

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

**Hariti Mohammed El-amine, Hamidane Ayoub,
Daha Abdelfatah**

-THEME-

Etude de l'efficacité des nanotubes de carbone pour l'adsorption des asphaltènes
et leur application dans l'EOR chimique du pétrole Algérien

Soutenu le : 11 / Juin /2022

Devant la commission d'examen

Président :	Mr. Arbaoui Mohamed Ali	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	M ^{elle} Boufades Djamila	MCB	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. Lebtahi Hamid	MCB	Univ. Ouargla
Co-encadreur 1 :	Mr. Miloudi Mustapha	MAA	Univ. Ouargla
Co-encadreur 2 :	Mr. Adjou Zakaria	Doctorant	Univ. Ouargla

« Le vrai point d'honneur n'est pas d'être toujours dans le vrai. Il est d'oser, de proposer des idées neuves, et ensuite de les vérifier »

Pierre-Gilles de Gennes

Remerciement

Ce travail de recherche a été réalisé dans le laboratoire de département de production des hydrocarbures, faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et de science de la terre et de l'univers, Université KASDI MERBAH- OUARGLA sous la direction de M^{elle}. BOUFADES DJAMILA.

Avant tout, nous remercions "ALLAH " le tout puissant de nous avoir donné la santé, la force, le courage, la patience et nous a permis d'exploiter les moyens disponibles à fin d'accomplir ce modeste travail. Merci de nous avoir éclairé le chemin de la réussite.

Ce projet de thèse n'aurait pu aboutir sans les nombreuses personnes qui nous ont aidé chacune à leur façon et que nous tenons à remercier.

Nous adressons nos plus sincères remerciements à notre encadreur M^{elle} BOUFADES DJAMILA pour son appui, son orientation et ses conseils qui nous ont été très précieux.

Nous tenons à remercier Mr. MILLOUDI MUSTAPHA pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide pour construire l'installation Micromodèle . nous remercions également Mr. Adjou Zakaria pour son aide .

Nous exprimons notre profonde gratitude à Mr Arbaoui Mohamed Ali qui nous fait le plaisir de présider le jury de ce mémoire .

Nous remercions sincèrement , Monsieur Lebtafi Hamid, pour sa participation à ce jury en tant que examinateurs.sa présence est garante pour nous d'un examen rigoureux et d'une critique juste de notre travail .

Nos remerciements s'adressent également au personnel de DP IRARA –Sonatrach et en particulier Mr Meriouma Abderraouf.

Nous ne sans oublier de remercier tous les membres de Centre de recherche scientifique et technique en analyses physico- chimique CRAPC. Surtout le directeur Mr. BENKHALFA HAKIM pour tous les précieuses informations fournies et pour tout son aide.

Nous remercions chaleureusement le personnel de laboratoire Géologie saharienne de centre de recherche et en particulier Omar Gadjà pour les analyses DRX et XRF

Nous tenons à remercier tous les enseignants du département de production des hydrocarbures .

Une pensée particulière pour l'ensemble des enseignants ayant contribué à notre formation durant notre cycle d'étude et à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail, qu'ils trouvent ici notre sincère et profonde gratitude.

Enfin, nous nous remercions gracieusement tous nos collègues de la promotion 2021-2022, et nous leur souhaitons beaucoup de réussite.

Encore une fois un grand Merci à tous!

Dédicaces

À L'aide d'*ALLAH*, le tout puissant, j'ai pu réaliser ce travail

que je dédie :

À mes très chers parents en témoignage de ma reconnaissance pour leur patience, leurs sacrifices et leur soutien tout au long de mes études. Qu'*ALLAH* leurs prête santé.

À mes frères : *Fatih*, et le petit adorable *Mohammed El chérif*

À mes chères sœurs : *Leyla* et *Souaâd*

À tout ma famille : *Hariti*

À mon trinôme *Ayoub* et *Abdelfatah* qui sont partagées avec moi les moments difficiles pour réaliser ce travail.

À tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions, en particulier : *Tarek* et *Khaled*.

À tous mes collègues de ma promotion 2019 / 2020

À tous ceux que j'aime, sans lesquels tout ceci n'aurait aucun sens....

Mohammed El-amine

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

*A ma très chère **Mère** et mon très cher **Père** et mon chère **Tante***

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes
études.*

A ceux qui ont veillé pour mon bien être

*A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles
de ma vie.*

*A mes très chères Sœurs : **Youssra et Aya***

*A mes très chères Frères : **Ossama, Zino , Yahia , Walid ,Yassin et Mohamed**
qui sont toujours ma source de courage.*

*A mes chers amis **Badro, Bachir.***

*A mon trinôme **Mohammed El-amine et Abdelfatah.***

Sans oublier mes collègues de promo.

Ayoub

Dédicaces

En premier lieu, au *Dieu* tout puissant de m'avoir accordé la puissance et la volonté pour terminer ce travail.

Je dédie ce modeste travail à :

A ma très chère *Mère* et mon très cher *Père* qui m'ont soutenu tout au long de ma vie scolaire et universitaire.

A mes sœurs : *Hanane, Fatima* et *Salima*

A mon frère : *Mokhtar*

Et à tous les membres de ma *Grande famille*

A mon trinôme *Mohammed El-amine* et *Ayoub*.

Aussi, je dédie travail à tous mes Cher amis

A tous *Les Enseignants* et toutes *Les Enseignantes d'Hydrocarbures*

A tous ceux qui mon aider de près de loin pour la réalisation de ce Modest travail.

Abdelfatah

Résumé :

De nos jours, il est bien difficile de vivre sans pétrole. Ce produit est le fruit des dégradations et maturations successives des matières organiques et minérales, il est à la base de notre économie mondiale. L'exploitation du pétrole brut s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôts des asphaltènes.

Notre travail a pour objectif, d'étudier Les dépôts des asphaltènes qui se forment à la fois dans le réservoir au voisinage des puits, dans le puits et dans les équipements de surface véhiculant les fluides de production. Le traitement de ces dépôts représente un réel défi pour les pétroliers.

L'historique du puits, les paramètres thermodynamiques qui accentuent les dépôts, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés permettent de bien comprendre et déterminer la nature de l'endommagement, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation du solvant adéquate pour le traitement.

Mots clés : Champ pétrolière HMD, production, puit, pétrole brut, endommagement, dépôts des asphaltènes, traitement.

Abstract :

Nowadays, it is very difficult to live without oil. This product is the result of the successive degradation and maturation of organic and mineral matter, it is the basis of our global economy. The exploitation of crude oil has encountered difficulties related to the clogging of pipes by deposits of asphaltenes.

The aim of our work is to study the deposits of asphaltenes that form both in the reservoir in the vicinity of wells, in the well and in the surface equipment carrying the production fluids. The treatment of these deposits represents a challenge for oil companies.

The history of the well, the thermodynamic parameters that accentuate the deposits, and the analysis of samples of the fluids and the various deposits recovered make it possible to fully understand and determine the nature of the damage, its location, the means of treating it, and the formulation of the appropriate solvent for treatment.

Keywords: HMD oil field, production, well, crude oil, damage, asphaltene deposits, treatment.

المخلص:

في أيامنا هذه، من الصعب العيش بدون بترول. هذه المادة هي ثمرة العديد من التحولات التي تطرأ على المادة العضوية والمعدنية، ويعتبر القاعدة الأساسية للاقتصاد العالمي. ولكن هناك صعوبات تواجه إنتاج البترول مرتبطة بانسداد انابيب وقنوات نقله بالترسبات الاسفلتية.

يهدف عملنا الى دراسة رواسب الاسفلت التي تتشكل عادة في الخزان بالقرب من الابار، وفي الابار، وفي المعدات السطحية التي تحمل سوائل الإنتاج. تمثل معالجة هذه الرواسب تحديا حقيقيا لعالمي إنتاج النفط.

تاريخ الآبار والعوامل الحرارية التي تساهم في تشكل الترسبات، وتحليل عينات الموائع والترسبات المختلفة المستخرجة تسمح بفهم وتحديد طبيعة الضرر؛ وموقعه، وطرق التعامل معه، وصياغة المذيب المناسب لمعالجة الضرر.

الكلمات المفتاحية: الحقل البترولي حاسي مسعود، إنتاج، بئر بترولي، البترول الخام، الضرر، الترسبات الاسفلتية، المعالجة.

Liste des figures

Figure I.1	Localisation de colmatage	03
Figure I.2	Cake interne et externe	04
Figure I.3	Représentation schématique de la zone envahie	05
Figure I.4	Emulsion	06
Figure I.5	Endommagement dû aux perforations	06
Figure I.6	Les asphaltènes	08
Figure I.7	Les différents modèles qui montrent la structure des asphaltènes	09
Figure I.8	Un diagramme (P-T) typique pour un échantillon de pétrole produit, L'ombrage indique la région instable des asphaltènes	10
Figure I.9	Efficacité de dissolution des solvants pour les dépôts d'asphaltène sur le champ	13
Figure I.10	Efficacité de la dissolution des solvants + produit chimique A dans un 75:25 vol%	14
Figure I.11	Dépôt d'asphaltènes au bord de puits	15
Figure II.1	Emplacement du puits HTF13	20
Figure II.2	Caractéristiques de puits HTF13	20
Figure II.3	Schéma du puits HTF13	22
Figure II.4	Pression du puits HTF13 et des puits voisins	24

Liste des tableaux

Tableau I.1	Les solvants d'asphaltène	13
Tableau II.1	Données sur la complétion du puits HTF13	21
Tableau II.2	Propriétés pétrophysiques du HTF13	23
Tableau II.3	Intervalles perforés du HTF13	23
Tableau II.4	Teste de pression du HTF13	23
Tableau II.5	Tests de production HTF13	25
Tableau II.6	HTF13 Well Intervention Historie	25
Tableau II.7	Analyse de l'échantillon de laboratoire HTF13	26
Tableau II.8	Volumes de fluides de traitement du HTF13	26
Tableau II.9	Paramètres de puits HTF13 Avant le traitement et Après le traitement	26

Table des matières

Remerciement	i
Dédicaces	ii
Résumés	iii
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	v
Table des matières	vi

Introduction Générale

Introduction Générale.....	01
----------------------------	-----------

Chapitre I : Etude Bibliographique

I.1. Introduction	02
I.2. Généralités sur les endommagements.....	02
I.2.1. Localisation des endommagements	02
I.2.1.1. Au fond du puits.....	03
I.2.1.2. A la paroi du puits.....	03
I.2.1.3. Aux abords des puits.....	03
I.2.2. Types d'endommagements	04
I.2.2.1. Endommagement dû aux opérations sur puits	04
I.2.2.2. Endommagement dû aux perforations	05
I.2.2.3. Endommagement dû à la stimulation	06
I.2.2.4. Invasion du filtrat de ciment	06
I.2.2.5. Endommagement dû à l'injection d'eau	06
I.2.2.6. Endommagements dû à la Formation	07
I.3. Les asphaltènes	08
I.3.1. Structure moléculaire des asphaltènes	09
I.3.2. La déposition des asphaltène	10
I.3.2.1. L'effet de pression	10
I.3.2.2. L'effet de température	11
I.3.2.3. L'effet de Composition chimique	11
I.3.3. Les différentes méthodes de traitement des asphaltènes	11
I.3.3.1. Traitement mécanique	11
I.3.3.2. Traitement thermique	12
I.3.3.3. Traitement chimique	12
I.3.4. techniques d'Intervention	14
I.4. Etat de l'art sur le traitement chimique des asphaltènes	16

I.5. Conclusion	18
Chapitre II : Etude du cas Puits HTF 13 (HZZ)	
II.1. Introduction.....	19
II.2. Objectifs.....	19
II.3. Historique.....	19
II.4. Problème de puits.....	20
II.5. Caractéristiques de puits.....	20
II.6. Données de puits.....	21
II.7. Propriétés pétrophysiques.....	23
II.8. Intervalles de perforation.....	23
II.9. Tests de pression des puits.....	23
II.10. Tests de production	24
II.11. Historie d'intervention de puits	25
II.12. Analyse d'échantillons en laboratoire.....	26
II.13. Produits.....	26
II.14. Interprétation des résultats.....	27
Conclusion générale et perspectives	
Conclusion générale et perspectives	28

Références Bibliographiques

I

Introduction générale

Introduction générale

La déposition d'asphaltènes dans les réservoirs, les tubages et les installations de surface cause de sérieux problèmes d'assurance du débit avec des implications économiques importantes. Dans les conditions habituelles de réservoir, les asphaltènes sont en équilibre thermodynamique avec les maltènes du pétrole brut. Avec la variation de chacun des paramètres thermodynamiques tels que la température, la pression et la composition du pétrole brut, l'équilibre thermodynamique est désordonné et conduit à l'inconstance des asphaltènes. Cette instabilité provoque une agrégation et dépositions des asphaltènes qui conduit à la diminution la perméabilité de la roche réservoir, le colmatage des conduites d'écoulement et des installations de surface. [01]

Plusieurs approches préventives et curatives ont été appliquées pour faire face aux problèmes causés par les précipitations et la déposition d'asphaltènes. Les méthodes mécaniques et thermiques, le traitement par ultrasons et les produits chimiques à base de solvants ont été utilisé pour résoudre le problème d'asphaltènes. Malheureusement, ces méthodes sont coûteuses et prennent du temps. [02]

Les méthodes de prévention sont plus attrayantes et avantageuses pour la gestion des dommages de la formation d'asphaltènes. L'injection de produits chimiques tels que les inhibiteurs d'asphaltènes ou les dispersants est une solution efficace pour faire face au phénomène de précipitation des asphaltènes. [03]

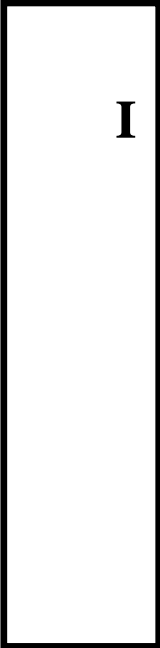
C'est dans ce contexte spécifique que se situe le travail de ce manuscrit. L'objectif est d'étudier le problème d'asphaltène.

Il sera donc proposé, dans un premier chapitre, une étude bibliographique sur la déposition et les différentes techniques de traitement des asphaltènes, un état de l'art sur le traitement des asphaltènes par les nanoparticules (oxydes des métaux) et les nanostructures de carbone.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude de cas de puits HTF13 de la région Hassi Messaoud HMD.

Nous finirons le manuscrit par une conclusion générale qui reprendra les principaux résultats de ce travail, tout en proposant quelques perspectives pour des futurs travaux.

Chapitre



I

Etude Bibliographique

I.1. Introduction

Cette introduction bibliographique très générale, s'appuyant sur des illustrations et des exemples issus de la littérature tout d'abord sur les différents endommagements présentés dans les champs pétroliers, soit aux abords des puits producteurs ou aux perforations, la seconde partie concerne la déposition des asphaltènes, ainsi l'effet des conditions de réservoir sur la précipitation de ces dépôts, nous allons présenter ensuite les différentes méthodes de traitement utilisées pour l'inhibition des asphaltènes, à la fin de ce chapitre nous verrons, un état de l'art sur les différents nanoparticules, les oxydes des métaux ou les nanomatériaux de carbone pour l'adsorption des asphaltènes du pétrole brut.

I.2. Généralités sur les endommagements :

L'endommagement des formations est un terme générique qui désigne l'altération de la perméabilité des formations pétrolifères par divers processus défavorables. L'endommagement est un problème opérationnel et économique indésirable qui peut se produire au cours des différentes phases de la récupération du pétrole et du gaz dans les réservoirs souterrains, y compris le forage, la production, la fracturation hydraulique et les opérations de workover.

Les indicateurs d'endommagement de la formation comprennent l'altération de la perméabilité, le skin et la diminution de la performance des puits.

Les conséquences de l'endommagement des formations sont la réduction de la productivité en pétrole et en gaz des réservoirs et l'exploitation non économique. [04]

Pour cela il faut connaître tout d'abord la localisation et le type d'endommagement pour le traite

I.2.1. Localisation des endommagements :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous (Figure 01) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits. [05]

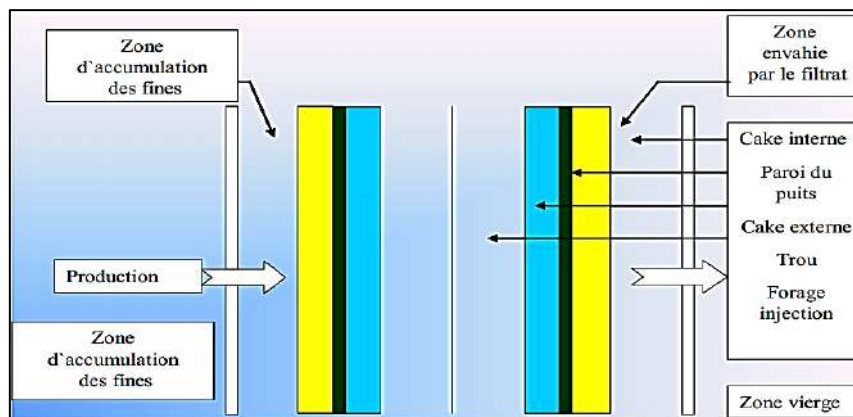


FIGURE I.1 : Localisation de colmatage [06].

I.2.1.1. Au fond du puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (asphaltènes, paraffines, sels ...). [07]

I.2.1.2. A la paroi du puits :

Cake externe : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides. [05]

I.2.1.3. Aux abords des puits :

Cake interne : Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable. [08]

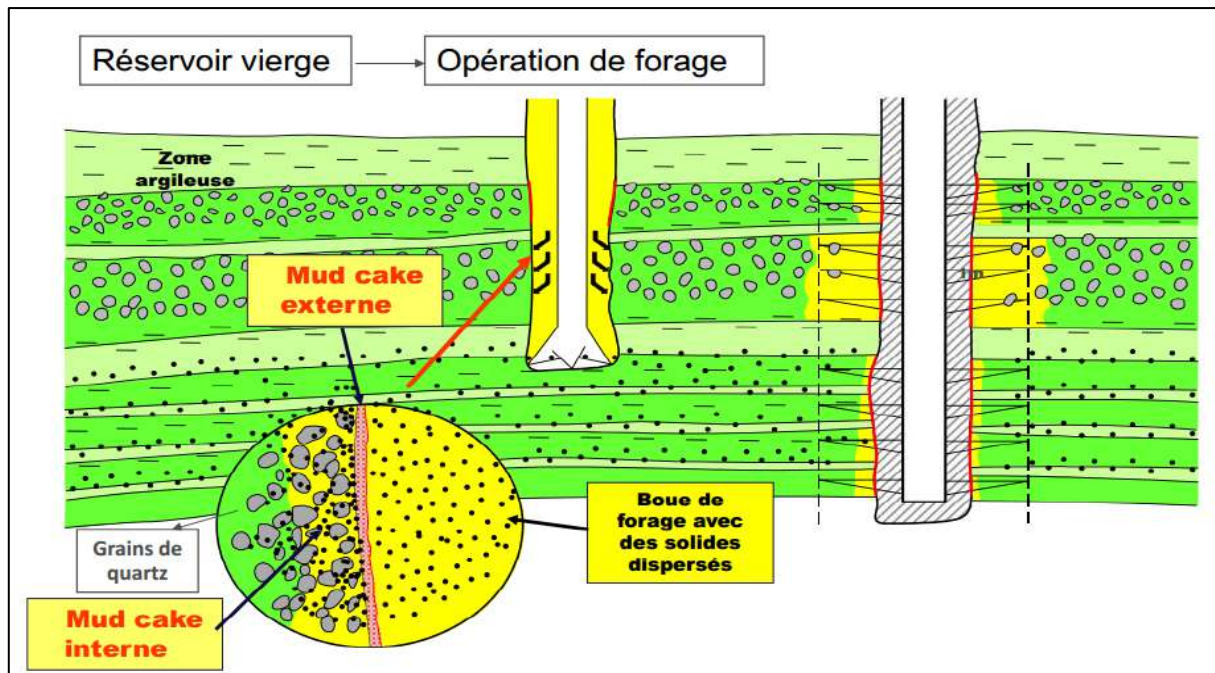


FIGURE I.2 : Cake interne et externe [09].

La zone envahie : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- ✓ Changement de mouillabilité.
- ✓ Formation d'émulsions.
- ✓ Gonflement et /ou délitage des argiles.
- ✓ Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place. [08]

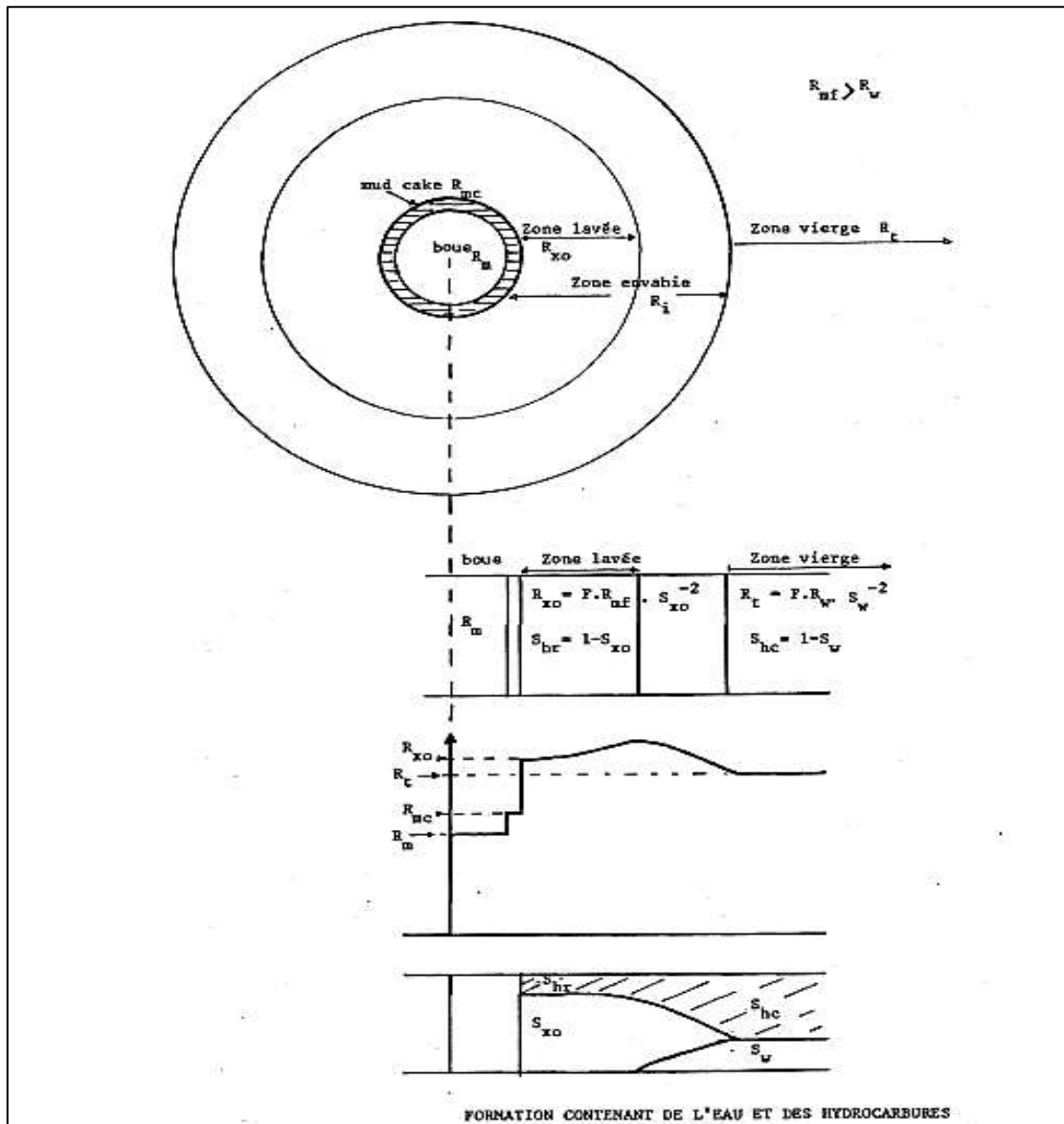


FIGURE I.3 : Représentation schématique de la zone envahie [10].

I.2.2. Types d'endommagements :

On trouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, injection des solvants, bouchon d'eau. Les endommagements les plus fréquents sont :

I.2.2.1. Endommagement dû aux opérations sur puits :

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, Work-Over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

- **Le Colmatage des Perforations** : Au cours des opérations de Work-Over ou de Snubbing, un filtrat de cake se forme toujours dans les perforations. [08]

○ **Filtrat du Fluide de Forage (Invasion par la boue)** : L'endommagement par la boue peut être causé par :

- Un effet physique des particules de la boue qui remplissent la porosité matricielle, réduit la perméabilité.
- Un effet chimique des produits dans la boue qui peuvent causer une émulsion avec les fluides de formation et/ou un changement de mouillabilité de la roche. [11]

○ **Changement de Mouillabilité** : La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau. Les solvants et les tensioactifs présentent surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation des sludges ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile. [08]

○ **Formation des Émulsions et sludges** : due à l'incompatibilité des fluides d'invasion et celle de formation. Les émulsions peuvent être dissociées, par contre les sludges, ils sont très difficiles à dissoudre. [07]

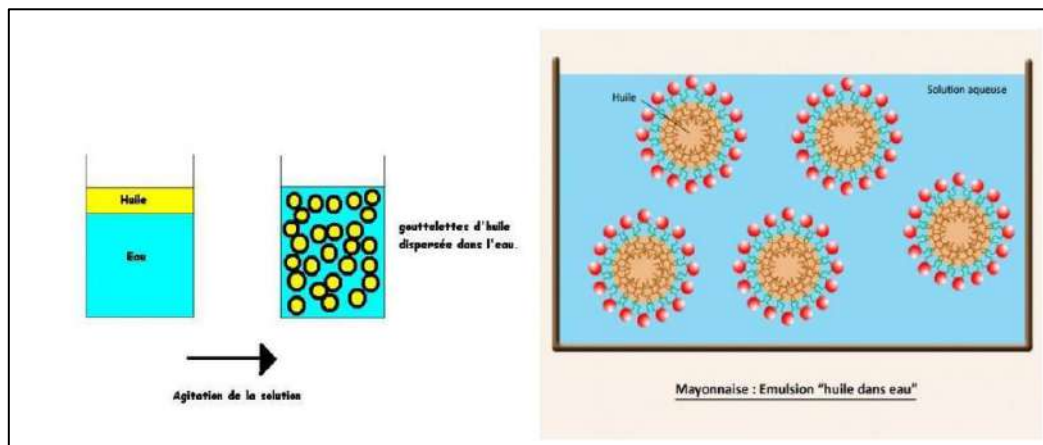


FIGURE I.4 : Emulsion. [12]

I.2.2.2. Endommagement dû aux perforations :

La plus part des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits. [12]

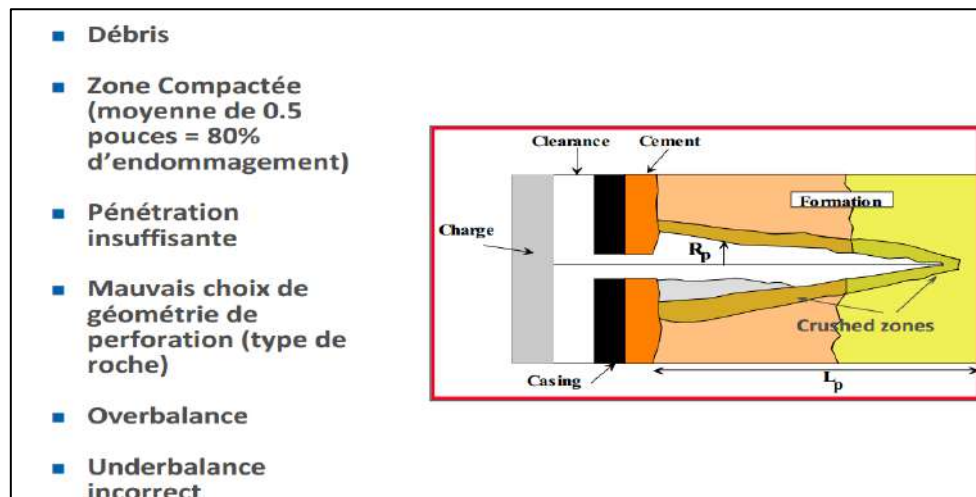


FIGURE I.5 : Endommagement dû aux perforations [09].

I.2.2.3. Endommagement dû à la stimulation :

○ **L'acidification** : L'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits (soit en attaquant la matrice proprement dite pour contourner le colmatage, soit en détruisant les agents générant le colmatage), mais aussi peut générer des nombreux problèmes tels que:

- une attaque du ciment inter granulaire libérant des particules fines ou des grains de sable.
- des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité. [08]

○ **La fracturation** : Après la fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac). [07]

I.2.2.4. Invasion du filtrat de ciment :

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement. [12]

I.2.2.5. Endommagement dû à l'injection d'eau :

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation :

- De précipité ou de dépôts (les asphaltènes ; paraffine,...) suite à la baisse des seuils de solubilité.
- D'émulsion.
- Des dépôts de sulfates dus à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation. [07]

I.2.2.6. Endommagements dû à la Formation :

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation [11]. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification ou bien par fracturation « par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement ». Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, injection des solvants (ex : le Reformat), bouchon d'eau, parmi lesquels nous citerons [13] :

- **Dépôts de Sel** : Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (NaCl) [11], dont la répartition est comme suit : 2/3 NaCl et 1/3 d'autres sels. Malgré l'injection en continu de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter causant des fois la fermeture totale des puits. [14]

- **Dépôts des Sulfates** : C'est le problème le plus rencontré dans le champ de HASSI MESSAOUD. Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing et les perfos. Les dépôts de sulfates les plus courants sont : BaSO₄, CaSO₄, SrSO₄. On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim. [13]

- **Dépôts des paraffines** : Il s'agit de dépôts cristallins d'une autre nature, considérons des pétroles contenant de 2 à 15% de paraffines se solidifiant jusqu'à -20°C. ces dernières sont constituées d'hydrocarbures contenant de 10 à 40 atomes de carbone. La précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing. [13]

- **Migration des fines** : Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité. [07]

- **Dépôts de Matières Organiques (Asphaltènes)** : Le dépôt d'asphaltènes est un problème courant dans le champ de Hassi Messaoud. L'endommagement causé par le dépôt d'asphaltènes est un problème difficile et sévère, pas facile de l'enlever par une opération simple. Ces dépôts causent le colmatage des canalisations de transport et la perte de capacité du réservoir qui diminuent les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante. [11]

Dans ce chapitre, on va étudier les asphaltènes et leur structure, sa déposition et les différentes méthodes de traitement.

I.3. Les asphaltènes :

L'asphaltène est l'une des fractions lourdes du pétrole brut, constituée de composants polyaromatiques. Les chaînes aliphatiques sont liées au noyau central de l'asphaltène sous forme de chaînes alkyle latérales. La molécule d'asphaltène est principalement composée d'hydrogène et de carbone ainsi que d'hétéroatomes tels que soufre, l'oxygène et l'azote sous la forme de divers groupes fonctionnels dans la structure moléculaire de l'asphaltène. L'oxygène est souvent présent dans les groupes fonctionnels acides carboxyliques, carbonyle et hydroxyle. et le soufre existe sous forme de groupes fonctionnels thiol et sulfoxyde et rend la molécule d'asphaltène acide. Cependant, l'azote est observé dans carbazols, les groupes fonctionnels amine et amide de l'asphaltène et la molécule d'asphaltène devient basique. Deux éléments métalliques le vanadium et le nickel, existent dans l'asphaltène à de faibles concentrations. [15]



Figure I.6 : Les asphaltènes. [16]

I.3.1. Structure moléculaire des asphaltènes :

L'asphaltène est extrêmement complexe. En outre, il est généralement classé en tant que classe de solubilité plutôt que structure spécifique, en raison de la diversité des structures disponibles pour les asphaltènes.

Plusieurs modèles ont été développés dans le but de fournir une méthode standard capable d'englober toutes les différentes structures chimiques des asphaltènes et de les modéliser ces structures.

- Modèle d'archipel.
- Modèle continental.
- Modèle continental anionique.
- Modèle de Yen-Mullins. [17]

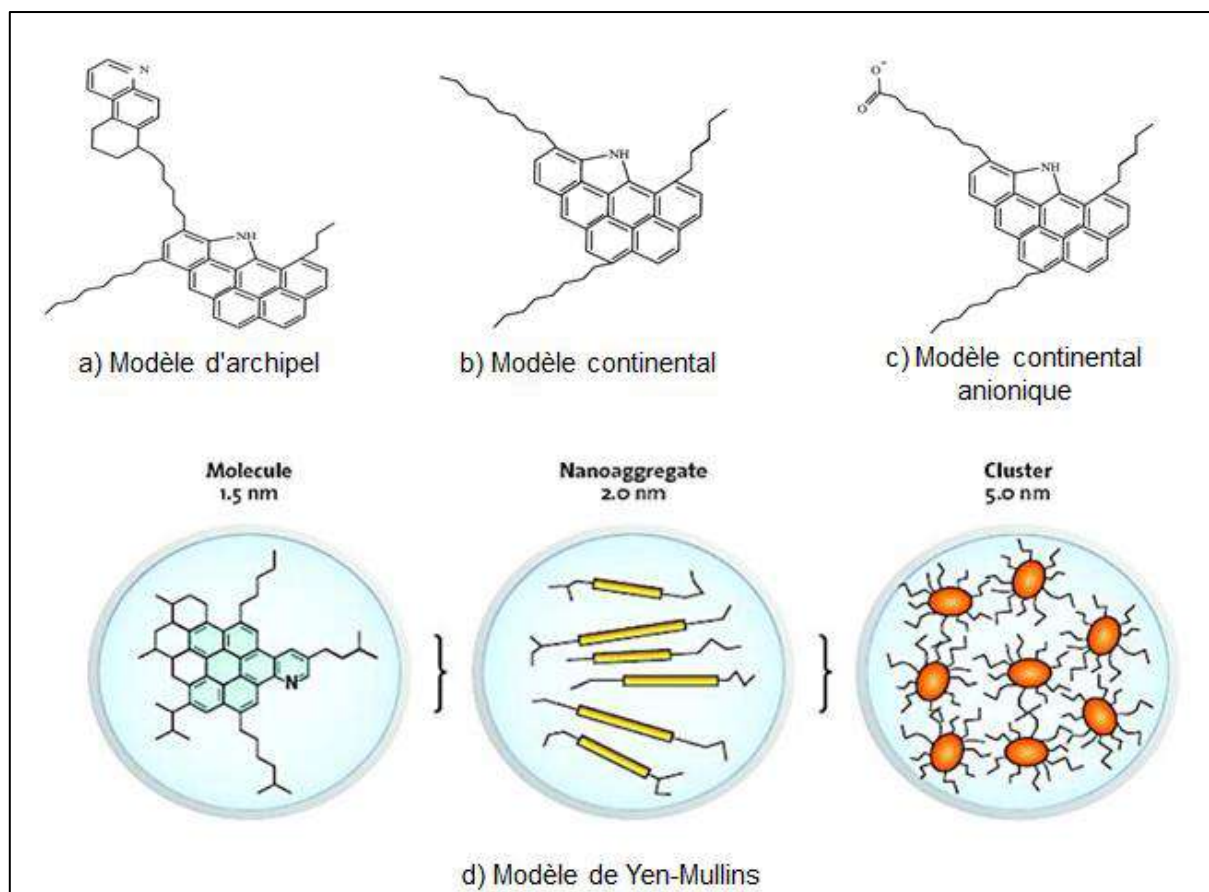


Figure I.7 : Les différents modèles qui montrent la structure des asphaltènes. [17]

I.3.2. La déposition des asphaltène :

Pendant la récupération primaire de l'huile, la pression, la température, et la composition sont les trois facteurs principaux qui affectent sur la précipitation des asphaltènes dans le réservoir ou les installations de production. Ces facteurs sont discutés ci-dessous :

I.3.2.1. L'effet de pression :

Pendant le processus d'extraction du pétrole brut, le fluide du réservoir est dépressurisé et passe d'une haute pression à une pression beaucoup plus basse à la tête du puits. Ces changements peuvent induire la précipitation des asphaltènes, à une pression intermédiaire qui est inférieure à la pression du réservoir mais supérieure à la pression de bulle (BP). La pression à laquelle les asphaltènes commencent à précipiter est connue sous le nom de pression d'apparition des asphaltènes supérieurs (AOP). La quantité d'asphaltènes qui précipite continue d'augmenter jusqu'à ce qu'elle atteigne un maximum à la BP.

En dessous de la BP, les composants légers du pétrole brut commencent à s'évaporer, rendant la phase liquide restante plus lourde et plus aromatique, et donc un meilleur solvant pour les asphaltènes. À des pressions inférieures à la BP, les asphaltènes précipités commencent à se redissoudre car les composants légers du pétrole brut, qui sont de puissants précipitants d'asphaltènes, ne sont plus dans le pétrole. Cela définit une limite inférieure pour l'AOP, c'est-à-dire l'AOP inférieur en dessous duquel tous les asphaltènes sont en solution. [18]

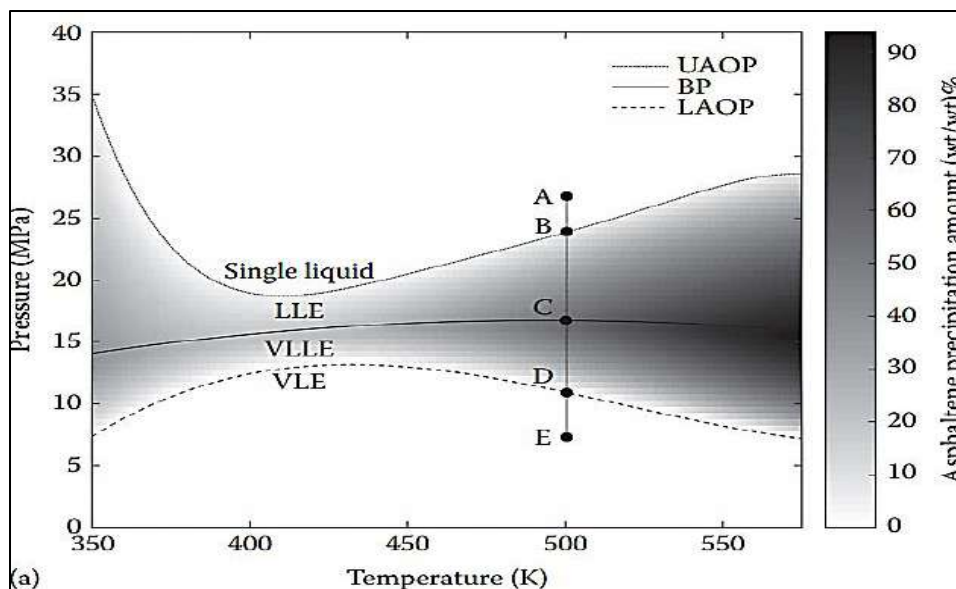


Figure I.8 : Un diagramme (P-T) typique pour un échantillon de pétrole produit, L'ombrage indique la région instable des asphaltènes. [18]

I.3.2.2. L'effet de température :

Lors de la récupération primaire du pétrole, la température du réservoir reste presque constante. Par conséquent, la température n'est pas aussi étudiée avec soin comme la pression. Seuls quelques chercheurs ont étudié l'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes. Thomas et Al (1992) ont montré que la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut a augmenté avec l'augmentation de la température. Burke et Al (1988) ont démontré que la solubilité d'asphaltènes diminué avec l'augmentation de la température. Plus spécifiquement, Leontaritis, Paramanu et Al (1999) proposent que la solubilité d'asphaltènes augmente avec l'augmentation de température lorsque la température est inférieure à la température du réservoir, mais diminue avec l'augmentation de la température lorsque la température est supérieure à la température du réservoir.

Depuis les résultats expérimentaux précédents, aucune conclusion générale ne peut être tirée. [11]

I.3.2.3. L'effet de Composition chimique :

Burke et Al (1988) a également étudié l'effet du gaz dissous sur la solubilité des asphaltènes dans l'huile. Il a été constaté que l'augmentation de gaz dissous dans de l'huile a été associée à une plus faible solubilité des asphaltènes dans l'huile. Ce résultat est également supporté par le fait de la solubilité des asphaltènes augmente avec diminution de pression lorsque la pression est inférieure au point de bulle fait que le gaz dissous dans le pétrole brut est diminué. [11]

I.3.3. Les différentes méthodes de traitement des asphaltènes :

I.3.3.1. Traitement mécanique :

Le traitement mécanique des asphaltènes utilise des instruments mécaniques pour déloger et éliminer physiquement les dépôts solides dans le puits. Ces techniques d'intervention sont déployées à partir d'appareils de workover et, le plus souvent, elles nécessitent un arrêt de la production. La méthode choisie, le temps d'arrêt nécessaire et la perte de revenus qui en résulte dépendent de la profondeur, de la longueur et de la gravité de la région touchée.

Toutefois, le nettoyage approfondi qu'il permet d'effectuer tout en réduisant au minimum les produits chimiques dangereux nécessaires en fait l'une des méthodes d'assainissement privilégiées.

Le wireline est un mode traditionnel pour les opérations in-situ. Un câble renforcé capable de transporter des signaux électriques permet de collecter des données et de transmettre des commandes aux outils en fond de puits. Cette technique est encore largement utilisée pour le nettoyage des puits verticaux. Cependant, ce procédé a été, en grande partie, remplacé par les procédés de coiled tubing (CT), Cette technique réduit considérablement le temps d'assemblage des

équipements de traitement hydraulique et, dans certains cas, permet de réhabiliter des puits actifs.

[18]

I.3.3.2. Traitement thermique :

Cette catégorie de méthodes de traitement comprend l'huilage à chaud, les réchauffeurs de fond de puits, l'eau ou la vapeur, et l'utilisation de produits chimiques libérant de la chaleur.

- **Huilage à chaud** : L'huilage à chaud consiste à injecter de l'huile chaude pour éliminer les asphaltènes. D'huile chaude pour éliminer les dépôts d'asphaltènes d'un puits. L'huilage à chaud endommage la formation et n'est pas bon si de grands dépôts sont accumulés.

- **Réchauffeurs de fond de puits** : Le réchauffeur de fond de puits (Bernadiner19) représente une source de chaleur continue qui peut être utilisée pour faire fondre les dépôts d'asphaltène ou de paraffine dans le puits ou sur le tubing pendant une période donnée. Un certain temps, après quoi le matériau fondu peut être pompé jusqu'à la surface avec le puits producteur.

- **Utilisation de produits chimiques libérant de la chaleur** : Ce procédé consiste au pompage d'un mélange de concentrations équimoléculaires de chlorure d'ammonium et de nitrate de sodium. Un tampon est utilisé pour retarder la réaction exothermique jusqu'à ce que le fluide atteigne le fond du puits avec une grande quantité d'azote gazeux. [19]

I.3.3.3. Traitement chimique :

- **Solvants et dispersants d'asphaltènes** : Les dépôts dans les puits peuvent être assainis par des opérations de trempage. Les produits chimiques utilisés dans les opérations de trempage sont généralement une combinaison de solvants porteurs et de produits chimiques dispersants d'asphaltènes ajoutés. La concentration des produits chimiques dispersants peut varier de ~1% à >20% en volume.

Les solvants sont utilisés pour dissoudre les dépôts dans le puits, tandis que les dispersants pénètrent dans les dépôts et les fragmentent, les rendant ainsi plus susceptibles d'être dissous dans les solvants. [20]

les solvants :

Les solvants utilisés sur le champ pour la dissolution des asphaltènes sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau I.1 : les solvants d'asphaltène.

Solvant	Comment
Diesel	Utilisé sur le terrain
Xylene	100% aromatique
Aliphatique naphtha	Jusqu'à 10% d'aromatiques
Aromatique naphtha	60-80% aromatiques
CCU LGO (Unité de craquage catalytique - gasoil léger)	< 70% aromatiques
CCU HGO (Unité de craquage catalytique - gasoil lourd)	Aromatique mais très visqueux

Le meilleur et sa capacité à dissoudre les asphaltènes est le xylène. Il arrive en tête, suivi du naphtha aromatique, du LGO, du diesel et enfin du naphtha aliphatique.

Le naphtha aromatique et le LGO sont des solvants appropriés à utiliser sur le champ pour remplacer le diesel dans les opérations de traitement des asphaltènes. [20]

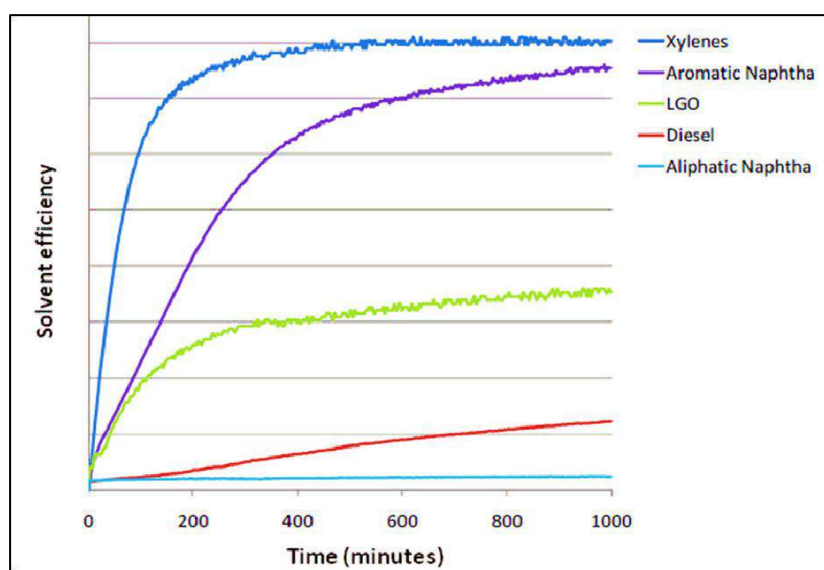


Figure I.9 : Efficacité par dissolution des solvants pour les dépôts d'asphaltène sur le champ d'Abu Dhabi. [20]

✚ Les Dispersant :

Plusieurs produits chimiques dispersants disponibles dans le commerce, ils ont été appelés produits chimiques A-I, utiliser avec solvant initialement appliqué sur le champ. Les solvants a été utiliser avec le produit chimique A dans un de 75:25 vol% respectivement, tel qu'appliqué sur le champ, afin de comparer les performances du mélange solvants + dispersant au mélange diesel + dispersant qui est actuellement utilisé pour les opérations de clean up sur le champ.

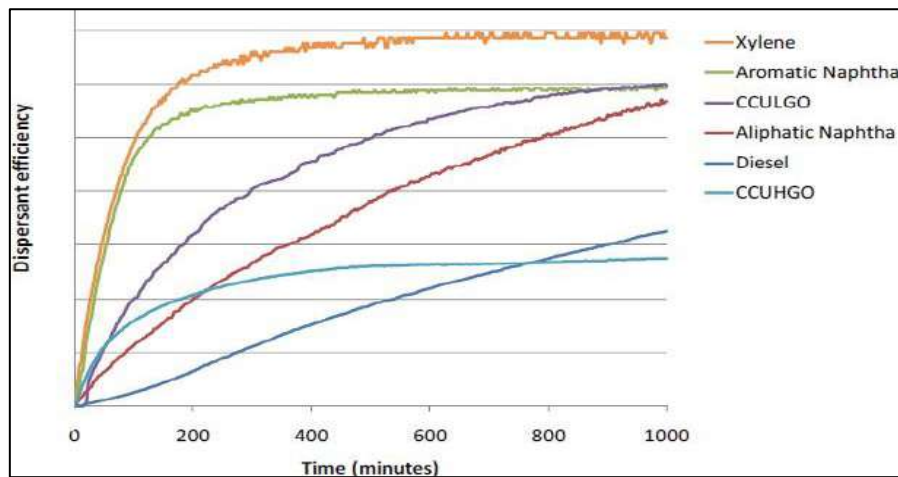


Figure I.10 : Efficacité par dissolution des solvants + produit chimique A dans un 75:25 vol%.

Les résultats de la figure montrent que l'ordre d'efficacité de la dissolution avec le produit chimique A ajouté était similaire à celui des solvants seuls. Le naphta aromatique présente de loin le taux de dissolution le plus élevé et la meilleure dissolution globale dans le temps. L'ajout du dispersant A a amélioré l'efficacité du LGO et du naphta aliphatique, par rapport au LGO ou au naphta seul. Dans une moindre mesure, il a également amélioré l'efficacité du diesel. Le solvant HGO a eu une faible efficacité, ce qui pourrait être dû à sa très haute viscosité. [20]

○ **Inhibiteurs d'asphaltènes** : Les inhibiteurs d'asphaltènes sont couramment utilisés dans divers champs à travers le monde pour contrôler la précipitation et le dépôt d'asphaltènes. Les inhibiteurs sont généralement injectés dans le puits, loin que possible en amont d'asphaltènes onset précipitation. Les inhibiteurs sont injectés en continu, contrairement aux dispersants qui ne sont utilisés que lors des opérations de remédiation (clean up).

Les inhibiteurs d'asphaltènes stabilisent l'association colloïdale des asphaltènes et des résines, ce qui réduit le taux de floculation des particules et retardant le point de floculation. [20]

I.3.4. techniques d'Intervention :

Un aspect très important de la prévention de la précipitation du dépôt d'asphaltènes est le maintien d'un état approprié du puits et l'utilisation d'un système de surveillance qui peut suivre l'état du puits afin de corriger toute anomalie en temps opportun (IPIMS, 2011). L'une des actions de routine suggérées pour les ingénieurs de la production et de l'assurance du débit est de stimuler les puits périodiquement pour améliorer l'indice de productivité (IP) avec un programme de traitement qui devrait inclure : de l'acide pour la stimulation et du xylène et un solvant mutuel pour dissoudre et nettoyer les asphaltènes.

Les asphaltènes peuvent se déposer n'importe où dans le système de production, mais la région au abord du puits peut potentiellement être la zone la plus endommagée.

Les traitements conventionnels avec des inhibiteurs de floculation des asphaltènes impliquent soit une intervention périodique avec des solvants, soit une injection chimique continue dans le puits. Ces méthodes sont efficaces pour empêcher la précipitation et le dépôt d'asphaltènes dans les conduites d'écoulement, mais elles ne protègent pas le réservoir producteur. L'interaction chimique laisse une quantité potentiellement importante d'asphaltènes dans la formation. [21]

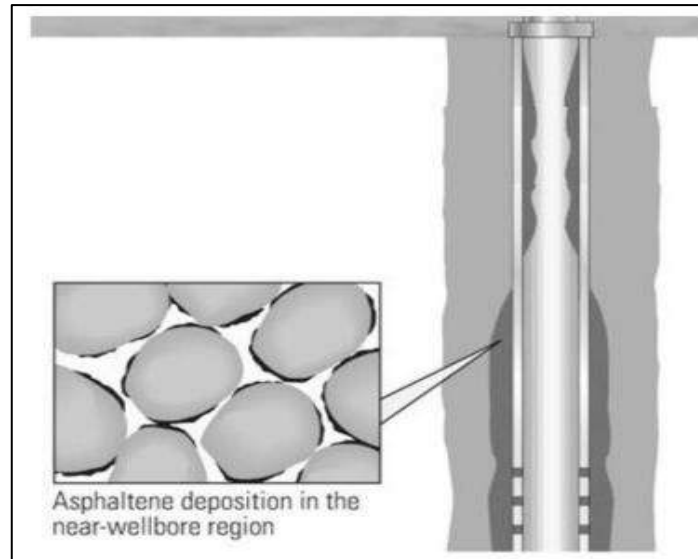


Figure I.11 : Dépôt d'asphaltènes au abord de puits. [22]

I.4. Etat de l'art sur le traitement chimique des asphaltènes

Au cours de la dernière décennie, les applications des nanomatériaux comme solution alternative pour le traitement des asphaltènes ont été étudiées par de nombreux chercheurs. Les précipitations et les dépôts d'asphaltène sont une préoccupation sérieuse dans la production, le traitement, le stockage, le raffinage et le transport du pétrole brut auxquels l'industrie pétrolière est confrontée. Les nanoparticules à base d'oxyde métallique comme Al_2O_3 , NiO , Fe_2O_3 ... peuvent contrôler de manière significative l'agrégation des particules d'asphaltène en raison de l'adsorption de particules d'asphaltène sur les surfaces des nanoparticules.

Nassar et al ont étudié l'oxydation des asphaltènes sur différents types des nanoparticules à savoir le NiO , Co_3O_4 et Fe_2O_3 qui ont montré une affinité d'adsorption et une activité catalytique élevées pour l'adsorption et l'oxydation des asphaltènes dans l'ordre $\text{NiO} > \text{Co}_3\text{O}_4 > \text{Fe}_2\text{O}_3$. [23]

Ehsan Eshraghi et al ont étudié l'effet des nanoparticules de SiO_2 , NiO et Fe_3O_4 sur la récupération du pétrole par l'adsorption des asphaltènes, les résultats ont révélé que dans des solutions sans nanoparticules, une augmentation de la quantité de n-heptane provoque une agrégation plus importante des asphaltènes ; cependant, en présence de nanoparticules, l'augmentation de la teneur en n-heptane se traduit par une augmentation de l'adsorption d'asphaltènes à la surface des nanoparticules. De plus, il est montré que la quantité d'huile récupérée en présence de différentes nanoparticules correspond à l'ordre $\text{SiO}_2 > \text{NiO} > \text{Fe}_3\text{O}_4$. [24]

Tandis que Camilo Andrés et al ont évalué l'influence de l'acidité des nanoparticules de SiO_2 sur l'adsorption des asphaltènes colombiens. Des expériences d'oxydation catalytique d'asphaltènes ont été menées et il a été constaté que ce processus dépendait de la nature de la surface. [25]

D'autre étude a été réalisée par Mousavi Seyed Hamed et al, dans cette recherche, l'effet des nanoparticules d'oxydes métalliques Fe_3O_4 , NiO et $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ a été étudié sur la précipitation des asphaltènes. Il a été conclu que les meilleurs résultats ont été obtenus pour les nanoparticules d'oxyde d'aluminium ($\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$) qui a été attribué à son acidité ainsi qu'à sa surface spécifique élevée. [01]

Narjes Setoodeha et al ont synthétisés des nanocomposites de Graphene oxide (GO), Silica (SiO_2) and Chitosan sur les nanoparticules magnétique de Fe_3O_4 et ils ont utilisés ces nanoparticules pour l'adsorption des asphaltènes, Toutes les nanoparticules ont été vérifiées à l'aide d'analyses FT-IR, FESEM et XRD. Les résultats ont montré que La diminution de la concentration et de la température des nanoparticules et l'augmentation de la concentration initiale d'asphaltènes ont entraîné une augmentation des capacités d'adsorption des asphaltènes. $\text{GO-Fe}_3\text{O}_4$ a montré l'efficacité d'adsorption la plus élevée, suivi du chitosan- Fe_3O_4 , Fe_3O_4 et $\text{SiO}_2\text{-Fe}_3\text{O}_4$. Les valeurs

moyennes de l'efficacité d'adsorption étaient de 70,47, 66,94, 64,56 et 65,94 % pour les nanoparticules GO-Fe₃O₄, chitosan-Fe₃O₄, SiO₂-Fe₃O₄ et Fe₃O₄, respectivement. [26]

Récemment, les nanostructures de carbone ont attiré un énorme intérêt dans la recherche. Ces matériaux présentent de nombreux avantages tels qu'un coût et une énergie plus faibles, moins de masse chimique et d'impact sur l'environnement, une grande surface et une plus grande réactivité chimique qui en font des matériaux appropriés pour l'adsorption et la détection des composés minéraux et organiques. Parmi les nanomatériaux carbonés connus les nanotubes de carbone (NTC) qui sont composés d'atomes de carbone hexagonaux liés par covalence dans une structure tubulaire [27]. Par rapport aux autres nanoparticules, les NTC présentent une grande affinité d'adsorption vis-à-vis des composants aromatiques hétérocycliques [27, 28]. Et en particulier les asphaltènes dans le pétrole brut.

L'adsorption des asphaltènes du pétrole brut a été étudié par Hosseini et al en 2019, les nanotubes de carbone ont été utilisé comme adsorbants, une étude cinétique, thermodynamique ainsi l'isotherme de processus d'adsorption ont été également rapportés, Selon les résultats, les NTC ont montré une capacité d'adsorption très élevée et peuvent être considérés comme un choix approprié pour l'élimination des asphaltènes du pétrole brut. [29]

De plus Alemi ont étudié l'adsorption des asphaltènes sur les nanotubes de carbone-Fe₂O₃, Les nanoparticules avant l'adsorption et les asphaltènes adsorbés à la surface des nanoparticules ont été entièrement caractérisés par les techniques de diffraction des rayons X sur poudre (XRD), infrarouge à transformée de Fourier (FTIR), microscopie électronique à balayage à émission de champ (FESEM) et Brunauer-Emmett-Teller (BET). Les résultats de la microscopie ont montré qu'en présence de nanoparticules à une concentration de 400 ppm, le début de précipitation des asphaltènes est passé de 29 % en volume dans le pétrole brut vierge à 34 et 39 % en volume pour les NTC et les NTC-Fe₂O₃, respectivement. De plus, il a été conclure que NTC- Fe₂O₃ a donné une capacité d'adsorption très élevée pour inhiber l'agrégation des asphaltènes. [03]

I.5. Conclusion :

Pour conclure ce chapitre qui constitue une recherche bibliographique sur les différents endommagements et en particulier les dépôts d'asphaltènes, ainsi les différentes méthodes de traitement à savoir curatives ou préventives par des solvants.

Ensuite nous allons présenter un état de l'art sur le traitement des asphaltènes par des nanoparticules ainsi des nanotubes de carbone, généralement ces nanomatériaux sont des objets utilisés dans divers domaines, leurs dimensions particulières ainsi que leurs propriétés très attrayantes ouvrent à l'industrie des perspectives d'innovations nombreuses et prometteuses.

Chapitre

II

Etude du cas
Puits HTF 13 (HZP)

II.1. Introduction

L'endommagement par dépôts asphalténiques est un problème courant dans la production dans le champ Hassi Messaoud

Nous avons pris pour exemple afin d'illustrer la recherche bibliographique le puits HTF13 qui a été choisi comme candidat pour le traitement avec le naphte/Xylène afin d'éliminer le problème de dépôt d'asphaltènes et arriver aux objectifs suivants :

- diagnostique de l'état du puits HTF13 afin de confirmer la formation des asphaltènes
- l'efficacité de traitement de dépôts par naphte/Xylène. [30]

II.2. Objectifs

Les objectifs de cette opération est :

- ✓ d'effectuer un traitement matriciel au naphte/Xylène pour éliminer les endommagement causés à la formation et améliorer la productivité du puits.
- ✓ Un nettoyage avec reformat pour dissoudre et nettoyer tous les dépôts d'asphaltènes dans le tubing et le long du slotted liner.
- ✓ Injection de naphte/Xylène (80% de reformat: 20% de xylène) pour éliminer les dommages près du puits de forage et rétablir une bonne production. [30]

II.3. Historique

HTF13 est un puits vertical de production de pétrole, situé dans le champ HTF où la pression réelle du réservoir (QH) est d'environ 300 kg/cm².

Le puits a été foré le 16/09/2012, pénétrant QH, GEA et AEG jusqu'à une profondeur totale de 3475 m RT, puis il a été complété avec un tubage 4"1/2 et un LCP 4"1/2. Les perforations sont dans le réservoir QH (3339 - 3420 m RT).

D'après l'analyse d'échantillons de laboratoire, le puits a tendance à former des dépôts organiques (asphaltènes et paraffines) et des dépôts minéraux (sel et écailles).

La figure II.1 est la carte de localisation détaillée par rapport aux autres puits de compensation. Les puits voisins sont tous des producteurs de pétrole et la plupart d'entre eux ont des dépôts organiques soit dans le puits, soit dans la zone proche du puits comme problème commun. [30]

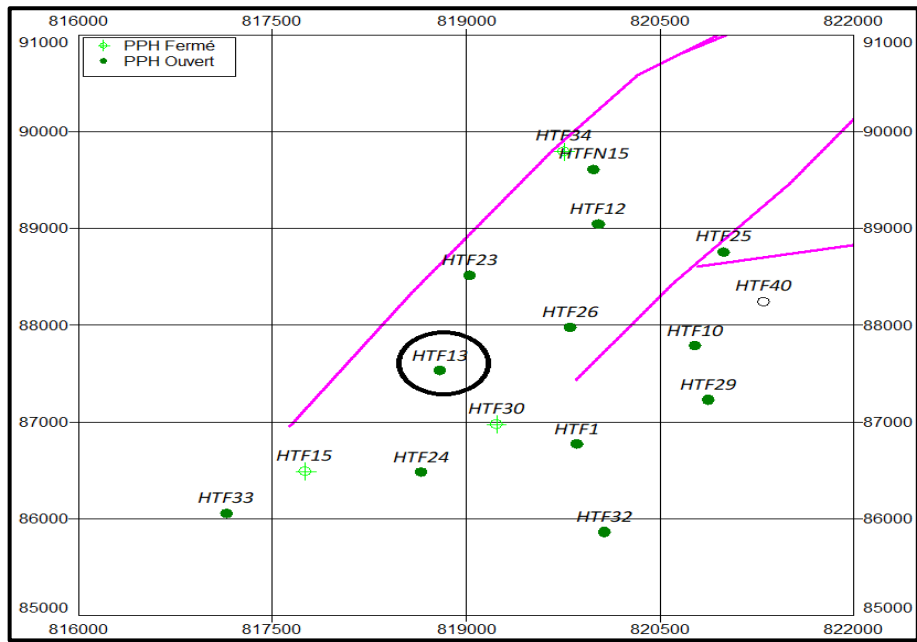


Figure II.1 : Emplacement du puits HTF13

II.4. Problème de puits

Le puits fonctionne en dessous de son potentiel selon le dernier jaugeage effectué le 08/05/2022. Le puits HTF 13 est connu le problème des asphaltènes, qui est la cause du bouchage fréquent des perfos et par conséquent du tubing qui a engendré une chute de la production du puits. [30]

II.5. Caractéristiques de puits

La figure II.2 illustre les performances du puits depuis sa mise en service.



Figure II.2 : Caractéristiques de puits HTF13

II.6. Données de puits

Tableau II.1 : Données sur la complétion du puits HTF13

HTF13 Complétion	
Tubing 4-1/2in NV P110 13.5#	@ 3253.80 m RT
BAKER L. Nipple "R" 4-1/2in NV	@ 3229.39 m VM
BAKER L. Nipple "RN" 4-1/2in NV	@ 3256.08 m VM
Casing 7"	@ 3302.00 m RT
4-1/2in LCP	Top @ 3254.50 m RT Bottom @ 3474.00 m RT
TD	@ 3475.00 m RT

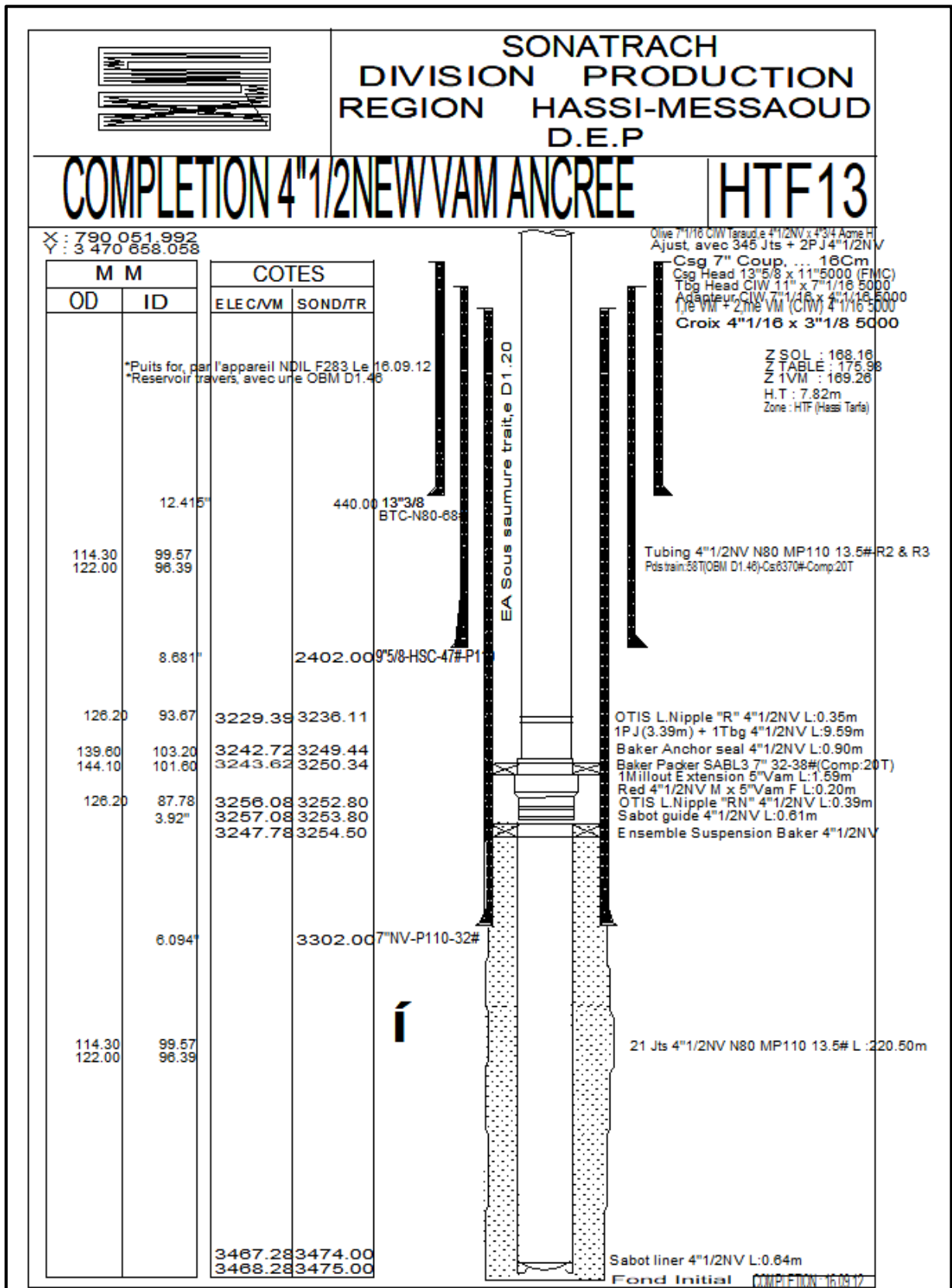


Figure II.3 : Schéma du puits HTF13.

II.7. Propriétés pétrophysiques

Tableau II.2 : Propriétés pétrophysiques du HTF13.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR													
DECOUPAGE		RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - ELAN 8"3/8				
DRAIN	TOIT MUR (metres)	EPAIS. (m)	EPAIS.UTI (m)	PERMEA. (md)	PHIE. (%)	So (%)	Sw (%)	SILT. (m)	INTER.INTER	PERM (md)	PHIE (%)	Sw (%)	VCL (%)
QH	3313 -- 3425	112	47.8	---	---	--	--		3313-3425	--	6.1	28.7	5.8
	3425 -- 3441	16	00	---	---	--	--		3425-3441	--	--	--	--
GEA	3441 -- 3460	19	00	---	---	--	--		3441-3460	--	5.3	39	3.5
AEG	3460 -- 3478.3	18.3	00	---	---	--	--			--	--	--	--

II.8. Intervalles de perforation

Tableau II.3 : Intervalles perforés du HTF13

Date	Société	But de L'opération	Densité de Tir	Intervalles de Perforation	
19/01/2013	HESP	PRODUCTION	6	3343.5	3339
				3349	3346
				3361.5	3354
				3369	3365.5
				3374	3371.5
				3378	3376
				3384	3380
				3389.5	3385
				3393	3391
				3401.5	3394
26/04/2013	BAKER	PRODUCTION	6	3410.5	3407
				3420.5	3419

II.9. Tests de pression de puits

Tableau II.4 : Teste de pression du HTF13.

Test	Date	PG (kg/c m ²)	PFD (kg/c m ²)	PT (kg/c m ²)	Débit (m/h)	I P	HKL (Hw Kyz)	Sk in	Dus e	Remarque
PFS	13/07/2014	450.9	--	213.9	--	--	-	-	-	Pg @3280m abs.
PFS	07/10/2015	433.05	--	182.4	--	--	-	-	-	BU Considere comme PFS.
BUI LD UP	08/12/2019	235.32	125	56.8	Hu ile	4.4	179	-	11	PFD@-3100.74m.
						5	1		5	
						2				
						2				

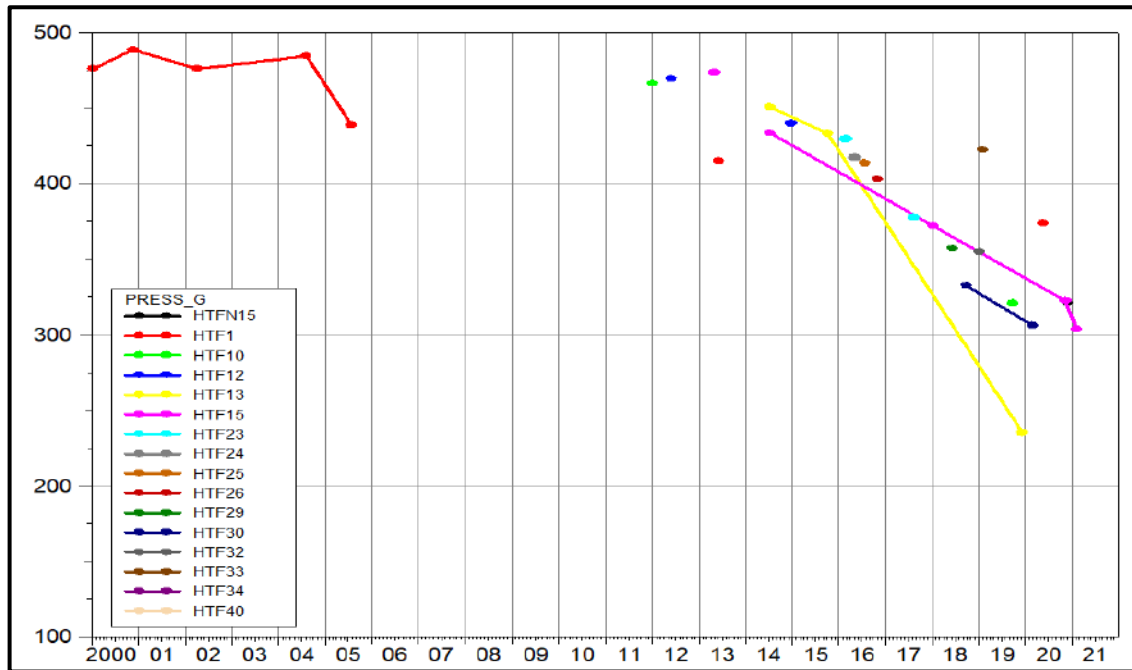


Figure II.4 : Pression du puits HTF13 et des puits voisins

II.10. Tests de production

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres caractérisant le brut tels que le GOR, la température d'huile. Les tests de production depuis 2015 sont présentés dans le tableau II. 5.

Le débit du HTF13 n'est pas stable en raison du dépôt d'asphalte dans le puits et dans le réservoir. Le puits produit actuellement 1,55 m³/h de pétrole avec un GOR de 85 sm³/sm³ et 0 % W.C. selon le dernier test de production effectué le 08/05/2022. [30]

Tableau II.5 : Tests de production HTF13.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Densité		Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz			Récupérée	Injectée
19/10/2015	11	600	0.31	659.18	2096	22	10	3.77	.794		33	5.2387	0	0
13/02/2016	11	600	8.32	1353.75	163	34	6.3	4.08	.793		25	0.3061	240	0
16/04/2016	11	-	7.49	1142.22	152	25.1	7.3	4.28	.793		30	0.2509	0	0
28/07/2016	11	-	6.29	757.55	120	20.5	8	3.87	.789		33	0.2441	0	0
03/09/2016	11	1440	6.08	886.49	146	21.5	7.9	7.55	.78		35	0.2648	0	0
10/09/2016	11	600	5.09	585.92	115	22.6	6.8	2.55	.799		37	0.3323	0	0
10/10/2016	11	-	5.74	726.06	127	22.8	7	3.57	.79		26	0.2976	0	0
25/12/2016	11	600	5.14	241.93	47	19	7	4.89	.791		27	0.2769	0	0
08/01/2017	11	-	5.19	729.56	140	23	7	4.08	.796		16	0.3316	0	0
01/04/2017	11	-	4.37	154.35	35	26.5	8	2.55	.799		22	0.4541	0	0
01/08/2017	11	Vx29	3.62	713.67	197	23.9	11.2	--	.795		34	0.4943	0	0
27/08/2017	11	Vx29	4.66	748.12	160	27.8	12.5	--	.793		30	0.4466	0	0
03/11/2017	11	-	4.39	515.41	117	26.3	8.5	2.96	.793		18	0.449	0	0
02/01/2018	11	Vx29	4.44	752.14	169	26.3	13	--	.797		23	0.4438	0	0
01/05/2018	11	1440	3.97	990.08	249	28	13.8	4.28	.79		23	0.5285	0	0
05/08/2018	11	-	3.93	624.21	159	23.7	13.4	--	.794		33	0.4518	0	0
18/10/2018	11	Vx29	3.77	542.62	144	23.2	12.6	--	.793		32	0.4613	0	0
02/12/2018	11	-	4.05	662.60	163	23.8	12.7	--	.797		21	0.4399	0	0
27/12/2018	11	-	3.88	655.24	169	23.6	12.2	--	.798		28	0.4562	0	0
06/03/2019	11	1440	3.81	450.76	118	23.3	13.4	13.26	.788		22	0.4576	0	0
29/05/2019	11	-	3.63	557.88	154	22.3	15	--	.794		26	0.4597	0	0
09/08/2019	11	1440	3.27	443.45	136	22.6	16	15.91	.784		36	0.5179	0	0
17/11/2019	11	1440	3.47	580.48	167	20.9	12.7	12.34	.788		21	0.4509	0	0
15/12/2019	11	1440	4.45	524.48	118	25.8	13.4	--	.783		16	0.4339	0	0
06/02/2020	11	600	3.98	550.57	138	25	11.5	4.28	.798		19	0.4699	0	0
14/05/2020	11	1440	5.65	508.19	90	20.8	11.7	4.28	.794		24	0.2757	0	0
29/07/2020	11	1440	3.39	374.44	111	20.6	13.5	--	.786		34	0.4549	0	0
18/10/2020	11	-	3.33	477.77	143	19.2	13.2	--	.793		29.9	0.4316	0	0
29/12/2020	11	1440	3.39	464.56	137	21.8	12.5	4.12	.796		19	0.4814	0	0
25/04/2021	11	-	3.2	497.21	155	19	11.5	--	.805		23	0.445	0	0
09/06/2021	11	1440	2.93	369.24	126	16.2	11	--	.798		29	0.4143	0	0
17/08/2021	11	1440	3.13	295.53	94	19.7	12.1	--	.789		38	0.4712	0	0
28/09/2021	13	1440	2.7	315.87	117	18.7	13.8	13.96	.779		30	0.6988	0	0
07/11/2021	11	1440	3.41	349.75	103	19.9	12.2	11.79	.788		23	.4373	0	0
06/01/2022	11	1440	3.21	470.91	147	15.3	9.18	4.3	.791		12	.3571	0	0
08/05/2022	9	1440	1.55	131.66	85	16.96	13.18	13.2	.786		23	.5572	0	0

II.11. Historie d'intervention de puits

Tableau II.6: Historie d'intervention de puits HTF13

Opérations effectuées sur HTF13			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
28/04/2022	28/04/2022	WIRELINE	Grattage Controle
20/04/2022	20/04/2022	OPERATION_SPECIALE	Reformat Clean Out
27/03/2022	27/03/2022	WIRELINE	Grattage Controle
24/03/2022	24/03/2022	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
22/03/2022	22/03/2022	OPERATION_SPECIALE	Clean out with reformat
23/02/2022	23/02/2022	WIRELINE	Grattage Controle
28/01/2022	28/01/2022	WIRELINE	Controle
27/01/2022	27/01/2022	WIRELINE	Controle

II.12. Analyse d'échantillons en laboratoire

Tableau II.7 : Analyse de l'échantillon de laboratoire HTF13

Date	Profondeur	Résultats	
01/01/2013	3360 m	Boue à base d'huile	
10/04/2017	3565m	23,37 % asphaltènes	12,5 % paraffines, 12 % oxydes de fer 4% Sels (NaCl) Reste: grès de fomration
25/08/2017	3467m	5,26% Sels (NaCl) , 5% matieres organiques, reste : grès de formation	
08/10/2021	3459m	6,19% Sels + 3,5 % CaCO ₃ + 2,52% MgCO ₃ + Reste :grès très fins de formation	

D'après l'analyse des dépôts en laboratoire, le puits HTF13 forme du sel et de l'asphalte/paraffine ; ces dépôts peuvent précipiter dans la région proche du puits de forage et provoquer une diminution de la productivité du puits.

II.13. Produits

Tableau II.8 : Volumes de fluides de traitement du HTF13

Type de fluide	Volume (m ³)	Commentaire
Eau traitée	27	3% NH ₄ CL / 2% KCL
Naphtha	23	Pour le remplissage
Naphtha/Xylène (70/30)	8	Pour le nettoyage
Reformat pur ou Naphta/Xylène (50/50)	27	Pour le traitement de la formation
Nitrogène liquide	16	--

Tableau II.9 : Paramètres de puits HTF13 Avant le traitement et Après le traitement.

Paramètres	pression (bar)		Température (°C)		Débit Q (m ³ /h)	GOR
	Fond	Tête	Fond	Tête		
Avant le traitement	230	16,2	118	16.96	1,55	85
Après le traitement	264	46,5	118	23	2.83	/

On remarque que le débit et augmente après le traitement

II.14. Interprétation des résultats

Les raisons suivantes pourraient être à l'origine de la contre-performance des puits :

Étanchéité du réservoir :

D'après les essais de puits et les performances des puits voisins, le puits HTF13 présente une caractéristique d'étanchéité du réservoir.

Migration des fines :

Lors des opérations wireline, des fines et du sable ont été trouvés et déposés dans le puits de forage. Ces fines pouvaient également bloquer les gorges des pores, provoquant des dommages et une peau positive.

Précipitation d'asphaltènes :

Cette zone a présenté des précipitations d'asphaltènes. Plusieurs clean outs avec du reformat/xylène effectués en 2020 ont donné des résultats positifs mais non satisfaisants. Les précipitations d'asphaltènes peuvent également bloquer les gorges des pores du réservoir voisin. Le puits n'a jamais été stimulé avec du Naphta/Xylène.

Ecailles :

Le puits a tendance à former des dépôts de minéraux comme le sel et les carbonates. Selon l'analyse ci-dessus, le traitement suivant est recommandé

- Lavage intensif du LCP en utilisant le HPJT. Laver avec du naphta/xylène (70/30) et l'eau traitée, décharger le liquide de traitement avec la pompe de nitrogène
- Passage dans le trou du CT le jour suivant pour presser le mélange Naphta/Xylène (50/50) dans la formation et laisser tremper toute la nuit.
- Refaire circuler le fluide de traitement avec de nitrogène puis fermer le puits.
- Remettre le puits en production et évaluer avec Jaugeage.

C

Conclusion et Perspectives

Conclusion générale et Perspectives

La formation de dépôt asphalténique constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. L'endommagement des réservoirs, la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le bouchage des tubes et des installations de production sont quelques-unes de ses conséquences.

Dans le champ de Hassi Messaoud, tous les facteurs qui favorisent la déposition des asphaltènes existent.

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre et déterminer la nature de l'endommagement, sa localisation, le moyen de le traiter.

Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

Enfin, une étude est faite afin de bien choisir le solvant approprié pour traiter ces dépôts. D'après cette étude, le mélange Naphta/Xylène est le solvant le plus efficace contre ces dépôts et il donne des résultats positifs.

Néanmoins le coût de ce traitement est relativement élevé.

R

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [01] SHOJAATI, Faryar, RIAZI, Masoud, MOUSAVI, Seyed Hamed, et al. Experimental investigation of the inhibitory behavior of metal oxides nanoparticles on asphaltene precipitation. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2017, vol. 531, p. 99-110.
- [02] MOHAMMED, Isah, MAHMOUD, Mohamed, AL SHEHRI, Dhafer, et al. Asphaltene precipitation and deposition: A critical review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 197, p. 107956.
- [03] ALEMI, Fatemeh Mahmoudi, DEHGHANI, Seyed Ali Mousavi, RASHIDI, Alimorad, et al. Synthesize of MWCNT-Fe₂O₃ nanocomposite for controlling formation and growth of asphaltene particles in unstable crude oil. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2021, vol. 615, p. 126295.
- [04] CIVAN, Faruk. Overview of formation damage. *Reservoir Formation Damage*, 2016.
- [05] Aissa A.B, Laribi S., Ziada A., Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d'asphaltènes à HMD (CRD), JST communication, 1996.
- [06] Benzaoui Z., STIMULATION PAR ACIDIFICATION AU PUIITS: OMK 842, MD 414, OMJ 711 (Champ de Hassi Messaoud), Thèse de Master, Université kasdi merbah (Ouargla), p.88, 2013.
- [07] Melouka B., Kaddourri D., Berrouti A., Contribution à l'étude de problème des dépôts d'asphaltènes : le cas du puits BKO3 (Champs Haoud Berkaoui), Thèse de Master, Université kasdi merbah (Ouargla), p.69, 2014
- [08] AKABLI Abdelhamid, ALEM Ibrahim, HAIBAOUI Mohammed -THEME Analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum(BaSO₄) dans le champ de HMD (puits ONIZ432, MD660 et OL6)
- [09] Rémi ferriere M., Formation professionnalisante PRO/FPP1 Forage-Puits Traitement des réservoirs, HMD Centre IAP, p. 263, 2015.
- [10] Chapellier D., Diagraphies pétrole(Cours online de géophysique), Université de Lausanne
- [11] Amara A.B., Ben abderrahmane Y., Ben cheikh M., Étude de précipitation et solubilisation des asphaltènes dans le champ HMD, Thèse de Master, Université kasdi merbah (Ouargla), (France), p.78, 2001.
- [12] Zobiri Y., Cours stimulation IAP/HMD (généralité sur l'endomagnt2), p. 21.
- [13] Benchaa A., Oubira A., Etude de problème des asphaltènes caractérisant dans la zone 1 (champ de Hassi Messaoud), Thèse de Master, Université kasdi merbah (Ouargla), p.71, 2017.
- [14] Larbi S., Ben sghier C ., Etude d'endommagement de la roche réservoir par le fluide de forage et le traitement à l'acide, Thèse de Master, Université kasdi merbah (Ouargla), p.39, 2014.
-

- [15] AMIRI, Reza, KHAMEHCHI, Ehsan, et GHAFFARZADEH, Mohammad. Experimental investigation of a novel multifunctional chemical solution on preventing asphaltene precipitation using two crude oil samples with different molecular properties. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, vol. 309, p. 113121.
- [16] Harrouche A., Bakhouya I., Abdallah A., Etude de la précipitation des asphaltènes dans la zone 1 de Hassi Messaoud, Thèse de Master, Université kasdi merbah (Ouargla), 2016.
- [17] FAKHER, Sherif, AHDAYA, Mohamed, ELTURKI, Mukhtar, et al. Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no 3, p. 1183-1200.
- [18] VARGAS, Francisco M. et TAVAKKOLI, Mohammad (ed.). *Asphaltene deposition: fundamentals, prediction, prevention, and remediation*. CRC Press, 2018.
- [19] ZEKRI, Abdulrazag Y., SHEDID, Shedid A., et ALKASHEF, Hassan. Use of Laser Technology for the Treatment of Asphaltene Deposition in Carbonate Formation. In : *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, 2001.
- [20] ABDALLAH, Dalia, BAZUHAIR, Mohamed, ZWOLLE, Simon, et al. Asphaltene studies in on-shore abu Dhabi oil fields, part III: Optimization of field chemicals for remediation and inhibition of asphaltene deposition. In : *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. OnePetro, 2010.
- [21] AL-QASIM, Abdulaziz, AL-ANAZI, Amer, OMAR, Abdulrahman Bin, et al. Asphaltene precipitation: A review on remediation techniques and prevention strategies. In : *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro, 2018.
- [22] Schlumberger Oilfield Review, 2007
- [23] NASSAR, Nashaat N., HASSAN, Azfar, et PEREIRA-ALMAO, Pedro. Comparative oxidation of adsorbed asphaltenes onto transition metal oxide nanoparticles. *Colloids and surfaces A: Physicochemical and Engineering aspects*, 2011, vol. 384, no 1-3, p. 145-149.
- [24] KAZEMZADEH, Yousef, ESHRAGHI, S. Ehsan, KAZEMI, Keyvan, et al. Behavior of asphaltene adsorption onto the metal oxide nanoparticle surface and its effect on heavy oil recovery. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2015, vol. 54, no 1, p. 233-239.
- [25] FRANCO-ARIZA, Camilo Andrés, GUZMÁN-CALLE, Juan David, et CORTÉS-CORREA, Farid Bernardo. Adsorption and catalytic oxidation of asphaltenes in fumed silica nanoparticles: Effect of the surface acidity. *Dyna*, 2016, vol. 83, no 198, p. 171-179.
- [26] SETOODEH, Narjes, DARVISHI, Parviz, LASHANIZADEGAN, Asghar, et al. A comparative study for evaluating the performance of five coatings applied on Fe₃O₄ nanoparticles for inhibition of asphaltene precipitation from crude oil. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2020, vol. 41, no 11, p. 1616-1632.
-

[27] Terrones, Mauricio. Science and technology of the twenty-first century: synthesis, properties, and applications of carbon nanotubes. Annual review of materials research, vol. 33, no 1, p. 419-501, 2003.

[28] Timothy, D. Burchell. Carbon materials for advanced technologies. 1999.

[29] HOSSEINI-DASTGERDI, Zeinab et MESHKAT, Seyyed Salar. An experimental and modeling study of asphaltene adsorption by carbon nanotubes from model oil solution. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, vol. 174, p. 1053-1061.

[30] Rapport SONATRACH –IRARA.
