloid and Polym. Sci.*, 1987, 265, 342.
- [4] CECA Prochinor, *Document de la Division des Produits Chimiques Pétroliers*, 1990.
- [5] L. L. Schramm, E. E. Isaacs, R. S. Chow, R. J. Mikula, *Emulsions : Fundamentals and*



Applications In the Petroleum Industry, 1992.

- [6] F. Staiss, R. Böhm, R. Kupfer, *Society of Petroleum Engineers*, 1991, 334.
- [7] ASTM Standard D-5853, *Standard Test Method for Water in Petroleum Product and Bituminous Materials by Distillation*.
- [8] ASTM Standard D-1744, *Standard Test Method for Water in liquid Petroleum Products by Karl Fisher Reagent*.
- [9] ASTM Standard D-473, *Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method*.
- [10] ASTM Standard D-96, *Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oils*.
- [11] T. O. Allen, A. P. Roberts, *Productions Operations*, 1982, 2, 11.
- [12] R. N. Tuttle, *J. Petroleum Technology*, 1983, 1192.
- [13] L. R. Houcin, L. M. Hudson, *Society of Petroleum Engineers, SPE 14818*, 1986.
- [14] M. Sanjay, B. Simanta, S. Kulwant, *Society of Petroleum Engineers, SPE 28181*, 1995.
- [15] S. J. Park, G. A. Mansoori, *J. Energy sources*, 1988, 10, 109.
- [16] N. F. Carnahan, *J. Petroleum Technology*, 1989, 1024.
- [17] H. P. Ronningsen, B. Bjorndal, A. B. Hansen, W. B. Pedersen, *Energy and Fuels*, 1991, 5, 895.
- [18] G. G. McClaffin, D. L. Whitfill, *J. Petroleum Technology*, 1984, 1965.
- [19] C. F. Parks, *Oil and Gas Journal*, 1960, 58, 97.
- [20] J. Knox et al, *Society of Petroleum Engineers*, 1962, SPE 443.
- [21] Servo paraffin inhibitors dispersants and removers, *Document Servo division*.
- [22] Buccaram, *J. Petroleum Technology*, 1967.
- [23] G. G. McClaffin, D. L. Whitfill, *Society of Petroleum Technology Conference*, paper 12202, 1983.
- [24] Problèmes de corrosion, bactéries et solides rencontrés sur les champs pétroliers, *Document Baroid*.
- [25] ASTM Standard D-97, *Standard Method of Test for Pour Point of Petroleum Oils*.
- [26] E. D. Burger, T. K. Perkins, J. H. Striegler, *J. Petroleum technology*, 1981, 33, 1075.
- [27] C. Cheng, D.V. Boger, Q. D. Nguyen, *Society of Petroleum Engineers*, 2000, 5, 148