

N° Série : ...../2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**LAHIRA Ramzi, TAHIR Soufiane, BOUSBA Abderrahim**

-THEME-

---

**PERFORMANCE DES DIFFERENTS TRAITEMENTS DES DEPOTS  
D'ASPHALTENES (REFORMAT, XYLÉNE ET NAPHTA) DANS LE  
CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

---

Soutenu le : 19 / 05 / 2021 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président :	DADEN A/Elghafour		Univ. Ouargla
Rapporteur :	ALI ZERROUKI Ahmed	MCA	Univ. Ouargla
CoRapporteur	ZAATOUT Kamel	Doctorant	SONATRACH
Examineur :	KADRI Ahmed Yacine		Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

## *Remerciement*

*En préambule à ce mémoire, nous tenons tout d'abord à remercier **ALLAH** le tout puissant et miséricordieux, qui nous aide et qui nous a donné la force, le courage et la patience d'accomplir ce Modeste travail.*

*Nos vifs remerciements vont aux membres du jury ; monsieur le président  
Dr.                    Pour l'intérêt qu'il est porté à notre recherche en acceptant*

*de scruter notre travail Et de l'enrichir par leurs propositions. Nos sincères  
remerciements vont également s'adressent à monsieur l'examinateur*

*Dr.                    Pour son aide, sa disponibilité, ses compétences  
scientifiques, son soutien et sa gentillesse. Nos remerciements s'étendent  
également à tous nos enseignants durant les années des études. En second lieu,*

*nous tenons à remercier notre encadreur Mr. **ALI ZERROUKI AHMED**,*  
*pour son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail. Nos*

*remerciements pour Co- encadreur **MR ZATOUT KAMEL** pour nous avoir  
guidés dans la réalisation de ce travail. Nous remercions nos très chers*

*parents qui ont toujours été là pour nous. Enfin, nous tenons également à*

*remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la  
réalisation de ce travail. Merci à tous et à toutes.*

---

# *Dédicaces*

---

*C'est avec un grand bonheur que je dédie*

*Cet humble travail à mes*

*Chers parents auxquelles je dois toute ma*

*réussite,*

*À mes frères et ma sœur et son marié,*

*Toute ma grande famille,*

*À tous mes amis chacun a son nom.*

*Ramzi*

---

## *Dédicaces*

---

*A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices,  
leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs  
prières tout au long de mes études,*

*A mes chères sœurs Nesrine, Meriem Et feriel  
pour leurs encouragements permanents, et leur  
soutien moral,*

*A mes chers amis pour leur appui et leur  
encouragement,*

*A toute ma famille pour leur soutien tout au long  
de mon parcours universitaire,*

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux  
tant allégués, et le fruit de votre soutien infaillible,*

*Merci d'être toujours là pour moi !*

*Soufiane*

---

# *Dédicaces*

---

*Je dédie ce modeste travail  
A ma très chère Mère (Allah yerhamha) et mon très  
cher Père,*

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je  
réussisse dans mes études,  
Mes dédicaces s'adressent également à mes chers  
frères,  
À ma sœur,*

*Et à tous les membres de ma famille et toute  
personne qui porte le nom Bousba,*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis  
A tous les enseignants et toutes les enseignantes  
d'hydrocarbures,*

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui  
n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec  
leur aide et leurs suggestions.*

*Abderrahim*

## ملخص

ان الجزائر من البلدان المنتجة للنفط وهو مادة أولية تلعب دورا هاما في الاقتصاد الوطني . لكن المستغلون يواجهون مشاكل كبيرة بسبب انسداد في الخزان والأنابيب نتيجة تكون الإسفلت. لتجنب هذا الإشكال يبحث المستغلون عن تحديد الظروف التي تتشكل فيها هذه الترسبات وطرق معالجتها. أنجز هذا العمل على المنطقة 1 بحقل حاسي مسعود، المنطقة التي تعاني من مشاكل كثيرة بسبب ترسب الإسفلت. الهدف من هذا العمل هو دراسة شروط ترسب واستقرار الإسفلت، وتحليل نتائج مختلف طرق المعالجة التي يقوم بها المستغلون لاختيار المذيب الأنسب لمعالجة الترسب (reformat, naphta, xylène). تم الحصول على منحنيات عن طريق البرمجة الرقمية PIPESIM اعتمادا على النتائج التجريبية للضغط والحرارة وتركيب النفط. وفي نهاية البحث الذي قمنا به وجدنا أن المعالجة ب reformat/xylène أفضل من naphta/xylène. الكلمات المفتاحية: الأسفلت، الرواسب، البترول، مذيب، معالجة.

## Résumé

L'Algérie est parmi les pays producteurs de pétrole, une substance primaire qui joue un rôle important dans l'économie nationale.

Mais les exploiters font face à des problèmes à liées au bouchage des canalisations par dépôts des asphaltènes.

Pour éviter ces formes, les exploiters cherchent à déterminer les conditions dans lesquelles ces sédiments se forment. Ce travail a été réalisé sur la zone 1 du champ de Hassi Messaoud, la zone qui a connu beaucoup de problèmes de formation des asphaltènes.

L'objectif de ce travail est d'étudier les conditions de précipitation et stabilité des asphaltènes, et l'analyse des résultats des différentes méthodes de traitement par les exploiters pour choisir le solvant le plus adapté au traitement des dépôts (reformat, naphta, xylène).

Des courbes ont été obtenues numériquement à l'aide du logiciel commercial PIPESIM en utilisant les résultats expérimentaux de pression, température et la composition de pétrole, A la fin en trouve que le traitement de reformat/xylène mieux que la naphta/xylène.

Mots clé : asphaltène, sédiments, pétrole brut, dissolvant, traitement.

## Abstract

Algeria is among the oil-gas producing countries, a primary substance that plays an important role in the national economy. But the operators are facing problems related to the plugging of pipelines by deposits of asphaltenes.

To avoid this problem, operators seek to determine the conditions which form these plugs.

This work has been done on the zone 1 of Hassi messaoud oil field, this field has many problems of asphaltening formation.

The objective of this work is to study the conditions of precipitation and stability of asphaltenes, and the Analysis of the results of different methods of treatment to choose the solvent most suitable for the treatment of the deposits.

Curves were obtained digitally using the commercial PIPESIM software using the experimental results of pressure, temperature and oil composition.

Keywords: asphalt, petrol, deposits, dissolvent, treatment.

# Table des matières

<b>Remerciement</b>	<b>I</b>
<b>Dédicace</b>	<b>II</b>
<b>Résumé</b>	<b>III</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>IV</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>V</b>
<b>Symboles –Notation- Abréviations</b>	<b>VI</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>01</b>

## **Chapitre I : Présentation de champ pétrolier de HMD**

1. Introduction	4
2. Situation du champ de Hassi-Messaoud	4
2.1 Situation géographique	4
2.2 Cadre géologique	6
2.3. Zonation du champ Hassi-Messaoud	7
2.4. Caractéristiques des fluides et de la roche	7
2.5 Aspect structural et tectonique du champ	8
2.6 Description du réservoir	8
2.7 Développement de gisement	9

## **Chapitre II : Les différents types d'endommagements a HMD**

1. Introduction	11
2. L'endommagement dans le champ de Hassi Messaoud	11
2.1 Signification et définition de l'endommagement	11
2.2 Localisation des endommagements	11
2.3 Accumulations des particules	13
2.4 L'origine de l'endommagement de la formation	13
3. Les différentes causes de l'endommagement	13
3.1 Endommagement dû à la formation	13
3.1.1 Dépôts organiques (les asphaltènes)	13
3.1.2 Dépôts de sel	13

3.1.3 Dépôts des paraffines	14
3.1.4 Dépôts des sulfates	14
3.2 Migration des fines	14
3.3 Gonflement des argiles	14
3.4 Endommagement dû aux opérations sur puits	15
3.5 Le colmatage des perforations	15
3.6 Changement de mouillabilité	15
3.7 Formation d'une émulsion	15
3.8 Endommagement dû aux perforations	15
3.9 Invasion du filtrat de ciment	16
3.10 Endommagement dû à la stimulation	16
3.11 La fracturation	16
3.12 Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides	16
3.13 Endommagement dû à l'injection d'eau	17
4. Détection des Endommagements	17
4.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire	17
4.2. Essais de puits	17
4.3. Historique complet des puits	17
4.4. Analyse du système de production	17

### **Chapitre III : Généralités sur les asphaltènes et son traitement à HMD**

1. Introduction	19
2. Définition des asphaltènes	20
3. Composition des asphaltènes	22
4. Le rapport atomique H/C	23
5. Structure moléculaire des asphaltènes	24
6. Caractérisation des asphaltènes	26
7. Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes	26
8. Facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes	26
8.1. Paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile	27
8. 1. a. La pression	27
8. 1. b. La température	28
8. 1. c. La composition	29

8. 2. Vitesse de filtration de l'huile	29
8. 3. Injection de CO2	30
8. 4. Eau de formation	30
8. 5. L'acidification matricielle	30
9. Problèmes causé par les dépôts d'asphaltènes	30
10. Localisation des dépôts d'asphaltènes	31
11. Le problème d'Asphaltène à Hassi Messaoud	32
12. Traitement des dépôts asphaltènes ou champ de Hassi Messaoud	32
12.1 Aspect curatif	32
12.2 Aspect préventif	34
<b>Chapitre IV : Etude de cas</b>	
Introduction	36
1. Historique du Puits OMM202	36
2. Problème du Puits	37
3. Historique d'intervention sur le Puits OMM-202	37
4. Étude du Puits OMM202	37
4.1. Test de Jaugeage	38
4.2. Test Build up	38
4.3. Analyse Nodale	39
4.4. Avant le Traitement	39
4.5. Traitement de puits OMM-202	40
4.6. OMM-202 après le traitement	41
5. Efficacité de Traitement	42
6. Discussions des résultats	43
7. Bilan résumant les résultats des différents traitements	44
8. Coût technique	46
<b>Conclusion générale</b>	48
<b>Références bibliographiques</b>	50
<b>Annex</b>	51

## Liste des figures

<b>Figure</b>	<b>Page</b>
<b>Figure I.1:</b> Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	05
<b>Figure I. 2 :</b> Situation géologique de champ de Hassi Messaoud	06
<b>Figure I. 3 :</b> Zonation du champ de Hassi-Messaoud	07
<b>Figure I. 4 :</b> Bloc diagramme de l'écorce géologique sous la discordance hercynienne	09
<b>Figure.II.1 :</b> Localisation de colmatage	12
<b>Figure.III.1 :</b> Les différentes fractions du pétrole (SARA)	19
<b>Figure.III.2 :</b> Schéma d'un dépôt d'asphaltène	21
<b>Figure.III.3 :</b> Schéma d'une composition d'asphaltènes	22
<b>Figure. III.4 :</b> Exemple de molécule d'asphaltènes	24
<b>Figure.III.5 :</b> Schéma de structure ouverte de molécule d'asphaltènes.	25
<b>Figure.III.6 :</b> Modèle modifié de Yen	25
<b>Figure.III.7 :</b> Effet de la pression sur la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut à la température de réservoir.	28
<b>Figure. III.8 :</b> Effet de la température sur la solubilité des asphaltènes	29
<b>Figure.III.9 :</b> Les emplacements possibles de dépôt d'asphaltène.	31
<b>Figure.III. 10:</b> Gauge Cutter (outil wire line).	33
<b>Figure.IV.1 :</b> Localisation de puits OMM202	36
<b>Figure.IV.2 :</b> Historique de Traitement du Puits OMM-202	37
<b>Figure.IV.3 :</b> Analyse Nodale Avant le Traitement.	39
<b>Figure.IV.4 :</b> Enveloppe de Dépôts des Asphaltènes Avant le Traitement.	40
<b>Figure.IV.5 :</b> Analyse Nodale Après le Traitement	41
<b>Figure.IV.6 :</b> Enveloppe des Dépôts d'asphaltènes Après le Traitement	42
<b>Figure.IV.7 :</b> la différence d'augmentation des débits	43
<b>Figure.IV.8 :</b> Le gain de chaque opération	45

## Liste des tableaux

<b>Tableau</b>	<b>Page</b>
<b>Tableau III.1</b> : Analyse élémentaire des asphaltènes du brut de Hassi Messaoud	23
<b>Tableau IV.1</b> : Résultats des Tests de Jaugeage	37
<b>Tableau IV.2</b> : Résultats des Tests de Build up	38
<b>Tableau IV.3</b> : Paramètres de Production Avant le Traitement	39
<b>Tableau IV.4</b> : Paramètres de Production Après le Traitement	42
<b>Tableau IV.5</b> : Résultat après et avant traitement pour l'opération reformat / xylène	44
<b>Tableau IV.6</b> : Résultat après et avant traitement pour l'opération naphta / xylène	44
<b>Tableau IV.7</b> : Le gain de chaque opération	45
<b>Tableau IV.8</b> : Le cout de l'opération et de baril	47

## Liste des abréviations

<b>ADE</b>	Enveloppe de dépôt d'asphaltène
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>Asp</b>	Asphaltène
<b>BHP</b>	Bottom hole pressure
<b>CCE</b>	Concentrique
<b>HMD</b>	Hassi Messaoud
<b>IPR</b>	Inflow performance relationship
<b>CTU</b>	Unité de Coiled Tubing
<b>PIPESIM</b>	logicielle de simulation.
<b>PVT</b>	Pression Volume Température.
<b>SARA</b>	Saturé, Aromatique, Résine, Asphaltène
<b>CRD</b>	Centre de Recherche et de développement

## Nomenclature

<b>Symbole</b>	<b>Désignation</b>	<b>Unités</b>
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio	Vol/vol
<b>P</b>	Pression	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>IP</b>	Index de productivité	m <sup>3</sup> h <sup>-1</sup> bar <sup>-1</sup>
<b>T</b>	Température	°C
<b>Pb</b>	Pression de bulle	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pf</b>	Pression de fond	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pp</b>	Pression de réservoir	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pr</b>	Pression de tête	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pt</b>	Pression de pipe	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Qh</b>	Débit d'huile	m <sup>3</sup> /h
<b>Rs</b>	GOR de dissolution	Vol/vol
<b>V</b>	Volume	m <sup>3</sup>

# Introduction Générale

Le pétrole, qui est depuis plus d'une centaine d'années la principale matière première des combustibles liquides, reste compétitif sur le marché énergétique, même à son prix, actuel. Il est aussi la matière première de l'industrie pétrochimique, dont sont issus des milliers de produits, tels que les lubrifiants, les polymères, les plastiques, les textiles, et même les médicaments.

Dans le cadre du développement constant des techniques d'exploitation et de raffinage du pétrole, il serait important de définir avec précision la structure et le comportement de ses divers constituants. En effet, un pétrole brut est composé de quatre familles : les hydrocarbures saturés, aromatiques, les résines et les asphaltènes. Cette répartition est très large ; chaque partie du pétrole brut se compose également d'un éventail de molécules avec des structures et des propriétés variables.

Les asphaltènes et les résines constituent les deux constituants principaux dans la fraction lourde et polaire des fluides de pétrole. Ils sont constitués par des poly-aromatiques condensées contenant des chaînes alkyliques, des hétéroatomes (tels que S et N) et quelques métaux à l'état de traces.

Les Asphaltènes sont des molécules d'hydrocarbures lourdes qui existent naturellement dans les fluides du réservoir pétrolier. La précipitation des Asphaltènes peut se produire pendant l'épuisement de la pression ou pendant le processus d'injection de gaz pour la récupération secondaire d'huile (IOR).

Bien que ces produits soient souvent présents en faible quantité, ils ont une influence considérable sur les propriétés physico-chimiques du brut. Leur capacité à flocculer, à s'adsorber sur des surfaces et à former des dépôts solides, est à l'origine de nombreux problèmes en exploitation des gisements et en raffinage. Les dépôts d'asphaltène causent également le colmatage des canalisations de transport et influent sur la capacité du réservoir en diminuant les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante. Ces problèmes de dépôt, sont non seulement produits pendant l'exploitation d'huile lourde avec un taux élevé en asphaltène, mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltène

(0.3 à 0.5 %), comme dans le cas du champ de HASSI MESSAOUD en ALGERIE, particulièrement dans la zone 1A située dans la partie occidentale du champ.

L'endommagement causé par le dépôt d'asphaltènes est un problème difficile et sévère. Cet endommagement a un impact négatif sur la production par la création des restrictions dans le tubing de production et les installations de surface engendrant ainsi des pertes de charges supplémentaires d'où une perte

Dans la roche réservoir, aux abords des puits, l'endommagement causé par les dépôts d'asphaltènes crée une réduction de la perméabilité du milieu poreux. Cette situation conduit à une baisse de productivité du gisement et, dans le cas le plus grave elle peut être la cause de fermeture de puits.

C'est dans ce contexte que nous venons présenter ce travail intitulé :

« Performance des différents traitements des dépôts d'asphaltènes (Reformat, Xylène et Naphta) dans le champ de Hassi Messaoud »

Les objectifs visés à travers notre étude et d'étudier et d'analyser les résultats des différentes traitements réalisés (Reformat, Xylène, Naphta) dans les dernières deux années au niveau du champ de Hassi Messaoud et de promouvoir une méthodologie de diagnostic des dépôts d'asphaltènes dans le système de production et son effet sur les différents paramètres de production du puits. Pour cela notre thèse est composée par cinq chapitres :

- Le premier chapitre nous présentons une description sur le champ de Hassi Messaoud et les caractéristiques géologiques
- Le deuxième chapitre, nous présentons les différents types d'endommagements a HMD
- Au troisième chapitre nous abordant des généralités au problème d'asphaltene et son traitement à HMD.
- Le quatrième chapitre consiste a exposé un cas d'un puits qui a subis des différents types de traitements (Reformat, Xylène et Naphta) à cause de l'endommagement d'asphaltene.

A la fin, cette étude se termine par une conclusion et des recommandations.



# **Chapitre I : Présentation de champ Pétrolier de HMD**

## I.1 Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud, l'un des plus grands au monde, s'étend sur une superficie voisine de 2500 km<sup>2</sup>. Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue après 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. [9]

Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération.

Après la mise en évidence de la sismique par réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" implante le 16 janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile. [9]

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes :

- C.F.P.A pour le champ Nord.
- SN.REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Dès cette période, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1300 puits (2006). Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire. [9]

## I.2. Situation du champ de Hassi-Messaoud :

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

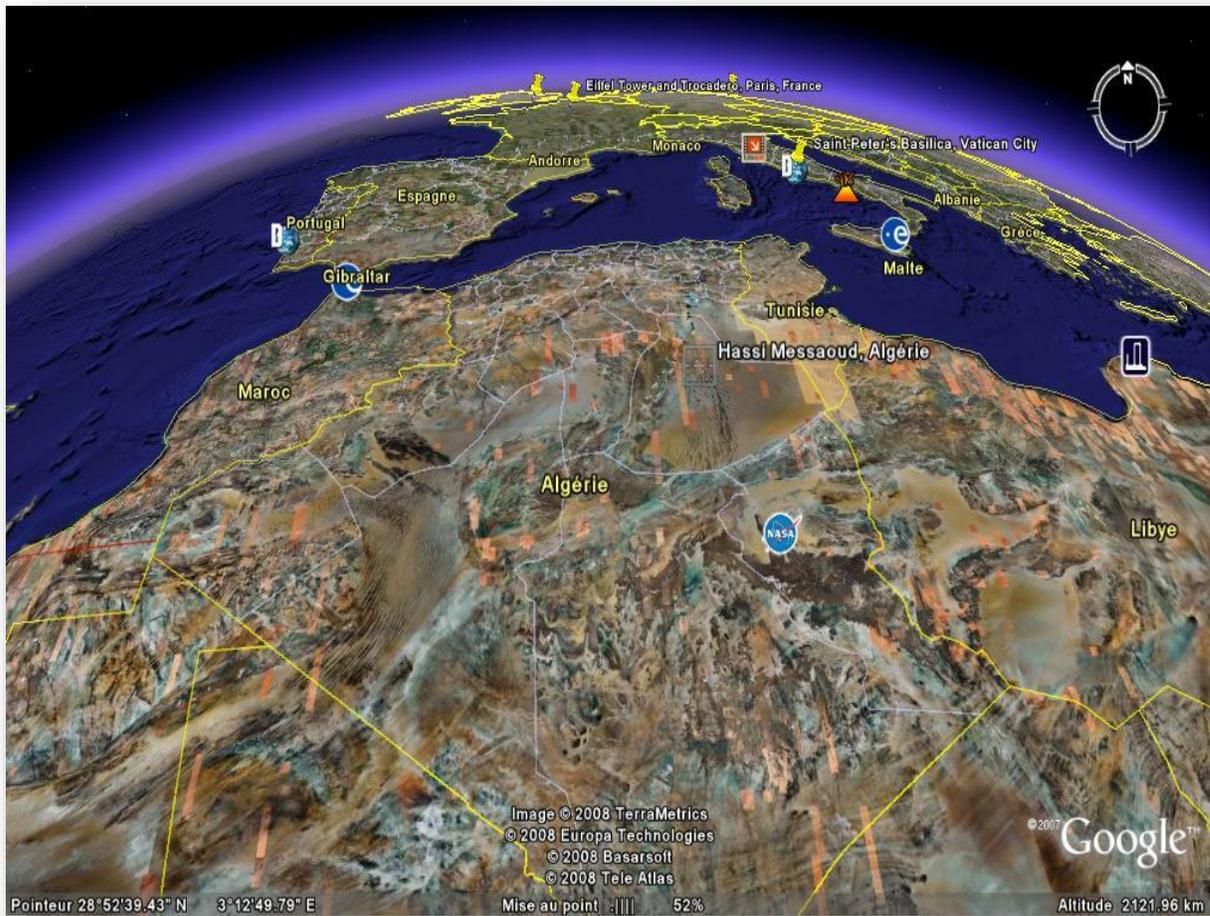
Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien, à 850Km au Sud-est d'Alger et 350Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ

Atteignent 2500 Km<sup>2</sup>, il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

- Sa localisation en coordonnées géographiques est la suivante :
  - ⇒ Au nord par la latitude  $32^{\circ}15'$ . -Au sud par la latitude  $31^{\circ}30'$ .
  - ⇒ A l'ouest par la longitude  $5^{\circ}40'$ . -A l'est par la longitude  $6^{\circ}35'$ .
- En coordonnées Lambert :

X= 790.000 à 840.000 Est.

Y= 110.000 à 150.000 Nord. [3]



**Fig.I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud**

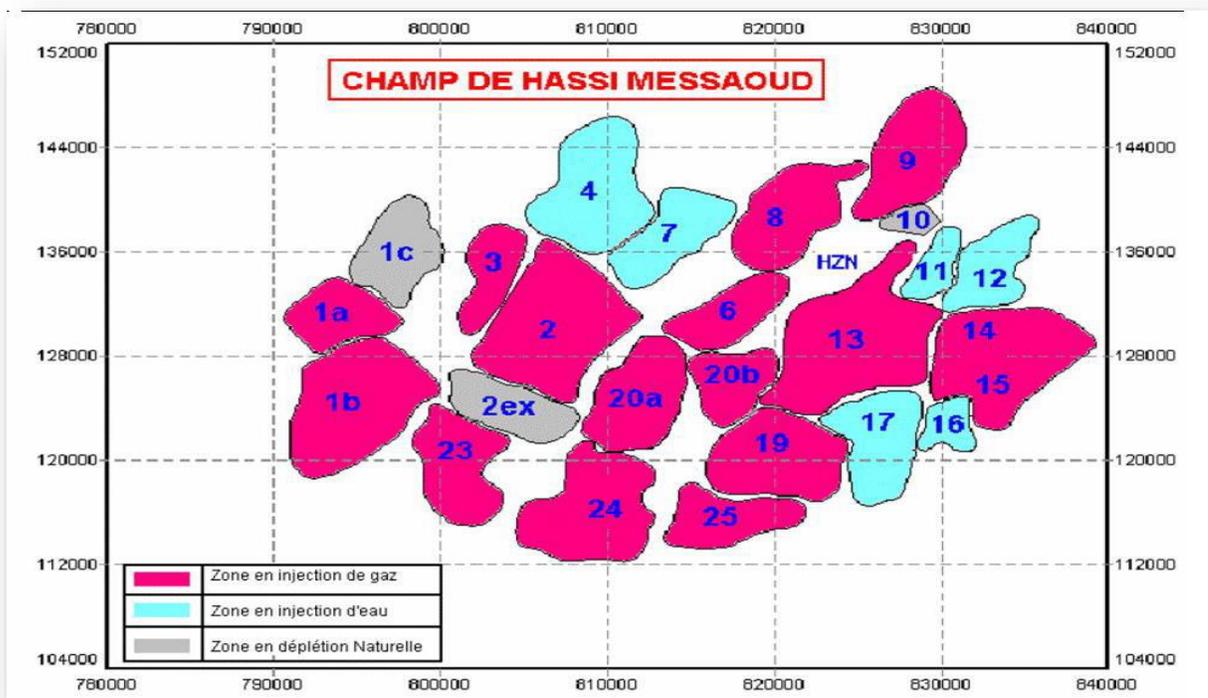


### I.2.3. Zonation du champ Hassi-Messaoud

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production (Figure I.3). 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.

Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation. [5]



**Fig.I.3 : Zonation du champ de Hassi-Messaoud**

### I.2.4. Caractéristiques des fluides et de la roche :

- Huile légère
- Densité moyenne en surface :  $\rho_o = 0.8$  (API = 45.4)
- La pression de gisement variable :  $P_g = 120$  à  $400$  Kgf/cm<sup>2</sup>
- Température de gisement est de :  $T = 118^\circ\text{C}$
- Le GOR de dissolution est variable :  $R_s = 100$  à  $5000$  m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

- La porosité moyenne est de :  $\Phi = 5$  à  $10\%$
- La perméabilité est très variable :  $K = 0$  à  $1$  Darcy
- La viscosité :  $\mu_o = 0.2$  cp
- Le facteur volumétrique de fond moyen :  $B_o = 1.7$  m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. [1]

### **I.2.5 Aspect structural et tectonique du champ :**

Le champ de Hassi Messaoud se trouve sur la partie Nord de la zone El Biod-Hassi Messaoud formé par une suite de Horsts et Grabens limités par des failles allant généralement dans une direction subméridienne.

Les dimensions de cette structure atteignent approximativement (45x54) Km avec une superficie imprégnée d'huile de 1143 Km<sup>2</sup>. Et une zone de transition d'environ 400 Km<sup>2</sup>. La profondeur moyenne de la zone productrice varie entre 3400 ET 3600 m. La cote absolue de l'interface huile-eau est estimée à 3380 m. [9]

Deux failles principales traversent le gisement dans sa partie centrale contrôlant une zone d'effondrement et une troisième a soulevé un bloc sur son flanc ouest.

Ces failles traversent toutes les couches cambriennes et atteignent parfois le crétacé inférieur-supérieur ou ne dépassent guère la discordance Hercynienne.

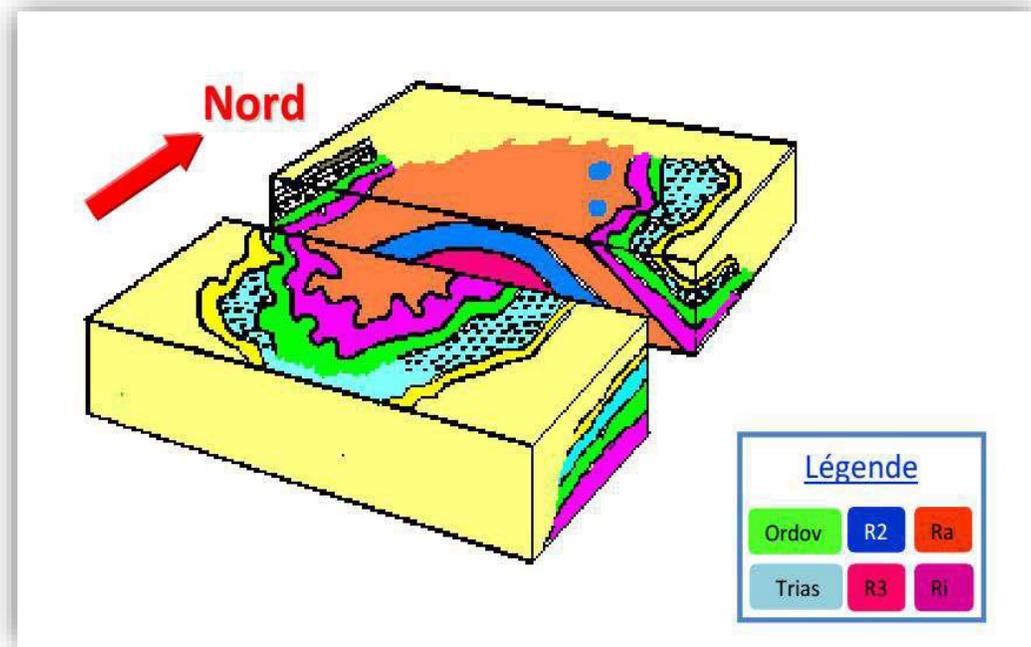
Vers le haut de la structure, l'amplitude s'adoucit progressivement et elle diminue de valeur, puis s'étend complètement à partir des séries jurassiques. [9]

### **I.2.6. Description du réservoir :**

Le gisement de Hassi Messaoud a une profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas de :

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.

- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro conglométrique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab. [2]



**Figure.I.4 : bloc diagramme de l'écorce géologique sous la discordance hercynienne**

### I.2.7. Développement de gisement

Le gisement de Hassi Messaoud compte plus 1284 puits, qui sont forés au Cambrien dont 781 puits producteurs d'huile, 86 puits injecteurs de gaz et 30 puits injecteurs d'eau. Les réserves en place du gisement sont estimés à 7075.73 106 stdm<sup>3</sup>. Dans les dernières années l'huile récupérée est estimée à 946.97106 stdm<sup>3</sup> avec un taux de récupération de 20 %.

Plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentriques pour l'injection de l'eau douce (dessalage de dépôts de sel) et l'injection de gaz lift pour augmenter la récupération.

Les index de productivités sont très variables ainsi que les débits qui varient entre 10 à 750 m<sup>3</sup>/j.



## **Chapitre II : Les différents types d'endommagements a HMD**

## II.1 Introduction

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de température, de pression et de débit. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le coefficient d'endommagement (le skin) lorsque celui-ci est positif. Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, sa localisation, son origine.

## II.2. L'endommagement dans le champ de Hassi Messaoud :

L'endommagement des formations dans le champ de Hassi Messaoud est un vrai problème qui englobe toute opération d'exploitation, celui-ci est l'une des raisons pour laquelle les puits ont un indice de productivité ou d'injectivité très faible. Cet endommagement a plusieurs sources et plusieurs causes. Cette partie d'étude a pour but d'identifier et d'analyser les différents endommagements dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud.

### **II.2.1. Signification et définition de l'endommagement :**

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques (exemple : les asphaltènes) pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. (Formation, perfos, tubing, installation de surface). [2]

### **II.2.2 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.II.1) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits. [3]

- **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 ...). [3]

- **A la paroi du puits :**

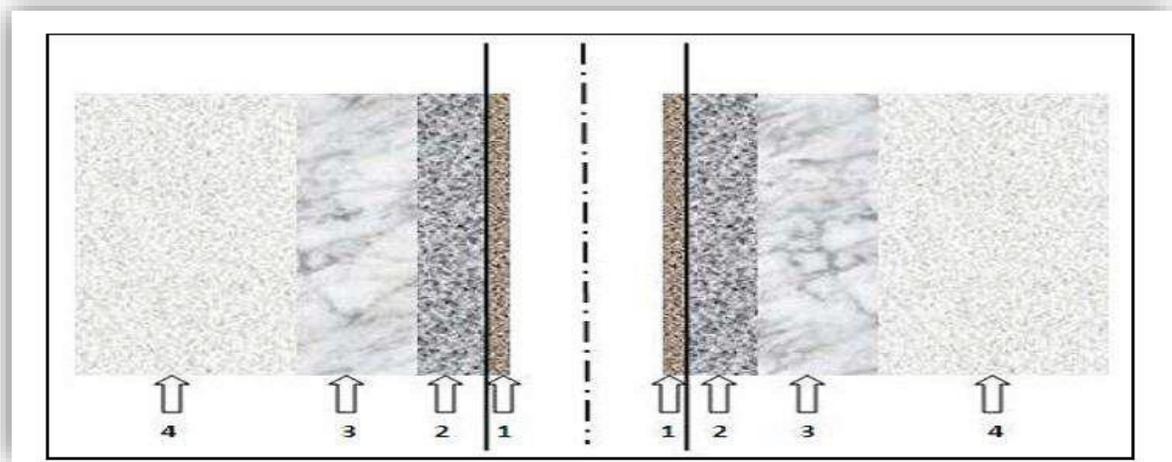
**Cake externe :** Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants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

**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. [3]



**Figure.II.1 : Localisation de colmatage**

### **II.2.3. Accumulations des particules :**

Divers types des particules organiques (les asphaltènes) résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir.

### **II.2.4. L'origine de l'endommagement de la formation :**

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum. Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Workover, Snubbing et les opérations de forage.

## **II.3. Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :**

### **II.3.1 Endommagement 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. 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. [3]

#### **II.3.1.1 Dépôts organiques (les asphaltènes) :**

Le dépôt d'asphaltènes est un problème courant dans la production de champ de Hassi Messaoud en particulier dans la zone 1 (1A, 1B et 1C) et la zone 23. Le dépôt d'asphaltènes, cause un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation. [5]

#### **II.3.1.2 Dépôts de sel :**

Le sel le chlorure de sodium (NaCL) qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Certaines eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 350 g/l. Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation

richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voire même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ; mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO<sub>4</sub> (Sulfates de Baryum). [4]

### II 3.1.3 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. [5]

### II.3.1.4 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 : BaSO<sub>4</sub>, CaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub>.

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. [3]

### II.3.2 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. [4]

**II.3.3 Gonflement des argiles :** Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité. [6]

### **II.3.4 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. [3]

### **II.3.5 Le colmatage des perforations :**

Au cours des opérations de Work-Over ou de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations. [4]

### **II.3.6 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 présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse, peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile. [4]

### **II.3.7 Formation d'une émulsion :**

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à

Savoir ici :

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir.
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser. [3]

### **II.3.8 Endommagement dû aux perforations :**

Le tir en suspension génère une zone broyée et compactée autour des perforations successibles de freiner l'écoulement des fluides à travers elles.

### **II.3.9 Invasion du filtrat de ciment**

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement. [4]

### **II.3.10 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) peut générer de 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. [3]

### **II.3.11 La fracturation :**

Après la fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

Aussi, le risque majeur est un développement vertical de la fracture qui mettrait le puits en communication avec une zone contenant un fluide que l'on ne souhaite pas produire (à noter ici encore l'importance d'avoir une cimentation étanche pour ne pas initier une fracture dans une zone indésirable). [5]

### **II.3.12 Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides :**

Dans le cas où il n'y a pas de dispositif de contrôle des sables, l'accumulation de sable en fond de puits, réduisant la hauteur de communication entre le puits et la zone à produire d'où un effet de pénétration partielle (à cela se rajoute tous les problèmes d'érosion et de dépôts dans le circuit de production : tubing, tête de puits, collecte, séparateurs, ...). [6]

### **II.3.13 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 dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation. [4]

### **II.4. Détection des Endommagements :**

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

**II.4.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire :** L'identification des causes exactes d'un endommagement et par conséquent de choisir une solution appropriée ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

### **II.4.2. Essais de puits :**

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une restriction à la production des réservoirs existe.

### **II.4.3. Historique complet des puits :**

L'historique d'un puits est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes des quelques d'endommagement.

**II.4.4. Analyse du système de production :** L'Analyse nodale est une méthode utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et de prévoir le débit. Cette méthode peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz.

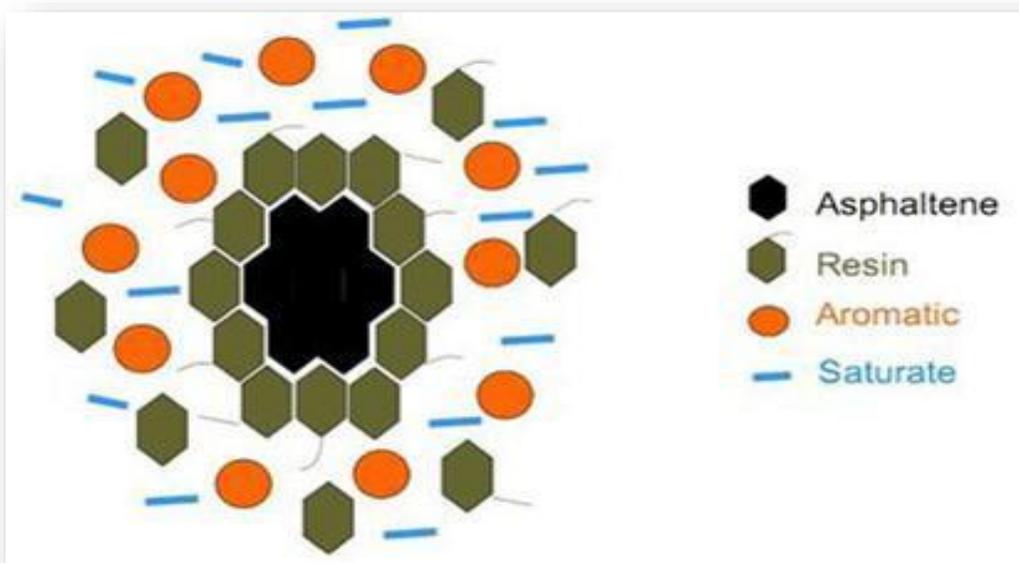


**Chapitre III : Généralités**  
**sur les asphaltènes**  
**et son traitement à HMD**

### III.1 Introduction

Un brut est constitué d'un mélange complexe de composés, répartis d'après les techniques classiques de chromatographie liquide en (Figure III.1)

- Hydrocarbures saturés : sont des composés apolaires (n-alcanes, iso alcanes, Cyclo alcanes)
- Composés aromatiques : Ce sont des composés qui sont physiquement et chimiquement très différents des paraffines et des naphthènes. Ils contiennent un ou plusieurs noyaux similaires à ceux du benzène.
- Résines et asphaltènes : constitués de molécules polycycliques à haut poids moléculaire, contenant de l'azote, du soufre et de l'oxygène. [6]



**Fig.III.1 : Les différentes fractions du pétrole (SARA)**

Les Hydrocarbures saturés ou bien les aliphatique sont les hydrocarbures non polaires, sans liaisons multiples, donc incluant les alcanes à chaînes linéaires ou branchées et même les cyclo alcanes qui contiennent un ou plusieurs cycles et pouvant être associés à des chaînes aliphatiques. La cire est une sous classe des saturés. Elle est constituée d'alcanes à chaînes droite contenant de 20 à 30 atomes de carbones. Les précipités solides de cire à basse température sont connus pour stabiliser les émulsions du pétrole brut.

Les composés aromatiques se rapportent au benzène et à ses dérivés structuraux et sont communs à tout le pétrole. Les majorités des aromatiques contiennent des chaînes alkyles et des anneaux de cycloalcanes. Les composés aromatiques sont souvent classés en tant que mono, di, tri selon le nombre d'anneaux aromatiques contenus dans la molécule. Les composés aromatiques sont polaires et possèdent un poids moléculaire élevé, pouvant entrer dans la constitution des fractions des résines ou des asphaltènes.

La fraction des résines est composée de molécules polaires contenant souvent des hétéroatomes tels que l'azote, l'oxygène ou le soufre.

La définition la plus commune des résines étant la fraction soluble dans les alcanes légers (le pentane et heptane) mais insoluble dans le propane liquide. Donc, les résines représentent une classe de solubilité du pétrole brut.

Une étude tenant compte des caractéristiques des résines montre que les résines ont un rapport atomique H/C plus élevé que celui des asphaltènes, de l'ordre de 1,2-1,7 comparé à 0,9-1,2 pour les asphaltènes.

Les bruts asphalténiques sont des bruts lourds, visqueux et même parfois solides ; ils sont constitués de plus de 50% massiques d'aromatiques, de résines et d'asphaltènes. Ils contiennent moins de 10% de paraffines et moins de 20% de naphthènes et se distinguent par une teneur en soufre plus élevée, de l'ordre de 1% et qui peut atteindre 9% dans certains bruts.

## III.2. Définition des asphaltènes :

### **III.2.a. Historique :**

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. Il a séparé les composants de ces asphaltes, il a appelé la fraction volatile, huileuse et soluble dans l'éther "pétrole", la fraction insoluble dans l'alcool "essence" et la fraction restante à la fin de la distillation sous forme d'un résidu solide "asphaltène". Marcusson, définit les asphaltènes en 1945, comme la fraction insoluble dans l'éther de pétrole, et Pfeiffer les définit en 1950, comme la fraction du pétrole insoluble dans le n- heptane et soluble dans le toluène. [6]

Actuellement, les asphaltènes sont définis comme étant la matière insoluble dans les solvants non polaires dont la tension de surface est inférieure à 25 dyne/cm et soluble dans les solvants organiques dont la tension de surface est supérieure à 25 dyne/cm à température ambiante. L'asphaltène varie quelque peu en quantité et en composition suivant la norme utilisée pour les obtenir. [6]

### III.2.b. Définition :

On peut définir les asphaltènes comme des composés foncés (brun noir), Durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normale et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène, etc... Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées.

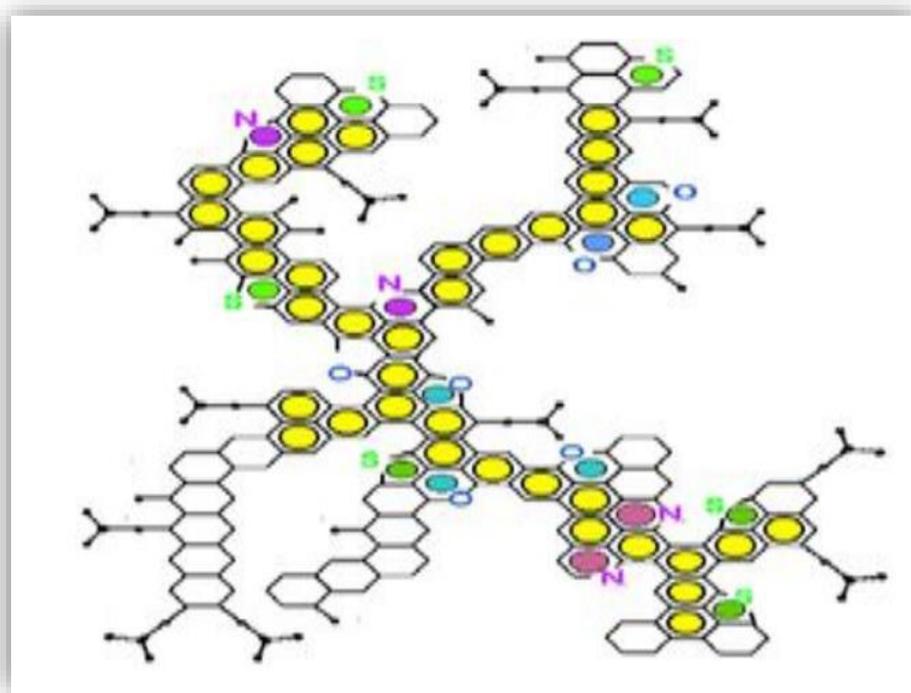
La partie centrale des micelles d'asphaltènes consiste en un composant de grande masse moléculaire. [7]



Figure.III.2 : Schéma d'un dépôt d'asphaltène

### III.3. Composition des asphaltènes :

Quelle que soit la source des asphaltènes, ils sont composés essentiellement de carbone et d'hydrogène, le premier représentant l'élément le plus abondant dont la teneur varie au voisinage d'une gamme limitée de 78 à 87 % en poids, et le second de 7 à 10%. Ces valeurs correspondent à un rapport atomique H/C variant entre 0,8 et 1,4. Le reste est partagé entre les hétéroatomes dans des proportions variables : le soufre de 0,1 à 10,5% ; l'oxygène de 0,1 à 5% et l'azote de 0,5 à 3,5 %. On peut aussi trouver des métaux tels que le nickel, le vanadium et le fer avec des valeurs de 150 à 1200 ppm. A titre illustratif, le tableau III.1 indique les compositions élémentaires d'asphaltènes de pétroles bruts de diverses origines. [7]



**Figure.III.3 : Schéma d'une composition d'asphaltènes**

Généralement, le carbone se trouvant dans la structure asphalténique est à moitié environ de nature aromatique, tandis que l'hydrogène est majoritairement de nature aliphatique. Le soufre peut exister sous forme de composés thiophéniques ; l'oxygène sous forme de groupements phénoliques, hydroxyles ou carbonyles d'éthers et d'esters ; l'azote se trouve dans les structures cycliques pyridiniques ou pyrroliques. Les métaux forment des complexes de type

porphyrine avec La présence des hétéroatomes et des métaux contribue aux phénomènes d'auto-associations moléculaires caractéristiques des asphaltènes.

A partir du tableau III.1, on peut constater que les asphaltènes de Hassi-Messaoud contiennent une faible quantité de soufre et de métaux. Le pétrole Algérien est classé comme pétrole léger et est très recherché car relativement plus facile à raffiner. Par contre, les asphaltènes de pétrole par exemple du Mexique sont les plus denses et contiennent une quantité plus importante de métaux. Ce pétrole est donc plus difficile à fractionner et est plutôt destiné à produire des bitumes.

Compositions élémentaires	Teneurs (%)
C	83.82
H	7.4
N	0.44
O	7.85
S	0.49
H/C	1.05

**Tableau III.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes du brut de Hassi Messaoud**

#### III.4. Le rapport atomique H/C :

C'est le rapport entre les atomes de l'hydrogène et de carbone. C'est une manière simple et rapide pour déterminer le degré d'aromaticité d'huile ou de sa fraction, telle que les asphaltènes et les résines. Par exemple, l'aromatique "benzène"  $C_6H_6$  a 6 atomes d'hydrogène et 6 atomes de carbone avec un rapport de  $H/C = 1,0$ , tandis que, le paraffine "n-hexane"  $C_6H_{14}$  avec  $H/C$  de 2.3. La plupart des asphaltènes ont des rapports de  $H/C$  s'étendent de 1,0 à 1,3. L'analyse élémentaire montre que les asphaltènes sont constitués majoritairement de carbone et d'hydrogène, le rapport atomique,  $H/C$  est relativement constant, sa valeur proche de 1, indique que les asphaltènes sont des composés fortement aromatiques comme il est indiqué au tableau précédent. [2]

### III.5. Structure moléculaire des asphaltènes

Les valeurs des masses moléculaires que l'on rencontre dans la littérature sont très variables, allant de 500 à 1000 g/mol, selon la technique de mesure et l'origine du brut. Cette variabilité importante dépend de l'origine de l'huile lourde, de l'état d'association dans lequel ils se trouvent. [8]

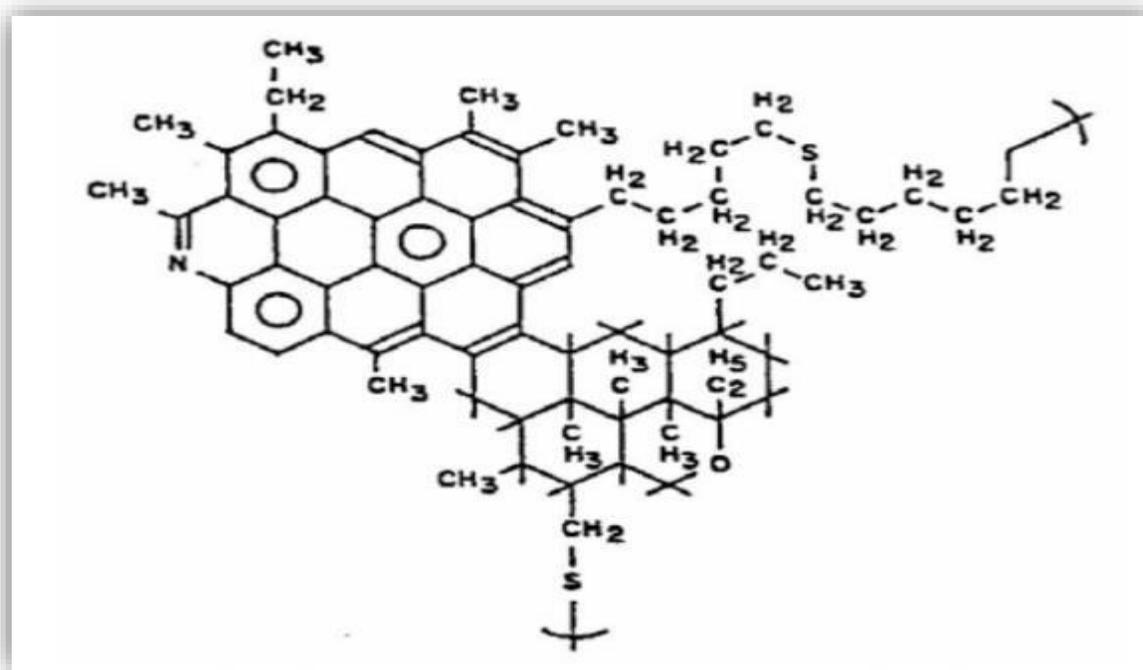
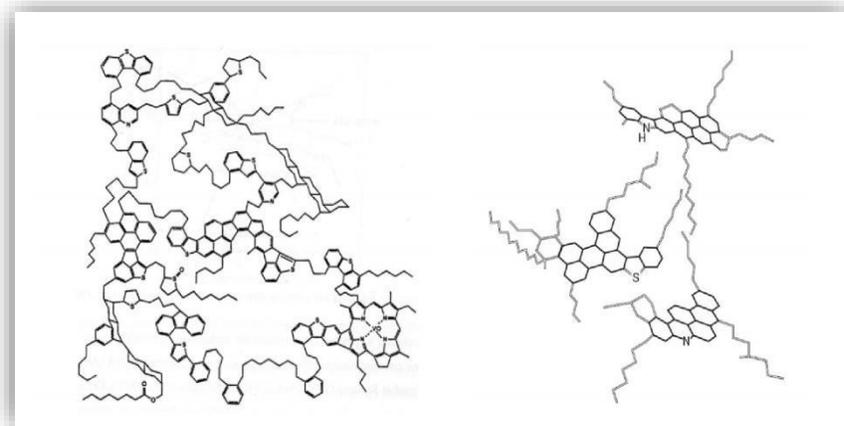


Figure. III.4 : Exemple de molécule d'asphaltènes

Yen et al ont suggéré une structure constituée de disques composés de cycles aromatiques poly condensés, formant un système aromatique compact avec des chaînes alkyles branchées en périphérie.

D'autres auteurs font l'hypothèse d'une structure ouverte où quelques groupes aromatiques sont reliés par des chaînes aliphatiques qui confèrent à la molécule une certaine mobilité, le terme de "archipel" est souvent utilisé pour décrire cette structure.



**Figure.III.5 : Schéma de structure ouverte de molécule d'asphaltènes.**

La diversité des structures envisagées dans la littérature nous montre qu'il est impossible d'envisager une seule formule chimique pour les asphaltènes présents dans le brut. De plus leur forte polydispersité dans un même brut rend difficile la généralisation d'une formule d'asphaltènes associée à un brut. Les principaux paramètres qui influent sur l'état d'association des asphaltènes sont la température, la pression, la concentration et l'aromaticité du solvant. Sur la base d'études précédentes, un nouveau modèle d'association des asphaltènes, appelé "modèle de Yen modifié", a été développé par Mullins et décrit la structure dominante des molécules d'asphaltènes sous la forme de nano agrégats et de clusters. Les différentes méthodes d'analyses indiquent que la taille des molécules d'asphaltènes est de l'ordre de 1,5 nm. [8]



**Figure.III.6 : Modèle modifié de Yen**

### III.6. Caractérisation des asphaltènes :

- Composés aromatiques complexes.
- Masse moléculaire élevée.
- Insoluble dans le n-alcane.
- Soluble dans les solvants aromatiques (benzène et toluène).
- Leur formule chimique est :  $C_{74}H_{87}NS_2O$  + métaux.

Les principales propriétés de l'huile du champ de Hassi Messaoud (HMD) d'après les

Analyses des échantillons des 52 puits sont les suivantes :

- Densité de 0,8 à 0.835 (°API : 37,9 à 45,3).
- Fraction d'asphaltènes dans l'huile : 0,08 à 0,2 %
- Poids moléculaire moyen d'asphaltènes : 840 à 4900. [7]

### III.7. Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes :

Le mécanisme de floculation et précipitation d'asphaltènes est très complexe et dépend de

Plusieurs facteurs. Ces facteurs sont les suivants :

- 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.
- Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- L'injection de CO<sub>2</sub> pour l'EOR a aussi conduit à la précipitation des asphaltènes.
- L'eau de formation et d'injection.
- Pendant l'acidification matricielle. [6]

### III.8. Facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes

Les facteurs qui pourraient influencer sur la déposition d'asphaltènes à HMD sont dans la quasi-totalité ceux listés ci-après. Dans l'ordre de plus grande influence, on pourrait citer : l'évolution des paramètres thermodynamiques (surtout la pression) et la composition d'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 et l'acidification matricielle.

### **III.8.1. 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 :

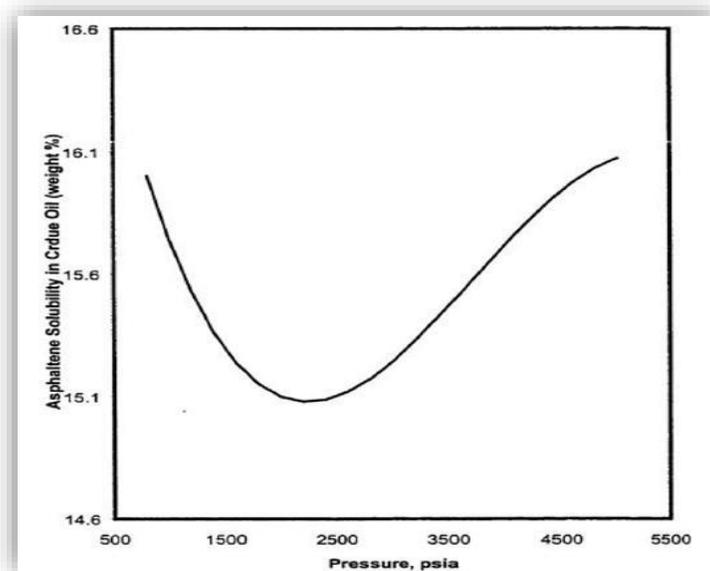
#### **III.8.1.a. La pression :**

La pression est le facteur majeur qui provoque la précipitation des asphaltènes dans les réservoirs lors de la récupération primaire du pétrole.

Thawer et al (1990) ont étudié les effets de la pression sur la précipitation des asphaltènes dans l'huile et ont constaté que les asphaltènes ont commencé à se précipiter quand la pression atteint une valeur en dessous d'une pression supérieure au point de bulle de l'huile brute. Au fur et à mesure que la pression diminue la quantité des asphaltènes augmente pour atteindre un maximum au point de bulle. Au-dessous du point de bulle de l'huile, une certaine réduction de précipitation des asphaltènes a été observée (voir Fig.III.7).

Burke et al (1988) ont étudié la solubilité des asphaltènes dans les huiles avec une densité en API de 18 à 40. Il a été constaté que la solubilité des asphaltènes a diminué avec une diminution de la pression lorsque la pression était au-dessus du point de bulle, a atteint un minimum au point de bulle de l'huile, et la solubilité augmente avec la diminution de la pression lorsque la pression est inférieure au point de bulle (voir la Fig.III.7).

Leerlooyer et al (1995) ont également mené des expériences de réduction de pression et obtenu des résultats similaires. [5]



**Fig.III.7 : Effet de la pression sur la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut à la température de réservoir.**

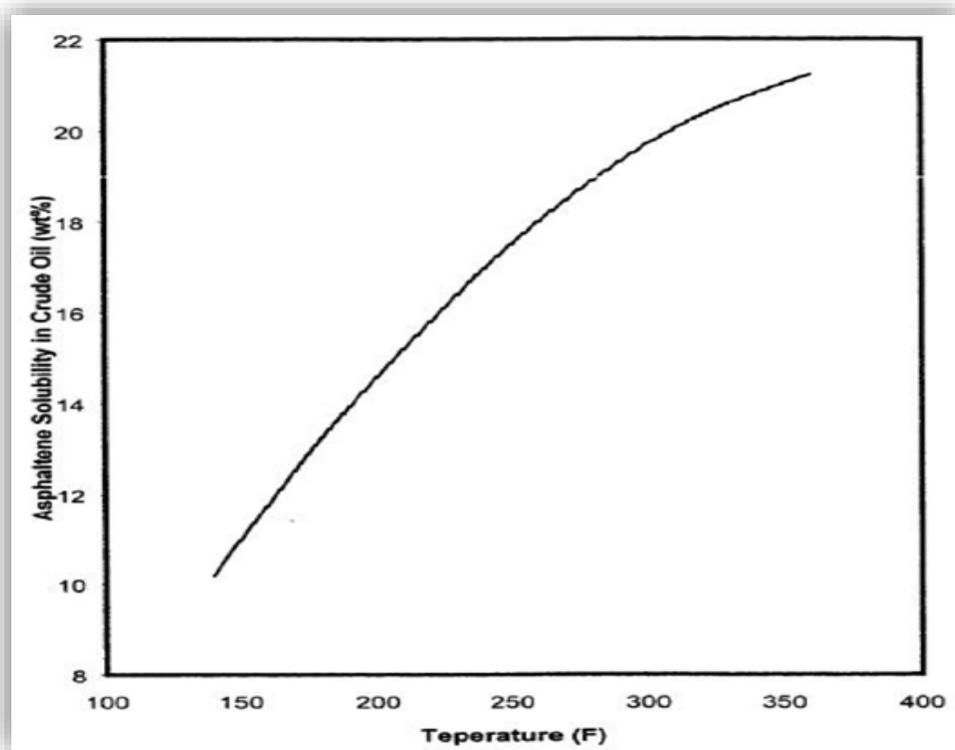
### III.8.1.b. La température :

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 la température (voir la Fig. III.8).

Burke et al (1988) ont démontré que la solubilité d'asphaltènes diminue avec l'augmentation de la température. Plus spécifiquement, Leontaritis (1996) et Paramanu et al (1999) proposent que la solubilité d'asphaltènes augmente avec la température lorsque celle-ci est inférieure à la température du réservoir, mais diminue avec l'augmentation de la température lorsqu'elle est supérieure à la température du réservoir (voir Fig. III.8).

Les résultats expérimentaux précédents ne permettent de tirer aucune conclusion générale. D'autres expériences sont nécessaires pour étudier et clarifier l'effet de la température sur la solubilité des asphaltènes. [2]



**Fig. III.8 : Effet de la température sur la solubilité des asphaltènes à une pression de 3034.7 psi a.**

### III.8.1.c. La composition :

Burke et al (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. [5]

### III.8.2. 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. [2]

### **III.8.3. 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. [5]

### **III.8.4. 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. [2]

### **III.8.5. L'acidification matricielle**

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. [2]

## **III.9. 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 physicochimiques 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.

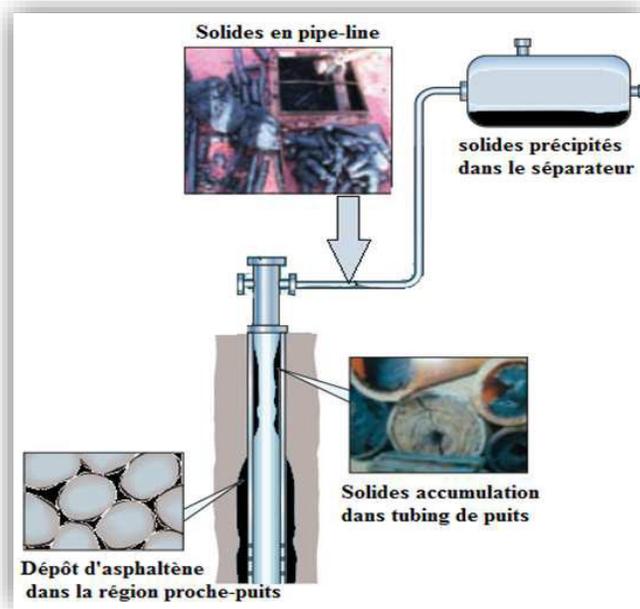
On peut résumer ces problèmes dans les points suivants :

- Réduction de la perméabilité de la formation

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

### III. 10. 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. [5]



**Figure.III.9 : Les emplacements possibles de dépôt d'asphaltène.**

### III.11. Le problème d'Asphaltène à Hassi Messaoud :

Le problème de dépôt des asphaltènes a été signalé dès le début de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud dans les années soixante, certains puits présentaient des problèmes de dépôts dans les tubings, Ces dépôts sont principalement composés d'asphaltènes (83%). [4]

Des travaux ont été menés par J. Briant, C Lhioreau et R.Tindy (1963-1FP) pour expliquer ce phénomène de dépôt; les observations faites sur le champ ont démontré que ces dépôts sont liés principalement à la pression.

Sonatrach a mis en œuvre deux solutions curatives pour éliminer ces dépôts :

Le raclage mécanique, La dissolution chimique.

Ces deux solutions permettent de limiter les dépôts mais pas les arrêter

Autres solutions préventives ont été adoptées par Sonatrach par action des agents de surface telle que l'injection du dispersant DSA 712

### III.12. Traitement des dépôts asphaltènes ou champ de Hassi Messaoud

Le traitement des dépôts organiques peut avoir pour objectif d'éliminer les dépôts (aspect curatif) ou pour empêcher le dépôt à l'avenir (aspect préventif).

#### **III.12.1 Aspect curatif :**

Le traitement employé par SONATRACH dans ce cas est :

##### **III.12.1.a. Grattage mécanique :**

Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de "Wireline" à l'aide d'un gratteur.

Mais cette opération est parfois difficile et elle a des inconvénients tels que la répétition d'intervention et la rupture du câble.

Le traitement se fait avec grattage et ramonage en utilisant les outils suivants :

- Outils wire-line standards comme: Socket, Jars, Stem and bit.
- Asphaltene and paraffin "Cutter" or "knife".
- Asphaltene and paraffin "Hook".



**Fig.III. 10: Gauge Cutter (outil wire line).**

**III.12.1.b. 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 toluène, le xylène et les solvants chlorés.

- **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  $-22^{\circ}\text{F}$  ( $-30^{\circ}\text{C}$ ) et de température d'auto-inflammation  $212^{\circ}\text{F}$  ( $100^{\circ}\text{C}$ ).
- **Solvants chlorés :** Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage et sont représentés des dangers pour la santé.
- **Benzène :** Il est un excellent solvant, mais extrêmement inflammable et cancérigène.
- **Xylène et le toluène :** Ils sont aussi des excellents solvants. Leur point de saturation est atteint rapidement, et ils ne peuvent se dissoudre plus.
- **Naphta :** Il est un excellent solvant est un mélange liquide d'hydrocarbures légers, c'est-à-dire de molécules constituées d'atomes de carbone et d'hydrogène (en faible nombre). Il est principalement issu du raffinage du pétrole brut, sert de matière première à la pétrochimie.
- **Reformat :** C'est le solvant le plus utilisé, il est économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le champ de HMD, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits

avec des bons résultats après le traitement. Mais leur utilisation est très dangereux (point d'inflammabilité  $-5^{\circ}\text{C}$ ).

❖ **Caractéristiques de Reformat :**

Densité = 0,778 . Point d'inflammabilité =  $-5^{\circ}\text{C}$

❖ **Composition du Reformat :**

Le reformat est un distillat de pétrole produit localement en Algérie. Il est obtenu à partir de la charge de 1<sup>er</sup> distillation, essentiellement constitués par les paraffines 42 %, des naphthènes 5% et des aromatiques (PNA) 53%.

### III.12.2 Aspect préventif

Ce traitement consiste à l'injection continue d'une solution de différents dispersants dans les puits reconnus pour avoir des problèmes de dépôt. Ceci est réalisé en faisant circuler la solution vers le bas avec un tube concentrique, et la remonter à la surface par l'espace annulaire. Cela permettra d'éviter ou de minimiser l'agglomération et la formation des dépôts asphaltènes.



## **Chapitre IV : Etude de cas**

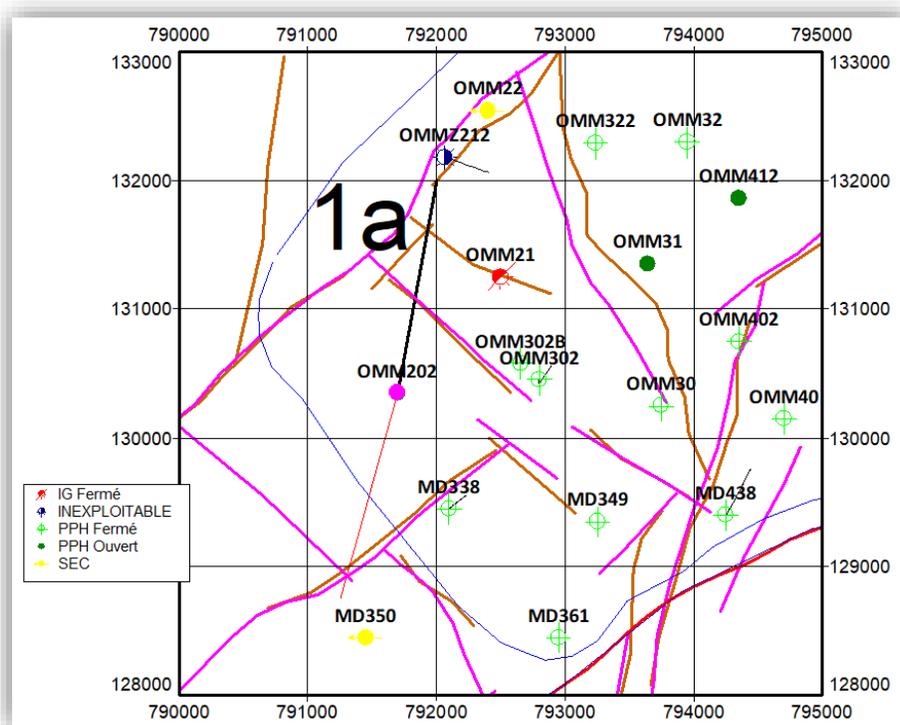
## IV. Introduction

L'objectif de ce chapitre est d'examiner un puits avec les différents types de traitements et Etude et analyse les résultats des différentes traitements réalisés (Reformat, Xylène, Naphta) dans les dernières années, En utilisant la simulation par logiciel PIPESIM (un logiciel qui permet de déterminer le modèle de dépôt de phase asphaltènes du pétrole brut) le puits OMM202 est choisi comme candidat pour le traitement solvant (reformat / xylène) et (naphta / xylène)

### IV.1. Historique du Puits OMM202

Le puits **OMM202** est un puits producteur d'huile foré en 12/10/1981 (date fin de forage) dans la zone **1A** du champ de Hassi Messaoud. La complétion du puits 4''1/2

D'après le test DST effectué le 25/10/1981, le puits avait une production de 6.35 m<sup>3</sup>/h. Il est sous exploitation depuis Mars 1981



**Figure.IV.1. Localisation de puits OMM202**

## IV.2. Problème du Puits

Le puits OMM-202 est connu par le problème des asphaltes, qui est la cause du bouchage fréquent des perfos et par conséquent du tubing qui a engendré une chute de la production du puits.

## IV.3. Historique d'intervention sur le Puits OMM-202 :

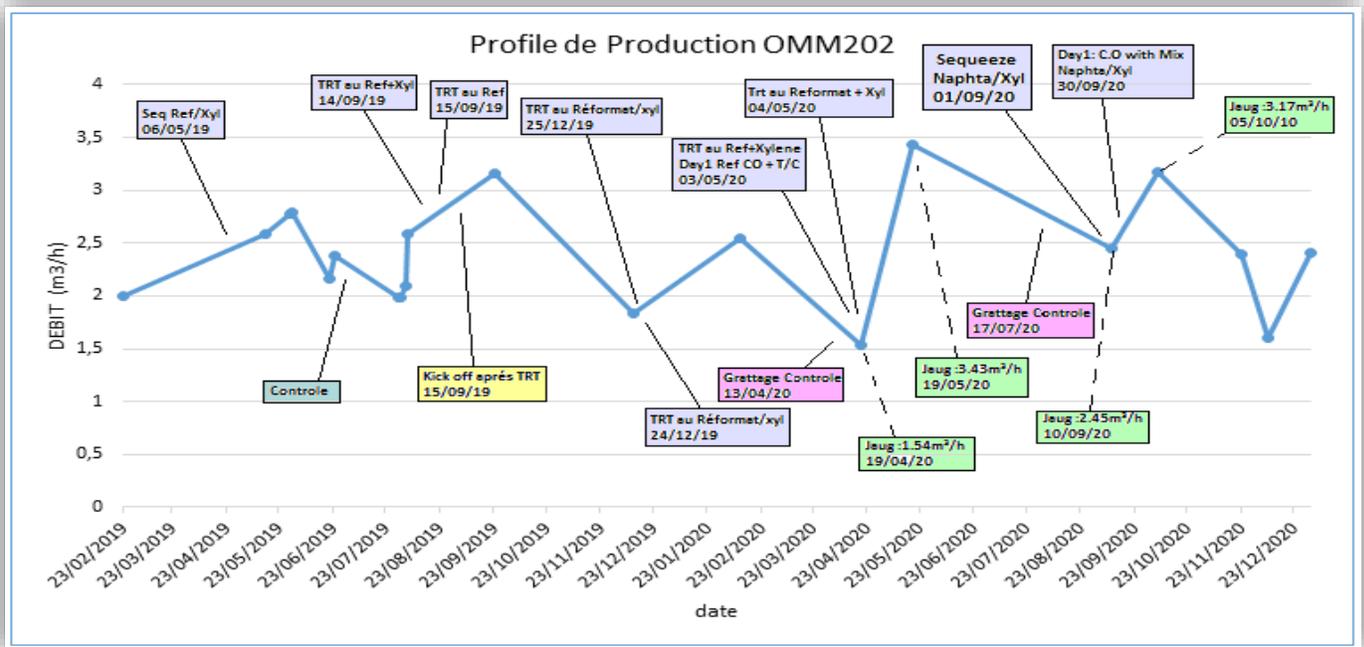


Fig IV.2 : Historique de Traitement du Puits OMM-202

D'après la courbe, on constate que le puits OMM-202 a subi plusieurs traitements de nettoyage à cause d'un bouchage et après chaque traitement on observe une augmentation importante du débit.

Le puits OMM202 produit avec un faible débit. En raison de cette situation et afin d'éviter l'endommagement ou le bouchage total de la formation avec les asphaltes, il est fortement recommandé de stimuler le puits avec un solvant approprié.

## IV.4. Étude du Puits OMM-202

Plusieurs étapes ont été faites afin d'identifier ce problème (Précipitation des asphaltes) et ses conséquences sur la production ;

### IV.4.1. Test de 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, les pressions. Les résultats obtenus sont montrés dans le tableau IV.1.

Puits	Date	DEBIT_HUILE	DEBIT_GAS	GOR	DIAM_DUSE	DEBIT_EAU_REC	PRES_T	PRES_P	UNITE_SEPAR
OMM202	2019/02/23	2	223,4	112	9	0,04	17,5	14,7	1440
OMM202	2019/05/15	2,58	417,42	162	9	0	20,7	15,8	1440
OMM202	2019/05/29	2,78	448,87	161	9	0	19	14,7	1440
OMM202	2019/05/30	2,79	433,18	155	9	0	18	2,8	1440
OMM202	2019/06/21	2,16	351,9	163	9	0	18,4	14,9	UNKNOWN
OMM202	2019/06/24	2,38	387,63	163	9	0	19	16	600
OMM202	2019/07/30	1,98	407,86	206	11	0	22,1	5,2	1440
OMM202	2019/07/31	1,98	434,94	220	11	0	20,3	2,8	1440
OMM202	2019/08/03	2,1	422,57	201	13	0,42	10,35	4,48	1440
OMM202	2019/08/04	2,59	530,42	205	13	0,08	12,09	2,23	1440
OMM202	2019/09/23	3,16	505,66	160	9	0	31	16	600
OMM202	2019/12/11	1,84	39,7	22	9	0	18,7	15,7	1440
OMM202	2020/02/10	2,55	370,66	145	9	0	23,7	15,6	UNKNOWN
OMM202	2020/04/19	1,54	365,73	238	9	0	19,71	15,88	1440
OMM202	2020/05/19	3,43	517,44	151	9	0	29,7	13,3	UNKNOWN
OMM202	2020/09/10	2,45	342,81	140	9	0	21,9	14,1	UNKNOWN
OMM202	2020/10/06	3,17	187,03	59	9	0	33,76	13,54	1440
OMM202	2020/11/23	2,4	100,05	42	9	0	21,8	11,41	1440
OMM202	2020/12/08	1,6	199,82	125	9	0	24,9	18,6	1440
OMM202	2021/01/01	2,41	105,97	44	9	0	21,45	9,68	1440

**Tableau IV.1 : Résultats des Tests de Jaugeage**

D'après les résultats de Jaugeage, On remarque que :

- ⇒ Une augmentation importante de débit de production entre (19-04 et 19-05) l'année 2020 ((de **1.54** m<sup>3</sup>/h vers **3.43** m<sup>3</sup>/h) "traitement pour reformat / xylène")
- ⇒ Une augmentation importante de débit de production entre (10-09 et 06-10) l'année 2020 ((de **2.54** m<sup>3</sup>/h vers **3.17** m<sup>3</sup>/h) "traitement pour naphta / xylène")

### IV.4.2. 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.

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	04/05/1993	373.52	187.42	24.7	Huile	3.96	.022	118	-	--	17.81	10	RP
BUILD UP	16/04/1995	334.17	158.97	19.2	Huile	2.91	.017	112	-	--	22.13	10	BU
BUILD UP	05/01/2016	297.29	143.62	33.5	Huile	6.5	.044	--	-	98.9	1.94	12.5	Mesure réalisé en cours d'un réformat job. PFD @ - 3122.18m.

Tableau IV.2 : Résultats des Tests de Build up

### IV.4.3. Analyse Nodale

Pour simuler les performances de puits OMM-202, L'analyse nodale est appliquée sur le puits pour déterminer certains paramètres (le débit, la pression), afin de choisir la bonne candidature de traitement.

Nous avons utilisé le logiciel **PIPESIM** et le test de Build up réalisé en 05/01/2016.

Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur de GOR. Pour ce puits on a utilisé les données de Build-Up de 05/01/2016, donc le GOR de jaugeage choisi sera le plus proche de cette date (jaugeage de 06/01/2016).

### IV.4.4. 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 indiqués dans la figure

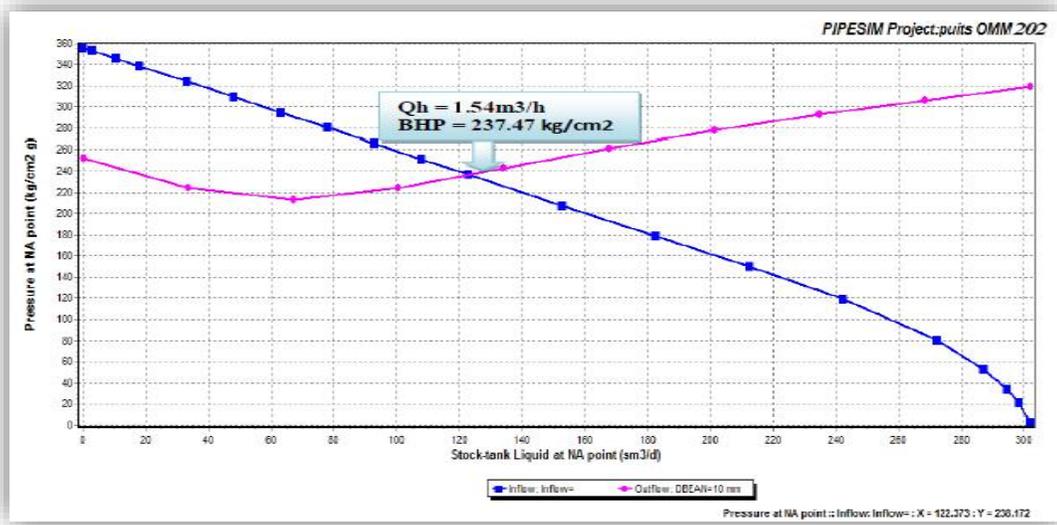


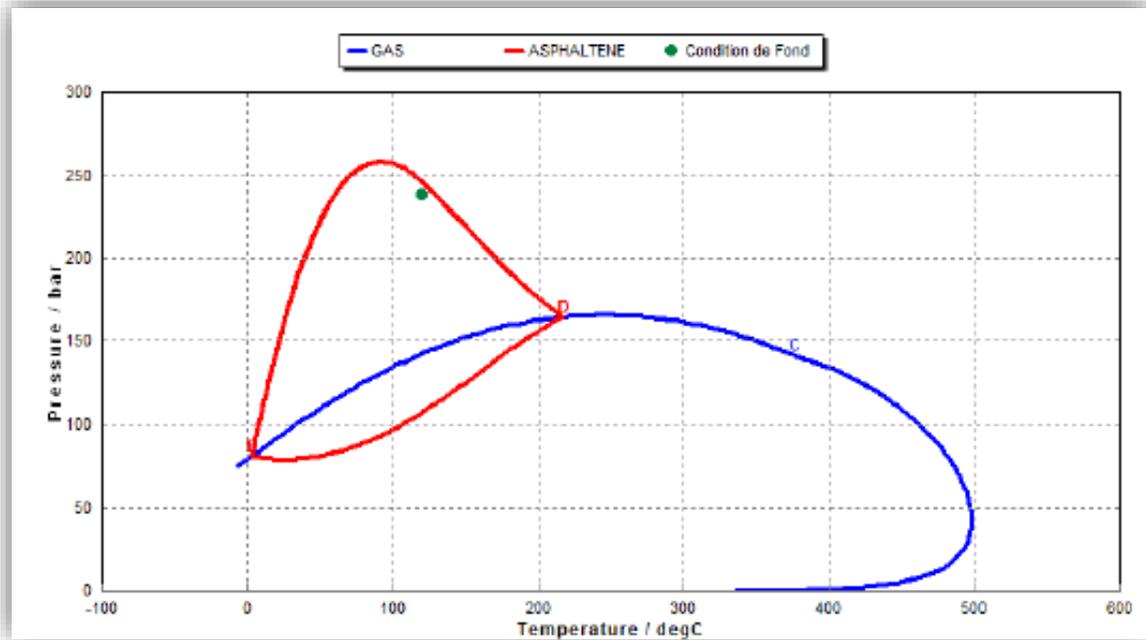
Figure.IV.3 : Analyse Nodale Avant le Traitement.

Le tableau IV.3 présente les valeurs de Q, BHP, BHT avant le traitement.

Paramètre	BHP (Kg/cm <sup>2</sup> )	BHT (°C)	Q (m <sup>3</sup> /h)
Avant traitement	237,47	120	1.54

**Tableau IV.3 : Paramètres de Production Avant le Traitement.**

Les valeurs de BHP et BHT sont reportées sur le diagramme pression-température suivant ;



**Fig IV.4 : Enveloppe de Dépôts des Asphaltènes Avant le Traitement.**

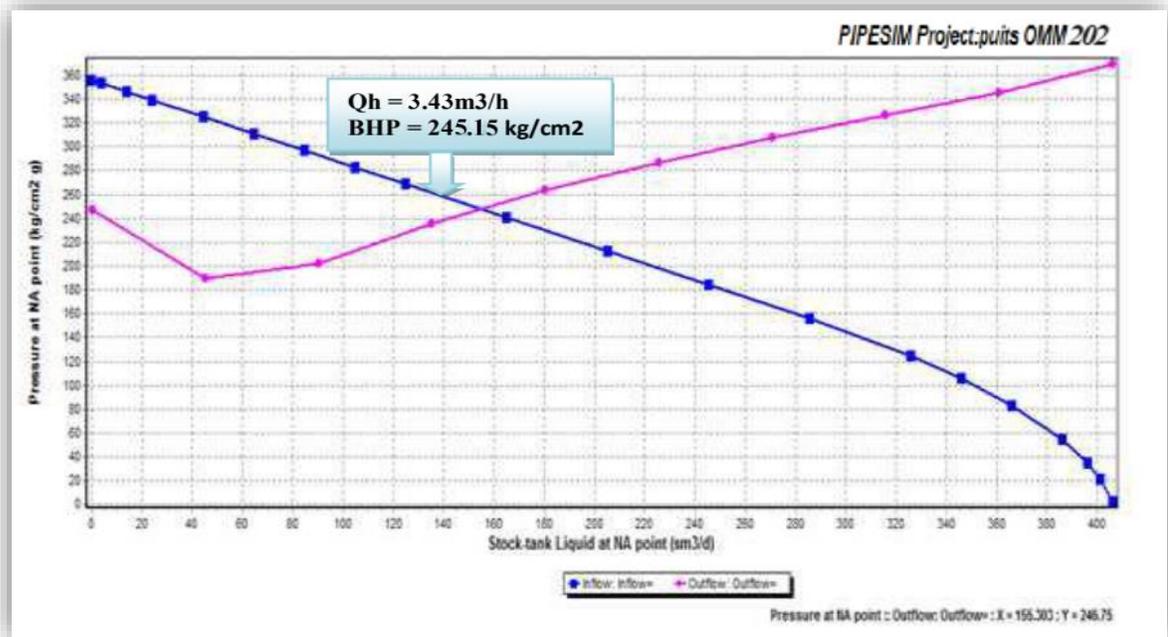
Comme il est indiqué dans la figure IV.4, les paramètres de fond (pression et température) se situent à l'intérieur de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes, ce qui signifie qu'il y a un risque des dépôts des asphaltènes à l'intérieur du puits OMM-202.

#### IV.4.5. Traitement de puits OMM-202

Le solvant choisi pour le traitement d'OMM-202 est le (reformat/xylène) et le (naphta/xylène), car il permet une meilleure solubilité l'asphaltène. Le but de ce traitement est de nettoyer les restrictions d'asphaltènes et de rétablir la productivité de puits par le nettoyage de fond, la matrice et même le tubing. Cette opération est effectuée par l'utilisation de l'Unité de Coiled Tubing

#### IV.4.6. OMM-202 après le traitement

Après le traitement du puits par (reformat/xylène) et (naphta/xylène), on a obtenu une amélioration du débit de (1.54 m<sup>3</sup>/h à 3.43 m<sup>3</sup>/h) et (2.45m<sup>3</sup>/h à 3.17 m<sup>3</sup>/h) successivement. Les résultats montrent aussi une augmentation de la pression de fond. Cette amélioration des paramètres de production signifie que les dépôts d'asphaltènes sont dissous.



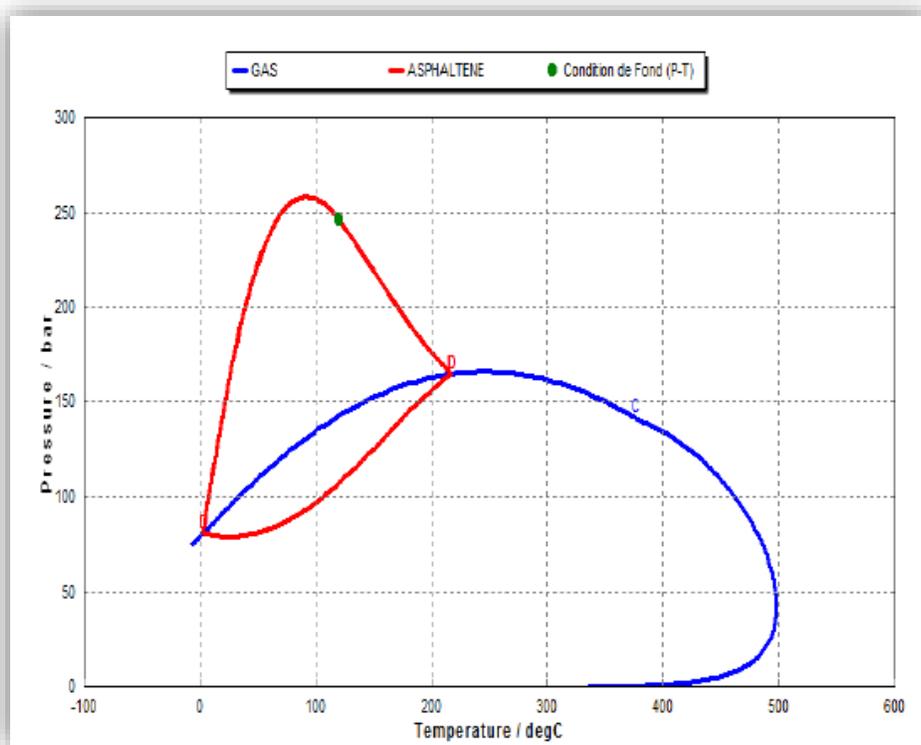
**Fig IV.5 : Analyse Nodale Après le Traitement.**

Le tableau IV.4 présente les valeurs de Q, BHP, BHT après le traitement.

Paramètre	BHP (Kg/cm <sup>2</sup> )	BHT (°C)	Q (m <sup>3</sup> /h)
Après traitement	245,15	120	3.43

**Tableau IV.4 : Paramètres de Production Après le Traitement**

Les valeurs de BHP et BHT sont reportées sur le diagramme pression-température suivant ;



**Fig IV.6 : Enveloppe des Dépôts d'asphaltènes Après le Traitement.**

Lors du traçage des paramètres thermodynamiques de fond du puits OMM-202, on observe que le point (BHT, BHP) est dans la ligne critique de l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes.

#### IV.5. Efficacité de Traitement

La détermination de l'efficacité de traitement se fait par la relation suivante :

**E** : efficacité de traitement.

**Q après** : débit après traitement.

**Q avant** : débit avant traitement.

$$E = \frac{Q \text{ après} - Q \text{ avant}}{Q \text{ avant}}$$

Le calcul de l'efficacité de traitement pour le (reformat/xylène) :

$$E = \frac{(3.43 - 1.54)}{1.54} = 122.72 \%$$

Le calcul de l'efficacité de traitement pour le (naphta/xylène) :

$$E = \frac{(3.17 - 2.45)}{3.17} = 22.71 \%$$

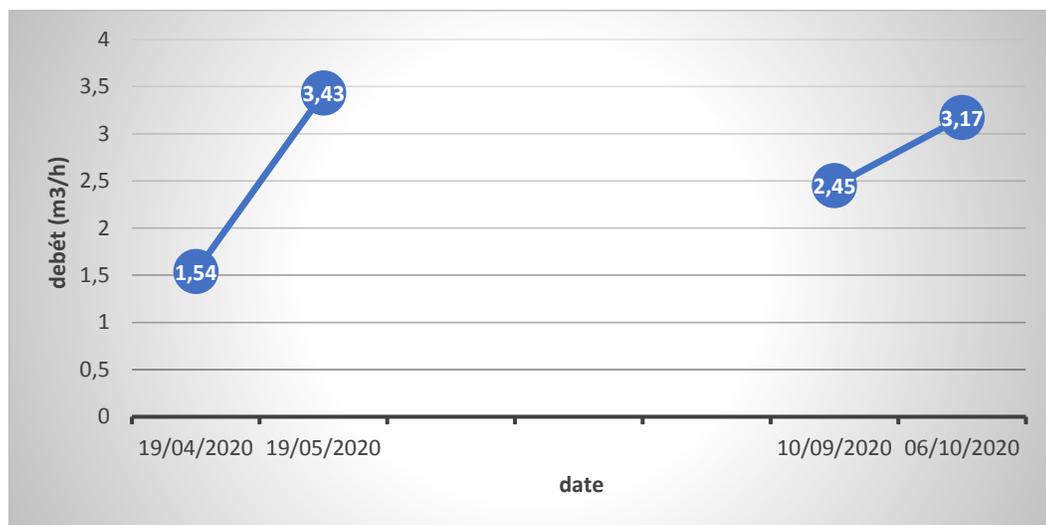
## IV.6. Discussions des résultats :

Pour le puits **OMM-202**, le débit de production après le traitement a augmenté presque de la moitié par rapport au débit initial (avant le traitement).

- Après le traitement du puits par (reformat/xylène), on obtient une amélioration de débit de **1.54 m<sup>3</sup>/h à 3.43 m<sup>3</sup>/h**.
- Et par le (naphta/xylène), on obtient une amélioration de débit de **2.45 m<sup>3</sup>/J à 3.17 m<sup>3</sup>/J**.

Les résultats montrent aussi une augmentation remarquable de la pression de fond.

On conclue que le traitement avec le (reformat/xylene) était efficace par rapport à (naphta/xylene), ce que permet d'améliorer les pressions les températures ainsi que le débit.



**Figure.IV.7 : la différence d'augmentation des débits**

Cette amélioration des paramètres de production signifie que le traitement au (reformat/xylène) a éliminé plus l'endommagement causé par les asphaltènes.

Le solvant reformat, il permet de bien solubiliser l'asphaltène et leur solubilité est de 80 %, ce produit est fabriqué localement par la raffinerie (Sonatrach) et n'est pas cher en comparaison avec l'autre solvant. Mais du point de vue sécurité, si l'on prend en compte le point d'inflammabilité (-5°C) le reformat est un solvant dangereux.

La raison de cet effet est due à la composition chimique de Reforma, qui réagit plus que la composition chimique de Naphta avec le dépôt d'asphaltène et s'en débarrasse.

Nous utilisons également Xylène, qui Le plus influent pour se débarrasser de l'asphaltène., mais nous ne les utilisons pas en grandes quantités parce qu'ils sont trop chers.

## IV.7 Bilan résumant les résultats des différents Traitements

Le champ de Hassi-Messaoud, particulièrement la zone 1 de celui-ci, connaît le problème de dépôts des asphaltènes. Cette zone, découpée en trois parties (1a, 1b et 1c) est située à la périphérie ouest du champ. Le but de ce chapitre est d'étudier l'influence de l'utilisation des différents traitements sur la dissolution des asphaltènes et faire des calculs économiques

Nous avons donc choisi neuf puits Ils ont le problème d'asphaltene, qui a été traité avec le (reformat/xylène) et (naphta/xylène), Et nous les avons comparés

### Le traitement avec reformat/ xylène

PUITS	avant l'opération				après l'opération				REMARQUES	la durée de l'opération (jour)
	Q	GOR	PRES T	PRES P	Q	GOR	PRES T	PRES P		
HGAW2	2,17	89	18,04	10,1	5,1	71	27,7	9,65	(20%Xylène+80%Reformat)	1
RDC18	3,21	153	34	10	4,75	86	39	9,5	/	2
OMM652	3,35	91	29,35	21,44	4,41	140	40,37	21,64	/	1
HZD2	1,14	129	15,2	12,2	3,99	137	37,6	13,4	(60%Reformat+40%Xylène)	1
OMM33	2,75	71	27	19,5	4,24	62	26,15	18,61	/	2
HTF19	2	119	20	13,25	2,77	82	20	13	/	1
HTFN8	4,35	97	37	9,5	5,91	146	40	10,2	/	1
HDZ19	4,35	114	37,4	15,6	6,47	153	52,4	19	/	2
OMM202	1,54	238	19,71	15,88	3,43	151	29,7	13,3	/	2

**Tableau IV.5 :** Résultat après et avant traitement pour l'opération reformat / xylène

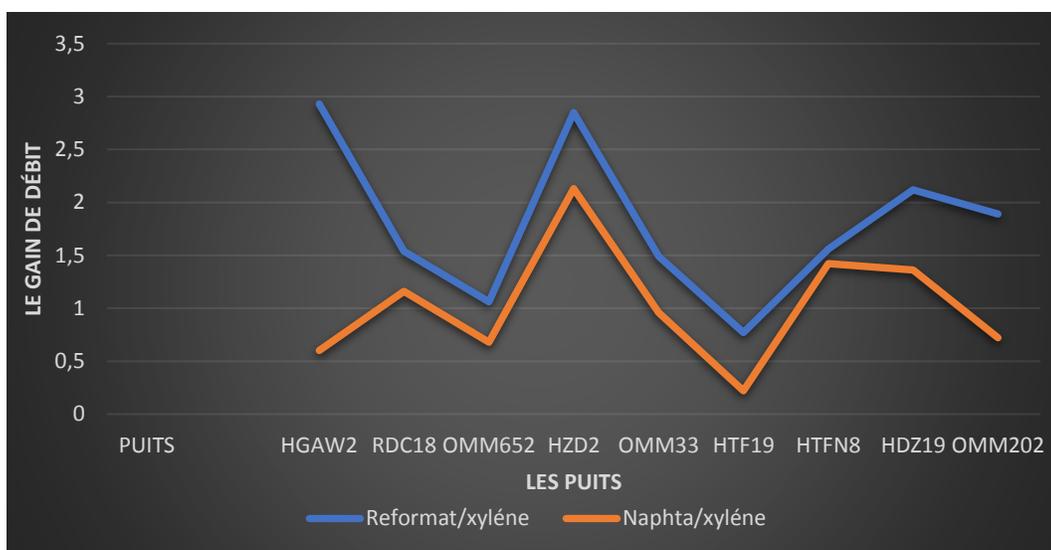
### Le traitement avec naphta / xylène

PUITS	avants l'opération				après l'opération				REMARQUES	la durée de l'opération (jour)
	Q	GOR	PRES T	PRES P	Q	GOR	PRES T	PRES P		
HGAW2	2,57	120	18	10	3,17	33	27,7	7,3	Naphta/Xylène (50:50)	1
RDC 18	2,38	146	26,48	12,44	3,54	135	36	12,3	Naphta/Xylène (60:40)	2
OMM652	3,13	25	31,5	19,5	3,81	124	31,6	10,02	Naphta/Xylène (50:50)	1
HDZ2	0,86	95	16,33	14,89	2,99	132	28,1	14	Naphta/Xylène (50:50)	1
OMM33	3,18	49	74,69	17,1	4,14	83	77,89	16,94	/	1
HTF19	1,78	130	17,5	14,1	2	132	19,5	12	/	1
HTFN8	3,34	114	23,5	10,6	4,76	150	32,6	12,5	/	1
HDZ19	3,64	151	31,7	17	5	141	40,5	20	/	2
OMM202	2,45	140	21,9	14,1	3,17	59	33,76	13,54	/	1

**Tableau IV.6 :** Résultat après et avant traitement pour l'opération naphta / xylène

**Le gain de débit pour chaque traitement**

PUITS	TRT REFORMAT/XYLENE (m3/h)	TRT NAPHTA/XYLENE (m3/h)
HGAW2	2,93	0,6
RDC18	1,54	1,16
OMM652	1,06	0,68
HZD2	2,85	2,13
OMM33	1,49	0,96
HTF19	0,77	0,22
HTFN8	1,56	1,42
HDZ19	2,12	1,36
OMM202	1,89	0,72

**Tableau IV.7** : Le gain de chaque opération**Figure IV.8** : Le gain de chaque opération

A partir des résultats avant et après traitement et la figure, nous notons que le traitement de reformat/xylène est meilleur que naphta/xylène, et donne de bons résultats.

Et nous remarquons que lorsque nous utilisons le traitement (naphta/xylène) nous devons mélanger une grande quantité de xylène avec le naphta parce que ce dernier ne donne pas de bons résultats quand on l'utilise seul. Et cette opération n'est pas dans l'intérêt de l'entreprise car xylène est cher.

Par la comparaison que nous avons faite, nous constatons que le meilleur traitement c'est le (reformat/xylène)

#### IV.8. Coût technique

Au champ de Hassi Messaoud et d'après l'historique des opérations, la fréquence par année de nombre d'opérations du traitement par l'ajout de l'xylène au reformat va diminuer par au moins deux fois la durée entre deux traitements. Aussi, le déclin de débit entre deux traitements est moins dans le cas de l'utilisation de l'xylène. Bien que le coût d'une opération de traitement (reformat / xylène) est plus coûteuse de quatre fois par rapport à une opération au reformat seul, il est clair qu'elle est plus rentable même à petite différence de gain entre ces deux types d'opérations.

Par exemple avec un gain de 0.2 m<sup>3</sup>/h (1 810 \$/j) en plus par l'utilisation de l'xylène va nous permettre de récupérer la différence du coût de l'opération en 8.5 jours :

Calcul du gain en plus :  $0.2 \text{ m}^3/\text{h} * 24 \text{ heures} / (0.159 * 60 \$) = 1 810 \$/j$

Temps pour récupérer la différence entre les deux opérations tout en sachant qu'en aura besoin de deux fois moins des opérations avec xylène :  $31 000 \$ / (2 * 1 810 \$/j) = 8.5 \text{ jour}$ .

#### **Calcul économique pour le choix de l'opération :**

Pour le puits OMM-202 disons que nous avons traité le puits avec reformat et reformat/xylène et donné le même résultat. Pendant l'opération périodique du traitement au reformat et reformat/xylène, le puits était fermé pendant 02 jours ce qui a causé une perte de production.

#### **Calcul du Pay Out de l'opération (Amortissement) :**

Le Pay Out ou retour sur l'investissement d'une opération est égale au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement.

Le calcul de délai de récupération (POT) est donné par la relation suivante ;

$$\text{POT} = \text{coût total (US)} / (\text{coût d'un baril US/bbl}) \times \text{gain (bbl/j)}$$

**Avec :**

- Coût total (US).

Le Coût Total = coût totale de l'opération + la perte de la production.

- Q gain = le gain en débit (bbl/j).

Le Gain en Débit = débit après le traitement – débit avant le traitement.

- Perte de production (US).

Perte de Production = Q huile (bbl/j) × durée de l'opération(j) × Prix net d'un Baril.

	Le cout US dollars
opération traitement avec reformat seul	10 000
opération traitement avec xylène + reformat	41 000
1baril	60

**Tableau IV.8** : Le cout de l'opération et de baril

### Calcul du délai de récupération

- Le débit avant le traitement  $Q_1 = 1.54 \text{ (m}^3\text{/h)} \times 24 = 36.96 \text{ m}^3\text{/j} = 232.47 \text{ bbl/j}$ .
- Le débit après le traitement  $Q_2 = 3.43 \text{ (m}^3\text{/h)} \times 24 = 82.32 \text{ m}^3\text{/j} = 517.78 \text{ bbl/j}$ .

### Le cout pour le traitement de reformat

- Le Pay Out **POT** =  $(37896.4 / 60 * 285.31) = 2.21$ .

**POT** ≈ 2 donc le délai de récupération de cette opération est 2 jours.

### Le cout pour le traitement de reformat /xylène

- Le Pay Out **POT** =  $(68896.4 / 60 * 285.31) = 4.02$ .

**POT** ≈ 4 donc le délai de récupération de cette opération est 4 jours

# Conclusion

## Conclusion :

La formation des dépôts d'asphaltènes 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

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.

Cette étude préalable nous permet 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. Après avoir tester la solubilité des asphaltènes, dans différents solvants.

Objectif paraît complémentaire qui est l'étude de la performance du traitement des asphaltènes par des produits chimiques à savoir le (Reformat, Naphta, Xylène). Ces dernier a été appliqué comme solvants sur neuf puits caractérisé par le problème des dépôts des asphaltènes.

D'après cette étude, on conclut que l'utilisation de mélange (reformat / xylène) est le solvant le plus efficace contre les dépôts asphaltènes, il donne des résultats positifs d'améliorer la pression de fond et la température du fond ainsi que le débit.

---

# RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

[1] Institut Algérien du Pétrole page :3-8.

[2] Mennaï Y, Nid A « 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.

[3] Benchaâ A, Oubira A « ETUDE DE PROBLEME DES ASPHALTENES CARACTERISANT DANS LA ZONE 1 (CHAMP DE HASSI MESSAOUD) » Mémoire de fin d'études université de Ouargla 2017.

[4] HARROUCHE A, BAKHOUYA I, ABDALLAH A « Etude de la précipitation des asphaltènes dans la zone1 de Hassi Messaoud » Mémoire de fin d'études université de Ouargla 2016.

[5] BENSEDDIK M, Alhadj A « Modélisation de l'enveloppe de dépôt d'asphaltène et son application sur les performances des puits producteurs d'huile » MEMOIRE DE FIN D'INDUCTION SONATRACK 2015.

[6] M 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.

[7] Sepideh A, Sohrab Z, Lesley J « A comprehensive review of asphaltene deposition in petroleum reservoirs: Theory, challenges, and tips » Faculty of Engineering and Applied Science, Memorial University, St. John's, NL, Canada.

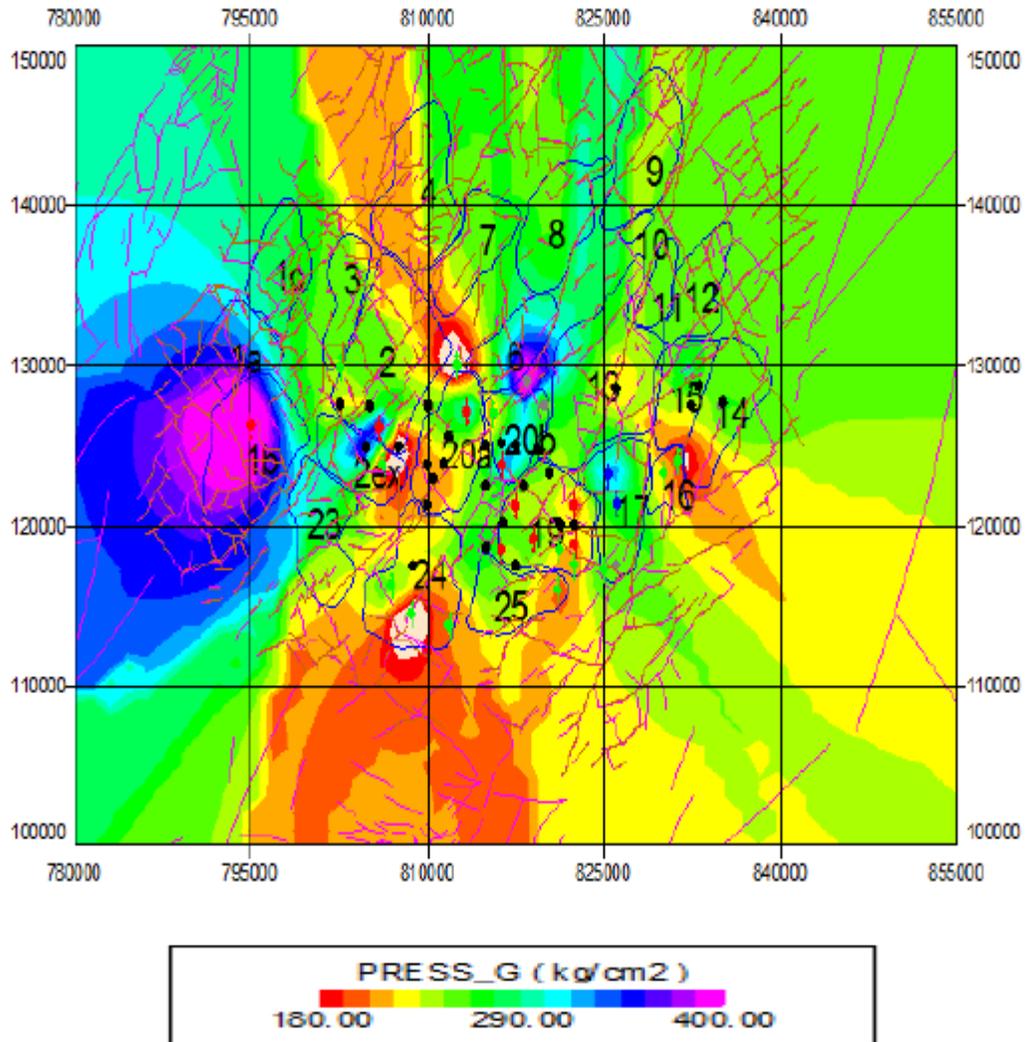
[8] LARBI A « Etude physico-chimique de l'agrégation des composés lourds d'un pétrole Algérien (Contribution à la prévention contre la pollution environnementale) » Thèse de doctorat de l'Université de USTO 2018.

[9] Alieve et Ali « structures géologiques perspectives en pétrole et en gaz de l'Atlas Algérienne ». «1971 ».

# ANNEXE

## A. DESCRIPTION DU CHAMP HASSI MESSAOUD

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





## B. Cas d'étude puits OMM 202

### B.1. Informations Générales sur le puits OMM-202

<b>Puits : OMM202</b>
<b>Zone : 1A</b>
<b>Date Forage : 12/10/1981</b>
<b>X : 791699.375      Y : 130351.141</b>
<b>Z Sol : 148.06 (m)    Z Table : 156 (m)    FOND : 3492 (m)</b>
<b>Appareil : SH185</b>
<b>Situation : PRODUCTEUR HUILE</b>
<b>Etat : Ouvert</b>
<b>Manifold : W1C      Sous/Manifold : W1F</b>

### B.2. TEST Puits : OMM-202

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	25/10/1981	348	267.03	53	Huile 6.35	.085	116	-	--	.14	9.5	-
EP BU	12/01/1982	352.2	214.72	33	Huile 3.12	.026	101.5	-	--	11.6	9.5	EP
PFS	20/03/1983	345.3	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS
PFS	17/04/1985	292.48	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS
PFS	13/05/1986	287.67	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS
PFS	11/02/1987	289.76	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS
PFS	04/01/1988	292.08	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS
PFS	10/03/1989	363.76	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS
PFS	13/05/1989	366.22	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS
PFS	23/01/1990	317.08	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS_DOUTEUSE
PFS	08/02/1990	316.37	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS_CONFIRMEE
PFS	03/11/1990	346.78	--	--	--	--	-	-	--	-	-	PFS
BUILD UP	04/05/1993	373.52	187.42	24.7	Huile 3.96	.022	118	-	--	17.81	10	RP
BUILD UP	16/04/1995	334.17	158.97	19.2	Huile 2.91	.017	112	-	--	22.13	10	BU
PFS	31/08/2008	261	--	--	--	--	--	-	-	-	-	-
PFS	29/08/2009	260.87	--	--	--	--	--	-	-	-	-	PFS
BUILD UP	05/01/2016	297.29	143.62	33.5	Huile 6.5	.044	--	-	98.9	1.94	12.5	Mesure réalisé en cours d'un réformat job. PFD @ - 3122.18m.

### B.3. Caractéristique de production

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récupérée	Injectée	
23/02/2019	9	1440	2	223.40	112	17.5	14.7	3.87	.8		-	-	-	14	0.4078	40	0	-
15/05/2019	9	1440	2.58	417.42	162	20.7	15.8	3.06	.812		-	-	-	22	0.4131	0	0	-
29/05/2019	9	1440	2.78	448.87	161	19	14.7	4.28	.798		-	-	-	22	0.3491	0	0	-
30/05/2019	9	1440	2.79	433.18	155	18	2.8	2.14	.801		-	-	-	20	0.3371	0	0	-

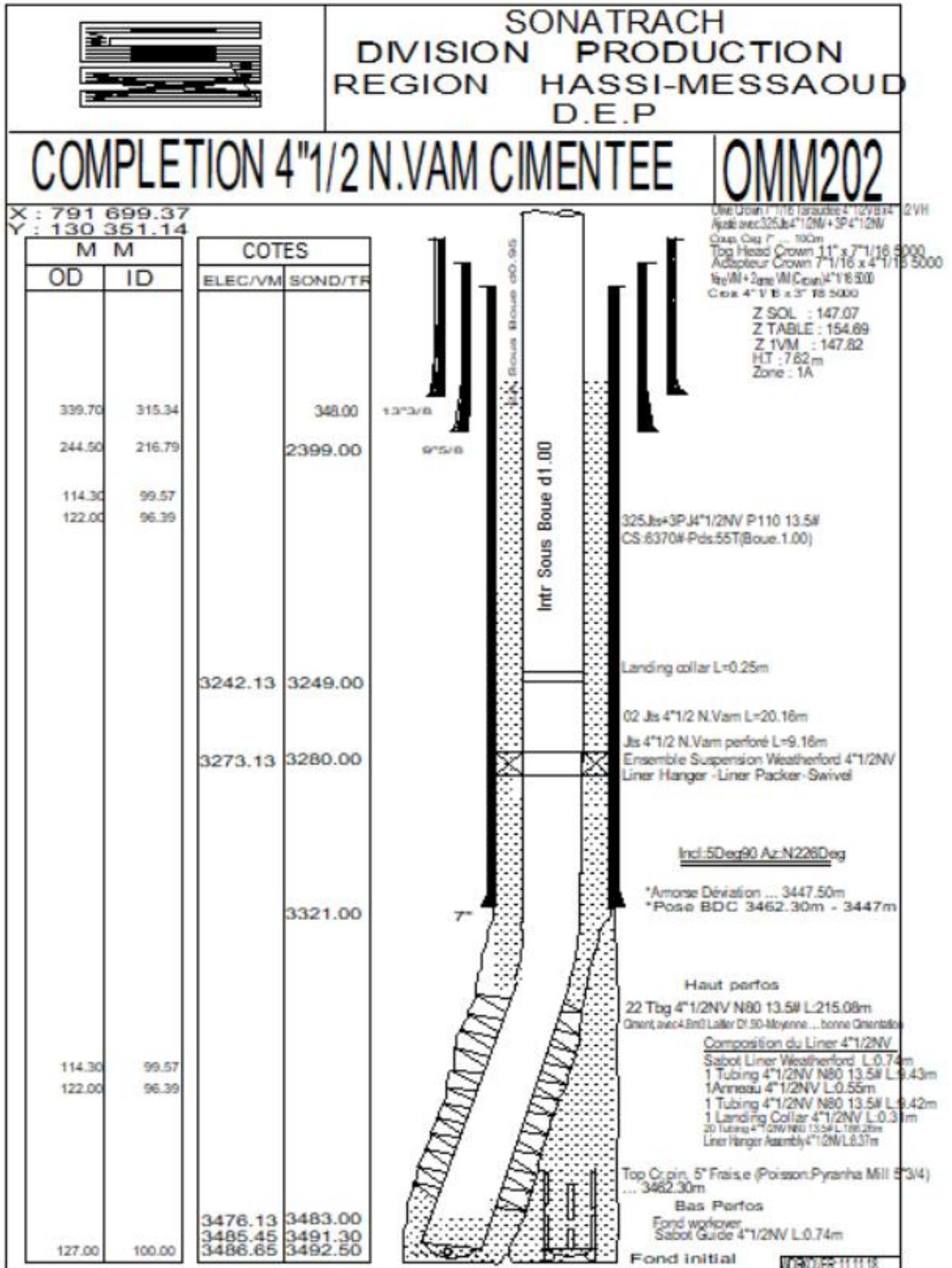
21/06/2019	9	-	2.16	351.90	163	18.4	14.9	--	.802	-	-	-	33	0.418	0	0	-
24/06/2019	9	600	2.38	387.63	163	19	16	2.55	.799	-	-	-	26	0.3717	0	0	-
30/07/2019	11	1440	1.98	407.86	206	22.1	5.2	3.87	.803	-	-	-	27	0.8371	0	0	-
31/07/2019	11	1440	1.98	434.94	220	20.3	2.8	2.14	.802	-	-	-	27	0.7689	0	0	-
03/08/2019	13	1440	2.1	422.57	201	10.4	4.5	1.96	.81	-	-	-	27	0.4989	420	0	-
04/08/2019	13	1440	2.59	530.42	205	12.1	2.2	1.13	.808	-	-	-	30	0.4725	80	0	-
23/09/2019	9	600	3.16	505.66	160	31	16	5.16	.805	-	-	-	28	0.5118	0	0	-
11/12/2019	9	1440	1.84	39.70	22	18.7	15.7	--	.811	-	-	-	3	0.4745	0	0	-
10/02/2020	9	-	2.55	370.66	145	23.7	15.6	--	.81	-	-	-	25	0.4854	0	0	-
19/04/2020	9	1440	1.54	365.73	238	19.7	15.9	15.58	.804	-	-	-	20	0.6314	0	0	-
19/05/2020	9	-	3.43	517.44	151	29.7	13.3	--	.802	-	-	-	31	0.4518	0	0	-
10/09/2020	9	-	2.45	342.81	140	21.9	14.1	--	.804	-	-	-	29	0.4658	0	0	-
06/10/2020	9	1440	3.17	187.03	59	33.8	13.5	3.3	.8	-	-	-	26	0.5564	0	0	-
23/11/2020	9	1440	2.4	100.05	42	21.8	11.4	4.12	.8	-	-	-	16	0.4746	0	0	-
08/12/2020	9	1440	1.6	199.82	125	24.9	18.6	3.76	.801	-	-	-	18	0.8147	0	0	-
01/01/2021	9	1440	2.41	105.97	44	21.5	9.7	4.28	.797	-	-	-	10	0.4642	0	0	-

#### B.4. Historique de puits OMM-202

Opérations effectuées Sur omm202			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
07/03/2021	07/03/2021	WIRELINE	Controle
02/02/2021	02/02/2021	WIRELINE	Controle
11/01/2021	11/01/2021	WIRELINE	Controle
25/12/2020	25/12/2020	WIRELINE	Controle
06/12/2020	06/12/2020	WIRELINE	Controle
01/12/2020	01/12/2020	OPERATION SPECIALE	Clean Out
18/11/2020	18/11/2020	WIRELINE	Controle
05/11/2020	05/11/2020	WIRELINE	Controle
26/10/2020	26/10/2020	WIRELINE	Controle
15/10/2020	15/10/2020	WIRELINE	Controle
02/10/2020	02/10/2020	OPERATION SPECIALE	Kick off
30/09/2020	30/09/2020	OPERATION SPECIALE	Day1: C.O with Mix Naphta/Xyl
22/09/2020	22/09/2020	WIRELINE	Controle
13/09/2020	14/09/2020	WIRELINE	Controle
06/09/2020	06/09/2020	WIRELINE	Controle
01/09/2020	01/09/2020	OPERATION SPECIALE	Day2: Squeeze Naphta/Xyl
24/08/2020	24/08/2020	WIRELINE	Controle
14/08/2020	14/08/2020	WIRELINE	Controle
08/08/2020	08/08/2020	WIRELINE	Controle
27/07/2020	27/07/2020	WIRELINE	Controle
17/07/2020	17/07/2020	WIRELINE	Grattage Controle
07/07/2020	07/07/2020	WIRELINE	Controle
14/06/2020	14/06/2020	WIRELINE	Controle
03/06/2020	03/06/2020	WIRELINE	Controle
16/05/2020	16/05/2020	WIRELINE	Controle
05/05/2020	05/05/2020	OPERATION SPECIALE	Kick off après TRT
04/05/2020	04/05/2020	OPERATION SPECIALE	Trt au Reformat + Xylene Day2: Squeeze
03/05/2020	03/05/2020	OPERATION SPECIALE	TRT au Ref+Xylene Day1 Ref CO + T/C
13/04/2020	13/04/2020	WIRELINE	Grattage Controle
29/03/2020	29/03/2020	WIRELINE	Controle

18/03/2020	18/03/2020	WIRELINE	Controle
03/03/2020	03/03/2020	WIRELINE	Controle
25/02/2020	25/02/2020	WIRELINE	Controle
15/02/2020	15/02/2020	WIRELINE	Controle
30/01/2020	30/01/2020	WIRELINE	Controle
12/01/2020	12/01/2020	WIRELINE	Controle
26/12/2019	26/12/2019	OPERATION_SPECIALE	Kick off après TRT
25/12/2019	25/12/2019	OPERATION_SPECIALE	TRT au Réformat & xylène (Day2)
24/12/2019	24/12/2019	OPERATION_SPECIALE	TRT au Réfo & Xylène (Day1)
20/11/2019	20/11/2019	WIRELINE	Controle
20/10/2019	20/10/2019	WIRELINE	Controle
01/10/2019	01/10/2019	WIRELINE	Controle
15/09/2019	15/09/2019	OPERATION_SPECIALE	Kick off après TRT
14/09/2019	14/09/2019	OPERATION_SPECIALE	Traitement au Reformat Day2: Squeeze
13/09/2019	13/09/2019	OPERATION_SPECIALE	TRT au Ref+Xyl Day1: T/C
28/08/2019	28/08/2019	WIRELINE	Controle
19/08/2019	19/08/2019	WIRELINE	Controle
24/07/2019	24/07/2019	WIRELINE	Controle
02/07/2019	02/07/2019	WIRELINE	Controle
04/06/2019	04/06/2019	WIRELINE	Controle
31/05/2019	31/05/2019	WIRELINE	Controle
07/05/2019	07/05/2019	OPERATION_SPECIALE	Kick off après TRT
06/05/2019	06/05/2019	OPERATION_SPECIALE	Seq Ref/Xyl
05/05/2019	05/05/2019	OPERATION_SPECIALE	Clean Out TC / Ref
02/03/2019	02/03/2019	OPERATION_SPECIALE	Clean Out & Kick Off
27/02/2019	27/02/2019	WIRELINE	Controle
21/02/2019	21/02/2019	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
08/02/2019	08/02/2019	OPERATION_SPECIALE	Kick Off après Frac N°1
07/02/2019	07/02/2019	OPERATION_SPECIALE	Post Frac Clean out,
05/02/2019	05/02/2019	OPERATION_SPECIALE	Main Frac
04/02/2019	04/02/2018	DIAGRAPHIE	-----
03/02/2019	03/02/2019	OPERATION_SPECIALE	Injection test & Step down rates Shaow f
18/01/2019	18/01/2019	OPERATION_SPECIALE	Kick Off après Mini Frac N°2
16/01/2019	16/01/2019	OPERATION_SPECIALE	Clean out après Mini Frac
14/01/2019	14/01/2019	OPERATION_SPECIALE	INJECTIVITY TEST
13/01/2019	13/01/2019	OPERATION_SPECIALE	INJECTIVITY TEST
12/01/2019	12/01/2019	OPERATION_SPECIALE	INJECTIVITY TEST

## B.5. Complétion du puits OMM-202



## C. Aperçu sur le logiciel PIPESIM :

On fait une modélisation d'un puits à dépôt d'asphaltènes à l'aide de logiciel PIPESIM par :

- Détermination du profil de température, l'analyse nodale par l'analyse de performance du puits.
- Création de l'Asphaltènes Déposit Envelop (ADE) en évaluant la formation des dépôts d'asphaltènes

### **C.1.1. Introduction sur PIPESIM**

Le logiciel PIPESIM est utilisé par SCHLUMBERGER, il fournit un moyen approfondies, rapides et efficaces pour aider à augmenter la production et à comprendre le potentiel de notre réservoir. Les modèles utilisés dans logiciel PIPESIM sont des écoulements poly phasiques dans le réservoir à la tête de puits, et estiment que les systèmes de levage artificiel y compris les pompes de tige, ESP, et l'ascenseur de gaz. Dans l'Analyse nodale

PIPESIM vous permet de créer des parcelles entrée - évacuation à tout moment dans le système, et effectuer des analyses de sensibilité sur une variable système, permet de comprendre où vos possibilités d'amélioration de la production existent. En plus de l'analyse nodale, logiciels PIPESIM offre une variété d'autres tâches bien spécifiques de simulation pour répondre à un large éventail de flux de travail de modélisation.

Le logiciel PIPESIM comprend tous les types de modèles d'achèvement standard pour les puits verticaux, horizontaux, et fracturés, et permet des définitions multicouches complexes en utilisant une grande variété de réservoirs paramètres d'entrée et de descriptions des fluides.

PIPESIM nous permet de déterminer la méthode de levage artificiel la plus approprié,

Puis d'effectuer un ascenseur détaillé de gaz, pompe à tige, ou la conception ESP.

Les outils sophistiqués permettent de sensibilité des paramètres de remontée artificielle (gaz d'injection et d'étages d'ESP) à analyser de sorte que la production optimale peut être obtenue.

Les capacités de modélisation des performances dans le logiciel PIPESIM permettent aux utilisateurs de :

- Diagnostiquer les problèmes qui limitent le potentiel de production des puits
- Optimiser la production des puits existants en quantifiant actions pour augmenter les débits.

### **C.1.2. Conception et la réalisation de modélisation**

- Sélectionnez le tube et le boîtier taille optimale
- Puits d'injection d'eau de conception ou de gaz
- Déterminer la durée optimale d'achèvement horizontale Multicouche de modèle et puits multilatéraux
- Faites correspondre les paramètres d'achèvement et les profils de pression température, en utilisant une régression automatisée
- Effectuer une analyse de sensibilité détaillée pour identifier les paramètres d'impact production

### **C.1.3. Modélisation des écoulements**

- Modèle tubulaire, anneau, ou écoulement mixte.
- Identifier les puits de forage questions d'assurance de flux tels que l'érosion, la corrosion et la formation de solides (échelle, cire, hydrate et asphaltènes).
- Générer flux vertical performance (VFP) tables pour les simulateurs de réservoir.
- Diagnostiquer liquide chargement dans les puits de gaz et d'évaluer desmesures pour atténuer le problème.
- Modéliser les effets des flux croisés entre les zones.