

N° Série: ..... /2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production Professionnel**

Présenté Par :

**ABED Zakaria, ANNABI Redha**

-THEME-

---

# Traitement des asphaltènes au niveau du champ Hassi Messaoud

---

Soutenue le : 24 / 06 / 2018 devant la commission d'examen

Jury:

<b>Encadreur</b>	: Mme.	BOUFADES Djamilia	Univ. Ouargla
<b>Président</b>	: Mr.	GHALI Ahmed	Univ. Ouargla
<b>Examineur</b>	: Mr.	SID ROUHOU Djamel	Univ. Ouargla

**Année universitaire: 2017/2018**

## *Remerciements*

*Nous remercions, en premier lieu, **Allah** le tout puissant de nous avoir donné la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.*

*Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur Melle. **BOUFADES DJAMILA** pour le temps qu'elle nous a consacré et l'aide qu'elle nous a apporté malgré ses occupations, ses conseils et ses critiques considérables et constructives.*

*Je tiens à remercier Mr. \_\_\_\_\_ pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. \_\_\_\_\_ qui a accepté d'examiner mon travail.*

*Nous ne saurons oublier de remercier également tout le personnel de la Direction Engineering et Production de Hassi Messaoud, en particulier, Mr. B.Mouhcen, Mr. N.Cherif, Mr.A.Youssef.*

*Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants de notre département production qui ont contribué à notre formation.*

*Enfin, tous nos remerciements à nos familles et nos amis de la FHC qui ont collaboré pour nous aider et nous encourager.*

**Zakaria et Redha**

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail*

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

*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 ceux que j'aime et je respecte infiniment*

*Le jour est venu pour leur dire Merci...*

*Ainsi qu'à ma chère sœur Wafia , et mes chères frères Nasro  
,Okba ,Hamza et le petit adorable Younes .*

*A tous mes oncles et toutes mes tantes et mes cousins.*

*A toute ma famille ABED*

*A tous mes amis qui ont toujours été aussi présents à mes cotés par  
leur encouragement dont il s'agit : Soufiane, Nabil, Yahia, Redha .*

*Et enfin ; A tous mes camarades de la FHC.*

*Zakaria*

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail :*

*A la femme de ma vie, celle qui me procure l'amour, la joie et  
l'espoir : MAMAN ;*

*A l'homme le plus courageux que je connaisse, celui qui ne  
cessera jamais de me guider vers le droit chemin et de me pousser  
à donner le meilleur de moi-même : PAPA ;*

*A ma sœur Manel, qui illumine notre quotidien et qui ne cesse de  
nous surprendre ;*

*A mes deux grand-mères ;*

*A toute la famille Annabi*

*A ma tante Hayet ;*

*A mon ami et binôme Zakaria ;*

*A tous mes amis de Felden, d'Akbou et d'Ouargla et à tous les  
gens qui ont ait parti de ma vie.*

*REDHA*

# Résumé

## ملخص

استغلال النفط يواجه صعوبات بسبب انسداد في الخزان و الأنابيب نتيجة تكون الإسفلت لتجنب هذا الإشكال يبحث المستغلون عن تحديد الظروف التي تتشكل فيها هذه الإنسدادات. أنجز هذا العمل على منطقة حاسي مسعود هذه المنطقة التي تعاني من مشاكل كثيرة بسبب ترسب الإسفلت. الهدف من هذا العمل هو تحليل وتحديد معالم تشكيلات إيداع أسفالت في حقل حاسي مسعود على وجه الخصوص. قمنا في هذا البحث بدراسة المعالجة الوقائية للودائع الإسفلتية بواسطة خليط إعادة تشكيل / اقزولين باستخدام برنامج PiPesim لتحفيز HTF23 بشكل جيد بناءً على البيانات التجريبية: الضغط ، درجة الحرارة ، بعد النتائج التي تم الحصول عليها لاحظنا زيادة في التدفق 1.96 م<sup>3</sup> / ساعة إلى 2.87 م<sup>3</sup> / ساعة. الكلمات الدالة: إسفلت، رواسب، دراسة المختبر، المحاكاة.

## RESUME

L'exploitation du pétrole brut s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôts des asphaltènes. Pour éviter ce problème, les exploitants cherchent à déterminer les conditions aux quelles se forment ces bouchons. Ce travail a été réalisé sur le champ de Hassi messaoud, qui a connu beaucoup de problèmes de formation des asphaltènes lesquels ont provoqués beaucoup d'accidents. L'objectif de ce travail est d'analyser et d'identifier les paramètres de la formation des dépôts des asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud .en particulier dans le puit HTF23. Dans ce travail nous avons étudié le traitement préventif des dépôts asphalténiques par un mélange reformat /xylène, en utilisant le logiciel PiPesim pour la stimulation du puits HTF23 en ce basant sur les données expérimentales : pression, température, après les résultats obtenus on a remarqué une augmentation dans le débit 1,96 m<sup>3</sup>/h jusqu'à 2,87 m<sup>3</sup>/h. **Mots clés** : asphaltènes, dépôts ,logiciel PIPESIM , Simulation.

## ABSTRACT

The exploitation of natural gas has encountered difficulties due to plugging of pipelines by hydrate deposits (plugs formation). To avoid this problem, operators seek to determine the conditions which form these plugs. This work was done on the Hassi Messaoud field, a field that has many Problems of asphaltene formation which have caused many accidents. The objective of this work is to analyze and identify the parameters of Asphaltene deposit formation in the Hassi Messaoud field in particular.

In this work we studied the preventive treatment of asphaltenic deposits by a reformat / xylene mixture, using the PiPesim software for the stimulation of HTF23 well based on the experimental data: pressure, temperature, after the results obtained we noticed a increase in the flow 1.96 m<sup>3</sup>/h to 2.87 m<sup>3</sup>/h.

Keywords: asphaltenes, petrol, laboratory Study, Simulation.

# Sommaire

---

## Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	XI
SYMBOLES ET ABREVIATIONS	XII
Introduction générale.....	1
<b>Chapitre I : Présentation De Champ Hassi Messaoud</b>	
I- Introduction .....	2
I.1- Présentation du champ de Hassi Messaoud .....	2
I.2- Situation de champ de Hassi Messaoud .....	2
I.2.1- Situation géographique .....	2
I.2.2- Situation géologique .....	3
I.2.3- Structure du champ .....	4
I.3- Zonation du champ Hassi-Messaoud .....	5
<b>Chapitre II : Généralité Sur Les Asphaltènes</b>	
II- Introduction .....	6
II.1- Les problèmes d'exploitation et les solutions qui existent dans le champ de HMD.....	6
II.1.1- Dépôts de sel.....	6
II.1.2- Dépôts des sulfates de barium : (BaSO <sub>4</sub> ).....	6
II.1.3- Migration des fines.....	6
II.1.4.-Dépôts organiques.....	6
II.1.4.1- Dépôts des paraffines.....	6
II.1.4.2- Dépôts d'asphaltènes.....	7
II.2- Définition, composition et structure des asphaltènes.....	7
II.2.1- Définition Les asphaltènes.....	7
II.2.2- Composition des asphaltènes .....	8
II.2.3- Structure des asphaltènes.....	10

# Sommaire

---

II.2.3.1- Modèle Pfeiffer.....	10
II.2.3.2- Modèle de Yen.....	11
II.3- Analyse SARA.....	17
II.4- Déposition des asphaltènes.....	18
II.5- les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes .....	18
II.5.1- Les paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile .....	19
II.5.2- La vitesse de filtration de l'huile.....	21
II.5.3- L'injection de CO <sub>2</sub> .....	22
II.5.4- L'eau de formation .....	22
II.5.5- L'acidification .....	22
II.6- Localisation des dépôts d'asphaltènes.....	22
II.7- Problèmes causé par les dépôts d'asphaltènes .....	23
II.8- Le traitement des asphaltènes .....	25
II.8.1- Traitement mécanique.....	25
II.8.2- Traitement Chimique .....	26
II.9- Caractérisation des Asphaltènes .....	28

## **Chapitre III : Etude D'un Cas (Puits HTF23)**

III- Introduction.....	29
III.1. Objectif du traitement.....	30
III.2. traitement recommandé .....	30
III.3. Historique du puits HTF23.....	31
III.4. Problème du Puits.....	32
III.5. Echantillonnage. ....	32
III.6. Étude de cas puits HTF 23.....	33
III.6.1. Résultats de test jaugage .....	33
III.6.2- Test DST.....	34
III.6.3- Test Build up.....	34
III.6.4- Analyse Nodale.....	35
III.7. Stimulation par le logiciel de PIPESIM.....	35
III.7.1- HTF23 Avant le Traitement.....	36
III.7.2- HTF23 Après traitement.....	38

# Sommaire

---

III.7.3- L'efficacité de traitement.....	40
Conclusion générale.....	41
Références bibliographiques	
Annexe	



Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : Situation géographique du champ Hassi Messaoud .....	3
<b>Figure I.2</b> : Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud .....	4
<b>Figure I.3</b> : Les zones du champ de Hassi Messaoud.....	5
<b>Figure II.1</b> : Les zones asphalténiques dans le champ Hassi Messaoud.....	7
<b>Figure II.2</b> : Un échantillon des asphaltènes.....	8
<b>Figure II.3</b> : Schéma d'une composition d'asphaltènes .....	9
<b>Figure II.4a</b> : Asphaltènes dispersés (avant la floculation) .....	10
<b>Figure II.4b</b> : Asphaltènes agrèges (après la floculation) .....	11
<b>Figure II.5</b> : Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen1972.....	12
<b>Figure II.6</b> : Formation d'un feuillet à partir des molécules d'asphaltènes.....	13
<b>Figure II.7</b> : Microstructure des asphaltènes d'après le modèles de Yen (Feuille).....	14
<b>Figure II.8</b> : Une particule d'asphaltènes .....	14
<b>Figure II.9</b> : Formation de l'agrégat d'asphaltène.....	15
<b>Figure II.10</b> : Floculation et agglomération des asphaltène (dans la partie déposition).....	15
<b>Figure II.11</b> : Les différentes structures des molécules d'asphaltène.....	16
<b>Figure II.12</b> : Les différentes fractions du Pétrole (SARA).....	17
<b>Figure II.13</b> : Effet de pression sur la solubilité d'asphaltènes Dans petrole brut a la temperature de reservoir.....	19
<b>Figure II.14</b> : Effet de température sur la solubilité D'asphaltènes a une pression de 3034.7psia.....	20
<b>Figure II.15</b> : Les emplacements possibles de dépôt d'asphaltène.....	23
<b>Figure II.16</b> : Dépôt d' Asphaltène dans une roche réservoir.....	24
<b>Figure II.17</b> : Dépôt d' Asphaltène dans les Tubings de Production.....	25
<b>Figure II.18</b> : Dépôt d' Asphaltène dans le réseau de collecte.....	25
<b>Figure II.19</b> : Gauge Cutter (outil wire line).....	26
<b>Figure II.20</b> : Histogramme de l'efficacité du traitement.....	27

<b>Figure III.1</b> : Les zones asphaltèniques dans le champ de Hassi Messaoud.....	29
<b>Figure III.2</b> : Emplacement du puits.....	31
<b>Figure III.3</b> : Evolution de la pression avant le traitement.....	32
<b>Figure III.4</b> : Analyse Nodale HTF23 avant traitement.....	36
<b>Figure III.5</b> : Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T (le modèle Multi flash) avant traitement.....	37
<b>Figure III.6</b> : Analyse Nodale HTF23 après traitement.....	38
<b>Figure III.7</b> : Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T (le modèle Multi flash) après traitement.....	39

## **Liste des tableaux**

<b>Tableau II.1</b> : Analyse élémentaire des asphaltènes. ....	9
<b>Tableau II.2</b> :Les facteurs qui affectent sur la précipitation des asphaltènes pendant la récupération primaire d'huile.....	21
<b>Tableau II.3</b> : La composition du Reformat .....	28
<b>Tableau III.1</b> : Résultats des Tests de Jaugeage.....	33
<b>Tableau III.2</b> : Résultats de test DST.....	34
<b>Tableau III.3</b> : Résultats des Tests de Build up.....	34
<b>Tableau III.4</b> : Analyses SARA de puits HTF23.....	35
<b>Tableau III.5</b> : Point de fonctionnement du puits HTF23.....	36
<b>Tableau III.6</b> : Point de fonctionnement puits HTF23.....	38
<b>Tableau III.7</b> : Paramètres de production avant et après traitement.....	40
<b>Tableau III.8</b> : Historique des Dernières interventions sur le puits.....	41

## SYMBOLES ET ABREVIATIONS

Symbole	Désignation	Unités
<b>P</b>	pression	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>V</b>	Volume	Cm <sup>3</sup>
<b>T</b>	Température	°C
<b>Pf</b>	Pression de fond	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pp</b>	Pression de pipe	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pt</b>	Pression de tête	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>PG</b>	Pression de gisement	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pb</b>	Pression de Bule	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pr</b>	Pression de réservoir	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>IP</b>	Index de productivité	m <sup>3</sup> h-1bar <sup>-1</sup>
<b>Q</b>	Débit de production	m <sup>3</sup> /h ou m <sup>3</sup> /j
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio	Vol/vol
<b>PFD</b>	Pression de fond dynamique	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>MD1, OM1</b>	désignation des zones des puits	
<b>AD 32</b>	Anti dépôts	

## ABREVIATIONS

<b>HMD</b>	Hassi Messaoud.
<b>PIPESIM</b>	logicielle de simulation.
<b>NaCl</b>	chlorures de sodium.
<b>PVT</b>	Pression Volume Température.
<b>API</b>	American Petroleum Institute.
<b>SARA</b>	Saturé, Aromatique, Résine et Asphaltène.
<b>C.F.P.A.</b>	Compagnie Française de Pétrole d'Algérie.
<b>SN.REPAL.</b>	Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie.
<b>SONATRACH</b>	Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures

# INTRODUCTION

L'industrie pétrolière est confrontée depuis quelques années à des problèmes épineux liés à l'exploitation et à la production des pétroles bruts. En effet la formation d'un dépôt de matières organiques cause des problèmes de fonctionnement majeurs lors des processus de production, transport et raffinage du pétrole brut. Cette déposition affecte l'économie de l'industrie pétrolière en causant dans la plupart des cas le colmatage du réservoir pétrolier, la formation d'un dépôt dans les canalisations et la baisse de la qualité du pétrole.

Le dépôt est régi par les composants lourds du pétrole brut qui s'auto-associent, flocculent, précipitent ou même polymérisent à certaines températures et pressions. Parmi les composants lourds du pétrole, les asphaltènes représentent la fraction principale responsable de la floculation et de la précipitation, en raison de leur forte tendance à l'auto-association et agrégation dans le pétrole. Tous ces problèmes peuvent avoir comme conséquence des arrêts et des pertes de production, et probablement des dommages irréparables dans les installations industrielles.

Ces problèmes de dépôt, sont non seulement produits pendant l'exploitation d'huile lourde avec un taux élevé en asphaltènes, mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes (0.3 à 0.5 %), comme dans le cas du champ de Hassi Messaoud en Algérie.

Ces dernières années, le problème de dépôt d'asphaltènes semble se généraliser presque sur tous les champs pétrolifères Algériens où de nombreux puits ont vu leur potentiel tellement réduit que certains parmi eux ont dû être fermés.

L'objectif de ce travail est d'analyser et d'identifier les paramètres de la formation des dépôts des Asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud.

Afin de mieux positionner le sujet de cette mémoire, le premier chapitre est consacré à une présentation du champ Hassi Messaoud et en particulier le puits HTF23.

Dans le deuxième chapitre, nous allons définir les asphaltènes et nous expliquerons en détails leur composition et leur structure ; nous allons aussi étudier les méthodes de traitement contre ces dépôts et les solvants utilisés afin de les dissoudre.

Et enfin le dernier chapitre consiste à l'étude d'un puits asphalténique qui a été candidat à un traitement de reformat, nous allons démontrer l'efficacité de ce solvant en utilisant une simulation via le logiciel PIPESIM, en ce basant sur les paramètres PVT ainsi que sur les différents tests réalisés sur ce puits.

**CHAPITRE**

**I**

**PRESENTATION DU  
CHAMP DE HASSI  
MESSAOUD**

## **I. INTRODUCTION.**

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres petrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....). [1]

### **I.1.Présentation du champ de Hassi Messaoud.**

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A. (Compagnie Française de Pétrole d'Algérie).
- Au sud la SN.REPAL. (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie).

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales. [1]

### **I.2.Situation de champ de Hassi Messaoud.**

#### **I.2.1. Situation géographique:**

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km<sup>2</sup> avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km<sup>2</sup>. Sa localisation : [1]

- En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- 790.000 à 840.000 EST

- 110.000 à 150.000 Nord

- En coordonnées géographique :

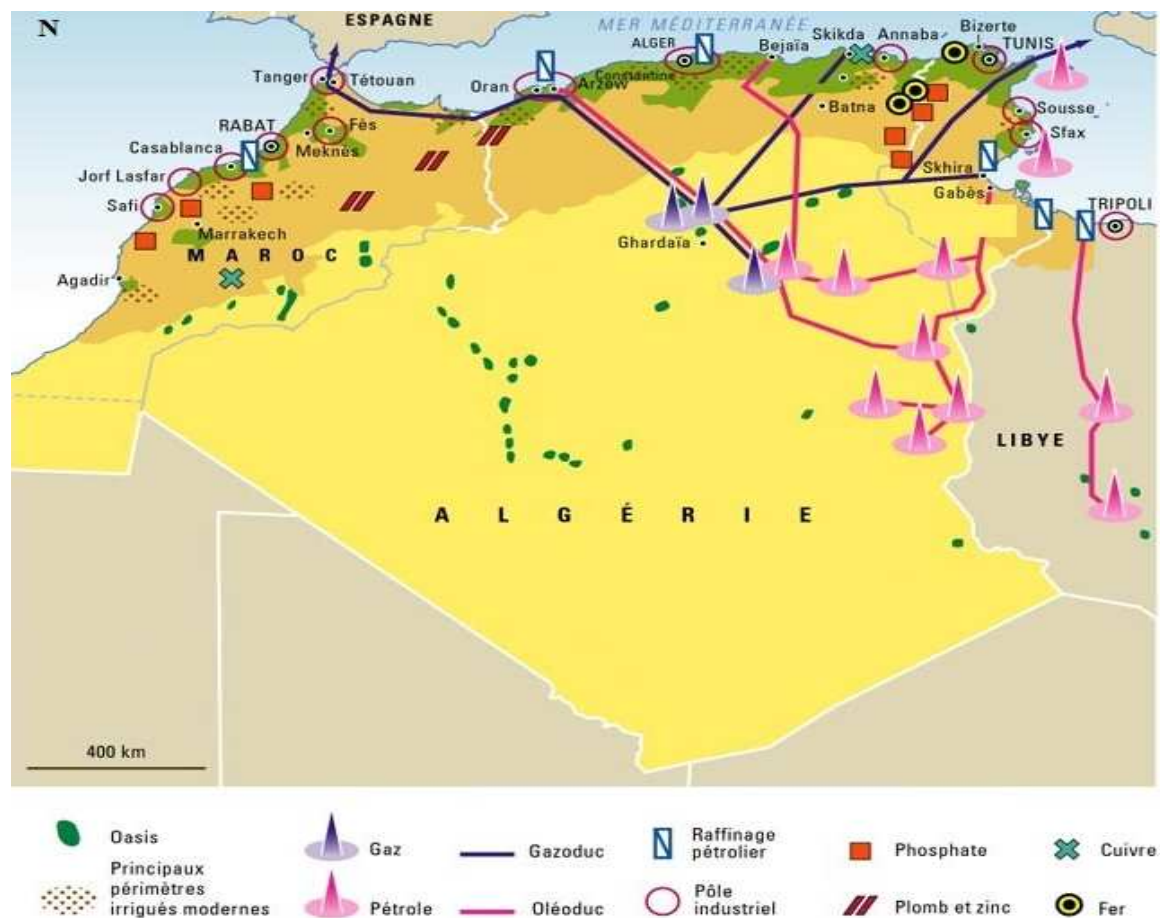
- Au nord par latitude 32 15°

- Au Sud par latitude 31 30°

- A l'ouest par la longitude 5 40°

- A l'Est par la longitude 6 35°





**Figure I.1:** Situation géographique du champ Hassi Messaoud [2]

### I.2.2. Situation géologique:

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeïfère. C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étend sur 53x44km de superficie.

#### Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au sud-est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

#### A plus grande échelle, il est limité géologiquement :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkine.



Du point de vue caractéristique du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène : sur une verticale et sur un plan.
- Discontinu : par l'écoulement des fluides.
- Anisotrope : par la présence de silt.

### I.3. Zonation du champ Hassi-Messaoud.

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux mais pas avec ceux des zones voisines, et se comportent de la même manière de point de vue pression de gisement. [4]

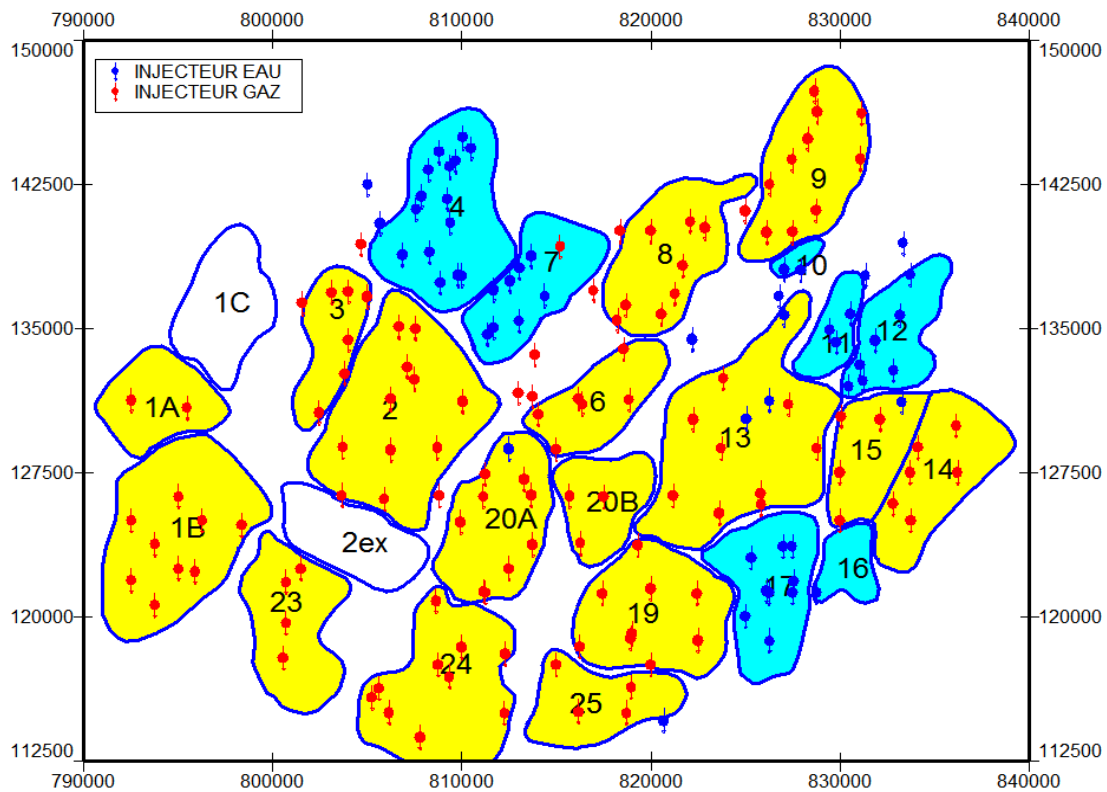


Figure I.3: Les zones du champ de Hassi Messaoud [4]

# CHAPITRE II

## GENERALITE SUR LES ASPHALTENES

## **II. INTRODUCTION.**

Le problème majeur qui affecte la production de pétrole est le dépôts, que ce soit les dépôts minéraux comme les sels ( NaCl), qui se forme sur les parois du tubing, ou bien les dépôts de sulfate de baryum qui se forme par l'interaction des molécules de sulfate contenues dans l'albien avec les molécules de baryum contenues dans le cambrien ( eau de gisement ), et aussi les dépôts d'asphaltenes qui se trouve dans le pétrole lui-même et qui se forme lors du changement des paramètres P.V.T.

### **II.1. Les problèmes d'exploitation et les solutions qui existent dans le champ de HMD.**

Le champ de Hassi Messaoud présente des problèmes de dépôts d'asphaltes et de dépôt de sels. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

#### **II.1.1. Dépôts de sel :**

La présence d'eau produite avec une forte salinité et le changement de la température et la pression sont les principales causes de dépôt de sel. La solution adoptée de ce dépôt est l'injection d'eau pour lavage. [5].

#### **II.1.2. Dépôts des sulfates de barium (BaSO<sub>4</sub>) :**

Il survient en raison de l'incompatibilité entre les eaux de formation et l'eau d'injection ou l'eau de lavage, on peut le prévenir par l'injection d'anti-dépôt (AD32), ou faire appel au coiled tubing avec Skil Blaster (produit sable et gel). [5].

#### **II.1.3. Migration des fines :**

Ces particules provoquant l'endommagement et qui proviennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production .

La solution adoptée dans ce cas est le Mud Acid (Hcl 6, HF 1.5) [5].

**II.1.4. Dépôts organiques:** pour lesquels on distingue deux catégories :

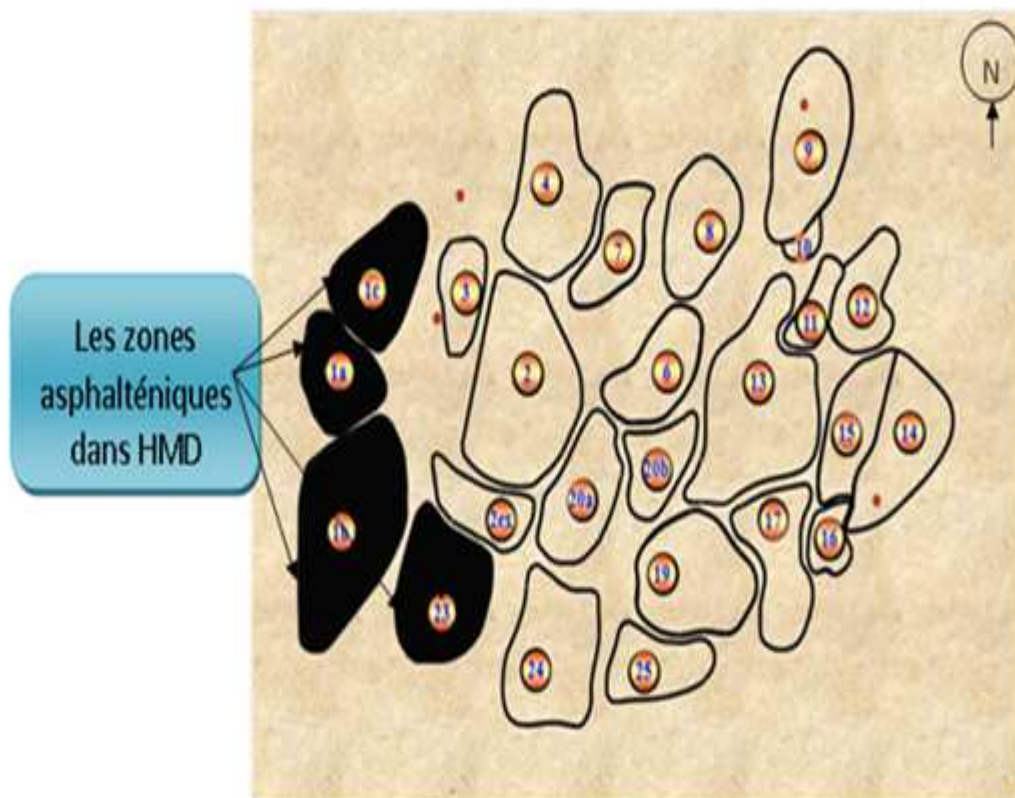
**II.1.4.1. Dépôts des paraffines :**

Ils apparaissent le plus souvent en tête de puits. Leur formation est en général liée à une baisse de la température ; par exemple, lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle au fond du puits. La solution pratiquée est le nettoyage avec reforma.

**II.1.4.2. Dépôts d'asphaltènes :**

Très fréquent dans les zones 1A, 1B, 1C et 23. Typiquement, les dépôts d'asphaltènes sont dans le tubing, sur liner crépine, au niveau des perforations ainsi que la formation. La solution est le nettoyage avec reformat.

Ces dépôts rendent le développement et l'exploitation du champ très compliqués.



**Figure II.1:** les zones asphalténiques dans le champ Hassi Messaoude [3].

## II.2. Définition, composition et structure des asphaltènes.

### II.2.1. Définition Les asphaltènes :

Le mot asphaltène a été proposé pour la première fois par J. B. Boussingault en 1837 en France pour décrire les constituants d'asphaltes trouvés en France et au Pérou. [6]

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans les paraffines à bas poids moléculaire (n-heptane, n-pentane) mais solubles dans certains solvants aromatiques comme le toluène et le benzène. [7]

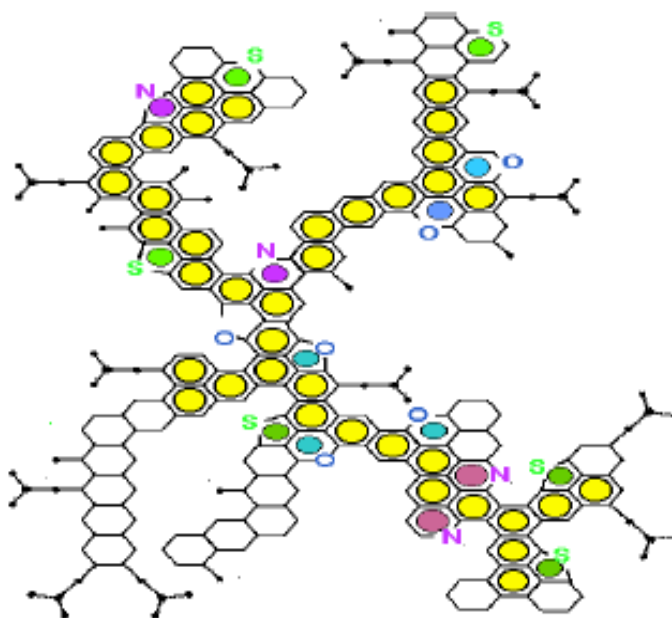
Leur structure chimique est un anneau aromatique avec de l'oxygène, de l'azote et du soufre présents dans les ramifications hétérocycliques et de l'oxygène dans les groupements alkyles. [8]



**Figure II.2:** Un échantillon des asphaltènes [9].

### II.2.2. Composition des asphaltènes :

Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de **Carbone (C)** et **d'Hydrogène (H)**. D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le **Soufre (S)**, **Azote (N)**, et **l'Oxygène (O)** avec des quantités significatives, tandis que les métaux, comme, le **Nickel (Ni)** et le **Vanadium (V)** sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables



**Figure II.3:** Schéma d'une composition d'asphaltènes [10]

Le tableau suivant donne la compositions élémentaires des asphaltènes:

**Tableau II.1:** Analyse élémentaire des asphaltènes.[11]

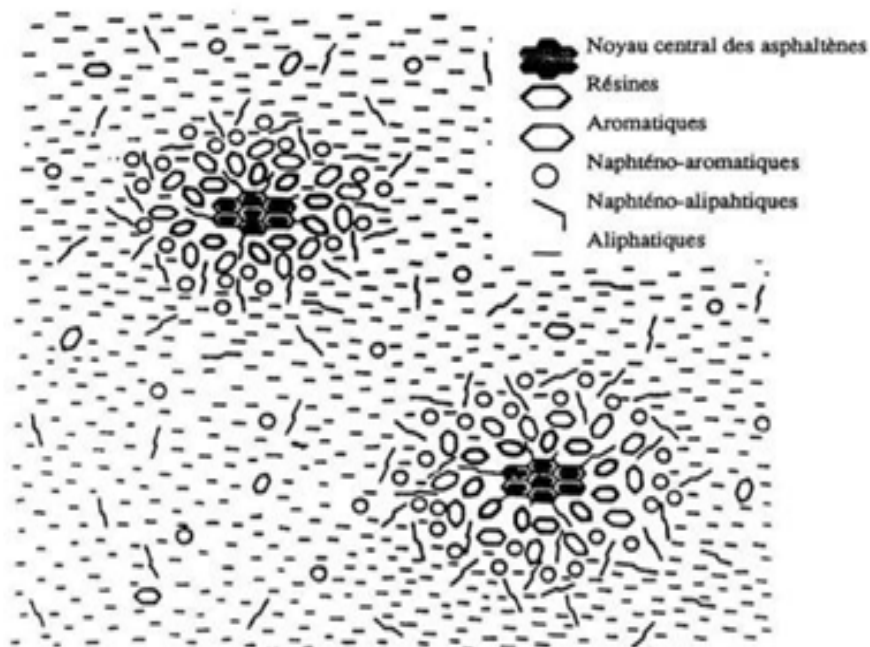
Composition élémentaire	Poids (%)
C	82 ± 3%
H	8.1 ± 0.7%
N	0.6 – 3.3 %
S	0.3 – 10.3 %
O	0.3 – 4.9 %
V	1 – 1200 (PPM)
NI	1 – 150 (PPM)



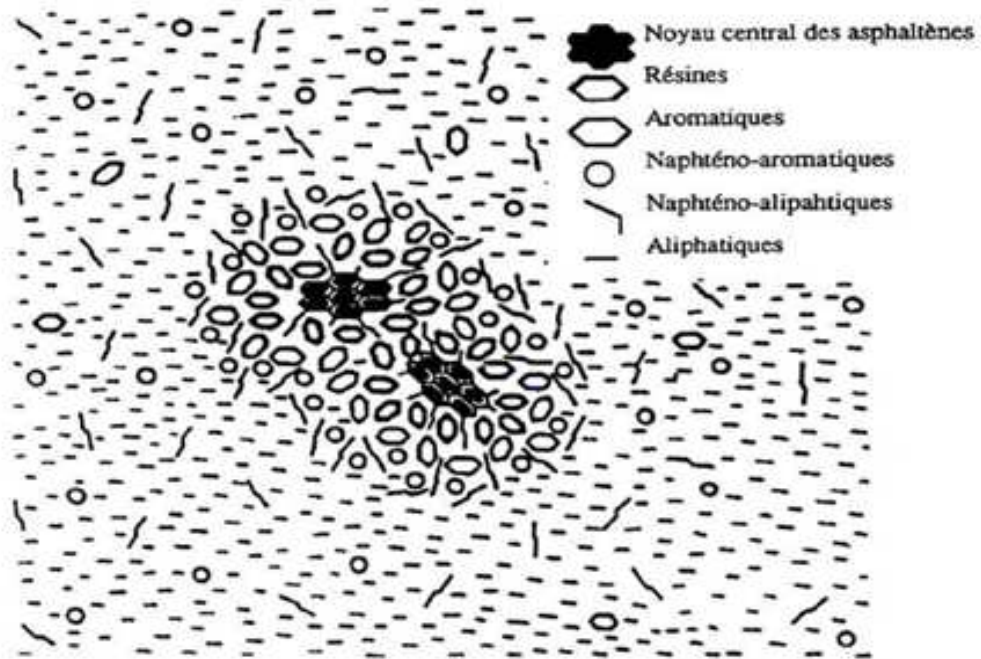
### II.2.3. Structure des asphaltènes.

#### II.2.3.1. Modèle Pfeiffer :

Selon Pfeiffer et Saal , les asphaltènes forment des entités micellaires entourés et stabilisés par les résines et certains autres constituants du brut. Ils ont suggéré qu'il existe une transition continue entre les entités les plus polaires (les asphaltènes) et les entités les moins polaires (les aliphatiques). Lorsque la quantité des résines diminue, les forces attractives se créent (4.a), ce qui entraîne une association des micelles entre elles et confère au milieu une structure du type gel (4.b). [12]



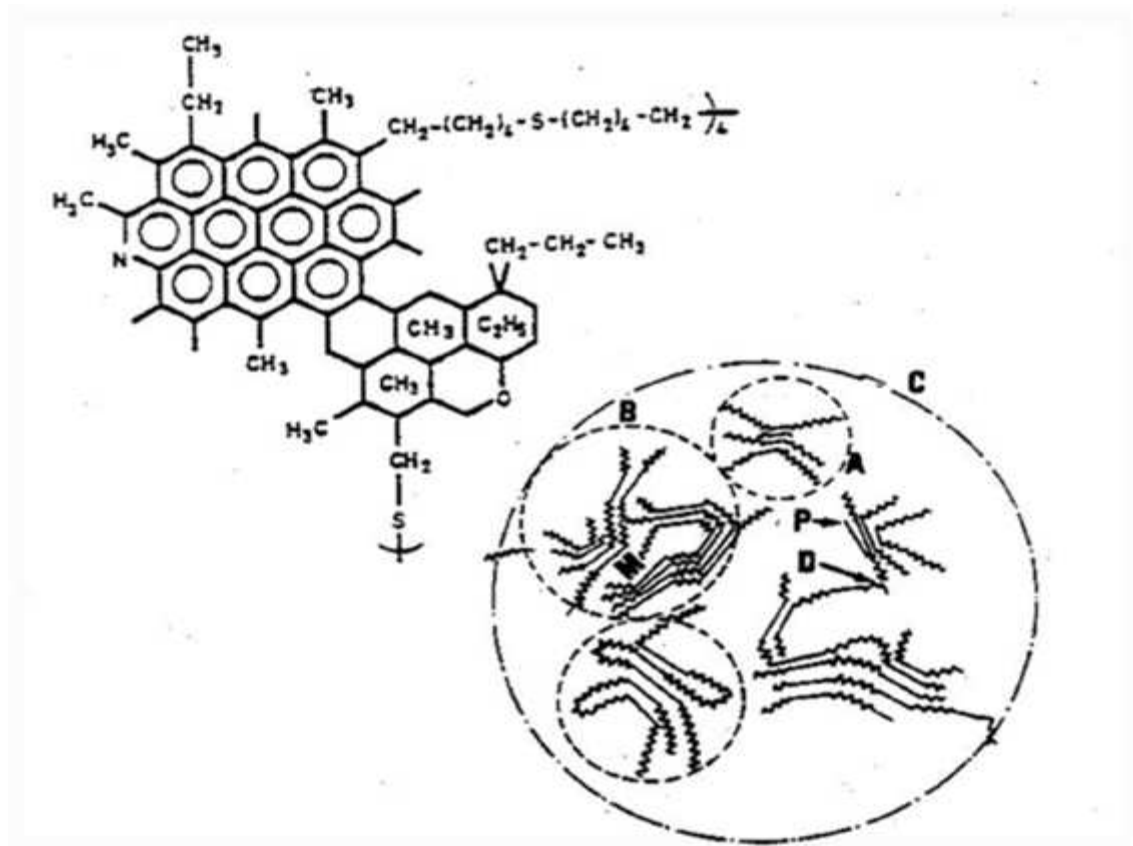
**Figure II.4a:** Asphaltènes dispersés (avant la floculation) [12].



**Figure II.4b:** Asphaltènes agrèges (après la floculation) [12].

### II.2.3.2 Modèle de Yen :

L'un de modèles les plus accepter par la communauté internationales est celui de l'équipe de T.F Yen qui a propose un modèle constitué de 4 niveaux pour décrire la structure des asphaltènes. [13]



A – Particule ; B – Micelle ; C – Agglomérat ; M – Atome Métallique ; D – Liaison faible ;  
P-Porphyrine

**Figure .II.5:** Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen1972

### 1- Le feuillet :

Il constitue la molécule élémentaire d'asphaltène dont le poids moléculaire est de l'ordre de 500 à 1000 g/mol. Le feuillet est le noyau aromatique polycondensé substitué des chaînes aromatiques de noyaux naphthéniques composés de 4 à 7 molécules. [14]

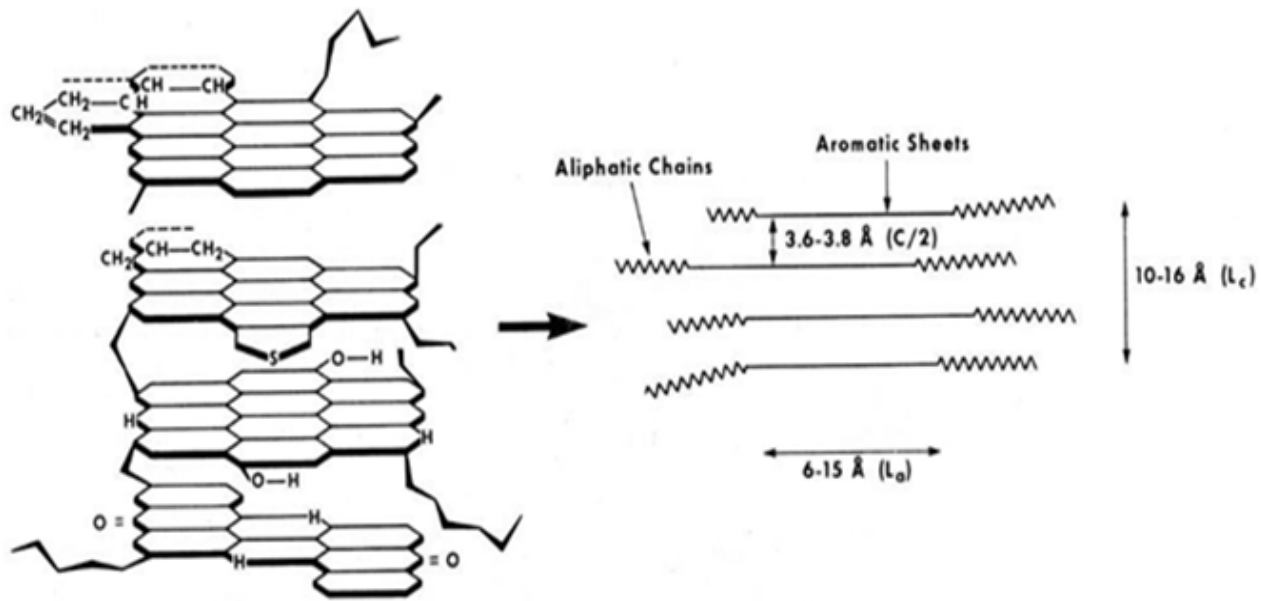
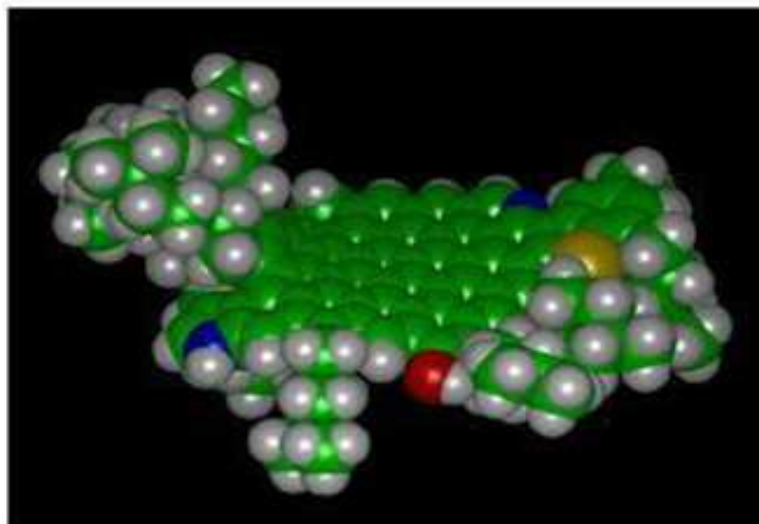
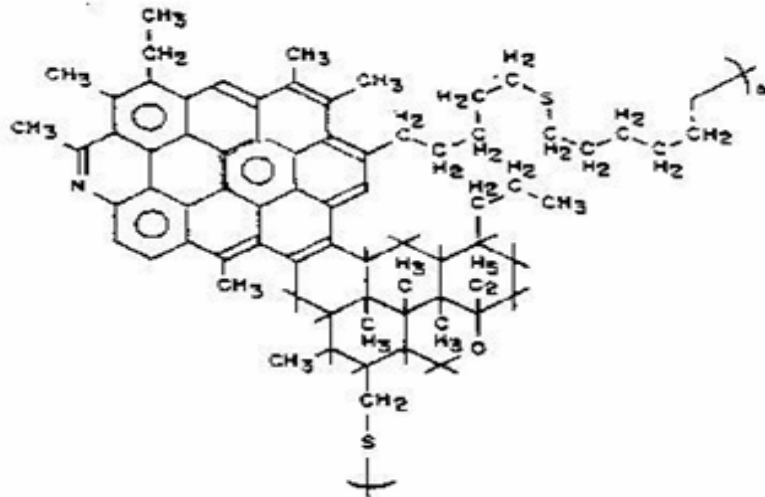


Figure II.6: Formation d'un feuillet à partir des molécules d'asphaltènes.



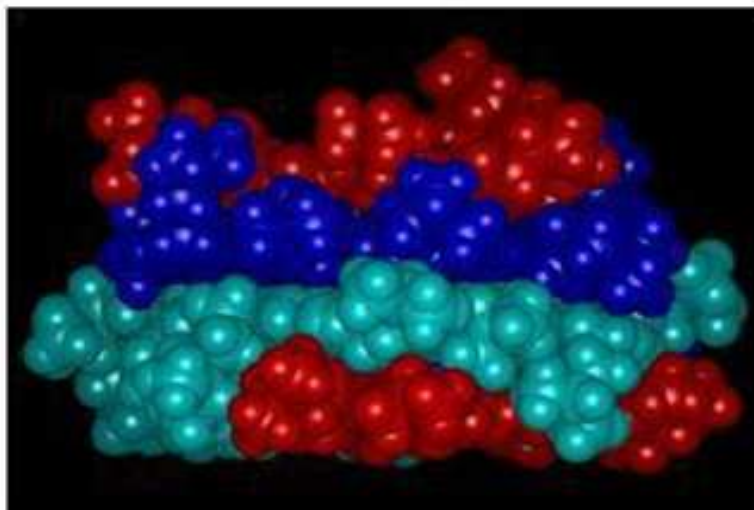
a). Feuillet de particule d'asphaltènes [15]



b). Feuillet aromatique [16]

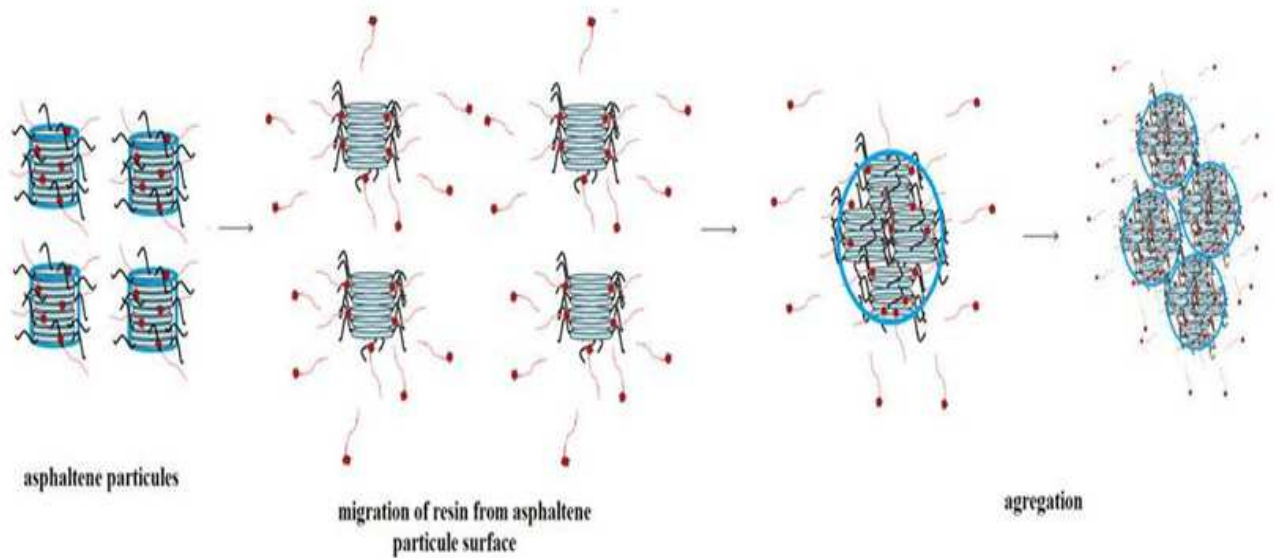
**Figure II.7:** Microstructure des asphaltènes d'après le modèles de Yen (Feuille)**2- Particule :**

Elle est constituée de l'empilement de quelques feuilles par des liaisons  $\pi - \pi$ . L'analyse par diffraction des rayons X a permis de déterminer la distance inter-feuille 0.37 nm. Ainsi que la hauteur totale de la particule et d'en déduire que chaque particule contient 3 à 5 feuillets.

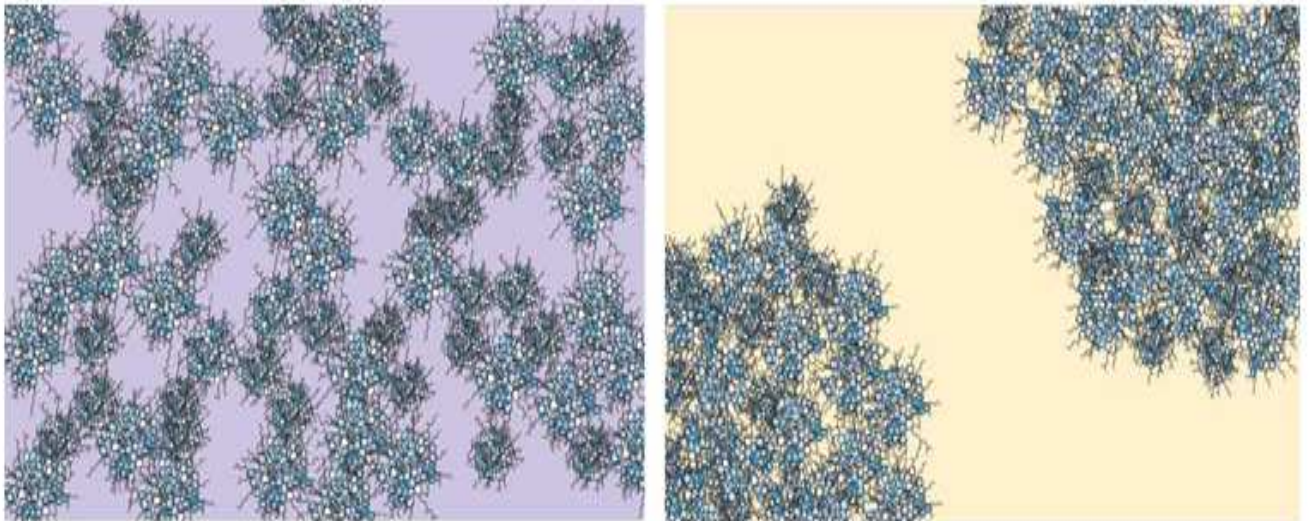
**Figure II.8:** Une particule d'asphaltènes [15]

### 3- l'agglomérat :

la masse molaire est de l'ordre de 100 000 à 1000 000 g/mol, est constitué par plusieurs particules et micelles.

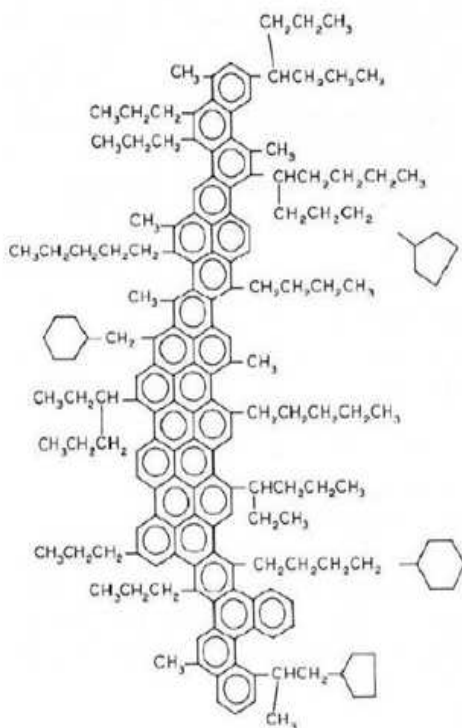


**Figure II.9:** Formation de l'agrégat d'asphaltène



**Figure II.10:** Floculation et agglomération des asphaltène (dans la partie déposition)

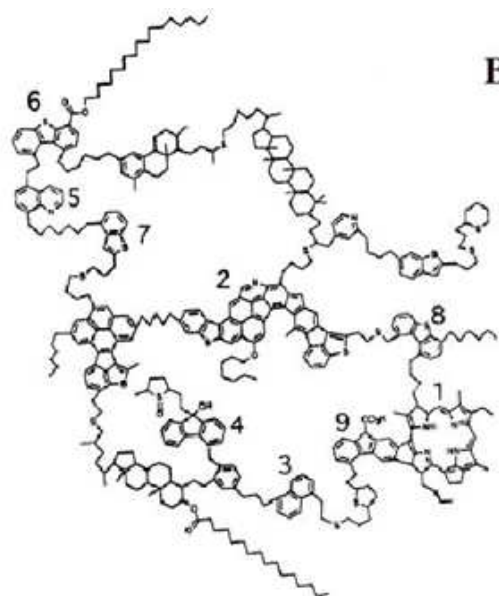
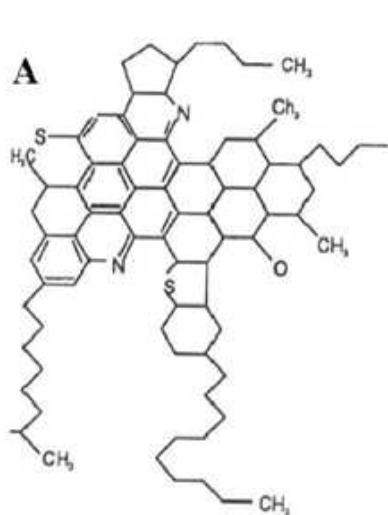
4- La micelle : groupement de 2 à 3 particules.



structure hypothétique d'une molécule d'asphaltenes, brut IRAQ



Molecular Structure of Asphaltene Proposed for S10C Residue of Venezuelan Crude by Carbognani [INTEVEP S.A. Tech. Rept., 1992]



i: Asphaltene model molecules: A, Continental structure (Speight and Moschopedis, 1981); B, Archipelago structure (Murgich et al., 1999)

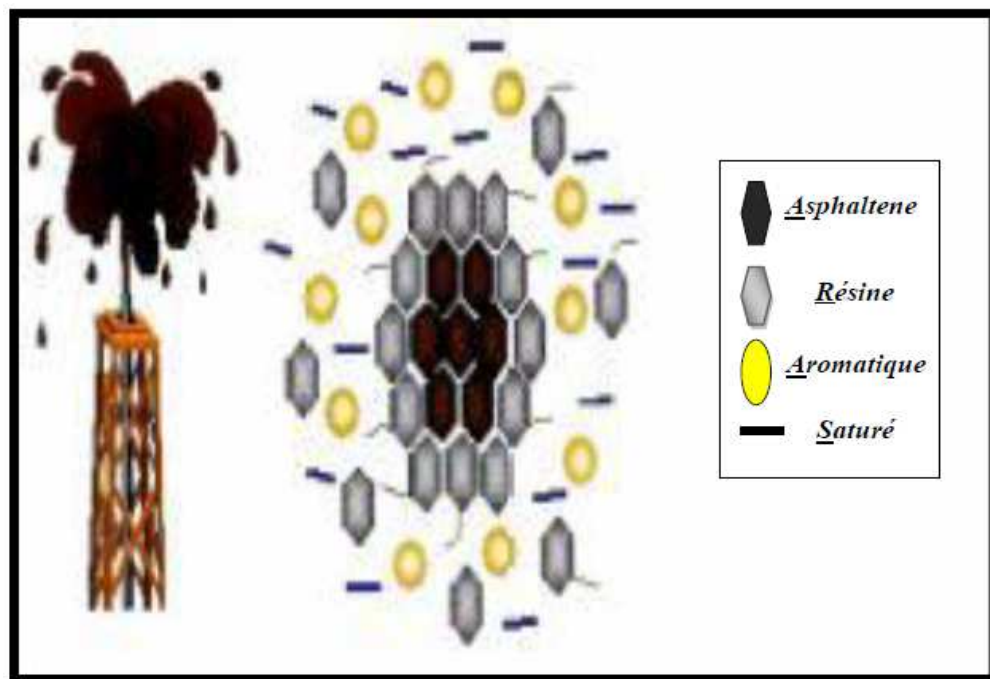
Figure II.11: Les différentes structures des molécules d'asphaltène

### II.3.Analyse SARA.

L'analyse SARA se réfère à la détermination de la proportion des **S**aturés, **A**romatiques, **R**ésines et **A**sphaltènes dans une quantité bien déterminée d'un brut. Cette analyse nous renseigne sur la stabilité colloïdale des asphaltènes dans le pétrole brut.

A partir des données de l'analyse SARA, deux autres rapports sont le rapport Saturés/Aromatiques et le rapport asphaltènes / résines.

Le rapport (saturés / aromatiques) est une mesure indirecte du pouvoir solvant de l'échantillon d'asphaltènes (un rapport élevé implique une faible tendance de solvatisation). D'autre part, le rapport (asphaltènes / résines), se rapporte à la mesure de la stabilité colloïdale des asphaltènes. Un faible rapport (asphaltènes / résines) implique une bonne stabilisation colloïdale). [7]



**Figure II.12:** Les différentes fractions du Pétrole (SARA)



#### **II.4.Déposition des asphaltènes .**

Minissious a été la première personne à réaliser des expériences sur les dépôts d'asphaltènes dans le milieu poreux, il a utilisé différents matériaux avec des perméabilités différentes et a fait passer de l'huile dans ces matériaux avec une quantité variable des asphaltènes, les résultats de cette recherche sont encore utilisés pour tester les différents résultats de la modélisation. [17]

Les expériences sur la déposition des asphaltènes ont été réalisées depuis longtemps mais la modélisation de ce dépôt en milieu poreux est récente.

Civan a été la première personne à modéliser simultanément le dépôt d'asphaltènes et de paraffine dans les milieux poreux. [18]

Tous les composants organiques et inorganiques non pétroliers des fluides pétroliers sont considérés comme des impuretés du point de vue de l'industrie pétrolière. Structure moléculaire des impuretés organiques sont composées principalement d'éléments tels que le carbone, l'hydrogène, les métaux, qui sont les principaux composants des asphaltènes azote, oxygène et soufre. Les molécules d'impuretés inorganiques sont généralement composées de carbone, de métaux, d'oxygène et de soufre.

Quatre différents effets (mécanismes) sont reconnus pour de telles dépositions. Un ou plusieurs de ces mécanismes décrivent les dépôts organiques qui peuvent se produire pendant la production, le transport ou la transformation du pétrole : Effet de polydispersité, effets colloïdaux stériques, effet d'agrégation, effet électrocinétique. [19]

#### **II.5.les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes.**

Le mécanisme de floculation et précipitation d'asphaltènes est très complexe et dépend de plusieurs facteurs. Ces facteurs sont les suivants : [20]

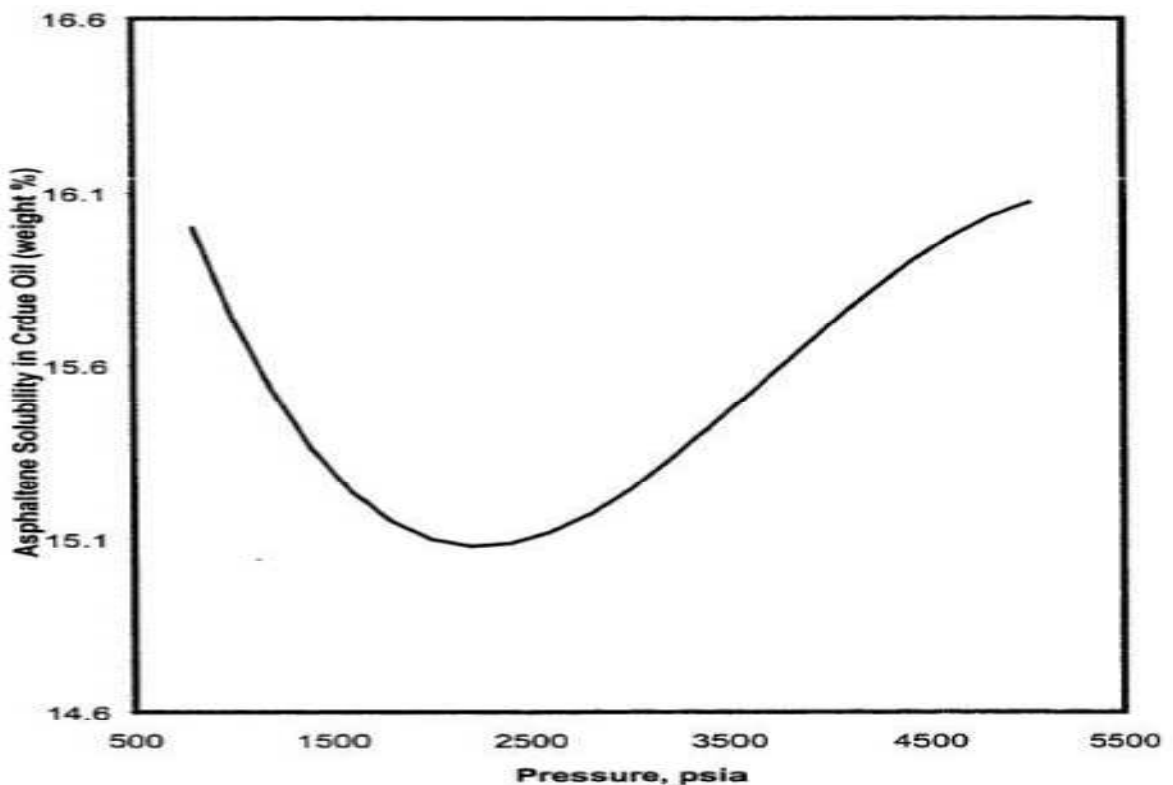
- Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- la vitesse de filtration de l'huile dans la matrice
- les injections de CO<sub>2</sub> et d'eau ;
- les venues d'eaux
- l'acidification matricielle.

### II.5.1. Les paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile.

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

#### a) La Pression :

La pression est le facteur majeur qui provoque la précipitation des asphaltènes dans des réservoirs lors de la récupération primaire du pétrole. Les effets de pression sur la précipitation des asphaltènes ont été expliqués qualitativement par les changements de la puissance des solvants dispersants avec la pression. La pression est au-dessous du point de bulle du pétrole brut, la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut augmente avec la diminution de la pression. La solubilité atteint une valeur minimale à la pression de bulle. [21]

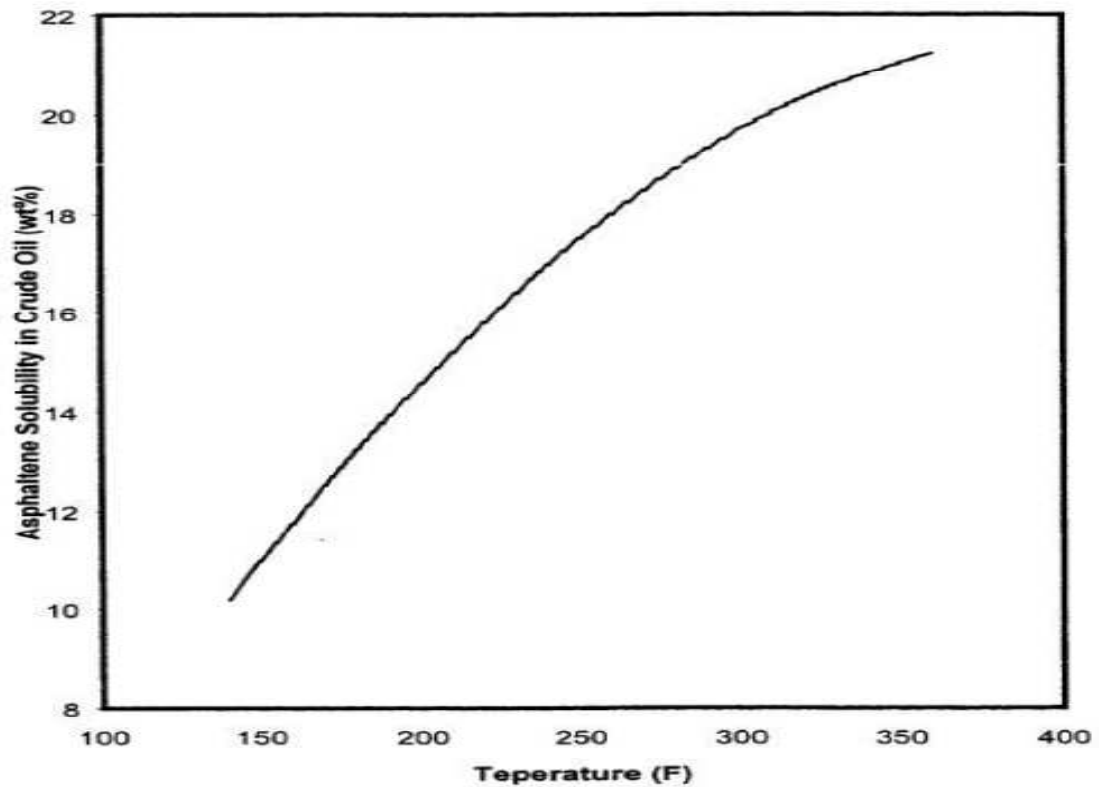


**Figure II.13:** Effet de pression sur la solubilité d'asphaltènes Dans pétrole brut à la température de réservoir [21]

**b) La Température :**

la température du réservoir reste presque constante. Par conséquent, la température n'est pas aussi étudiée avec soin comme la pression. [21]

- Pendant la production, le mouvement d'huile au sein de la matrice à travers le sable peut produire un champ électrique (potentiel), et cela semble être responsable de la formation des dépôts d'asphaltènes.
- L'eau de formation et d'injection.
- L'injection de CO<sub>2</sub> utilisé pour améliorer la productivité a aussi conduit à la précipitation des Asphaltènes .



**Figure II.14:** Effet de temperature sur la solubilité D'asphaltènes a une pression de 3034.7 psia [21]

**c) La composition :**

Burke et autre (1988) ont 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 est 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 la diminution de la pression lorsque celle ci est inférieure au point de bulle du fait que le gaz dissous dans le pétrole brut soit diminué. [21]

Les facteurs qui affectent la précipitation des asphaltènes pendant la récupération primaire de l'huile sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau .II.2:** Les facteurs qui affectent sur la précipitation des asphaltènes pendant la récupération primaire d'huile. [21]

<b>Facteurs</b>	<b>Changement des facteurs</b>	<b>Solubilité des asphaltènes</b>
<b>Pression</b>	La pression est au-dessus du point de bulle et diminue	Diminue
<b>Pression</b>	La pression est au-dessous du point de bulle et diminue	Augmente
<b>Température</b>	Augmente et au-dessous de la température de réservoir	Augmente
<b>Température</b>	Augmente et au-dessus de la température de réservoir	Diminue
<b>Composition</b>	Augmentation des gaz dissous	Diminue

**II.5.2. La vitesse de filtration de l'huile :**

La précipitation est possible avec l'application d'un champ électrique. Les expériences de potentiel streaming (potentiel de flux) ont démontré que le mouvement du brut à travers le sable produit un potentiel. Ainsi, ce dernier, peut être responsable de la déposition des asphaltènes lors du mouvement du brut à travers la roche-réservoir. Plus la vitesse du fluide dans le milieu poreux est élevée, plus grand est le potentiel généré. Une chute de pression excessive doit être évitée car cela entraînerait des vitesses plus importantes dans la matrice poreuse, provoquant des dépôts d'asphaltènes. Ce phénomène est encore plus important aux abords du puits où le volume de filtration est plus réduit. [7]

**II.5.3. L'injection de CO<sub>2</sub> :**

Le CO<sub>2</sub>, est une cause de la déstabilisation de l'équilibre d'asphaltènes avec l'abaissement de pH et le changement de la composition d'huile. Il est également responsable de la formation des émulsions rigides en présence d'un brut asphalténique en raison d'une réduction de la solubilité d'asphaltènes due à la réduction de pH. La précipitation d'asphaltènes augmente lorsque la valeur de CO<sub>2</sub> disponible dans le pétrole brut augmente. [21]

**II.5.4. L'eau de formation :**

Une formation d'eau de faible pH peut dépeptiser les micelles d'asphaltènes, entraînant la formation et le dépôt de films rigides. De plus, le contact huile/eau pourrait devenir une source majeure d'émulsions et de films rigides qui diminuent la productivité du puits. La floculation des asphaltènes a été aussi observée parfois avec la percée d'eau (aussi bien de l'aquifère naturel que de l'eau d'injection). Elle est due vraisemblablement à un apport de sels métalliques.

**II.5.5. L'acidification :**

L'addition de HCL, pendant les opérations de stimulation des puits «acidification matricielle», entraîne aussi la formation d'amalgames des dépôts organiques solides (précipité asphalténique) et d'émulsions de films rigides. [22]

**II.6. Localisation des dépôts d'asphaltènes.**

Les problèmes de la précipitation d'asphaltènes ne sont toutefois pas limités à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut. [23]

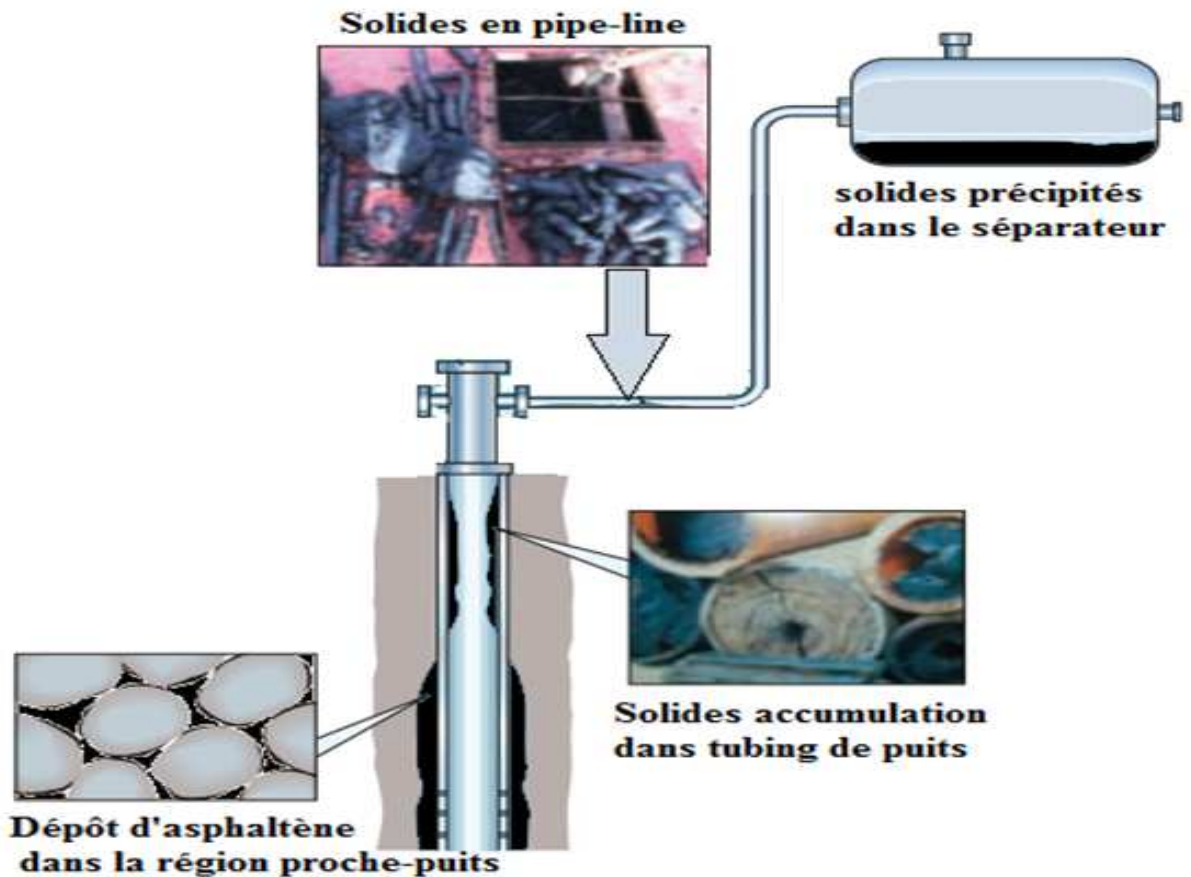


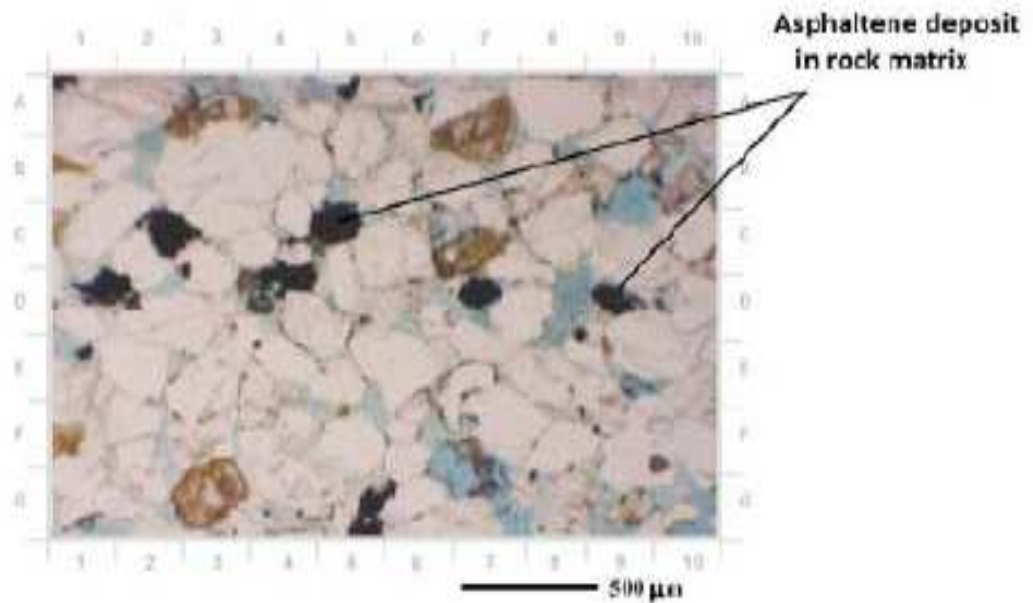
Figure .II.15: Les emplacements possibles de dépôt d'asphaltène. [23]

## II.7. Problèmes causé par les dépôts d'asphaltènes.

Les asphaltènes représentent la fraction la plus lourde du pétrole. Bien que ces produits soient souvent présents en faible quantité, ils ont une influence considérable sur les propriétés physico-chimiques du brut. Les dépôts d'asphaltènes causent également 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. [24]

On peut résumer ces problèmes dans les points suivants:

a) Réduction de la perméabilité de la formation (Fig II.16.)



**Figure II.16:** Dépôt d'Asphaltène dans une roche réservoir. [24].

- b) Réduction de la productivité des puits.
- c) L'encrassement de la vanne de sécurité de fond.
- d) Dysfonctionnement des équipements.
- e) Bouchage des canalisations de transport.
- f) Bouchage dans le tubing et les installations de surface.
- g) Restriction du diamètre du tubing .



**Figure II.17:** Dépôt d'Asphaltène dans les Tubings de Production [24].



**Figure II.18:** Dépôt d'Asphaltène dans le réseau de collecte [24].

## II.8. Le traitement des asphaltènes.

Afin de remédier au problème de dépôts d'asphaltènes qui provoque une perte économique très importante dans le domaine pétrolier, plusieurs solutions curatives appliquées sont dans le champ pétrolier de HMD : [7].

### II.8.1. Traitement mécanique : [7].

#### a) Raclage

Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de „ Wire line,„ à l'aide d'un gratteur.





**Figure.II.19:** Gauge Cutter(outil wire line)

**b) Utilisation des vibrations :**

Dans ce cas, l'utilisation des ultrasons a été suggérée par certains auteurs, qui ont préconisé la formation d'ondes sonores ou ultrasonores par des soupapes placées en tête des puits et manœuvrées par l'échappement du pétrole brut lui-même. L'ébranlement qui en résulterait se transmettrait par le tuyau, décollerait les dépôts et les empêcherait de se former.

Ces solutions sont par fois difficiles et coûteuses. [7].

**c) Revêtement du tube :**

L'autre solution envisagée, qui a montré son efficacité au laboratoire, serait le revêtement des tubes par de la matière plastique sur laquelle les dépôts sont peu adhérents. La matière plastique choisie (généralement des polymères), doit vérifier deux conditions :

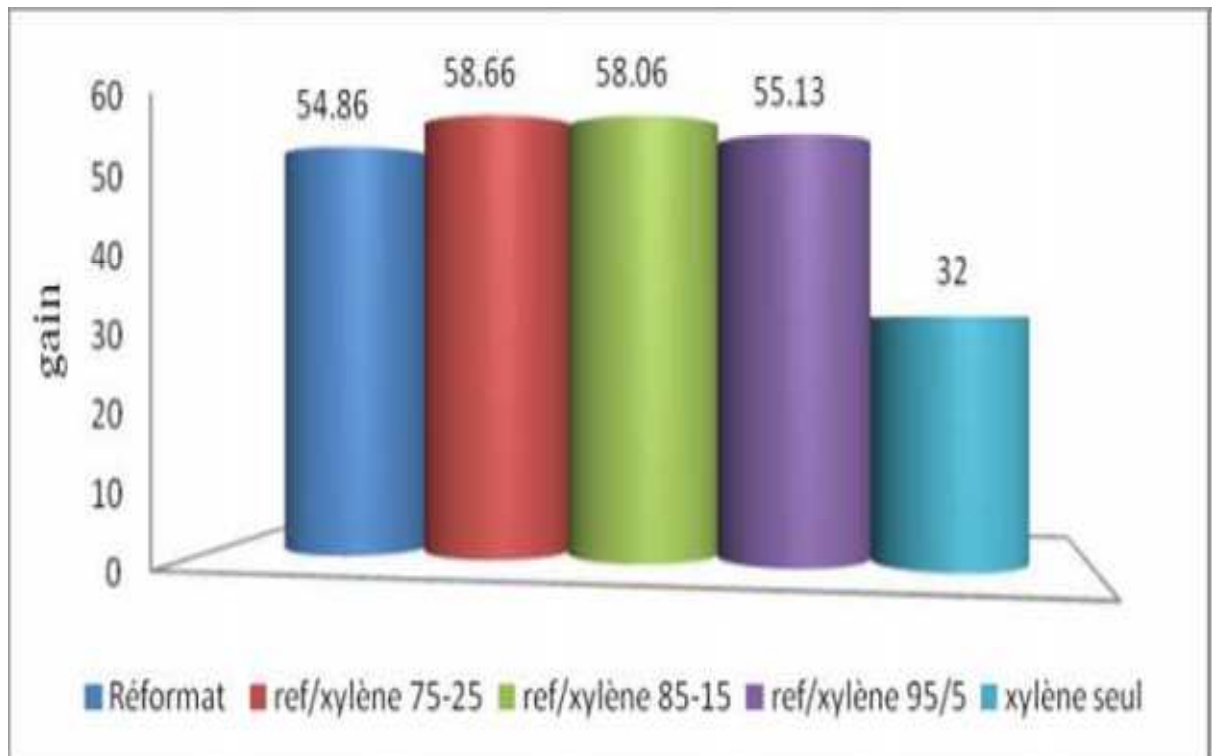
- résistance à la température du milieu.
- Présence d'une affinité pour les asphaltènes. [7].

**II.8.2.Traitement Chimique :**

Dans cette méthode, un solvant est injecté dans le puits. Les solvants généralement utilisés sont les suivants: le reformat, le disulfure de carbone, le benzène, le xylène et le toluène, les solvants chlorés.

En se basant sur les tests de laboratoire effectués sur 3 échantillons (Traitement de la roche réservoir endommagée par les différents mélange de solvants et détermination du gain de perméabilité) à différents rapports a donné les résultats suivants ; [24].

- Gain moyen au Reformat = 54.86%
- Gain moyen au Reformat/Xylène 75/25 = 58.66%
- Gain moyen au Reformat/Xylène 85/15 = 58.06%
- Gain moyen au Reformat/Xylène 95/5 = 55.13%
- Gain moyen au Xylène seul = 32%



**Figure II.20 :** Histogramme de l'efficacité du traitement.[24].

**a) Reformat:**

C'est le solvant le plus utilisé, il est économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits avec des bons résultats après le traitement. Mais leur utilisation est très dangereux.

**Caractéristiques de Reformat :**

Densité = 0,778

Point d'inflammabilité = -5 °c

**Composition du Reformat:**

Le reformat est un distillat de pétrole produit localement en Algérie. Il est obtenu à partir de la charge de la distillation, essentiellement constitués par les paraffines, des naphthènes et des aromatiques. [25]

**Tableau II.3:** La composition du Reformat [25]

<b>Composés</b>	<b>Pourcentage en poids</b>
<b>Paraffine</b>	42 %
<b>Naphtène</b>	5%
<b>Aromatique</b>	53%

**b) Xylène et le toluène:**

Ils sont aussi des excellents solvants. Leur point de saturation est atteint rapidement, et ils ne peuvent se dissoudre plus.

**c) Disulfure de carbone:**

Il est l'un des meilleurs solvants, mais son utilisation est dangereuse. Il est toxique, explosif avec un point d'inflammabilité de -22°F (-30 °C) et de température d'auto-inflammation 212 °F (100° C).

**d) Benzène:**

Il est un excellent solvant, mais extrêmement inflammable et cancérigène.

**e) Solvants chlorés:**

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage mais représente des dangers pour la santé. [25]

**II.9. Caractérisation des Asphaltènes :**

- Composés aromatiques complexes dont la formule chimique est: **C74 H87 NS20+ métaux**
- Masse moléculaire élevée.
- Insoluble dans le n-alcane.
- Soluble dans les solvants aromatiques (benzène et toluène).

L'analyse du brut du champ de Hassi Messaoud a montré les propriétés pétrolières suivantes:

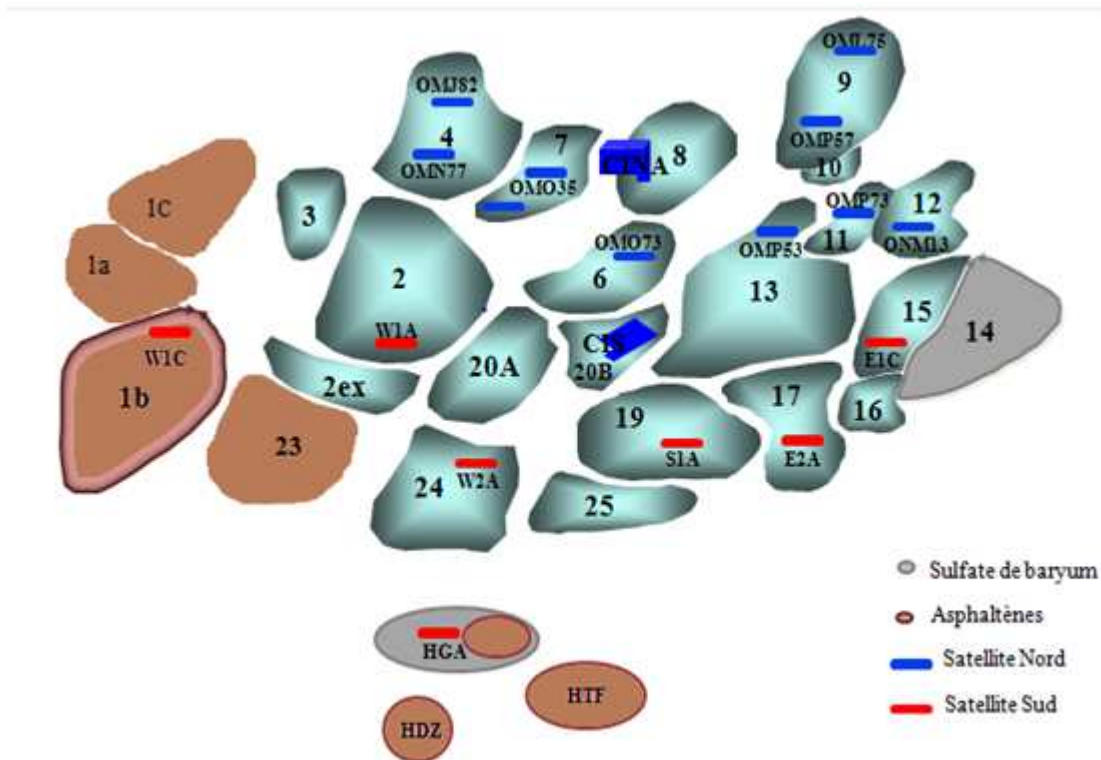
- Densité de 0,8 à 0,835 (°API: 37,9 à 45,3)
- la fraction d'asphaltène dans l'huile: 0,08 à 0,2%
- Poids moléculaire moyen d'asphaltènes : 840 à 4900.

# CHAPITRE

ETUDE D'UN CAS  
(PUITS HTF 23)

### III. INTRODUCTION.

L'endommagement par les dépôts asphalténiques est un problème courant pendant la production dans le champ Hassi Messaoud en particulier dans la zone complexe (1a-1b-1c) et 23 et dans la région de Hassi Tarfa qui se situe à l'extrême sud du champ Hassi Messaoud qui est une structure récemment découverte.



**Figure III.1:** Les zones asphalténiques dans le champ de Hassi Messaoud. [26]

Nous avons pris pour exemple afin d'illustrer la recherche bibliographique le puits **HTF23** qui a été choisi comme candidat pour le traitement avec le dissolvant (reformat) afin d'éliminer le problème de dépôt d'asphaltènes et arriver aux objectifs suivants :

- diagnostique de l'état du puits **HTF23** afin de confirmer la formation des asphaltènes.
- l'efficacité de traitement de dépôt par reformat afin d'étudier sa performance à l'aide d'un logiciel **PIPESIM**.

### III.1. Objectif du traitement.

Le but principal du traitement est d'effectuer:

- Un nettoyage avec reformat pour dissoudre et nettoyer tous les dépôts d'asphaltènes dans le tubing et le long du slotted liner.
- Injection de Reformat mélangé avec du xylène (80% de reformat: 20% de xylène) pour éliminer les dommages près du puits de forage et rétablir une bonne production.

### III.2. traitement recommandé.

Un traitement est recommandé afin de restaurer la productivité de **HTF23**, nous allons ci-après l'exposer dans un ordre chronologique :

#### Jour 1 :

- Lavage intensif du tubing et du slotted liner par le biais du coiled tubing en pompant a une pression élevée du reformat et de l'eau traitée par un outil d'injection (jetting tool).
- Purger le puits et le vider du fluide injecté vers la torche

#### Jour 2:

- Performer le fluide de traitement en ajoutant du xylene au reformat (80% reformat + 20 xylene) en utilisant le coiled tubing afin d'atteindre la matrice

#### Jour 3 :

- Ouvrir le puits le jour suivant et le vider entièrement du fluide injecté avec de l'azote ( $N_2$ ) et démarrer le puits.
- Laisser le puits en production et l'évaluer grace au jaugeage.

### III.3. Historique du puits HTF23.

Le puits **HTF23** a été foré le 15/02/16 dans la zone HZP-HassiTarfa. Voici la carte détaillée de l'emplacement du puits en relation avec d'autres puits de compensation. Est-ce un puits vertical alors équipé d'une doublure pré-perforée 4-1 / 2in & tube 4-1 / 2in.

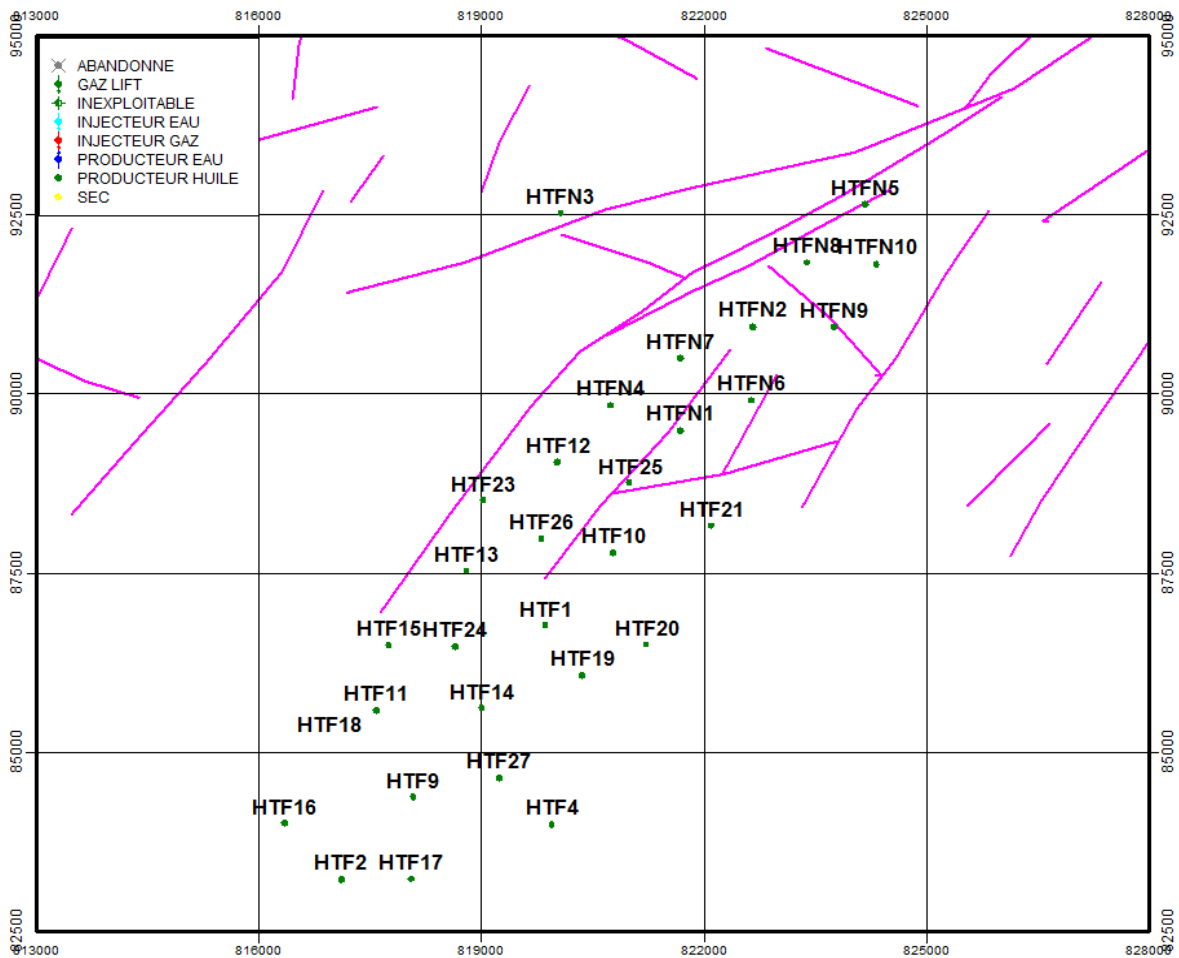
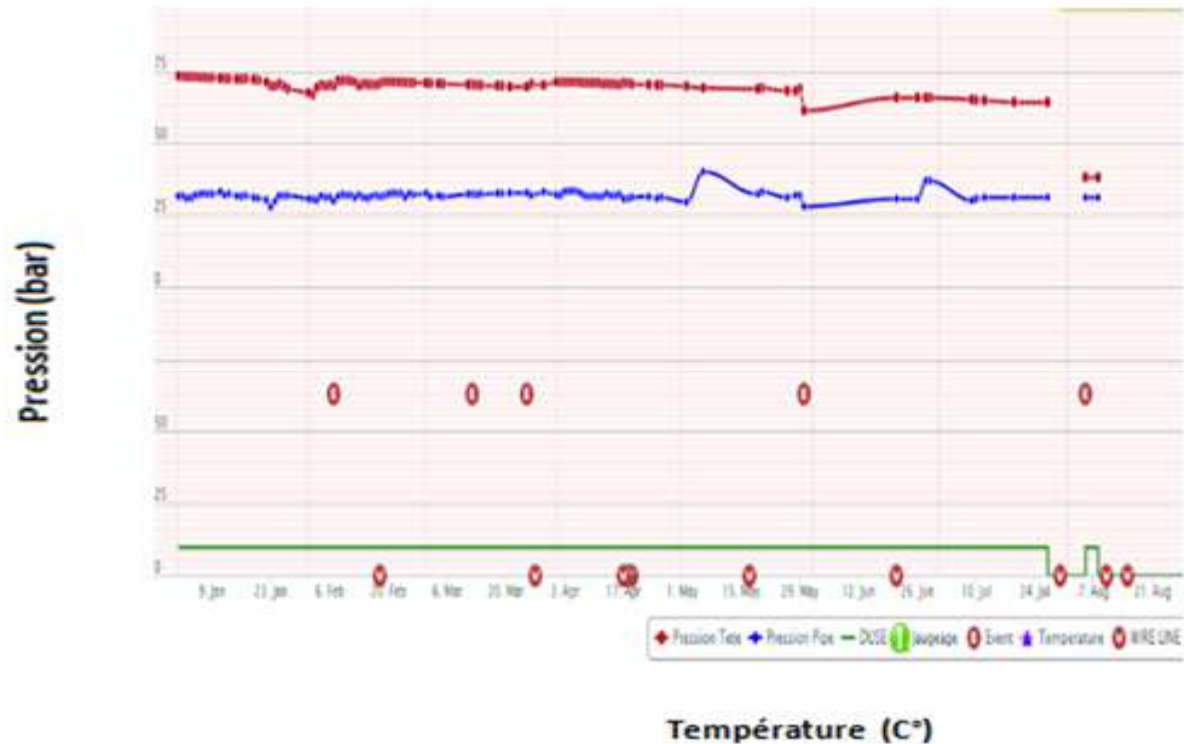


Figure III.2: Emplacement du puits.

### III.4. Problème du Puits.

Le puits **HTF 23** 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.



**Figure III.3:** Evolution de la pression avant le traitement

#### Remarque :

Dans la figure ci-dessus nous pouvons constater une chute progressive de la pression de tête jusqu'à l'arrêt du puits survenu le 24 juillet 2017. (Arrêt pour traitement).

### III.5. Echantillonnage.

Suite à la chute de pression dans l'arrêt du puits, une intervention wire line a été nécessaire pour prendre un échantillon dans le tubing et aux abords des perfos afin de connaître la source du problème et détecter de probables bouchages.

L'échantillon est ensuite analysé dans un laboratoire afin de savoir de quoi il s'agit et ensuite proposer le traitement idéal.



### III.6. Étude de cas puits HTF 23.

Le puits HTF 23 présente les dépôts d'asphaltènes. Plusieurs étapes ont été faites pour identifier ce problème et son effet sur la production. Nous décrivons ces étapes aux points suivants :

- Test de jaugeage
- Test DST
- Test Build up
- Analyse nodale

#### III.6.1. Résultats de test jaugeage :

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 résultats obtenus sont montrés dans le tableau (III.1)

Tableau III.1: Résultats des Tests de Jaugeage

PUITS : HTF23													
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
24/02/2016	9.525	600	12.6	2684.22	213	130	10.2	5.71	45	.5964	0	0	-----
05/03/2016	9.53	600	6.77	1303.35	193	168.5	6	4.59	30	1.4402	0	0	-----
27/04/2016	10	-	12.99	2079.82	160	107	30.5	4.28	32	.5198	0	0	-----
18/05/2016	10	600	10.36	2296.39	222	92.4	31	3.87	39	.5625	0	0	-----
11/07/2016	10	Vx29	11.76	1739.40	148	85	34.9	--	37.6	.4562	0	0	-----
27/07/2016	10	-	10.62	2029.12	191	82	30	3.16	33	.4874	0	0	-----
29/09/2016	10	600	9.64	2009.64	208	78.8	33.8	3.87	32	.5156	0	0	-----
28/10/2016	10	Vx29	10.09	1557.75	154	76.8	33	--	30	.4805	0	0	-----
04/12/2016	10	600	9.12	1495.03	164	74.6	31.8	5.1	24	.5161	0	0	-----
09/01/2017	10	600	9.12	1566.93	172	72.5	33	5	24	.5016	0	0	-----
19/03/2017	10	600	8.73	1516.08	174	69.5	33	4.69	23	.5022	0	0	-----
29/06/2017	10	600	7.86	1203.41	153	64.4	32	5.71	34	.5172	0	0	-----
11/08/2017	10	600	1.96	275.34	140	16.2	4.6	4.28	35	.521	0	0	-----
12/10/2017	8	-	2.87	326.43	114	46.5	40.5	5.3	25	.5688	0	0	-----
29/10/2017	8	-	3.98	298.11	75	60.8	40.7	4.28	20	.645	0	0	-----
13/12/2017	8	600	4.78	823.74	172	63.2	13	4.59	19	.5581	0	0	-----
06/02/2018	8	Vx29	5.68	783.68	138	67.9	41.5	--	15.8	.5046	0	0	-----

A partir de ce tableau des jaugeages effectués pour ce puits, nous pouvons constater qu'à la date du 11/08/2017 le débit d'huile a baissé considérablement jusqu'à 1,96 m<sup>3</sup>/h, puis a commencer à augmenter peu à peu les mois qui suivent a partir du 12/10/2017 ou il atteint 2,87 m<sup>3</sup>/h. Nous allons concentrer notre étude sur ce point, et nous expliquerons en détails ce qui s'est exactement passé, la cause de cette baisse et le traitement effectué.

### III.6.2.Résultats de test DST :

**Tableau III.2:** Résultats de test DST

<b>TEST Puits :HTF23</b>												
Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	26/02/2016	429.5	367.31	130	Huile 12.6	.257	231	-	--	-.6	9.53	Test realise dans QH , AEG et GEA ,PG @-3280m ,PFD @-3076.75.
DST	07/03/2016	429.47	363.32	168.5	Huile 6.77	.125	163	-	--	.65	9.53	DST/PLT ,Test realise dans QH,AEG et GEA PG @-3280m ,PFD@-3098 m.

### III.6.3.Résultats de Test Build up :

Le test de remonter de pression (**Build up**) est utilisé pour obtenir des informations sur le puits et le réservoir tel que : la pression du réservoir, skin, perméabilité, limites du réservoir, longueur de fracture. Il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression. Les résultats sont montrés dans ce tableau.

**Tableau III.3:** Résultats des Tests de Build up

<b>TEST Puits :HTF23</b>												
Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
BUILD UP	15/08/2017	377.83	134.29	16.2	Huile 1.96	.0084	56	-	--	16.8	10	PFD @-3124 m PG @-3280 m ,Jaugeage sur torche

### III.6.4. Analyse Nodale :

Pour simuler les performances de puits **HTF23**, nous avons utilisé le logiciel **PIPESIM** et le test de Build up réalisé en 15/08/2017

Les données essentielles pour créer le modèle sont ;

- ◆ Donner de derniers tests build up tel que ;
  - Pression de gisement  $PG = 374 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}$ .
  - Pression de fond  $PF = 141 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}$ .
- ◆ Données PVT telle que ;
  - Température de gisement  $T = 118 \text{ (C}^\circ\text{)}$ .
  - Densité moyenne d'huile  $API = 43.15$
  - Pression de bulle =  $145.21 \text{ kg/cm}^2$ .

**Tableau III.4:** Analyses SARA de puits HTF23.

Huile	Saturate	Aromatique	Résine	Asphaltène
Massique %	55.720	42.550	1.599	0.231

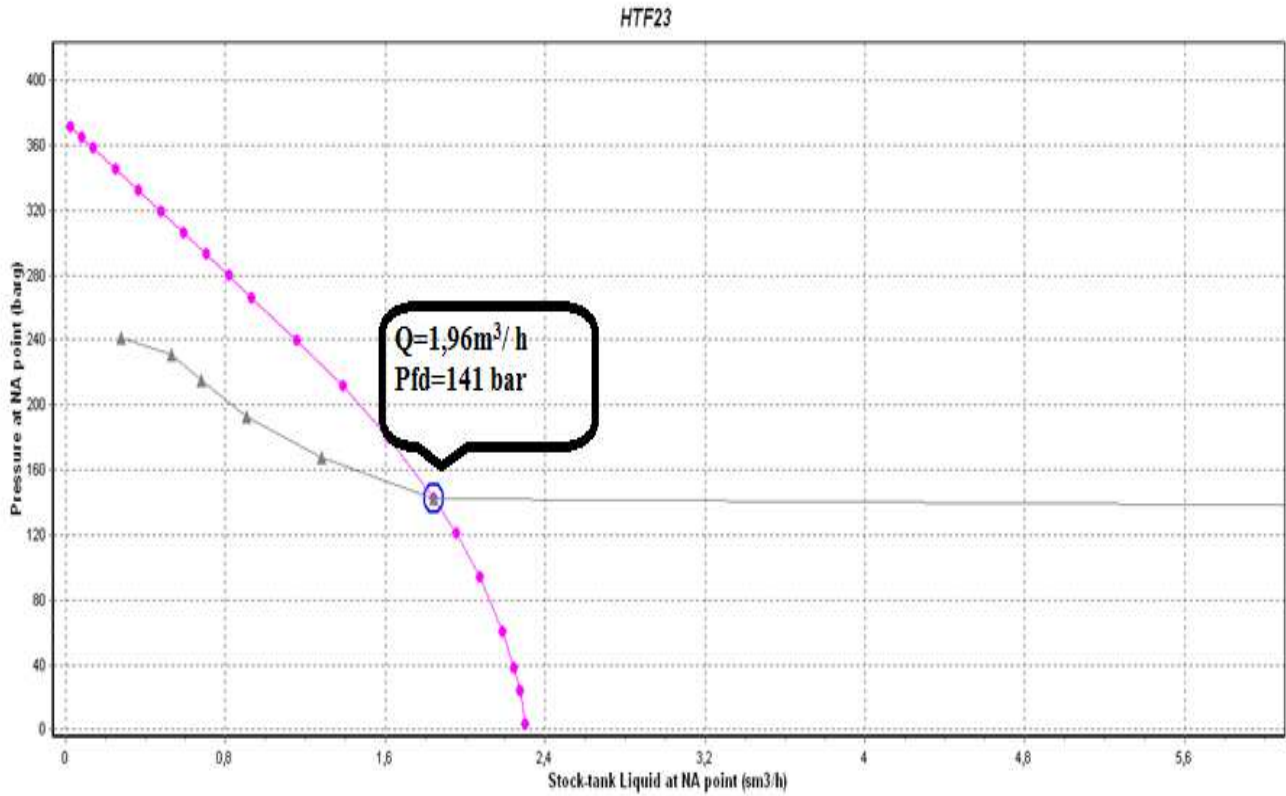
### III.7. Stimulation par le logiciel de PIPESIM.

Le PIPESIM est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'analyse des performances des puits.
- L'optimisation de la production.
- L'optimisation de l'équipement de puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'analyse des puits multilatéraux.

**III.7.1.HTF23 Avant le Traitement :**

Une analyse nodale est faite avant le traitement. A partir de cette analyse les résultats de la pression du fond et le débit sont indiqué dans la figure (III.4).



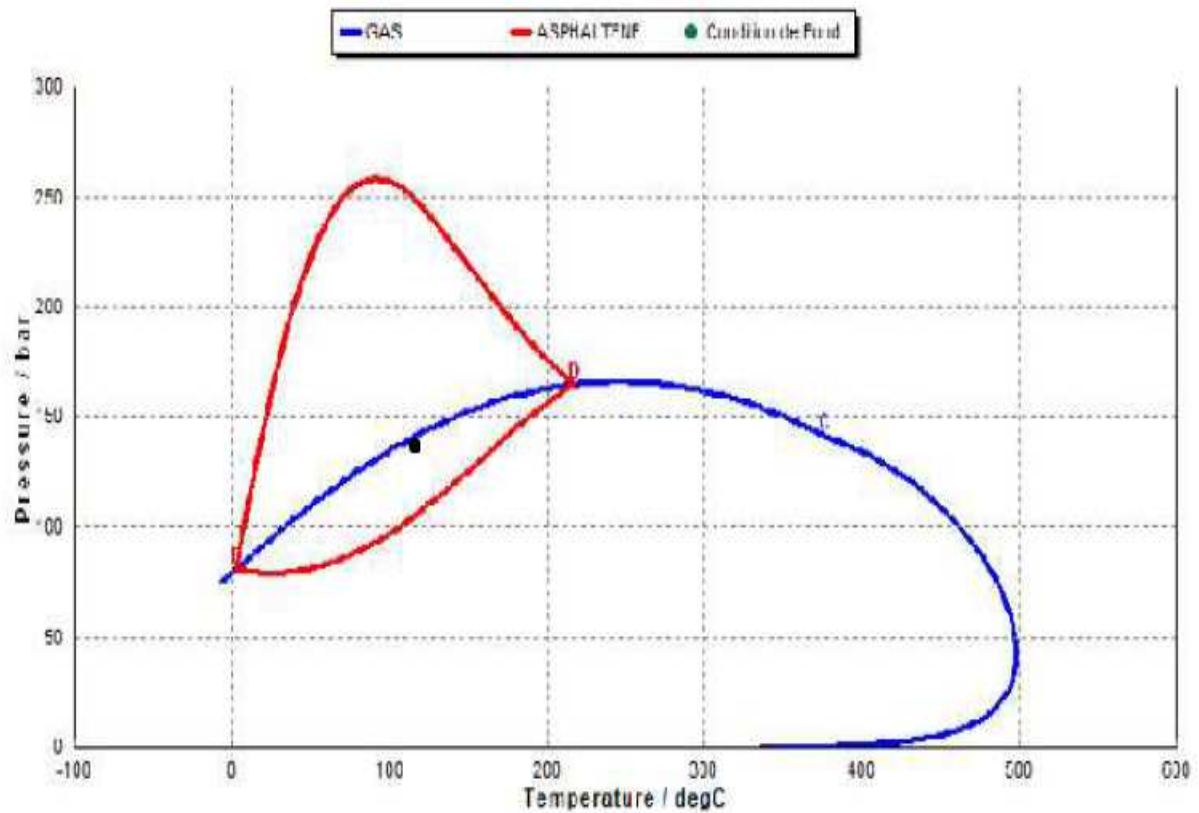
**Figure III.4:** Analyse Nodale HTF23 avant traitement.

L'analyse nodale avant le traitement a donné les valeurs de Q et PFD reportés dans le tableau suivant :

**Tableau III.5:** Point de fonctionnement du puits HTF23

Les paramètres	Débit Q (m <sup>3</sup> /h)	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )
Point de fond	1,96	141

A partir des donnée de puits **HTF23**, une Analyse Nodale est effectuée afin de déterminer le profil de puits (situation actuelle) et d'identifier la possibilité de déposition des asphaltènes en tenant compte des paramètres thermodynamiques de fond du puits.

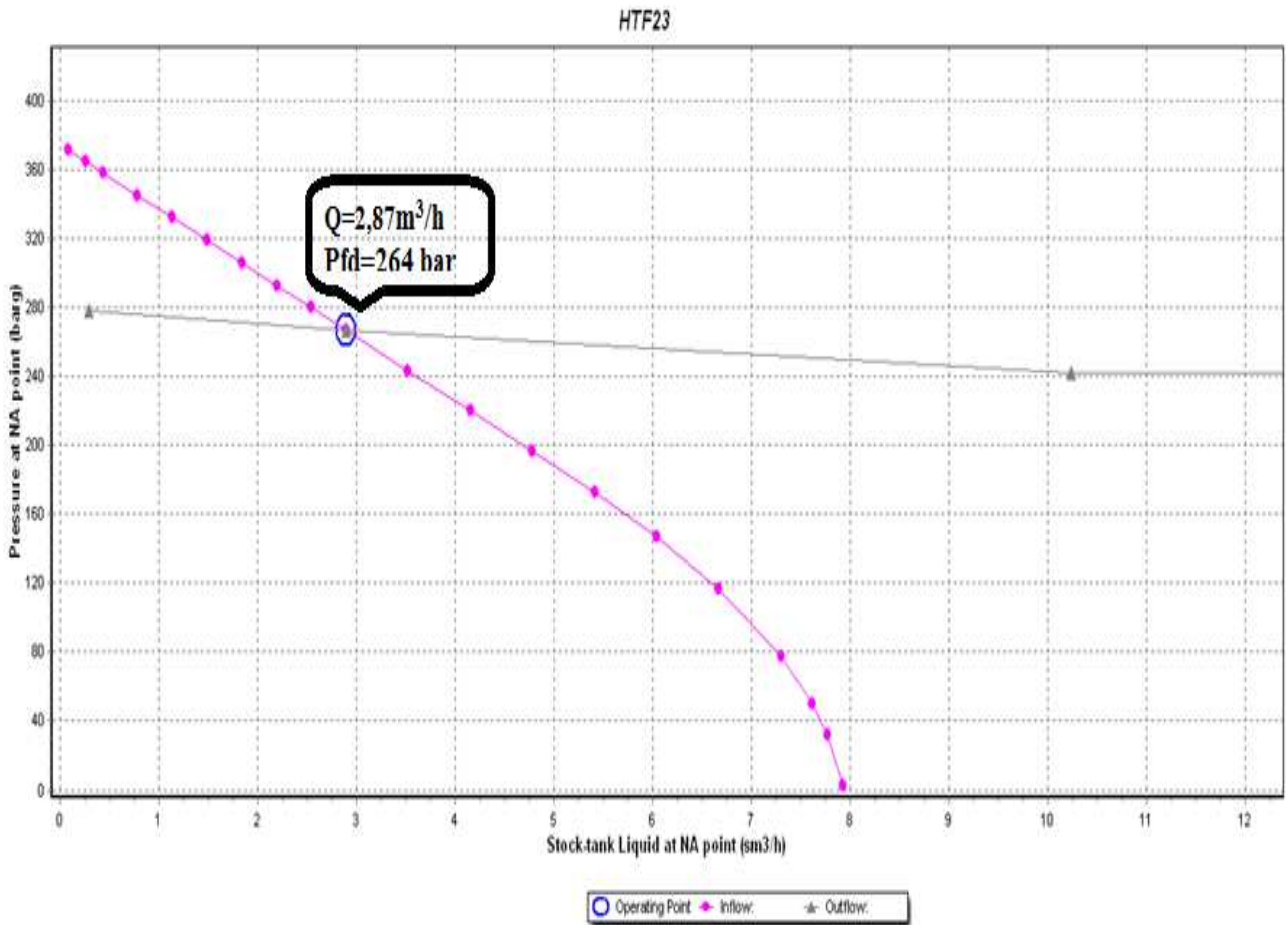


**Figure III.5:** Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T (le modèle Multi flash) avant traitement.

Comme illustré dans la Figure (III.5) le profil P / T (du réservoir jusqu'au séparateur) est pénétré dans la zone de risque de l'enveloppe de dépôt des asphaltènes. Ceci signifie qu'il y a un problème des dépôts d'asphaltènes dans le tubing et aux alentours du puits **HTF23**.

**III.7.2. HTF23 Après traitement.**

Une analyse nodale est faite après le traitement au reformat. A partir de cette analyse nous pouvons déterminer le débit et la pression de fond comme il est montré dans la figure (III.6).



**Figure III.6:** Analyse Nodale HTF23 après traitement

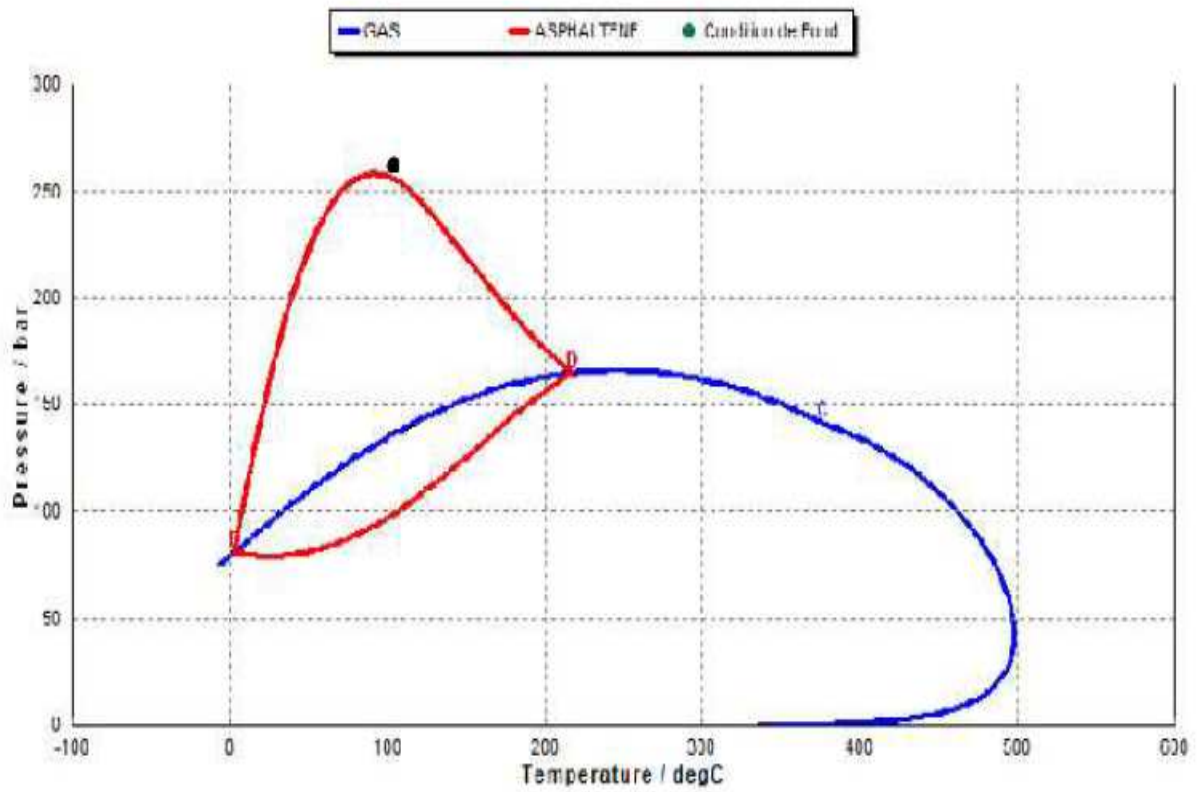
Le tableau suivant présente les valeurs de Q et PFD après le traitement :

**Tableau III.6:** Point de fonctionnement puits HTF23.

Les paramètres	Débit Q (m³/h)	PFD (kg/cm²)
Point de fond	2,87	264

Le traitement du puits **HTF23** par le reformat a permis d'améliorer la pression de fond ainsi que le débit. Une partie de l'efficacité de traitement est présentée dans le tableau **(III.6.)**

Après le traçage des paramètres de production du puits HTF23, le point de fonctionnement déplacé hors l'enveloppe de phase de déposition d'asphaltène (Figure III.7).



**Figure III.7:** Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T (le modèle Multi flash) après traitement.

**III.7.3.L'efficacité de traitement :**

Le traitement du puits **HTF23** par le reformat a permis d'améliorer la pression et la température du fond ainsi que le débit .Nous pouvons comparer ces paramètres de production dans le Tableau III.7.

**Tableau III.7:** Paramètres de production avant et après traitement.

Paramètres temps	pression (bar)		Température (°C)		Débit Q (m3/h)
	Fond	Tête	Fond	Tête	
<b>Avant le traitement</b>	141	16,2	118	35	1,96
<b>Après le traitement</b>	264	46,5	118	25	2,87

Après le traitement du puits par squeeze de Reformat, on obtient une amélioration de débit de **47,04 m3/J à 68,88 m3/J**.

Les résultats montrent une augmentation remarquable de la pression de fond à partir de **141Kg/cm<sup>2</sup> à 264Kg/cm<sup>2</sup>**. Cette amélioration des paramètres de production signifie que le traitement au reformat a éliminé l'endommagement causé par les asphaltènes.



# CONCLUSION

## Conclusion générale

---

Le travail présent focalise sur l'analyse de la précipitation des asphaltènes dans le pétrole brut au champ pétrolier de Hassi Messaoud. Un autre objectif paraît complémentaire qui est l'étude de la performance du traitement des asphaltènes par des produits chimiques à savoir le Reformat. Ce dernier a été appliqué comme solvant sur le puits HTF23 caractérisé par le problème des dépôts des asphaltènes. Cette étude nous a permis de conclure les résultats suivants:

- Le problème des dépôts des asphaltènes est fréquent dans la région de Hassi Messaoud.
- Avec des logiciels de simulation tel que PVTsim et PIPEsim, on a pu simuler l'enveloppe de précipitation des asphaltènes. Cet enveloppe est basé sur les résultats de précipitation des asphaltènes (étude expérimental), l'analyse SARA et la composition chimique de l'huile.
- Le puits étudié (HTF23) se situe dans l'enveloppe de dépôt des asphaltènes. Donc l'endommagement réside dans le fond de puits où l'accumulation des dépôts conduit à un colmatage de la formation et des perforations, ce qui réduit considérablement la productivité du puits.

D'après cette étude, on conclut que le Reformat est le solvant le plus efficace contre les dépôts asphaltènes, car il donne des résultats positifs. Après traitement du puits HTF23, le débit est passé de **1,96 m<sup>3</sup>/h** jusqu'à **2,87 m<sup>3</sup>/h** avec une réduction de skin, mais le coût de ce traitement est relativement élevé.

# **Références bibliographiques**

## Références Bibliographiques

---

- [1] - Djimtemadji Charles et Benaïcha Hani et Morsli Hamza «Etude de problème des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud », université de Boumerdes 2008.
- [2]- Abed Zakaria, Ali sahraoui, Messaoud Amrani Oussama ; «Dépôts des sulfates: le cas du puits OMM-32 Champs Hassi Messaoud », Mémoire université de Ouargla 2016.
- [3]- Mennaï Yacine, Nid Abdelbaki ; «Etude et remède de problème des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud - zone 1A», Mémoire de fin d'études université de Boumerdes 2012.
- [4] - Meddi. H,ELKHAMES.L “ étude et analyse des traitement des dépôts d'asphaltene dans un région de haoudh berkaoui 2015.
- [5] - Szewczyk V « Modélisation thermodynamique compositionnelle de la floculation des bruts asphalténiques » Technip, Paris (1997).
- [6] -Pfeiffer J. P, “The Properties of Asphaltic Bitumen“, Elsevier, Amsterdam, 1950.
- [7] -Malika Boukherissa ; « Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action », Thèse de doctorat de l'université Paul Verlaine Metz, Novembre 2008.
- [8] -A. Baba Aissa, S. Laribi et A. Ziada., «Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d'asphaltènes à Hassi-Messaoud (CRD) », JST, Communication, 1996.
- [9]- Amara Abdel Basset, Ben Abderrahmane Younes, Ben Cheikh Marouan ; «Etude de précipitation et solubilisation des asphaltènes dans le champ HMD », Mémoire de fin d'études université de Ouargla 2016.
- [11]- Melouka boubaker, Kaddouri dris, Berrouti abdelaziz; « Contribution à l'étude de problème des dépôts d'asphaltènes : le cas du puits BKO3 (Champs Haoud Berkaoui) » Mémoire de fin d'études université de Ouargla 2014.
- [10]- Mohammed charifhenni; «Formation damage prevention through organic deposit control in hassi messaoud oil field » ; Projet d'études dans le cadre d'induction IAP 2011.
- [12] -Pfeiffer J. P, Saal R. N. J, J. Phys. Chem , 44, 139,(1944).
- [13] - Dickie J. P, Yen T. F Anal. Chem., 39, 1847, (1967).
- [14] -Yen T.F .AM. Chem. Soc. Div. Petrol. Chem. Preprints, 17, 102,(1972).
- [15] - DN. Madge, W. N. Garner., Minerals Engineering , 387-394, (2007).
- [16] -Yen T.F.AM. Chem. Soc. Div. Petrol. Chem. Preprints,24, 901,(1979).

## Références Bibliographiques

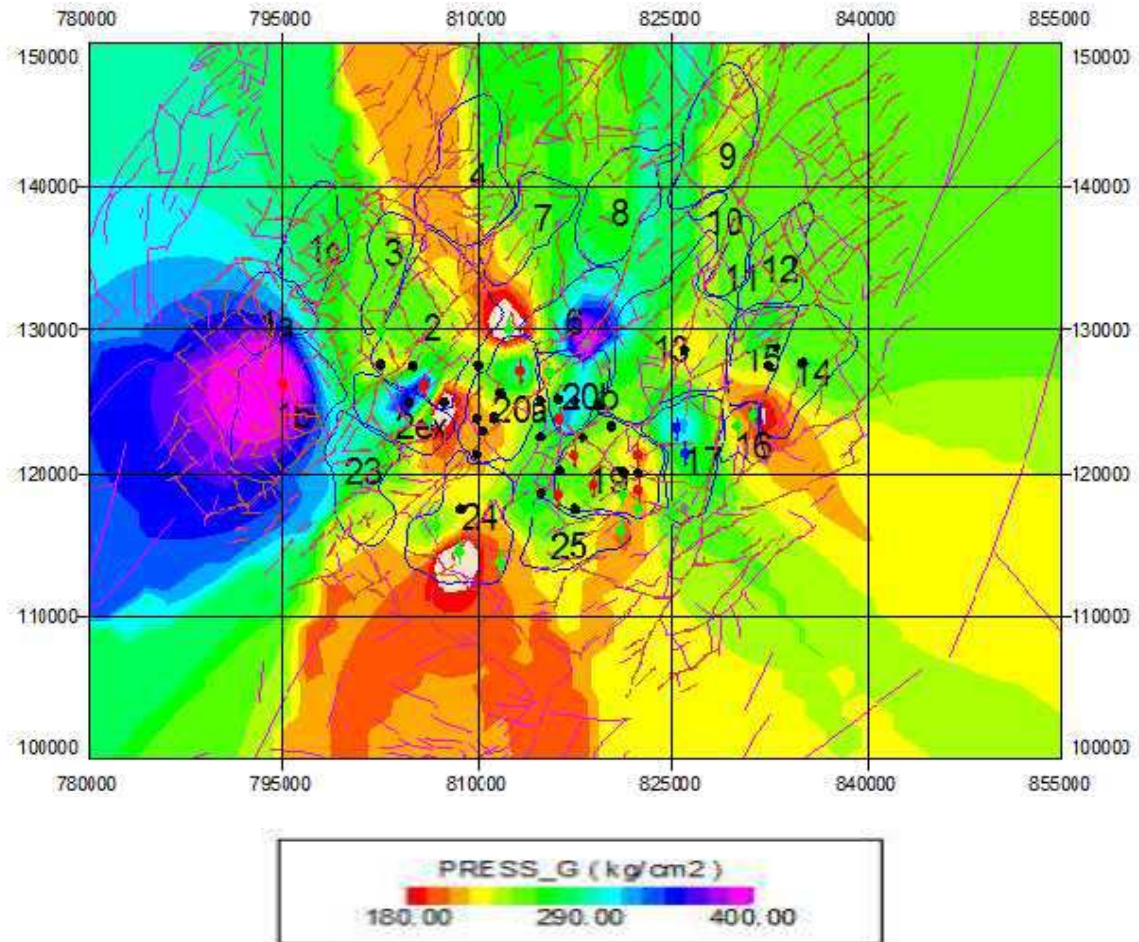
---

- [17]- Minissious L core damage from crude asphaltene deposition.international symposium on Oilfield Chemistry. Societe of Petroleum Engineers.
- [18]- Vivan and knap RM effect of clay swelling and fines migration of fomation permeabilty. In SPE.Production Operation symposium. Societé of Peroleum Engineers .
- [19]: G. Ali Mansoori Modeling of Asphaltene and other Heavy Organic Depositions J. Petrol. Sci. & Eng'g 17, 101-111, 1997.
- [20] -A.B Aissa,L. Said et Z.Abdelhak ; « Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d'asphaltenes a HMD (CRD) » ; JST communication1996.
- [21] - Shaojun Zang simulation of asphaltene deposition in petroleum reservoirs during primary oil recovery by norman Oklahoma 2000.
- [22]-P. Herzog; «Macrostructure des asphaltènes de pétrole, leur comportement en milieu naturel et en solution ", université pierre et marie curie. 1990.
- [23] -Ahmed Tarek; «Equation of State and PVT analysis»; Applications for Improved Reservoir Modeling Gulf Publishing Company Houston, Texas.
- [24]-Hadjadj Mohammed Fodil; « Etude du problème des asphaltènes caractérisant la zone 1 au champ pétrolier d'Hassi Messaoud» ; Projet de fin de formation IAP 2015.
- [25] -Data Bank- Sonatrach DP- EP/département contrôle puits, HMD, 2016.
- [26]- Hasina zebiri; « Impact des dépôts organiques et inorganiques sur la production du champ de Hassi Messaoude (sud) » ; Projet de fin de formation IAP 2017.

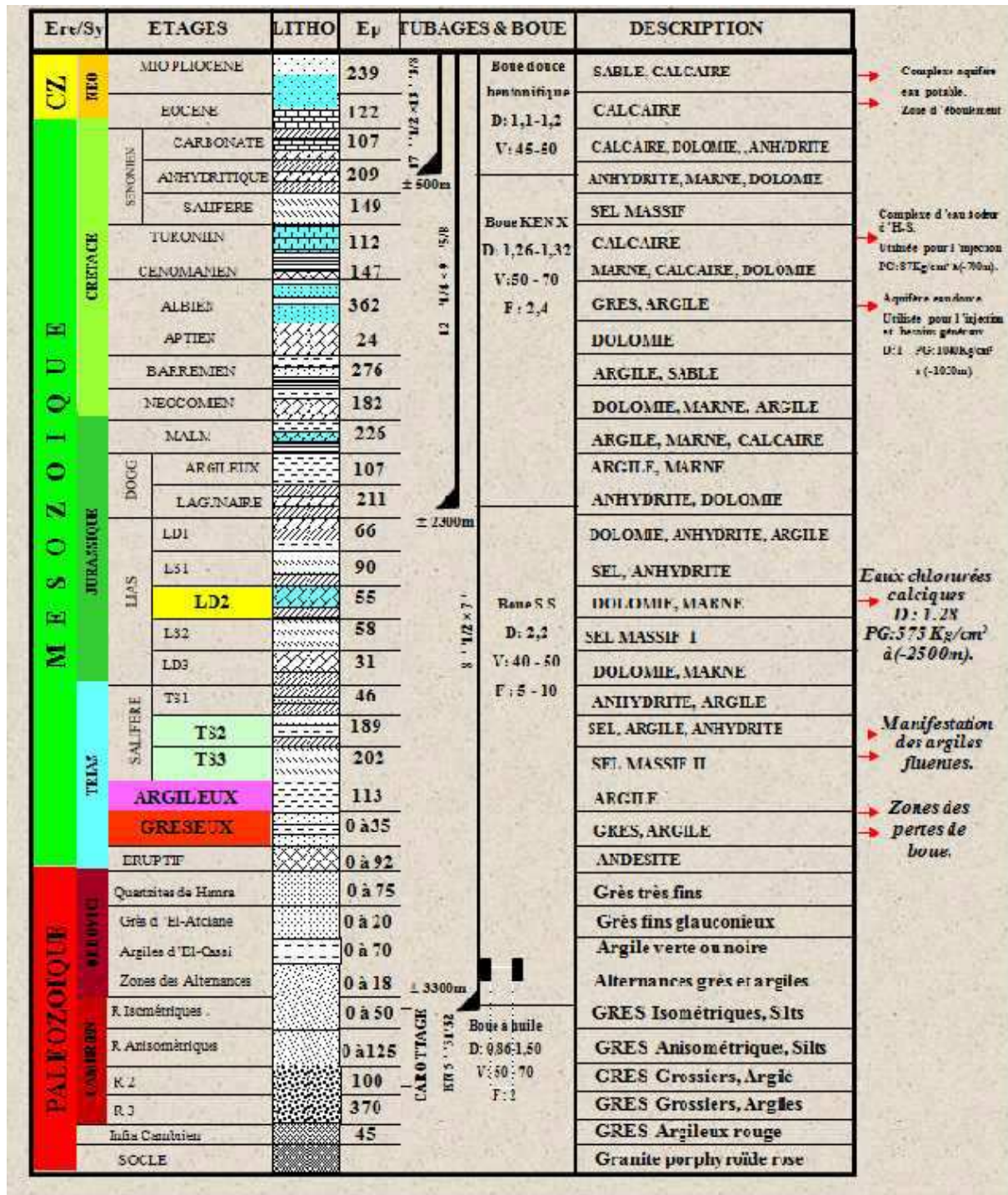
# ANNEXE

**A. DESCRIPTION DU CHAMP HASSI MESSAOUD**

**A.1- distribution La pression de champ HMD**



## A.2- Coupe stratigraphique et différents phase de forage du champ de Hassi-Messaoud





## Annexe

### *Contrôle de cimentation sur HTF23*

**Objectif** : évaluation de la cimentation du Casing 9"5/8.

Puits	<b>HTF23</b>
Date du logging	<b>01/02/2016</b>
Société de Service	<b>BAKER</b>
Type de puits	<b>FO</b>
Appareil	<b>ENF-10</b>

	<b>Logger MD (m) (m)</b>	<b>Driller MD</b>
<b>Casing Shoe 18"5/8</b>		431
<b>Casing Shoe 13"3/8</b>	2418.6	2407
<b>Casing Shoe 9"5/8</b>	3192	3180

Date de cimentation : 21/01/2016 par : NPS

Densité du ciment : 2.06 sg

Densité de la boue : 1.50 g/cm<sup>3</sup>

CBL bottom logged interval: 3192m

CBL top logged interval : 2000 m

#### **Single casing 9"5/8**

3192 – 2970 m : Bonne à moyenne cimentation.

2970 – 2419 m : Moyenne à mauvaise cimentation.

#### **Double casing 9"5/8 - 13"3/8**

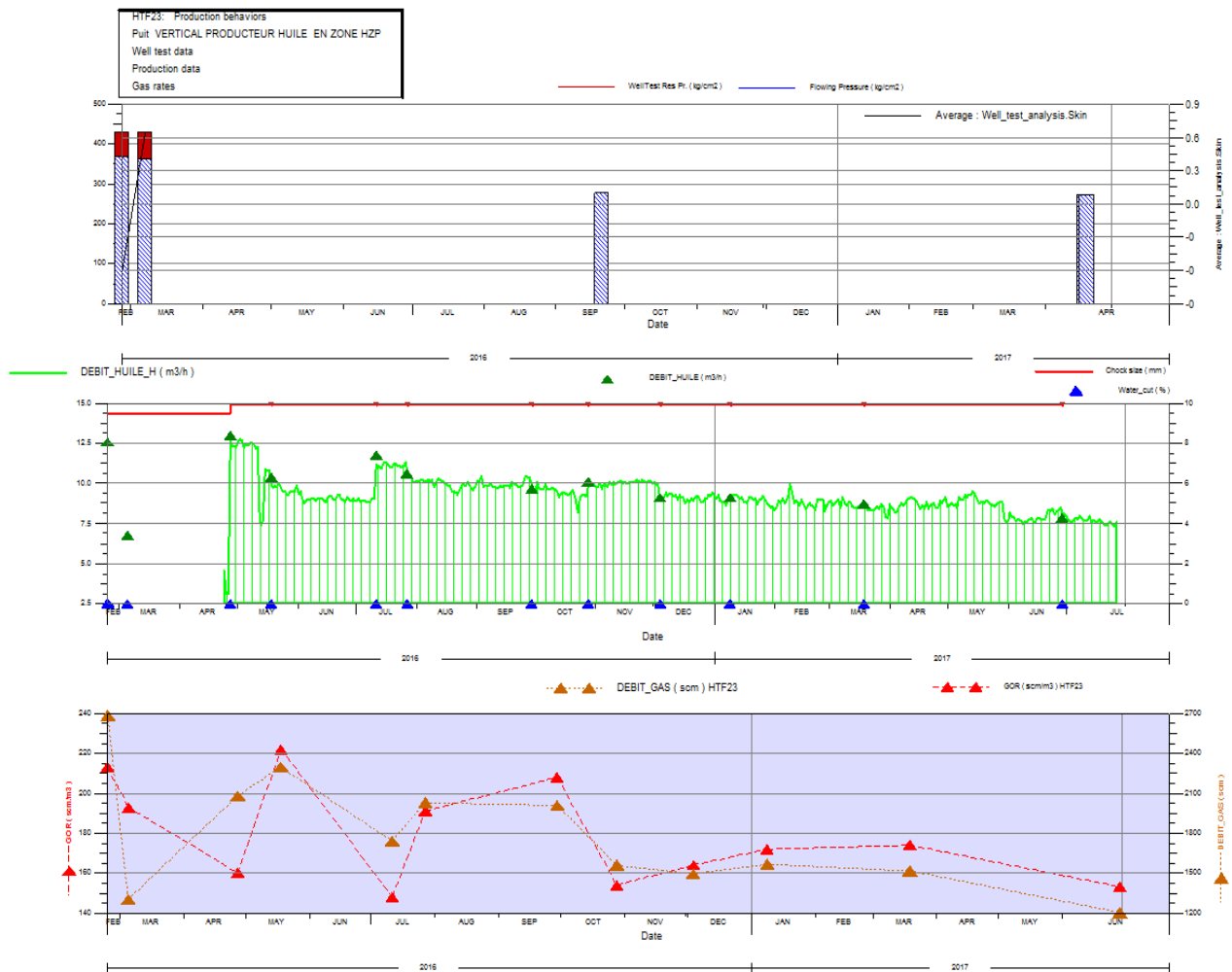
2419 – 2205 m : Mauvaise cimentation..

2205 – 2000 m : frée pipe.

# Annexe

## Caractéristique de production

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
24/02/2016	9.525	600	12.6	2684.22	213	130	10.2	5.71	45	.5964	0	0	-----
05/03/2016	9.53	600	6.77	1303.35	193	168.5	6	4.59	30	1.4402	0	0	-----
27/04/2016	10	-	12.99	2079.82	160	107	30.5	4.28	32	.5198	0	0	-----
18/05/2016	10	600	10.36	2296.39	222	92.4	31	3.87	39	.5625	0	0	-----
11/07/2016	10	Vx29	11.76	1739.40	148	85	34.9	--	37.6	.4562	0	0	-----
27/07/2016	10	-	10.62	2029.12	191	82	30	3.16	33	.4874	0	0	-----
29/09/2016	10	600	9.64	2009.64	208	78.8	33.8	3.87	32	.5156	0	0	-----
28/10/2016	10	Vx29	10.09	1557.75	154	76.8	33	--	30	.4805	0	0	-----
04/12/2016	10	600	9.12	1495.03	164	74.6	31.8	5.1	24	.5161	0	0	-----
09/01/2017	10	600	9.12	1566.93	172	72.5	33	5	24	.5016	0	0	-----
19/03/2017	10	600	8.73	1516.08	174	69.5	33	4.69	23	.5022	0	0	-----
29/06/2017	10	600	7.86	1203.41	153	64.4	32	5.71	34	.5172	0	0	-----
11/08/2017	10	600	1.96	275.34	140	16.2	4.6	4.28	35	.521	0	0	-----



# Annexe

CHRONOLOGIE DES OPERATIONS			
HTF23 WIRE LINE			
TYPE	DATES	EQUIP.	DESCRIPTIONS(Observation)
Grattage Controle	17/06/2016	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3268mCC = 3267.85mCT.
Grattage Controle	17/06/2016	Bailer	DescBailer 57 mm Pistonné à 3325mCC Rem : au jour échantillon. EXPRO
Grattage Controle	17/06/2016	Calibre 86 mm	Battu à 3325mCC SR.
Grattage Controle	12/07/2016	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3270mCC=3267.82mCT
Grattage Controle	12/07/2016	Calibre 86 mm	TS : 3499mCC=3497mCR SCHLUM HS=00m
Grattage Controle	22/08/2016	Calibre 86 mm	Battu à 3374 mCC.SR EXPRO
Grattage Controle	22/08/2016	Gratteur 98 mm	Gratte de 1750 à 2000mCC.Suite Libre.Rec/R:3273mCC=3267.85mCT
Mesure de pression PFD	20/09/2016	Calibre 92 mm	Rec/RN : 3285mCC = 3277.43mCT.
Mesure de pression PFD	20/09/2016	Amerada	desc.J.Elect avec bombhanger posé à 3285mCC avec 14 paliers de 05 mn. DD : 09h23mn. FD : 11h15mn. ENSP
Mesure de pression PFD	20/09/2016	Calibre 57 mm	Posé à 3505mCC.
Mesure de pression PFD	21/09/2016	Pullingtool	desc pulling tool SB 2"1/2 coiffé 02 J. Elect de 3285mCC = 3277.43mCT.
Mesure de pression PFD	21/09/2016	Amerada	Rem : J.Elect avec 13 paliers de 05 mn. DR : 11h16mn. FR : 13h00mn. ENSP
Grattage Controle	28/09/2016	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3271mCC = 3267.85mCT.
Grattage Controle	28/09/2016	Calibre 86 mm	TS : 3497mCC = 3494mCR. HS = 00m. SCHLUMBERGER
Mesure de pression PFD	19/10/2016	Calibre 92 mm	Frotte de 1580 à 1609mCC SR ENSP
Grattage Controle	24/11/2016	Gratteur 98 mm	Battu à 1862mCC SR.
Grattage Controle	24/11/2016	Calibre	Desc Calibres 86-50 mm battu à 1862mCC. SR.
Grattage Controle	24/11/2016	Bailer	DescBailer 64 mm pistonné à 1862mCC. Rem : au jour échantillon. HALLIB
Grattage Controle	18/02/2017	Calibre 86 mm	TS:3494mCC=3494mCC.HS=00m SCHLUM
Grattage Controle	18/02/2017	Gratteur 98 mm	Gratte de 1980 à 2130mCC.REC/R:3268mCC=3267.85mCT
Grattage Controle	27/03/2017	Calibre 86 mm	TS:3496mCC=3494mCR HS=00m HALLIB
Grattage Controle	27/03/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R:3270mCC=3267.85mCT
Controle	17/04/2017	Calibre 86 mm	Battu à 3409mCC OK TS : 3505mCC=3500mCR SCHLUM HS=00m
Controle	17/04/2017	Gratteur 98 mm	Gratte de 1780 à 2400mCC OK Rec/R : 3273mCC=3267.85mCT
Controle	17/04/2017	Calibre 92 mm	Battu de 1805 à 1870mCC SR
Mesure de pression PFD	18/04/2017	amerada	Desc. J. Elect. à 3400mCC DD : 08H30 - FD : 10H32mn. Rem. J. Elect. de 3400mCC avec paliers de 5mn DR : 14H35 - FR : 16H30mn SCHLUM
Instrumentation	19/04/2017	AMERADA	Remontée J.Elect + Sampling de 3400mCC. Début remontée: 13h35mn. Fin remontée: 16h30mn. SCHLUM
Instrumentation	19/04/2017	Amerada	Descente JElect+ sampling à 3400mCC. Début descent: 10h00mn. Fin descente: 13h00
Grattage Controle	17/05/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3271mCC = 3267.85mCT
Grattage Controle	17/05/2017	Calibre 86 mm	Battu à 3394mCC OK. TS : 3496mCC = 3493mCR. HS = 01m. HALLIBURTON
Grattage Controle	21/07/2017	Calibre 86 mm	TS : 3502mCC = 3494mCR. HS = 00m. SCHLUMBERGER
Grattage Controle	21/07/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3276mCC = 3267.86mCT.
Controle	30/07/2017	Calibre 86 mm	TS : 3502mCC = 3494mCR. HS = 00m. EXPRO
Controle	30/07/2017	Calibre 92 mm	Rec/RN : 3385mCC = 3377.49mCT.
Mesure de pression SBU	10/08/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R: 3269mCC = 3267.85mCT. Gratte sièges R. RN. Suite linbre. TS: 3495mCC = 3494mCR. HS=00m
Mesure de pression SBU	10/08/2017	Amerada	Descente LockMandrel + J.Elect + Running tool avec paliers de 05mn. Acré à 3277mCC(RN). OK. remontée au jour runnningtool OK. EXPRO
Controle	19/09/2017	Calibre 92 mm	Rec/RN: 3280mCC=3277,49mCT
Controle	19/09/2017	Bailer	Pistonné à 3497mCC,remonté au jour échantillon
Controle	19/09/2017	Eprouvette	64 à 3497mCC,remonté au jour échantillon liquide ENSP
Controle	19/09/2017	Calibre 86 mm	TS: 3497mCC=3494mCR
Grattage Controle	02/12/2017	Calibre 86 mm	TS: 3497mCC= 3494mCR HS=0m. EXPRO
Grattage Controle	02/12/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R:3271mCC=3267,85 mCT.
Grattage Controle	15/01/2018	Gratteur 98 mm	Libre Rec/R:3274mCC=3267,85 mCT.
Grattage Controle	15/01/2018	Calibre 86 mm	Libre TS: 3500mCC=3494mCR.HS=0m SCHLUM.

## Annexe

### traitement recommandé.

CHRONOLOGIE DES OPERATIONS			
OPERATIONS SPECIALES			
HTF23 (CLEAN OUT REFORMAT )			PAGE : 1
Date	Heure		Description
	De	Au	
05/10/2017	13:12	14:20	POOH ,CT @2000m stop N2 cp=880psi whp=560psi oil on return CT at surface ,whp=12bars ,put well on production ,rig down equipments and equipments stay on location . test annulus :4"1/2X9"5/8 @1000psi after 30min rise to 1200psi and 9"5/8 X13"3/8 @500psi after 20min pressure 500psi bleed off 4"1/2X9"5/8 and 9"5/8 X13"3/8 to 0psi stop CT@2800m for kick off with N2@25-20lpm cp=1000-900psi whp=550psi
05/10/2017	11:20	13:12	Tag TD@3498m , POOH and start jetting from3320 to 3498m with( 3m3TW+7m3reformat+3m3TW )@1,5bpm cp=2800 psi whp=307psi oil on return stop CT@3497m pump 1m3 of N2@50lpm ,decrease N2@25lpm ,POOH cp=2000psi whp=750psi oil on return
05/10/2017	09:20	11:20	Open the well ,(whp=28bars ) , start RIH, CT@500m start TW@0,5bpm and N2@20 lpm cp =1900psi whp=350psi oil on return
05/10/2017	07:00	09:20	On location, safety meeting, rig up1"3/4CT unit ,PU , N2U, pulsonix tool , pressure test @ 5000 psi test ok,

CHRONOLOGIE DES OPERATIONS			
OPERATIONS SPECIALES			
HTF23 (SQUEEZE REFORMAT . DAY2 )			PAGE : 1
Date	Heure		Description
	De	Au	
06/10/2017	12:20	15:20	mixed reformat @nozzele close the well and start squeeze 27m3 of mixed reformat (80%reformat+20%xylyene ) Q=0,8bpm cp=4200psi whp=3750psiswitch to TW@0,9bpm for displacement (CT volume )
06/10/2017	17:00	17:30	CT at surface ,whp=63bars ,left well close for soaking over night ,rig down equipments and equipments stay on location .NB:bleed off 4"1/2X9"5/8 and 9"5/8 X13"3/8 to 0psi
06/10/2017	15:20	17:00	POOH ,decrease TW@0,5bpm ,CT @200m stop TW cp=1500psi whp=1450psi
06/10/2017	10:47	12:20	Tag TD@3500m , POOH 10m and continue fill up the well with reformat@1,9bpm cp=2900psi whp=590psiswitch to mixed fluid (80%reformat+20%xylyene ) ,
06/10/2017	08:46	10:47	Open the well ,(whp=39bars ) , start RIH, CT@2500m start reformat @0,5-1,9bpm cp =1900psi whp=600psi
06/10/2017	07:30	08:46	On location, safety meeting, rig up1"3/4CT unit ,PU , N2U, pressure test @ 5000 psi test ok, laod 4"1/2X9"5/8 by 30bars and 9"5/8 X13"3/8 by 20bars

## Annexe

CHRONOLOGIE DES OPERATIONS			
OPERATIONS SPECIALES			
HTF23 (KICK OFF )			PAGE : 1
Date	Heure		Description
	De	Au	
09/10/2017	07:40	10:00	On location, safety meeting, rig up CT 1"1/2 unit , N2U,cool down ,pressure test @ 5000 psi test ok, chek valve@1500psi (ok)
09/10/2017	10:00	12:30	the well was closed ,Open sawb valve and close master valve for flush CT to flare line ,open master valve WHP =300 psi (gaz+ REF) , start RIH .CT@300m start pumpN2@20lpm cp=800psi whp =100psi CT @1800m increase N2@25 lpm cp=1200psi whp=120 psi (REF in return) continu RIH
09/10/2017	12:30	14:40	stop CT@3000m pamping 1m3 of N2 @50 LPM decrease N2 @20 LPM and POOH to 2800 m observed the return , cp=2500 -1700psi whp=(700 400psi) ,(REF+oil in flare) ,after 2 hrs cp stable at cp=1300 psi and whp =370 psi
09/10/2017	14:40	16:15	decrease N2@20lpm ,start POOH to surface cp=1300psi whp=400psi (gas +clean oil the return) CT @2100 m stop N2 continu POOH to surface
09/10/2017	16:30	16:35	cellar fuel with sand , the chock is 8mm
09/10/2017	16:15	16:30	CT at surface ,whp= 32 bars increase ( gas +oil in return ) , keep well in flare line ,rig down equipements and leave location

## Annexe

### Historique des Dernières interventions sur le puits.

Date	Opération
<b>26/02/16</b>	Test DST réalisé en quartzite elhamra
<b>24/04/16</b>	production démarrage TD à 3494m, huile + gaz au retour, Whp = 75bars.
<b>17/06/16</b>	Opération de Wire line, écope de descente, récupérer un échantillon à 3385m
<b>18/06/16</b>	Analyse de l'échantillon: 98% de sel (NaCl), le reste est une trace d'huile.
<b>23/06/16 au 09/12/08</b>	CT nettoyer, marqué TD à 3494m.
<b>22/08/16</b>	Opération de Wire line, calibre de descente (86mm) marqué à 3374mCC.
<b>24/11/16</b>	Opération de Wire line, calibre de descente (86-50mm) étiqueté 1862mCC
<b>24/11/16</b>	Opération de Wire line, écope de descente 64mm, récupérer un échantillon à 1862m.
<b>25/11/16</b>	analyse: 32% de Parrafines, 32% d'Asphalte, 3,5% (NaCl).
<b>30/11/16</b>	CT nettoyer avec reformat, marqué TD à 3494m, Pas d'augmentation de la production.
<b>07/02/17</b>	CT nettoyer, marqué TD à 3494m.
<b>25/03/17</b>	CT nettoyé avec reformat + eau traitée, étiqueté TD à 3494m, Pas d'augmentation de la production.
<b>21/07/17</b>	Opération de Wire line, calibre de descente (86mm) marqué à 3494mCC.
<b>07/02/17</b>	CT nettoyer, marqué TD à 3494m.
<b>28/07/2017</b>	CT nettoyé avec Tube clean, TW et Reformat + Matrix avec Reformat en alternance avec de l'eau traitée.
<b>29/07/2017</b>	démarrer le puits avec du N2, avoir du gaz et une faible quantité d'huile à la torche, laisser le puits fermé avec Whp = 7 bars.
<b>05/08/2017</b>	coup d'envoi avec N2, huile et gaz observé au retour, bien fermé avec Whp = 37 bar.
<b>08/08/2017</b>	coup d'envoi avec N2, pétrole et gaz observés au retour, bien à gauche sur la ligne d'arrondi avec Whp = 28 bar
<b>10/08/2017</b>	SBU révèlent une baisse de la pression du réservoir $P_g = 377 \text{ kg / cm}^2$ , PFD = 134 $\text{kg / cm}^2$ et un dommage élevé dans le puits de forage proche $S = +16$

# Annexe

## Complétion du puits HTF23

