

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

N° Série: ..... /2023

**Université Kasdi Merbah Ouargla**



**Faculté des Hydrocarbures, Énergies Renouvelables et Sciences de la Terre et de l'univers**

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

**Présenté Par :**

**Chemmakh Zohir . Chakoura Mohamed . Benhamida Ahmed Chems Eddine**

**-THEME-**

**Amélioration du taux de production de l'huile par traitement  
des dépôts d'asphaltènes en utilisant différents solvants :  
cas de champ GASSI EL AGREB (2019/2023)**

**Soutenue publiquement le : 07 /06 /2023**

**Devant le Jury :**

Président.	OUZZAZI Mohamed	MAA	Université Kasdi Merbah Ouargla
Examineur	DADEN Abdelghafour	PR	Université Kasdi Merbah Ouargla
Encadreur	BOUFADES Djamila	MCB	Université Kasdi Merbah Ouargla
Co-encadreur	ADJOU Zakaria	PHD	Université Kasdi Merbah Ouargla

**Année Universitaire 2022/2023**



# **Remerciement**

En premier lieu, nous remercions dieu pour la force qu'il nous a donnée ainsi que la patience pour dépasser tous les difficultés.

Nous exprimons toute notre gratitude à Mme BOUFADES Djamila et Mr ADJOU Zakaria pour leur souci du succès de ce travail

Ensuite, nous adressons nos remerciements les membres du jury D'examen aussi au corps administratifs pour la gentillesse et l'ensemble des employés, d'ingénieurs, techniciens de la région d'EL-GASSI pour les conseils, l'expérience qu'ils nous ont donné pendant tout la durée de stage et sans oublier de dire merci à le directeur qui nous a donné l'occasion de faire stage pour créer un lien entre la partie théorie apprise à l'université et le pratique dans l'entreprise et aussi travailler sur le sujet du mémoire de fin d'études

Encore une fois un grand Merci à tous.

# Dédicace:

*J'ai le grand honneur de dédis ce modeste travail :*

*À moi-même, comme une clôture pour toutes les nuits  
Blanches à tous mes sacrifices durant mon parcours.*

*A la seule femme qui a énormément souffert pour faire de  
moi ce que je suis qui me donne l'espoir de vivre, la force  
pour réaliser mes rêves et réussir A la seule femme de ma  
vie Ma très chère Mère «DARIFA ».*

*A mon cher père \*ABDELBAKI \* Pour ses sacrifices afin  
de réaliser mes souhaits pour toutes ses prières qui m'ont  
donné l'appui qui m'a encouragé.*

*A mes chères sœurs à mon cher frère qui me soutiennent  
toujours financièrement et moralement à tout moment et  
sans rien attendre en retour.*

*A tous ceux qui m'ont souhaité du succès et Mon Bonheur.*

ZOHIR

# Dédicace:

*Je dédie ce modeste travail à :*

*À mes très chers parents en témoignage de ma reconnaissance pour leur patience, leurs sacrifices et leur soutien tout au long de mes études merci ma chère Mère merci mon père.*

*A mes chères sœurs à mes frères mon cher frère la source de mon inspiration et de mon courage.*

*A tous mes ami(e)s avec eux j'ai passé mes meilleurs moments. A tous mes collègues de la promotion Master 2 Production Académique.*

*A tous mes enseignants depuis mes premières années d'études.*

*A tout qu'il me connue soit de proche ou de loin.*

**MOHAMED**

# **Dédicace:**

*Je dédie ce travail :*

*À ma très chère Mère, mon très cher Père et  
mon chère tante,*

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

*À mes très chères Sœurs et à mon très chères  
Frère et toute ma grande famille qui m'ont  
soutenu dans les moments les plus difficiles.*

*À tous mes camarades de la promotion 2018  
avec lesquels nous avons partagés des moments  
inoubliables.*

*À tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

**AHMED CHEMS EDDINE**

## Résumé

Dans la majorité des pétroles bruts, les asphaltènes s'agrègent et forment des structures colloïdales qui, en fonction des paramètres thermodynamiques ou chimiques, sont soit stables en solution soit flocculent en formant un dépôt solide. Cependant, la déposition des asphaltène pose un problème qui peut entraîner une chute de la production et des pertes économiques importantes. Cette étude se concentre spécifiquement sur le champ Gassi El Agreb , qui a été confronté à des problèmes de formation d'asphaltènes, pour résoudre ce problème notre travail est basé sur le traitement d'asphaltènes par différents solvants (purs ou en mélange) tels que le reformat, le naphtha et le xylène, ainsi que de l'inhibiteur P133, ainsi une analyse économique a été réalisée pour sélectionner le solvant le plus rentable .Les résultats obtenus montrent que le reformat pur est le solvant le plus efficace, le plus économique pour résoudre le problème de déposition des asphaltène.

**Mots clés :** asphaltène, déposition, reformat, xylène, l'inhibiteur P133, économiques.

## Abstract:

In the majority of crude oils, asphaltene aggregate and form colloidal structures that, depending on thermodynamic or chemical parameters, are either stable in solution or flocculate, forming a solid deposit. However, asphaltene deposition poses a problem that can lead to a decrease in production and significant economic losses. This study specifically focuses on the Gassi El Agreb field, which has faced asphaltene formation issues. To solve this problem, our work is based on asphaltene treatment using different solvents (pure or in a mixture) such as reformat, naphtha, and xylene, as well as the P133 inhibitor. Additionally, an economic analysis has been conducted to select the most cost-effective solvent. The obtained results show that pure reformat is the most efficient and economical solvent for resolving the asphaltene deposition problem.

**Keywords:** asphaltene, deposition, reformat, xylene, inhibitor P133, economic.

## ملخص

في غالبية النفط الخام، تتجمع الأسفلتينات وتشكل هياكل، تعتمد على عوامل حرارية أو كيميائية، إما أن تكون مستقرة في المحلول أو تتكتل لتشكل ترسباً صلباً. ومع ذلك، يعتبر ترسب الأسفلتينات مشكلة قد تؤدي إلى انخفاض في الإنتاج وخسائر اقتصادية كبيرة. تركز هذه الدراسة بشكل خاص على حقل قاسي العقرب، الذي واجه مشكلات في تشكل الأسفلتينات. لحل هذه المشكلة، يستند عملنا على معالجة الأسفلتينات باستخدام مذيبات مختلفة (نقية أو ممزوجة) مثل الريفورما والنافتا والاكزيلين، بالإضافة إلى المثبط P133 حيث تم أيضاً إجراء دراسة اقتصادية لتحديد السائل المذيب الأكثر ربحية. حيث بينت النتائج المحصل عليها أن الريفورما النقي هو السائل المذيب الأكثر فعالية واقتصادية لحل مشكلة ترسيب الأسفلتينات.

**الكلمات المفتاحية:** الأسفلتينات، الترسيب، الريفورما، الاكزيلين، المثبط P133، اقتصادية.



## Table des matières

Titre	Page
Remerciement	i
Dédicace	ii
Résumé	vi
Table des matières	viii
Liste des figures	xi
Liste des tableaux	xiii
Symboles –Notation- Abréviations	xiv
Introduction générale	01
<b>Chapitre 1 : généralités sur les asphaltènes</b>	
I. Introduction	03
II .Composition du pétrole brut	03
II.1. Les constituants purs	04
II. 2. composés chimiquement mal définis	05
III. L'analyse SARA	06
IV. Définitions et compositions chimiques des asphaltènes	07
V. Propriétés des asphaltènes	09
VI. Structure et mécanismes de floculation des asphaltènes	10
VI .1 . Modèle de Pfeiffer et Saal	10
VI.2. Model de Yen	12
VII. Facteurs influent sur la Précipitation des asphaltènes	13
VII.1. La pression	13
VII.2. L'effet de température	16
VII.3. Composition de la saumure	17
VII.4. L'eau d'injection	17
VII.5. L'injection de CO2	17
VII.6. Vitesse de filtration de l'huile	17
VII.7.Composition de brut	18
VIII. Localisation et problèmes liés aux asphaltènes	18
IX. Conclusion	19
<b>Chapitre II : traitement des asphaltènes</b>	
I. Introduction	20
II. traitement curative des asphaltènes	20
II.1. méthodes de traitement mécanique	20
II.2. Traitement thermique	22
II.3. Méthodes externes	26
II.4. Méthodes biologiques	27

II.5. Methodes chimique	27
III. traitement préventive des asphaltènes	28
IV. Conclusion	29

### **Chapitre III : Etude technique du traitement des asphaltènes**

I. Introduction	30
II. Présentation du champ Gassi El Agreb «GEA»	30
II.1. Généralité sur champ GEA	30
II.2. Situation géographique	30
II.3. Aspect climatique du site	31
II.4. Description géologique	31
II.5. Cartographie réservoir	32
II.6. Propriétés des fluides de réservoir	33
II.7. Champ EL Agreb	35
III. Présentation du puits AR85	36
III.1. Définition du puits AR85	36
III.2. Localisation du puits AR85	36
III.3. Problème du puits	37
III.4. Paramètres pétrophysiques du puits AR85	38
III.5. Résultats des diagraphies	39
IV. Etude de solubilisation	40
IV.1 But du travail	40
IV.2 Procédure du test de solubilité	40
IV. 3. Test 1 : dépôt AR85	40
IV.4. Test 02	43
V. Solvants injecté dans le puits AR85	47
V.1. Reformat	48
V.2. Naphta	48
V.3. xylène	48
V.4. squeeze avec un inhibiteur (P133) de dépôt dans la formation	49
VI. Historique d'intervention sur le Puits AR85	50
VI.1. Interprétation	51
VII. Conclusion	52

### **Chapitre VI : Etude économique du traitement des asphaltènes**

I. Introduction	53
II. Étude économique	53
II.1. traitement par P 133	53
II.2. traitement par Naphta/Xylène	55
II.3. traitement par Reformat /Xylène	58
II.4. traitement par Reformat pure	61
II.5. Interprétation	64

III. Conclusion	65
Conclusion générale	66
Recommandations	67
Références	69
ANNEXE	74

## Liste des Figures

Titre	Page
<b>Figure I. 1 :</b> Compositions organiques des différentes Familles d'hydrocarbures contenus dans le pétrole brut	05
<b>Figure I. 2:</b> évaluation de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut par l'analyse SARA	06
<b>Figure I. 3 :</b> Les différentes fractions du Pétrole (SARA).	07
<b>Figure I. 4 :</b> Schéma d'un dépôt d'asphaltène	08
<b>Figure I. 5:</b> Schéma d'une composition d'asphaltènes	09
<b>Figure I.6 :</b> Modèle de la structure de pétrole proposé par Pfeiffer et Saal (1940) des Molécules d'asphaltènes dans leur milieu naturel	11
<b>Figure I.7 :</b> Phénomène de floculation des asphaltènes	12
<b>Figure I.8:</b> Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen	13
<b>Figure I.9:</b> Un diagramme (P-T) typique pour un échantillon de pétrole produit, L'ombrage indique la région instable des asphaltènes	14
<b>Figure I.10:</b> Précipitation des asphaltènes dans le milieu poreux	15
<b>Figure I.11 :</b> La quantité d'asphaltènes précipités par la technique gravimétrique en fonction de la pression	16
<b>Figure I .12 :</b> Localisation des dépôts d'asphaltènes	19
<b>Figure III. 1:</b> situation géographique du champ GEA	31
<b>Figure III. 2 :</b> Directions Structurales Régionales dans la Zone GEA/Hassi Messaoud	32
<b>Figure III . 3:</b> Stratigraphie du réservoir El Agreb	35
<b>Figure III .4 :</b> localisation de puits AR85	36
<b>Figure III. 5:</b> Evolution de la production du puits AR85	37
<b>Figure III.6:</b> Résultat de la diagraphie dans le puits AR85	39
<b>Figure III .7 :</b> résultat test de solubilité de l'échantillon 1(100%reformat et 100% xylène)	42

<b>Figure III .8 :</b> résultat test de solubilité de l'échantillon 1 (RNK et RNK1)	42
<b>Figure III.9 :</b> résultat test de solubilité de l'échantillon 2 (RNK .RNK1.RNK2) (12% minéral, 28% Asphaltène)	42
<b>Figure III.10 :</b> Résultat teste de solubilité puits AR81 (RNK) et (20%xylène +80% RNK)	44
<b>Figure III.11:</b> Résultat teste de solubilité reformat pure puitsAR92et AR96	45
<b>Figure III. 12:</b> Résultat teste de solubilité 2 sur le puitsAR9 (RNK3) et (80% RNK3+ 20% xylène )	45
<b>Figure III.13:</b> Résultat teste de solubilité RNK 2+30% xylène puits AR96	46
<b>Figure III. 14:</b> Résultat teste de solubilité RNK 2 sur puits AR81 et AR92	46
<b>Figure III. 15:</b> Résultat teste de solubilité (80% RNK 2 + 20% xylène) sur puits AR81 et AR92	47
<b>Figure III .16 :</b> courbe représente l'évaluation de GOR ; pression de la tête de puits pondant période en fonction des opérations des traitements réaliser sur puits AR85	50
<b>Figure IV .1 :</b> évolution de bénéfice net de puits AR85 après le traitement par l'inhibiteur P133	55
<b>Figure IV .2 :</b> évolution de bénéfice net de puits AR85 après le traitement par Naphta /xylène	58
<b>Figure IV .3 :</b> évolution de bénéfice net de puits AR85 après le traitement par reformat / xylène	61
<b>Figure IV .4:</b> évolution de bénéfice net de puits AR85 après le traitement par reformat pure	64

## Liste des tableaux

<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>Tableau I. 1:</b> composition élémentaire du pétrole	03
<b>Tableau I. 2 :</b> Analyse élémentaire des asphaltènes	08
<b>Tableau III. 1:</b> Propriétés de l’Huile du réservoir d’El Gassi	34
<b>Tableau III. 2:</b> Propriétés de l’Huile du réservoir d’El Agreb	34
<b>Tableau III. 3:</b> Propriétés de l’Huile du réservoir de Zotti	34
<b>Tableau III. 4:</b> Les Paramètres pétrophysiques du puits AR85	38
<b>Tableau III.5 :</b> Les compositions des formulations testées	40
<b>Tableau III.6:</b> composition du dépôt organique AR85	41
<b>Tableau III.7 :</b> Résultats des tests de solubilité sur l’échantillon 1	41
<b>Tableau III.8 :</b> Résultats des tests de solubilité sur l’échantillon 2	41
<b>Tableau III. 9:</b> Les compositions des formulations	43
<b>Tableau III. 10 :</b> Compositions des dépôts utilisés dans les tests de solubilité (évaluation de l’efficacité)	43
<b>Tableau III .11 :</b> Résultats tests de solubilité	44
<b>Tableau III .12:</b> La composition du Reformat	48
<b>Tableau III. 13:</b> les Propriétés physique et chimique d’xylène	49
<b>Tableau IV .1:</b> donnees de puits AR85 et calcule économique après opération de traitement par l’inhibiteur P133	53
<b>Tableau IV .2:</b> donnees de puits AR85 opération de traitement par Naphta/Xylène	55
<b>Tableau IV .3:</b> la variation de bénéfice net du Naphta/Xylène	56
<b>Tableau IV .4:</b> donnees de puits AR85 opération de traitement par Reformat /Xylène	58
<b>Tableau IV .5:</b> la variation de bénéfice net du Reformat /Xylène	59
<b>Tableau IV .6:</b> donnees de puits AR85 opération de traitement par Reformat pure	61
<b>Tableau IV .7:</b> la variation de bénéfice net du Reformat pure	62

## Symboles –Notation- Abréviations

BTX	Benzène, Toluène, Xylène.
SARA	Saturation, Aromatiques, Résines et Asphaltènes.
PB	Pression de bulle (psi).
UAOP	Upper asphaltène onset pressure (psi).
L'AOP	Lower asphaltène onset pressure (psi).
P	Représente la pression de l'huile du réservoir.
PP	Le début de la pression des précipités d'asphaltènes.
PF	La pression à laquelle les asphaltènes dissoudre complètement.
m	Mètre.
°C	Degré Celsius.
°F	Degré Fahrenheit
K	Kelvin
RH	Humidité relative.
PH	Potentiel hydrogène
Km/h	Kilomètres par heure.
mm/h	Millimètre par heure.
OWC	Oil Water Contact
TVD	Total vertical depth
PPM	Partie par million.
J	Jours
DA	Dinar algérien
H/C	Hydrogène /Carbone
bbbl	Baril
KHZ	Kilohertz

O	Oxygène
S	Soufre
N	Azote
V	Vanadium
Ni	Nickel
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
Mg <sup>2+</sup>	Ion de magnésium
Ca <sup>2+</sup>	Ion de calcium
C <sup>7+</sup>	Heptane plus
g/ml	Gramme par millilitres
Da	Dalton
g/mol	Gramme par mole
MPA	Méga pascal
H <sub>2</sub> O	L'eau
SO <sub>2</sub>	Dioxyde de soufre
N <sub>2</sub> O	Protoxyde de l'azote
Km <sup>2</sup>	Kilomètre carré
GEA	Gassi El Agreb
ELF	Société français d'extraction pétrolière
SNPA	Société nationale du pétrole d'aquitaine
NE	North east
SW	South west
SG	Spécifique gravité
API	American petroleum Institute
CP	Centi poise



GOR	Gas oil ration
\$	Dollar
$m^3$	Mètre cube
Q	Débit de production

**I**

---

# **Introduction**

## Introduction

Le développement dans le domaine industriel moderne se traduit par une consommation toujours croissante d'énergie, Le Pétrole et le gaz sont des matières premières considérées principales parmi les sources d'énergie les plus importantes c'est pour cela que l'Algérie dans le cadre du développement de son économie donne une grande importance au secteur énergétique et surtout le domaine des hydrocarbures.

Les quantités vendues du pétrole et de gaz ne sont seulement pas liées aux réserves en place, mais beaucoup plus à la récupération ou la rentabilité de l'investissement sur l'exploitation du réservoir.

Dans le gisement Tout puits de production est foré dans le but d'cheminer les hydrocarbures du réservoir vers la surface par une différence de pression suffisante entre le puits et le réservoir pour le faire s'écouler dans les installations de surface et récupérer le maximum des réserves en place en utilisant toutes les méthodes de récupération disponibles. Au cours du processus de production certains problèmes peuvent survenir qui produisent la chute dans le début de production donc une perte économique très importante. Parmi ces problèmes pouvons-nous mentionner le problème des asphaltènes qui est considéré comme un problème grave semble se généraliser presque sur tous les champs pétroliers Algériens. La précipitation de ces fractions lourdes de hauts poids moléculaires s'avèrent être responsables de problèmes dans le réservoir ou dans les installations de fond par s'adsorber sur des surfaces et à former des dépôts solides et problèmes dans les installations de surface comme colmatage des canalisations de transport et du défaut de fonctionnement de l'équipement de raffinage.

Bien que ce phénomène de dépôt ait déjà été étudié expérimentalement par plusieurs chercheurs depuis de nombreuses années jusque cette année à cause des problèmes de production qu'il génère et les coûts importants. Ils proposent des solutions préventives par les inhibiteurs ou des solutions à court terme mais une solution définitive de ce problème n'a pas encore été découverte et est presque impossible à cause de la continuité de la production donc tous les produits injectés dans le puits sont expulsés du puits.

Dans ce présent travail, en fonction des solvants fournis par SONATRACH pour les traitements des dépôts d'asphaltènes et les informations des documentations que nous avons obtenues pendant la période de stage au niveau de cette entreprise (SONATRACH GASSI EL

AGREB ) nous avons étudié l'efficacité de ces solvants à dissoudre les asphaltènes et nous avons également réalisé une étude économique pour connaître quelle est l'efficacité de ces solvants à dissoudre les asphaltènes et quelle est le meilleur solvant en terme de prix de qualité et durée d'efficacité pour améliorer le taux de production d'huile selon notre étude économique ?

Le puits d'huile choisis pour notre étude est un puits très asphalténique et qui nécessite des traitements matricielle périodique avec les différents solvants aromatiques utilisé pendant la durée de vie de ce puits, à la fin de notre étude une évaluation des différentes mixtures a été réalisée à toute en comparant l'apport de chaque mixture sur la productivité du puits et la solubilisation des dépôts asphalténique.

Le présent mémoire est structuré en quatre chapitres, comprenant une introduction et une conclusion :

Dans le premier chapitre, nous présentons des notions générale sur le pétrole brut et concernant les asphaltènes, leur composition chimique, leurs propriétés, les facteurs provoquant leur floculation, les modèles de leur dispositions, localisation.

Le deuxième chapitre consacré à une revue sur les méthodes de traitement des asphaltènes, incluant le traitement mécanique, thermique, externe, biologique, chimique et l'utilisation d'inhibiteurs.

Le troisième chapitre présente une étude de cas sur le puits AR85 à GASSI EL AGREB, qui est un puits asphalténique, en évaluant l'efficacité des solvants (purs ou en mélange) pour dissoudre les dépôts d'asphaltènes à travers des tests de solubilité en laboratoire, ainsi que l'impact des traitements utilisant différents solvants (reformat, naphta, xylène) et l'inhibiteur P133 dans ce puits AR85, en comparant leur efficacité mesurée par le gain généré après le traitement et la durée d'efficacité de chaque solvant ou inhibiteur.

Enfin, le quatrième chapitre est consacré à une étude économique dans le but de sélectionner le type de solvant offrant à la fois un bénéfice élevé et un coût réduit pour le traitement des asphaltènes.

**Chapitre**

**I**

---

# **Généralités sur les asphaltènes**

## 1. Introduction

Dans l'industrie pétrolière, les asphaltènes représentent la fraction la plus lourde du pétrole qui pose des problèmes lorsqu'ils précipitent dans toute la chaîne de production ainsi que les installations de traitement du brut. Ces problèmes de dépôts se produisent non seulement lors de l'exploitation de pétroles lourds à forte teneur en asphaltènes, mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes. Dans ce chapitre, nous présentons des notions générales sur le pétrole brut et les asphaltènes, y compris l'analyse SARA, les propriétés des asphaltènes, leur structure et les mécanismes de floculation, les facteurs influençant la précipitation des asphaltènes, ainsi que les problèmes liés à leur localisation.

## 2. Composition du pétrole brut:

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures et de composés organiques contenant du soufre, de l'azote et de l'oxygène, ainsi que des éléments métalliques tels que le vanadium, le nickel et le fer. La proportion d'hydrocarbures varie selon le type de pétrole, allant de 97 % dans les huiles paraffiniques légères à 50 % dans les bruts lourds et asphalténique. Les molécules non hydrocarbonées présentes dans le pétrole sont généralement de grandes structures hydrocarbonées avec des substituants contenant un ou deux hétéroatomes.

**Tableau I.1:** composition élémentaire du pétrole brute. [1]

<b>Composition élémentaire</b>	<b>Poids (%)</b>
Carbone	83.0–87.0%
Hydrogen	10.0–14.0%
Oxygène	0.05–1.5%
Sulfure	0.05–6.0%
Nitrogène	0.1–2.0%
Métaux	(vanadium, nickel) <1000 PPM

Le pétrole se divise généralement en deux groupes: les hydrocarbures purs ainsi que les non hydrocarbures, et les composés chimiques mal définis tels que les résines (R) et les asphaltènes (A)...ext [1].

## **II.1. Constituants purs:**

Le pétrole brut est composé de différents constituants purs qui peuvent être isolés et purifiés à partir du pétrole brut. Ces constituants sont classés en plusieurs catégories, notamment :

### **II.1.1. hydrocarbures :**

Sont des composés organiques constitués uniquement d'atomes de carbone et d'hydrogène. Ils peuvent être classés en différentes familles chimiques en fonction de leur structure moléculaire, qui est basée sur la tétravalence du carbone :

#### **II.1.1.1. hydrocarbures saturés :**

Sont des composés apolaires qui ne contiennent que des liaisons simples entre les atomes de carbone, et ils sont divisés en deux sous-groupes: les alcanes (ou paraffines), qui peuvent être représentés par la formule générale  $C_n H_{2n+2}$ , tels que le méthane ( $CH_4$ ), et les naphènes (ou cyclanes), qui sont des hydrocarbures cycliques saturés.

#### **II.1.1.2. hydrocarbures insaturés :**

Ils contiennent des liaisons doubles ou triples entre les atomes de carbone, se divisent en oléfines (les alcènes  $C_n H_{2n}$  et les alcynes  $C_n H_{2n-2}$  ) et composés aromatiques  $C_n H_{2n-6}$ .

Les oléfines sont produites lors du traitement du pétrole par craquage thermique ou thermocatalytique, mais les composés aromatiques, tels que le benzène, sont des hydrocarbures cycliques polyinsaturés présents en forte concentration dans le pétrole brut. Parmi ces composés, on retrouve le BTX, ainsi que le naphalène, l'anthracène et le pyrène.

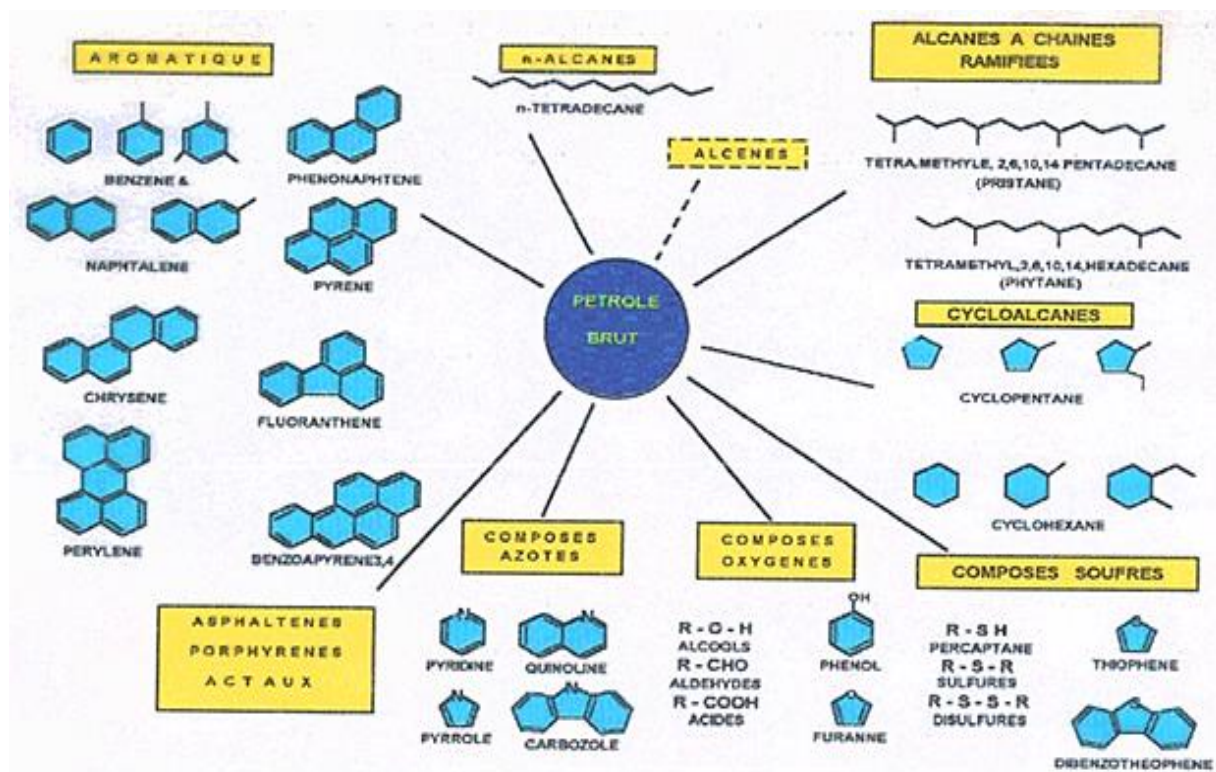
### **II.1.2. Composés non hydrocarbonés :**

Ils comprennent des molécules organiques avec des éléments autres que le carbone et l'hydrogène. On y trouve des composés soufrés tels que les sulfures, les thiols et les thiophènes, ainsi que des composés oxygénés comme les acides carboxyliques, les esters, les cétones, les aldéhydes et les phénols. Les composés azotés tels que les amides, les amines, les pyridines sont présents dans les fractions plus lourdes du pétrole brut. En outre, il y a des composés organométalliques contenant des liaisons covalentes entre le carbone et des métaux tels que le nickel et le vanadium, se trouvent principalement dans les fractions lourdes du pétrole, comme les résines et les asphaltènes.

Ces composés peuvent influencer la qualité et les propriétés du pétrole brut, et leur réduction ou élimination est importante pour améliorer la qualité des produits pétroliers finis [2].

## II.2. Composés chimiquement mal définis:

**II.2.1. Les résines et les asphaltènes:** sont des composés à poids moléculaire élevé contenant de l'azote, du soufre et de l'oxygène. Les résines sont solubles dans le pétrole brut mais insolubles dans le propane liquide. Elles stabilisent les particules d'asphaltènes, qui donnent au pétrole brut sa couleur noire et peuvent provoquer des problèmes de colmatage. Les résines peuvent également se transformer en asphaltènes par oxydation, et elles peuvent être des liquides lourds ou des solides collants et ont des propriétés similaires à celles des hydrocarbures de taille comparable. De plus, Les pétroles bruts riches en résines sont généralement plus stables [1].



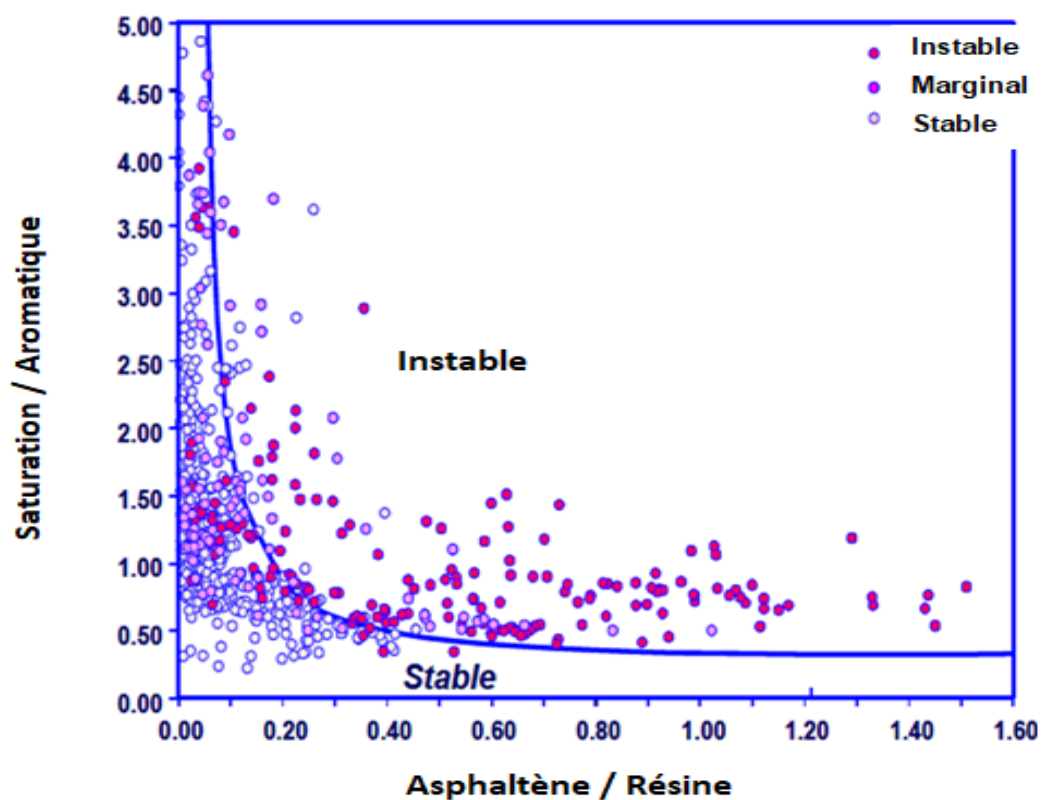
**Figure I.1 :** Compositions organiques des différentes Familles d'hydrocarbures contenus dans le pétrole brut. [2].

Les différentes méthodes d'analyses telles que, le fractionnement par distillation, l'analyse SARA (Saturation, Aromatiques, Résines et Asphaltènes), l'analyse élémentaire, ont permis de déterminer la composition chimique des bruts asphalténique.



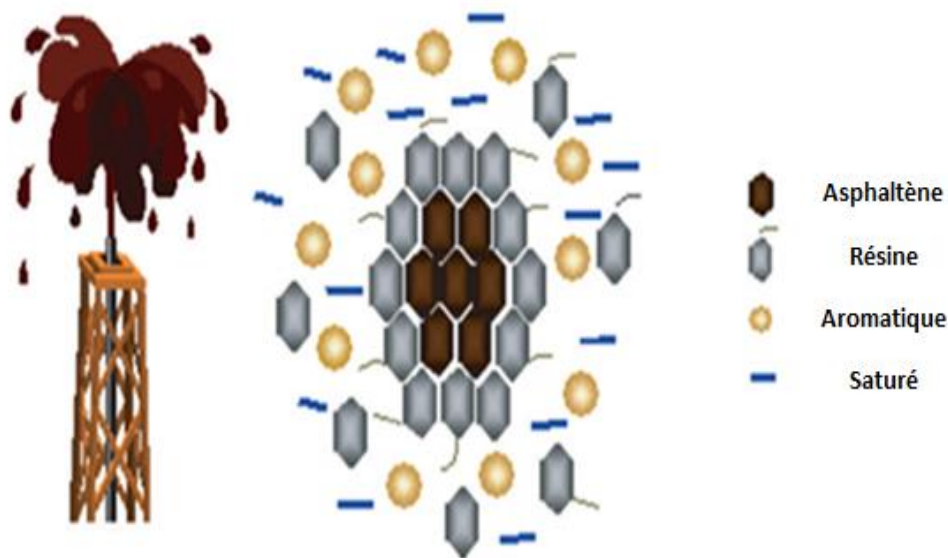
### III. Analyse SARA :

L'analyse SARA permet de mesurer la proportion de Saturés, d'Aromatiques, de Résines et d'Asphaltènes présents dans une quantité donnée de pétrole brut. Cette analyse fournit des informations sur la stabilité colloïdale des molécules d'asphaltènes dans le pétrole brut. Les données disponibles en laboratoire et sur le terrain ont montré que les huiles les plus problématiques, en ce qui concerne les problèmes de dépôt d'asphaltènes, ont des teneurs en asphaltènes relativement plus faibles et des teneurs en saturés plus élevées. En revanche, les huiles contenant davantage de résines et d'aromatiques ne posent pas de problèmes, bien qu'elles aient des teneurs en asphaltènes plus élevées que les huiles les plus problématiques.



**Figure I.2:**évaluation de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut par l'analyse SARA. [3].

Dans une étude similaire, Gawel et al ont effectué une analyse de la composition de neuf types de pétroles bruts différents, ainsi que de leurs fractions SARA respectives, notamment, les saturés, les aromatiques, les résines et les asphaltènes. Comme prévu, les saturés présentent le rapport H/C le plus élevé, suivis par les aromatiques, les résines et les asphaltènes. [4].



**Figure I.3** : Les différentes fractions du pétrole (analyse SARA). [5].

#### **IV. Définitions et compositions chimiques des asphaltènes :**

Les asphaltènes sont la fraction la plus lourde et la plus polarisée du pétrole brut, ils sont constitués principalement de carbone, hydrogène, avec un rapport atomique H/C qui est généralement constant et proche de 1, ce qui indique qu'ils sont fortement aromatiques. Ils contiennent également des hétéroatomes tels que l'oxygène, le soufre et l'azote, ainsi que des traces variables de métaux tels que le vanadium et le nickel. [6].

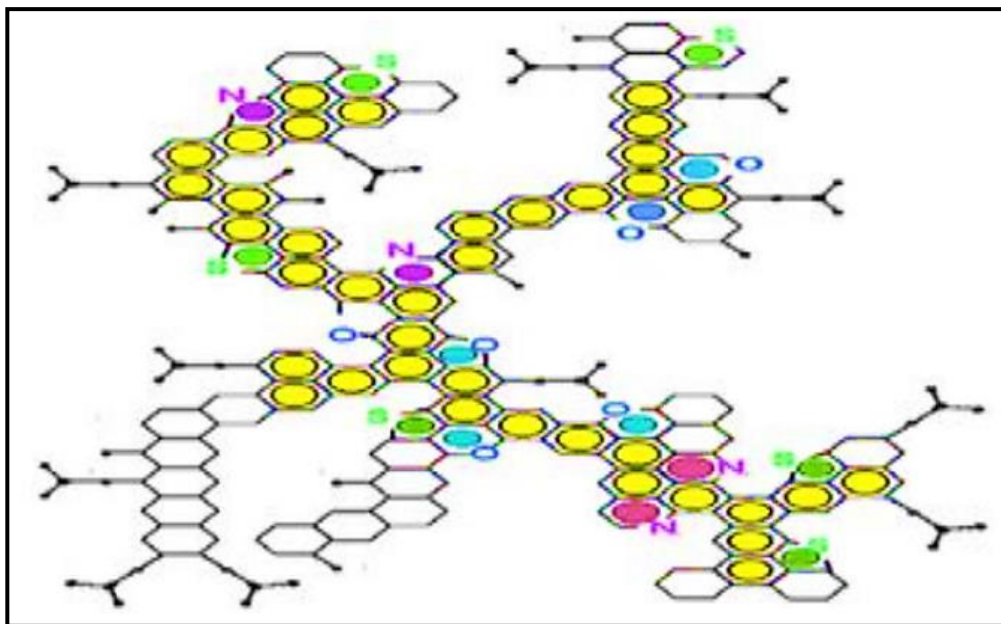


**Figure I.4 :** Schéma d'un dépôt d'asphaltènes. [5].

Le tableau suivant donne les compositions élémentaires des asphaltènes:

**Tableau I.2 :** Analyse élémentaire des asphaltènes. [7].

<b>Composition élémentaire</b>	<b>Poids (%)</b>
C	$82 \pm 3\%$
H	$8.1 \pm 0.7\%$
O	$4.9 \pm 0.3\%$
S	$10.3 \pm 0.3\%$
N	$3.3 \pm 0.6\%$
V	$1200 \pm 1$ (PPM)
Ni	$150 \pm 1$ (PPM)
H/C	$1.15 \pm 0.05\%$



**Figure I.5:** Schéma d'une composition d'asphaltènes. [5].

Les asphaltènes présentent dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées. Ils sont solubles dans les hydrocarbures aromatiques, comme le benzène, le toluène ou les xylènes, et insolubles dans les paraffines de faible poids moléculaire, tels que le n-pentane ou le n-heptane.

Les asphaltènes sont constitués des noyaux poly aromatiques, des chaînes alkyle et d'hétéroatomes, et leur tendance à s'agréger est due à leur caractère amphiphile. Cette capacité d'agrégation est induite par les cycles aromatiques du noyau de la molécule d'asphaltènes.

Les propriétés d'asphaltènes, telles que sa taille, sa structure et sa morphologie, varient en fonction de divers facteurs tels que les conditions d'exploitation, la composition de l'huile et la structure moléculaire d'asphaltènes. En outre, les changements des conditions d'exploitation peuvent provoquer l'agrégation des molécules d'asphaltènes, alors, leur précipitation [7].

## **V. Propriétés des asphaltènes :**

Les asphaltènes sont des composés aromatiques cycliques avec des chaînes alkyles latérales, et leur nombre de cycles peut varier de 6 à 15. Ils contiennent des hétéroéléments tels que l'oxygène (0,3-5%), le soufre (0,3-10%), l'azote (0,6-3%), le vanadium et le nickel.

Les asphaltènes ont une densité de 1,1 à 1,20 g/ml, une masse moléculaire varie considérablement en fonction de la méthode et des conditions de mesure [8], un rapport atomique H/C de 1,02 à 1,19 [9].

Le poids moléculaire moyen des asphaltènes est d'environ 500 à 1000 g/mol (ou bien dalton) selon la source de l'échantillon mais peut dépasser 1000 Da dans certains cas [10].

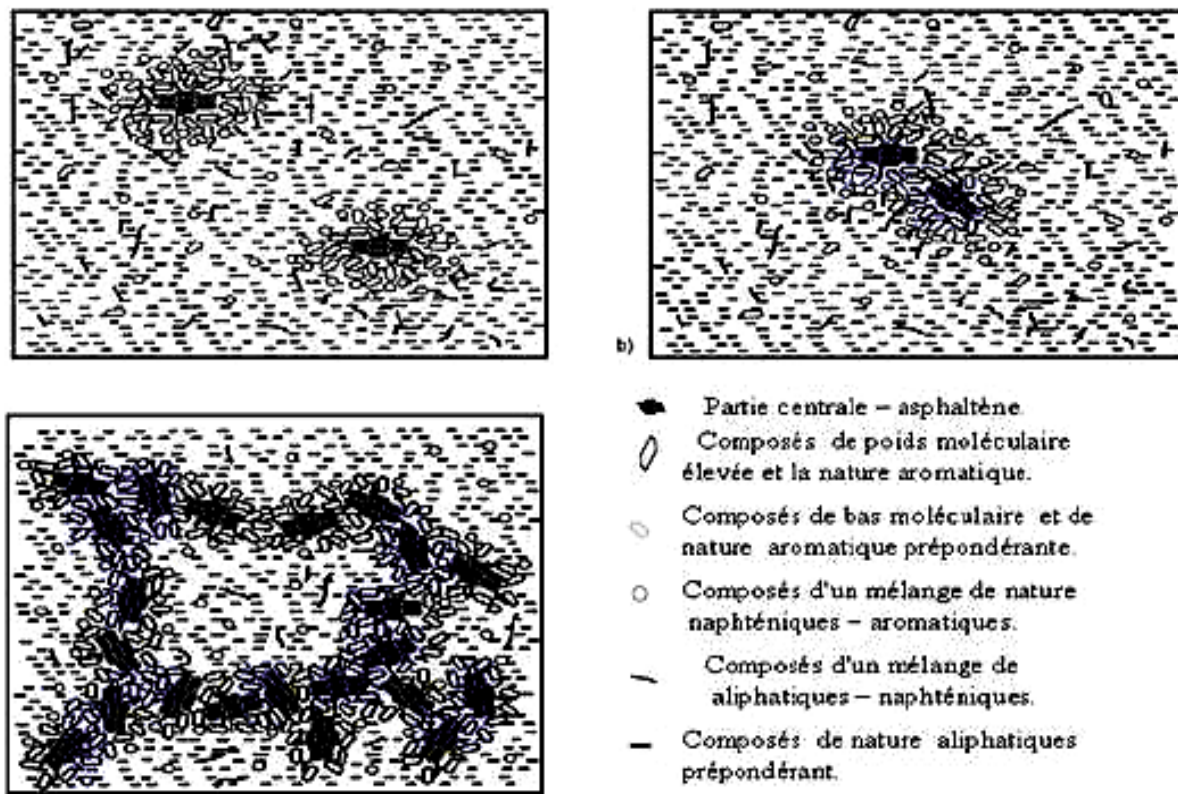
Les agrégats d'asphaltènes ont un poids moléculaire moyen de 3000 à 10000 g/mol, et certaines tailles d'agrégats peuvent atteindre jusqu'à 50000 g/mol [11].

L'aromaticité des asphaltènes, qui correspond au nombre de carbones aromatiques par rapport au carbone total, se situe entre 0,4 et 0,7 [12]. Une aromaticité élevée favorise l'agrégation et la précipitation des asphaltènes [13]. Les changements de température et de poids moléculaire influencent également l'aromaticité des asphaltènes, qui augmente avec une augmentation de ces paramètres [14].

## **VI. Structure et mécanismes de floculation des asphaltènes:**

### **VI.1. Modèle de Pfeiffer et Saal:**

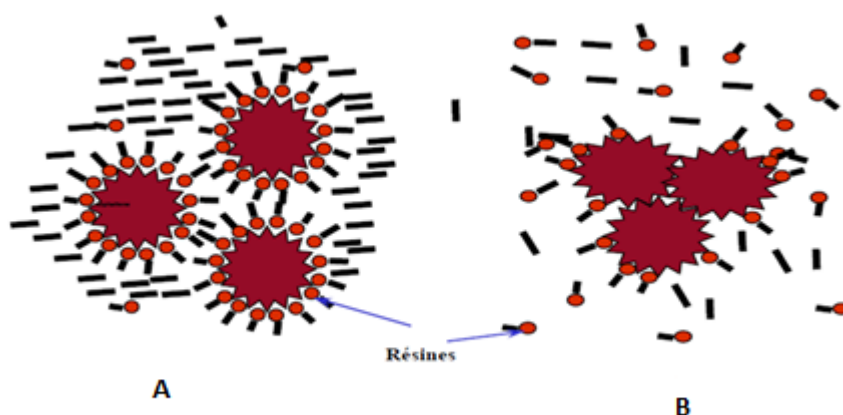
En 1940, Pfeiffer et Saal ont été les premiers à proposer un modèle structural pour les asphaltènes dans le pétrole, en suggérant (proposant) que ces composés se présentent sous forme d'entités micellaires entourées et stabilisées par les résines et d'autres constituants du brut. Selon leur théorie, il existe une transition continue entre les composés ou bien les entités les plus polaires (les asphaltènes) et les moins polaires (les aliphatiques), et ont observé que la diminution de la quantité de résines engendre des forces attractives qui favorisent l'association des micelles, entraînant ainsi la formation d'une structure de type gel dans le milieu [15].



*a) asphaltènes peptisés      b) agrégats      c) formation du gel.*

**Figure I.6 :** Modèle de la structure de pétrole proposé par Pfeiffer et Saal (1940) des Molécules d'asphaltènes dans leur milieu naturel [16].

L'effet de répulsion stérique est engendré par l'absorption des résines à l'interface asphaltènes/pétrole. Les résines sont considérées comme des agents péptisants pour les micelles d'asphaltènes avec leurs groupes polaires, et étirent leurs groupes aliphatiques vers l'extérieur pour former une couche de stabilisation stérique autour des asphaltènes, empêchant ainsi leur floculation. Cet effet nécessite la présence de résines en quantité suffisante et que leur quantité en solution soit équilibrée avec celle adsorbée à la surface des particules [15].



**Figure I.7 :** Phénomène de flocculation des asphaltènes [17].

Avec : **A** : stabilisation stérique des asphaltènes par les résines.

**B** : déstabilisation et flocculation des asphaltènes.

#### **VI.2. Model de Yen :**

Le modèle de Yen, présenté en 1967, décrit la structure des asphaltènes en deux niveaux : la microstructure (Les feuillettes, Les particules et les Micelles), constituée d'entités (composés) ayant une masse molaire est de l'ordre de quelques centaines à quelques milliers de nanomètre, et la macrostructure (Agrégat), qui se forme lorsque ces entités s'associent les unes aux autres ou avec des hydrocarbures pour créer des structures plus grandes.

Les feuillettes (les éléments de base de la microstructure des asphaltènes) sont empilés en petit nombre, généralement de 3 à 5, pour créer des particules (par leur association moléculaire, où les liaisons  $\pi$ - $\pi$  entre les feuillettes aromatiques polycondensés), qui par auto-association conduit à la formation de "micelles" (des agrégats plus larges), et l'agrégation de ces derniers génère des macrostructures [18].

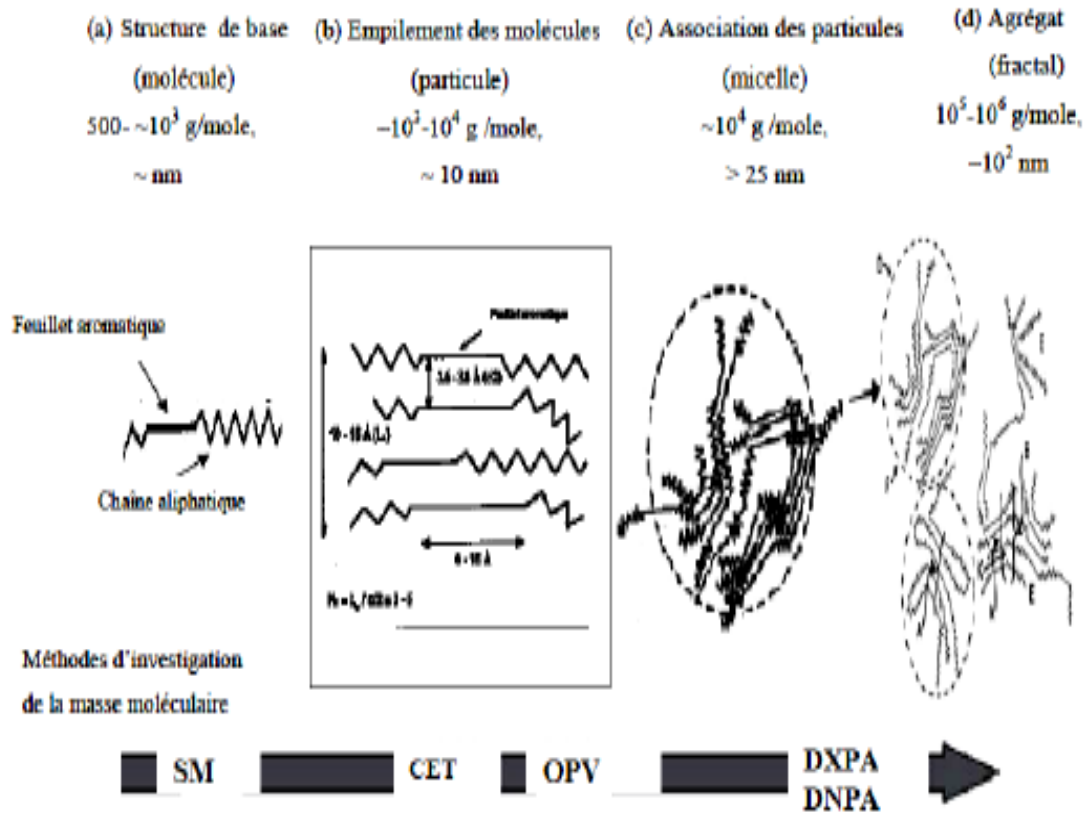


Figure I.8: Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen [16].

Avec: (a), (b) et (c) microstructure; (d) macrostructure. Les domaines des masses molaires mesurées par différentes techniques en fonction de l'état d'agrégation sont indiqués.

## VII. Facteurs influent sur la Précipitation des asphaltènes :

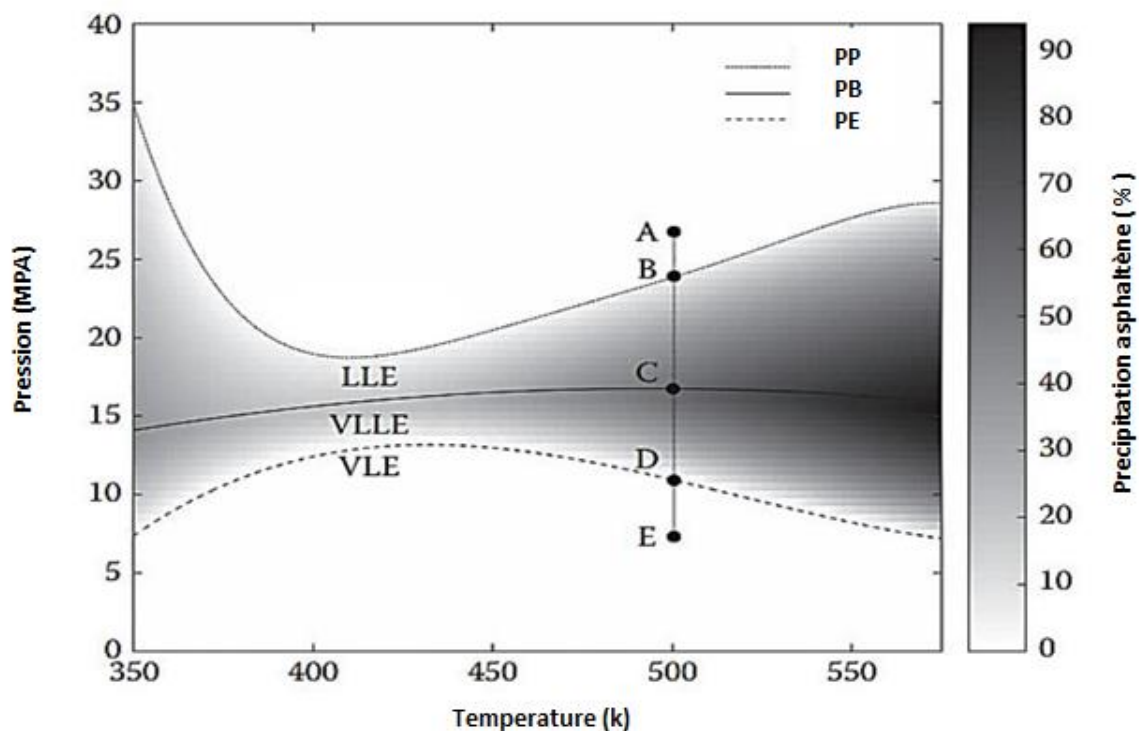
L'asphalte précipite sous l'influence de plusieurs facteurs, dont le plus important est :

### VII.1. Pression :

La pression est un facteur important affectant le dépôt d'asphaltènes dans les réservoirs lors de la récupération primaire du pétrole, car elle peut influencer la composition du pétrole brut. Dans le processus de production du pétrole brut, la pression du pétrole brut diminue continuellement du sous-sol vers la surface et les gaz dissous sont libérés du pétrole brut à la pression du point de bulle. Ces changements peuvent induire la précipitation d'asphaltènes à une pression intermédiaire qui est inférieure à la pression du réservoir mais supérieure à la pression de bulle (PB).



La pression à laquelle les asphaltènes commencent à précipiter est connue sous le nom de pression supérieure d'apparition des asphaltènes « upper asphaltene onset pressure » (UAOP), et la quantité d'asphaltènes qui précipite continue d'augmenter jusqu'à ce qu'elle atteigne un maximum à la PB. En dessous de la PB, les composants légers du pétrole brut commencent à s'évaporer, rendant la phase liquide restante plus lourde et plus aromatique, ce qui en fait un meilleur solvant pour les asphaltènes, alors, à des pressions inférieures au PB, les asphaltènes précipités commencent à se redissoudre parce que les composants légers du pétrole brut, qui sont de puissants précipitant d'asphaltènes, ne sont plus dans le pétrole. Cela définit une limite inférieure de l'AOP « Lower asphaltene onset pressure », c'est-à-dire la limite inférieure de l'AOP en dessous de laquelle tous les asphaltènes sont en solution [19].



**Figure I.9:** Un diagramme (P-T) typique pour un échantillon de pétrole produit, L'ombrage indique la région instable des asphaltènes [20].

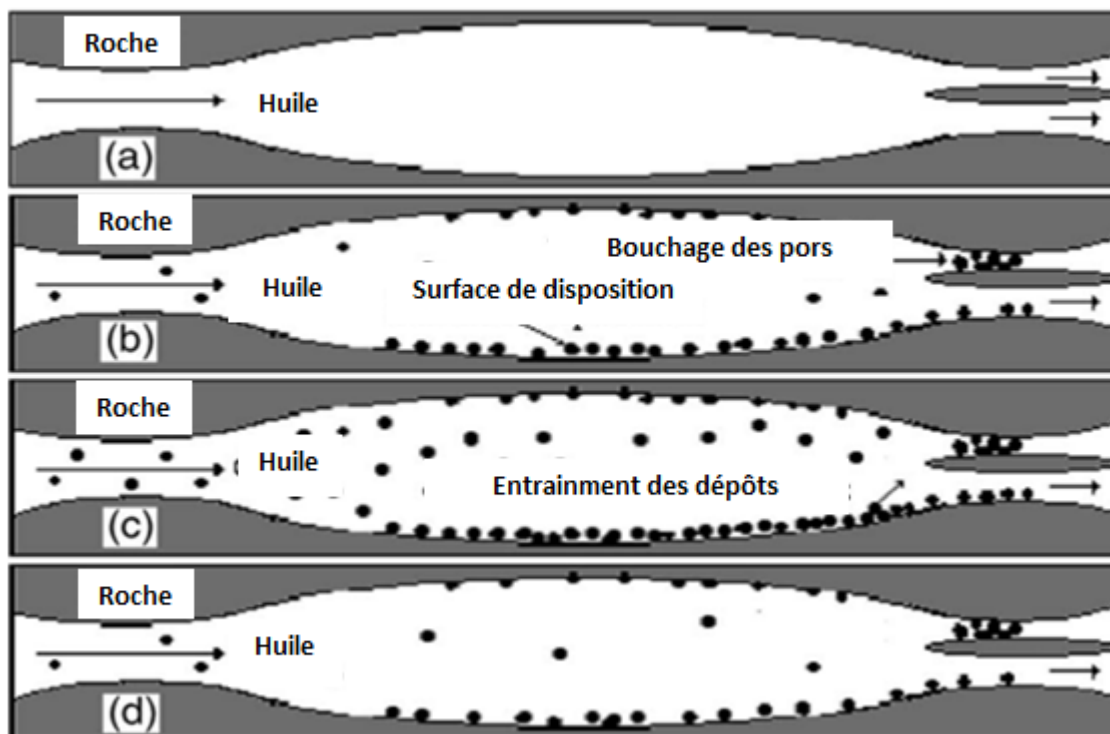


Figure I.10: Précipitation des asphaltènes dans le milieu poreux. [21].

- (a)  $P > PP$ , l'asphaltène est complètement dissous dans l'huile.
- (b)  $PP > P > PB$ , l'asphaltène précipite dans l'huile et se dépose à la surface du pore.
- (c)  $P = PB$ , les précipités d'asphaltènes atteignent leur maximum.
- (d)  $P < PB$ , certains précipités d'asphaltènes sont redissous dans l'huile.

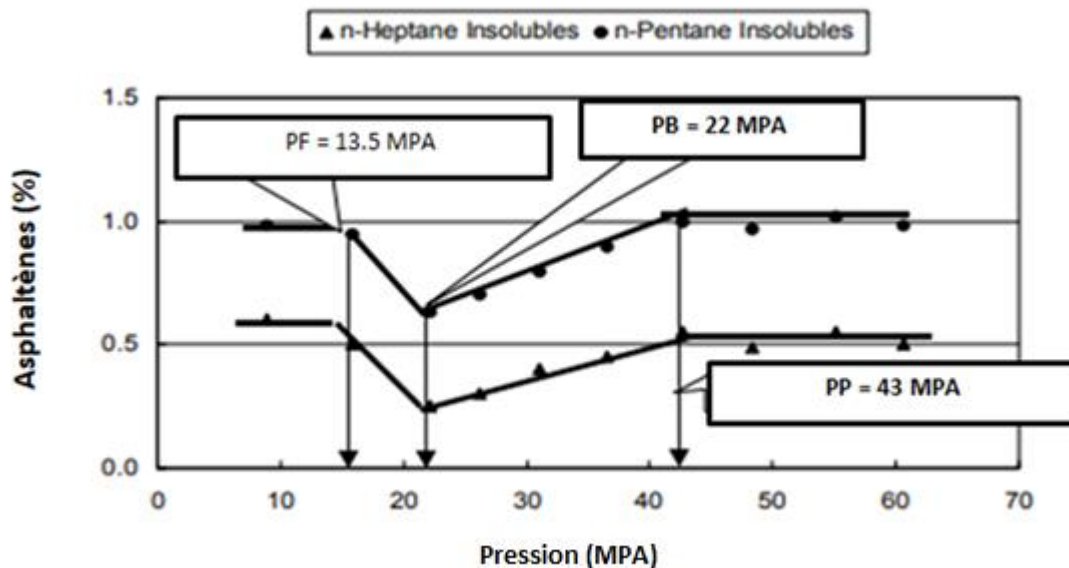
Où : P : représente la pression de l'huile du réservoir.

PB : la pression du point de bulle.

PP : le début de la pression des précipités d'asphaltènes UAOP [21].

Diverses techniques ont été développées au cours des années pour étudier la précipitation des asphaltènes à haute pression et haute température en essayant de reproduire les conditions de réservoir.

Jamaluddin et al ont utilisé la méthode gravimétrique pour détecter l'AOP supérieur, BP, et l'AOP inférieur pour le pétrole du Moyen-Orient Le résultat de cette expérience est présenté dans la Figure I. 11 [22].



**Figure I.11** : La quantité d'asphaltènes précipités par la technique gravimétrique en fonction de la pression [21].

La pression à laquelle la teneur en asphaltène dans le liquide surnageant commence à diminuer est définie comme étant l'AOP. La quantité d'asphaltènes continue de diminuer à un taux constant jusqu'à ce qu'elle atteigne une pression où il y a une augmentation soudaine, cette pression correspond à la PB.

Après le point d'inflexion, la quantité d'asphaltènes se stabilise autour de la quantité originale d'asphaltènes dans le fluide du réservoir, ceci montre la redissolution des asphaltènes suite à l'évaporation du liquide de réservoir, résultat de l'évaporation des composants légers après la PB. Ainsi, l'un des avantages de la technique gravimétrique est qu'elle peut détecter la limite inférieure de l'AOP. Le graphique présenté à la Figure 11 valide également le fait que la solubilité minimale des asphaltènes se situe au niveau du PB [22].

## VII.2. Température :

L'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes a été moins étudié que l'effet de la pression en raison de la faible variation de température lors de la récupération primaire du pétrole brut. Cependant, quelques chercheurs ont exploré cette relation.

Afshari a constaté que la stabilité du brut augmentait avec la température (une relation proportionnelle entre la température et la solubilité des asphaltènes), entraînant une diminution de la taille des agrégats d'asphaltènes [23].

Cependant, des études contradictoires existent montrant que la baisse de la température du pétrole augmentait la solubilité des asphaltènes.

En raison de ces résultats expérimentaux contradictoires, il n'est pas possible de tirer d'une conclusion générale sur l'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes [24].

### **VII.3. Composition de la saumure :**

La présence des cations et des anions induit des interactions ioniques qui favorisent l'adsorption ; par exemple, la présence de  $Mg^{2+}$  et de  $Ca^{2+}$  modifie la charge de surface et entraîne l'adsorption des asphaltènes [25].

### **VII.4. Eau d'injection :**

L'eau d'injection peut causer des problèmes d'émulsion et affecter la stabilité du pétrole brut en présence d'asphaltènes. Selon Tavakkoli les asphaltènes sont fortement attirés par l'interface huile-eau, ce qui peut perturber la stabilité de l'émulsion pétrole brut-eau. Certains types d'asphaltènes, notamment les asphaltènes C7+, ont une affinité plus élevée pour cette interface. Comprendre l'effet de l'eau est donc essentiel pour évaluer et réduire les dépôts d'asphaltènes dans des conditions réelles de production [26]. Pour éviter ce problème, l'utilisation d'eau à des températures supérieures à 523 K permet sa dissolution dans le pétrole brut [27].

### **VII.5. Injection de $CO_2$ :**

L'injection de  $CO_2$  dans le pétrole brut perturbe l'équilibre des asphaltènes en abaissant le pH et en modifiant la composition de l'huile, ce qui provoque la formation d'émulsions rigides et la précipitation des asphaltènes. Une augmentation de la teneur en  $CO_2$  dans le pétrole brut entraîne une plus grande quantité d'asphaltènes précipités. [28].

### **VII.6. Vitesse de filtration d'huile :**

La vitesse de filtration de l'huile a un impact sur la précipitation des asphaltènes en raison de l'effet de cisaillement sur la phase liquide, qui diminue leur solubilité dans l'huile lorsque celle-ci est filtrée rapidement (cela peut augmenter la turbulence dans la phase liquide), augmentant ainsi leur précipitation [28].

### **VII.7. Composition du brut :**

L'effet de la composition du brut sur la précipitation des asphaltènes est influencé par plusieurs facteurs. Les bruts plus légers contiennent moins d'asphaltène et une proportion plus élevée de molécules aromatiques, ce qui réduit la probabilité de précipitation. Les composés soufrés, azotés et oxygénés ainsi que les résines favorisent la formation d'agrégats d'asphaltène plus importants, augmentant ainsi leur précipitation. La concentration des gaz dissous est un facteur complexe, où une plus grande quantité de gaz dissous diminue la solubilité des asphaltènes. Certains additifs, tels que les agents dispersants, peuvent empêcher l'agrégation des asphaltènes et réduire leur précipitation [24].

### **VIII. Localisation et problèmes liés aux asphaltènes:**

Les dépôts d'asphaltène peuvent se former à différents emplacements tout au long du système de production, depuis l'intérieur de la formation jusqu'aux installations de surface, telles que tubing de production, la tête de puits, les vannes de sécurité, les séparateurs et les conduites d'écoulement. Ils entraînent plusieurs problèmes lors de la production, du transport et du stockage du pétrole brut, tels que l'altération de la mouillabilité de la roche réservoir, la réduction de la perméabilité de la formation, la diminution de la productivité des puits, le bouchage des canalisations de transport, la détérioration de la qualité du pétrole brut et l'augmentation des coûts de maintenance. [29].



Figure I.12 : Localisation des dépôts d'asphaltène [29].

### IX. Conclusion :

La précipitation et la formation de dépôts d'asphaltène représentent un défi significatif dans l'industrie pétrolière, nécessitant une compréhension approfondie et la mise en place de solutions technologiques adéquates. Les recherches sont en cours pour améliorer la compréhension des asphaltènes et développer des stratégies efficaces afin de réduire au minimum les impacts négatifs qu'ils peuvent avoir sur les opérations pétrolières.

**Chapitre**

**II**

---

**Traitement des asphaltènes**

### I. Introduction

Au cours d'exploitation d'un gisement il arrive un moment où on remarque une diminution de la production des puits ; ce phénomène est dû soit à une déplétion naturelle de la pression du réservoir, soit à un endommagement de la formation et après les tests visuels de la duse ou après avoir prélevé des échantillons on s'assure qu'il y a de l'asphaltène, il faut intervenir pour résoudre ce problème par différentes méthodes que les scientifiques ont découvertes au par des recherches et des expériences .c'est ce que nous allons apprendre dans ce chapitre .

Le traitement des dépôts d'asphaltène peut être réalisé de manière curative pour éliminer les dépôts déjà formés, ainsi que de manière préventive pour empêcher la formation de dépôts à l'avenir.

### II. Traitement curative des asphaltène:

#### II.1. méthodes de traitement mécanique :

Le traitement mécanique un des moyens de traitement pour éliminer les dépôts d'asphaltène dans les installations de production, dans cette technique on distingue plusieurs méthodes : stripping, revêtement du tube, utilisation des vibrations ; wireline scraper et coiled tubing. Rodscrapers (des racleurs à tige), flow line scrapers, free-floating piston scrapers and "pigging" flow lines and wirelining tubing....ext [30, 31].

Il est possible avec certains systèmes d'effectuer des opérations de grattage pendant que le puits est en production cela permet à l'opérateur de maintenir des niveaux de production élevés mais pour autre opérations la production doit être arrêtée comme Raclage. .

Ces techniques ont leurs avantages et leurs inconvénients Par exemple :

Récemment ,des techniques mécaniques, thermiques et chimiques ont été développées pour remédier au dépôt d'asphaltène l'approche de traitement mécanique peut être décrite comme l'utilisation de moyens mécaniques pour éliminer et contrôler le dépôt d'asphaltène dans les tubulaires, tels que l'utilisation de tubes à surface lisse, de brosses et de grattoirs tubulaires, de billes solubles et insolubles, pistons flottants libres et tiges creuses pour la circulation de fluides chauds.

Les inconvénients de l'approche de traitement mécanique sont le risque de coincement de l'équipement, l'augmentation de la stabilité de l'émulsion huile dans eau, le colmatage de perforation et la nécessité d'un équipement spécial dans certaines applications. Plus important encore, le traitement mécanique n'empêche pas le dépôt d'asphaltène [32].



Les avantages de la méthode mécanique sont qu'un bon nettoyage est assuré et que des dommages minimes à la formation sont attendus, mais les principaux inconvénients sont l'application coûteuse et la limitation de l'espace de l'équipement impliqué, la consommation de temps et le danger de pêche à l'outil [30].

Al-Yaari. M a rapporté que les traitements mécaniques ce sont de bons nettoyeurs et causent un minimum de dommages à la formation; cependant, ces techniques sont coûteuses, chronophages et difficiles à mettre en œuvre [33]. Aussi peut boucher les perforations et augmenter la stabilité des émulsions huile dans l'eau [30].

Un traitement mécanique peut boucher les perforations et augmenter la stabilité des émulsions huile dans eau en plus le endommage le puits et diminue sa durée de vie productive et les coûts augmenteront en raison de l'équipement de surface spécial et du personnel qualifié requis [34].

### II .1. 1. Le raclage :

Peut être utilisé pour éliminer les dépôts à l'intérieur des collecteurs et des canalisations dans lesquels les collecteurs et les canalisations peuvent transporter des racleurs, Cette solution consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production à l'aide d'un élément gratteur .Cette dernier parcourent à la longueur d'un pipeline entraîné par un fluide généralement de l'air comprimé ou de l'eau ou même parfois des fluides de formation .La sélection des racleurs et le programme de raclage doivent être adaptée aux besoins particuliers ainsi qu'aux caractéristiques du pipeline et Cette opération est parfois difficile et peut conduire à un arrêt de la production [17, 30 , 31].

➤ Les racleurs jouent un rôle majeur

- Ils aident à maintenir un fonctionnement continu par fournissant des informations en temps opportun de tout problème en développement pour permettre la prise de décisions et éliminant toute substance susceptible d'endommager les systèmes de traitement du pipeline par exemple la formation de cellules de corrosion.

- Ils aident à obtenir et à maintenir une efficacité maximale par éliminant tout dépôt, liquide ou solide, qui pourrait autrement s'accumuler et restreindre le débit.

➤ Il existe généralement deux groupes/types de racleurs

- les racleurs utilitaires utilisés principalement pour le nettoyage de routine.

-les racleurs instrumentés utilisés principalement pour l'inspection en ligne, c'est-à-dire pour vérifier la géométrie des dommages physiques, pour détecter la corrosion et les fissures et pour détecter les fuites.

Les méthodes de raclage sont limitées par un raclage mal réalisé peut entraîner le blocage total d'une ligne monofilaire donc la nécessité de changer toute la Flow line.

Bien que cette méthode puisse être efficace pour nettoyer les tubes et les conduites, elle n'est pas efficace pour éliminer les dépôts organiques lourds au niveau de la formation, ainsi le raclage des systèmes sous-marins est difficile car l'accès aux installations implique des opérations complexes et coûteuses, nécessitant la fiabilité des équipements, des installations et des procédures [30].

### **II.1. 2. Wireline scraper :**

Le grattage wireline est une méthode couramment utilisée pour éliminer les asphaltènes dans les puits de pétrole. Cette technique implique l'utilisation d'un fil de puits rigide, appelé "wireline", qui est inséré dans le puits et utilisé pour gratter les dépôts de paraffine, de goudron et d'asphaltènes sur les parois du puits. Le grattage peut être effectué à l'aide de différents outils, tels que des mâchoires de grattage, des lames ou des câbles rotatifs.

L'avantage de cette méthode est qu'elle peut être effectuée sans interrompre la production de pétrole. En outre, le grattage wireline peut aider à améliorer le débit de pétrole et à réduire la perte de production en raison de la formation de dépôts sur les parois du puits.

Cependant, il est important de noter que le grattage wireline ne peut pas éliminer complètement les asphaltènes dans un puits. Il est souvent nécessaire de combiner cette technique avec d'autres méthodes, telles que le nettoyage par dissolution ou le nettoyage par injection d'un produit chimique, pour obtenir les meilleurs résultats [31].

### **II.2. Traitement thermique :**

L'approche de traitement thermique peut être décrite comme l'utilisation de moyens thermiques pour éliminer les dépôts d'asphaltène dans les tubes. Cette méthode de traitement fonctionne de la conservation de la chaleur. Le concept de cette technique est de s'assurer que la température de travail est maintenue au-dessus du point de fusion de l'asphaltène.

Les sources de chaleur utilisées sont des systèmes actifs de chauffage tels que l'utilisation d'appareils de chauffage de fond, de circulation ou une injection de fluide (vapeur et eau

chaude/gaz/pétrole), de traitement à la vapeur et de produits chimiques dégageant de la chaleur par des réactions chimiques exothermiques .

Cette technique est simple, très efficace, peu coûteuse et entraîne des résultats immédiats même s'il est nécessaire de reconnaître la température (température d'apparence des hydrates et température d'apparence des cires) en autre pour éviter la survenue d'opérations de service de puits coûteuses. Cependant, des dommages à la formation peuvent survenir, ce qui implique qu'un traitement fréquent est nécessaire.

➤ Les inconvénients de l'approche de traitement thermique sont :

- la puissance supplémentaire consommée
- l'équipement spécial requis par les réchauffeurs de fond.
- le danger pour le personnel des fluides chauds.
- le besoin d'équipement de pompage et la probabilité accrue que l'asphaltène dissous se redépose à une température encore plus grande [30, 32, 35].

### **II .2 .1. Injection des fluides chauds:**

La méthode des fluides chauds (huile chaude ou eau chaude) est l'une des nombreuses méthodes thermiques d'atténuation des asphaltènes qui ont été utilisées dans les champs pétrolifères et c'est l'une des méthodes les plus couramment utilisées sur le terrain [36].

Le fluide chaud est la méthode d'injection d'huile chaude ou d'eau chaude environ 65 à 150 ° C dans la Flow line du puits, La chaleur est transmise à travers le tube et faire fondre les asphaltènes qui limitent l'équipement de fond de trou ou déposée sur la paroi intérieure du tube. Les asphaltènes fondue sont ensuite retourné par le flux pétrole-gaz produit. Mais l'huile chaude elle-même se refroidit lorsqu'elle descend dans l'anneau et l'asphaltènes solide commence à en précipiter. Cependant, le traitement ne nettoiera complètement le puits que si le fluide de traitement est suffisamment chaud et injecté suffisamment longtemps pour atteindre le point de fusion des asphaltènes dures à l'extrémité inférieure du gisement. Initialement, seule une fine couche de cire dure reste dans le puits. Avec un traitement inadéquat continu, l'épaisseur des couches dure augmente. Finalement, le débit est restreint jusqu'à ce que les traitements ne soient plus efficaces. Ce problème peut être encore compliqué si la température d'apparence des asphaltènes est supérieure à la température du fond ; des dommages à la formation sont probables donc l'huile chaude doit être remplacée par de l'eau chaude [37].

La méthode des fluides chauds peut se faire avec ou sans produits chimiques. Quand en utilisant de l'eau, certains problèmes d'huile chaude peuvent être évités car l'eau ne contient pas de paraffine, mais d'autres problèmes existent toujours. Par exemple, un produit chimique ajouté à l'eau peut disperser les asphaltènes, mais l'eau elle-même ne diluera ni ne dissoudra les paraffines. L'avantage du traitement tensioactif combiné à l'eau chaude par rapport à l'huile chaude : l'eau a une chaleur spécifique plus élevée par rapport à l'huile, ce qui permet à l'eau d'arriver sur le site de dépôt avec une température plus élevée [30].

Le traitement huile/eau chaude n'enlèverait qu'une partie du dépôt. Malgré cela, il s'agit d'un traitement très populaire parmi les sociétés d'exploitation à cause de sa simplicité d'application, ses faibles coûts et ses résultats immédiats

➤ Limitation de la méthode d'huilage à chaud :

- Il est très risqué d'effectuer cette opération. Après avoir considéré tous les risques, il peut être plus souhaitable d'utiliser de l'eau chaude au lieu de l'huile chaude.

- Un chauffage important est nécessaire mais l'utilisation de la chaleur pour éliminer les asphaltènes dans les canalisations n'est pas pratique. Les lignes enterrées sont à la température du sol et le transfert de chaleur à travers le tuyau vers le sol dissipera rapidement la température des fluides de traitement.

- L'huile est perdue pendant le huilage à chaud en raison de sa volatilité. La perte de fractions légères réduit non seulement le volume brut, mais entraîne également une concentration plus élevée de composants pompés au fond du puits.

- Si cette méthode n'est pas correctement et soigneusement effectuée, elle peut entraîner des dommages complets au puits en raison du pompage d'impuretés dans la Flow line, ce qui pourrait éventuellement causer des problèmes d'incompatibilité et également favoriser la formation de blocage [38].

### **II.2. 2. Technique de génération de chaleur « In-situ » ou Réactions chimiques exothermiques ou fusionnées :**

Cette technique implique le placement soigneux de solutions chimiques près du dépôt qui réagissent lorsqu'elles entrent en contact les unes avec les autres pour générer de grandes quantités de chaleur par des réactions chimiques exothermiques. La chaleur doit être contrôlée pour éliminer les dépôts dans les canalisations. Cette méthode a réussi dans certaines situations.

Des risques associés aux techniques de génération in situ sont la pressurisation rapide, la corrosion potentielle et le feu. Les opérations sur le terrain doivent être conscientes de tous les risques associés à l'utilisation de ces techniques et elles ne doivent être effectuées que par du personnel qualifié.

L'inconvénient d'utiliser des réactions chimiques exothermiques comme méthode pour atténuer les dépôts est lié à des coûts plus élevés en raison de l'exigence de produits chimiques, de catalyseurs et de revêtements polymères coûteux. Les produits chimiques utilisés peuvent également être toxiques. Enfin, les réactions chimiques exothermiques sont une méthode indirecte de génération de chaleur par rapport aux méthodes directes telles que l'huile/l'arrosage à chaud [30, 34].

### **II.2. 3. Réchauffeurs de fond ou méthode de chauffage électrique :**

Cette méthode est utilisée une source continue de chaleur pour faire fondre les dépôts de paraffine ou d'asphaltène dans le puits ou sur le tubage pendant une certaine période, après quoi le matériau fondu peut être pompé jusqu'à la surface avec la production de pétrole. Les réchauffeurs de fond sont des dispositifs spécialement conçus qui sont placés dans le puits de forage ou sur le tubage, généralement à proximité des zones où les dépôts se sont formés. Ces réchauffeurs utilisent une alimentation électrique pour générer de la chaleur et la transmettre aux dépôts

Les inconvénients de cette méthode sont le coût de maintenance élevé ou du système de chauffage et la disponibilité de l'énergie électrique mais l'amélioration de la fiabilité des conduites d'écoulement est également essentielle en termes de coûts d'exploitation. Le chauffage électrique peut également s'avérer efficace pour prévenir ou remédier au colmatage des asphaltènes [30].

### **II.2.4. Isolation thermique et revêtement:**

L'isolation des canalisations peut comprendre un revêtement d'isolation externe ou des conduites d'écoulement et des colonnes montantes pour les systèmes en eau ultra-profonde. Les bouchons peuvent fondre si un chauffage électrique des tuyaux est installé [30].

Selon Les chercheurs ont également étudié l'effet des revêtements plastiques sur le dépôt. Il a été démontré que les revêtements plastiques réduisaient le poids des dépôts de 30 % en poids ou plus les dépôts pour à poids moléculaire élevé en raison de l'isolation thermique [34].

Revêtement des tubes par de la matière plastique généralement des polymères sur laquelle les dépôts sont peu adhérents. La matière plastique choisie doit vérifier deux conditions

- résistance à la température du milieu.
- Propriétés antiadhésives pour les asphaltènes [17].

### **II.3. Méthodes externes :**

Des techniques avec des forces externes sont employées pour traiter le dépôt d'asphaltènes, qui impliquent un champ de force électrostatique/électrodynamique, des ultrasons, des micro-ondes et un champ magnétique. Ces méthodes sont principalement applicables à petite échelle [31].

#### **II.3.1. Conditionnement de fluide magnétique :**

Conditionnement des fluides magnétiques. Il s'agit d'une nouvelle technologie dans laquelle un fluide exposé à un champ magnétique provoque des changements dans les solides qui sont transportés ou précipités à partir de ce fluide. Lorsque les fluides dans les pipelines sont dirigés à travers de puissants champs magnétiques, la croissance des cristaux est altérée. Donc la formation de solides est inhibée. Le conditionnement magnétique est utile pour prévenir le colmatage causé par la cire et d'autres dépôts solides dans les puits et les pipelines transportant du pétrole. Il existe plusieurs brevets dérivés de cette technologie. Cependant, cette méthode sera plus coûteuse que les méthodes conventionnelles utilisées en raison de sa nécessité d'une instrumentation compliquée pour maintenir le champ magnétique.

Des chercheurs ont examiné l'état de désagrégation dans l'huile asphalténique. À cette fin, la technologie magnétique a été utilisée pour modifier les caractéristiques du résidu pétrolier et pour mesurer les caractéristiques physiques, respectivement. La désagrégation des particules colloïdales a été vérifiée sous champ magnétique. Le coefficient d'absorption et le coefficient d'extinction correspondants sont les caractéristiques de la désagrégation [31, 39].

#### **II.3.2. Méthode de traitement par ondes ultrasonores :**

Towler et al ont présenté une nouvelle façon d'atténuer le dépôt d'asphaltène dans un puits de forage ou un pipeline. Le concept de traitement consiste à fixer un dispositif générant une fréquence ultrasonore (la fréquence utilisée était de 120 kHz) au tube de production et à produire ainsi une fréquence ultrasonore. Briser les liaisons des molécules et empêcher l'asphaltènes de se déposer sur les parois des tubes de production. Les résultats d'un tel traitement sont des débits et une efficacité de production accrus [40].

Kaushik P, et al ont étudié l'effet des ultrasons sur la composition (valorisation des résidus pétroliers) et les propriétés physico-chimiques. Il a été révélé que la teneur en asphaltènes du résidu diminue de 13,5 % en poids à 7 % en poids. De plus, la viscosité du résidu a considérablement diminué, indiquant que le processus de sonication peut améliorer la valorisation de l'huile [41].

### II.4. Méthodes biologiques :

Niu Z-X, et al ont constaté que l'utilisation de bactéries ou de micro-organismes anaérobies/aérobies tels que les champignons est connue comme une technique biologique pour le traitement des dépôts. L'une des approches de traitement biologique est la biodégradation, qui convertit l'asphaltène en hydrocarbures plus légers. Le processus est très lent et peut durer de plusieurs mois à plusieurs années. Les bactéries consomment l'asphaltène déposé pour produire du carbone, de l'énergie et divers composants tels que l'eau (H<sub>2</sub>O), du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), du protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) et du dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) [42].

Al-Yaari a été constaté que les micro-organismes marins naturels, qui ont la capacité d'absorber la paraffine, sont capables d'éliminer efficacement les dépôts de paraffine ou au moins de réduire le dépôt sur une certaine période de temps [33].

Les techniques biologiques sont avantageuses car elles sont non pathogènes, non toxiques, non cancérigènes, inflammables, non combustibles et sans danger pour l'environnement. Cependant, ils présentent certains inconvénients, notamment la difficulté de contrôler le processus, la corrosion ou l'acidification [43].

D'autre part, les risques associés aux approches de traitement biologique doivent être évalués. Les risques de pollution marine par les hydrocarbures et les impacts de micro-organismes sur les systèmes écologiques locaux doivent être pris en compte [44].

### II.5.Méthodes chimique :

Contrairement aux paraffines, les asphaltènes sont solubles dans les solvants aromatiques comme le benzène, toluène et le xylène même à basse température. Il existe une large gamme de produits commerciaux qui solubilisent les asphaltènes et qui sont largement utilisés pour le nettoyage des puits soit par pompage sous pression depuis la surface, soit par opération de squeeze ou en utilisant le coiled tubing [45]. Parmi les excellents solvants sont les suivants:

### II.5.1. Disulfure de carbone :

Il est considéré comme l'un des meilleurs solvants, mais leur 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  $212^{\circ}\text{F}$  ( $100^{\circ}\text{C}$ ).

### II.5.2. Solvants chlorés :

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage et sont considérés comme un danger pour la santé.

### II.5.3. Benzène :

Il est un excellent solvant, mais extrêmement inflammable et est un composé causant le cancer.

### II.5.4. Xylène et le toluène :

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

### II.5.5. Reformat :

C'est le solvant le plus utilisé et économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans champ de Hassi Messaoud, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits avec des bons résultats après le traitement. Mais leur utilisation est très dangereux (point d'inflammabilité  $-5^{\circ}\text{C}$ ) [45].

Actuellement, le reformat est le solvant le plus couramment utilisé en raison de son faible coût et sa bonne solubilisation des dépôts d'asphaltène.

## III. Traitements préventifs des asphaltènes:

Le traitement préventif des asphaltènes est une méthode utilisée dans l'industrie pétrolière pour prévenir la formation et l'accumulation d'asphaltènes. Récemment, la société NalcoEnergy Services a développé une nouvelle technique consistant à injecter un inhibiteur de dépôts d'asphaltène dans l'huile présente dans la formation par une opération de squeeze. Parmi les inhibiteurs utilisés, on trouve notamment l'inhibiteur P133, P132, P130, etc.

Les inhibiteurs empêchent l'agrégation des particules dispersées, ce qui retarde ou inhibe la floculation et la formation de dépôts. Ils s'attachent à des micelles d'asphaltènes et forment une couche de stabilisation stérique autour des asphaltènes qui les protège de la floculation [45].

## IV. Conclusion :



Enfin de ce chapitre on peut dire que les solutions du traitement des asphaltènes sont déversées soit de manière curative ou préventive selon les lieux de leur disposition et la disponibilité de matériels ou des solvants. Dans la méthode curatives en comprendre les traitements mécaniques, chimique, thermique et pour la méthode préventive ont utilisé des inhibiteurs. Bien que ces traitement peut être efficace mais il doit être effectuée périodiquement chaque fois que l'asphalte se forme car ils ne sont pas considérée comme une solution définitive.

**Chapitre**

**III**

---

**Étude technique  
du traitement  
des asphaltènes**

## I. Introduction:

L'objectif de ce chapitre est d'étudier l'efficacité des différents solvants (purs ou mélange), en utilisant des tests de solubilité en laboratoire, afin de déterminer le solvant le plus efficace pour dissoudre les dépôts d'asphaltènes. Ensuite, nous examinons l'impact de divers traitements utilisant des solvants tels que le reformat, le naphtha et le xylène, ainsi que l'inhibiteur P133, appliqués dans le champ pétrolier GEA, spécifiquement dans le puits AR85 (champ el Agreb). Nous comparons l'effet de chacun après son utilisation dans le champ avec les autres, en termes d'efficacité mesurée par le gain (bbl/jr) généré après l'opération de traitement. De plus, nous évaluons la durée d'efficacité de chaque solvant ou de l'inhibiteur P133 dans le puits.

## II. Présentation du champ Gassi El Agreb «GEA» :

### II.1. Généralités sur champ GEA :

Les gisements d'hydrocarbures des champs d'El Agreb, de Zotti et d'El Gassi (désignés "champs GEA"), situés à une centaine de kilomètres (100km) au sud de Hassi Messaoud dans la wilaya de Ouargla dans le sud de l'Algérie, ont été découverts et mis en exploitation à la fin des années cinquante.

Le champ d'El-Gassi regroupe trois champs pétroliers :

**EL GASSI:** superficie  $207\text{km}^2$ , découvert en 1956.

**ZOTTI:** superficie  $77\text{ km}^2$  , découvert en 1959.

**EL AGREB:** superficie  $126\text{ km}^2$ , découvert en 1963.

Ces trois champs fonctionnent depuis près de 65 ans. Chacune des installations est dotée de plusieurs puits. Le premier puits GS-1 a été foré par la compagnie française 'Société Nationale du Pétrole d'Aquitaine' (S.N.P.A), qui est entrée ultérieurement dans le groupe Elf en 1958, et sa production a démarré en 1959.

### II.2. Situation géographique :

Le champ du GEA se trouve dans la partie Sud-ouest à environ 100km du champ de Hassi Messaoud et à 180 km de Ouargla, ayant les coordonnées Lambert suivantes:

Longitude:  $5^{\circ}45$  Est

Latitude:  $30^{\circ}59$  Nord

Tous les puits, situés sur les trois champs différents, produisent du même réservoir de formation Cambrien (une roche de plus de 500 millions d'années). La profondeur moyenne de la zone productive dans chaque puits est d'environ de 3250 mètres.

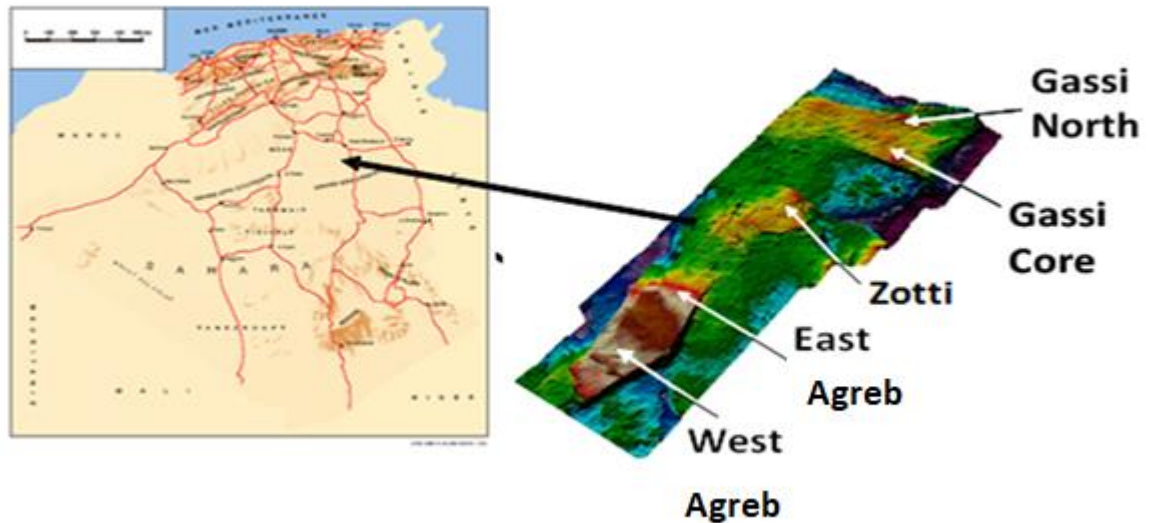


Figure III. 1: situation géographique du champ GEA

### II.3. Aspect climatique du site :

Elévation: La zone est à 195m au-dessus du niveau de la mer.

Températures: 0-50 °C à l'ombre. La zone subit une très forte radiation solaire.

Humidité: 20-50% RH

Vitesse de Vent Max: 200 km/h

Pluviométrie: Une moyenne annuelle basse, cependant un pic de pluviométrie atteignant 35mm/h.

Autre: La zone est sujette à des tempêtes de sable violentes et régulières, souvent accompagnées d'éclairs.

### II.4. Description géologique :

Les champs de GEA suivent la même direction structurale que celle des champs de Hassi Messaoud, Rhourde el Baguel et Nezla. Cette principale chaîne de dorsales orientée NE-SW est d'origine Précambrienne(Panafricaine) et renferme les accumulations d'hydrocarbures dans les strates du Cambrien supérieur. Les dorsales qui permettent la fermeture des réservoirs de GEA sont le résultat de multiples réactivations structurales des grandes failles dominantes, et les failles initiales de la structure, à travers l'histoire géologique du gisement.

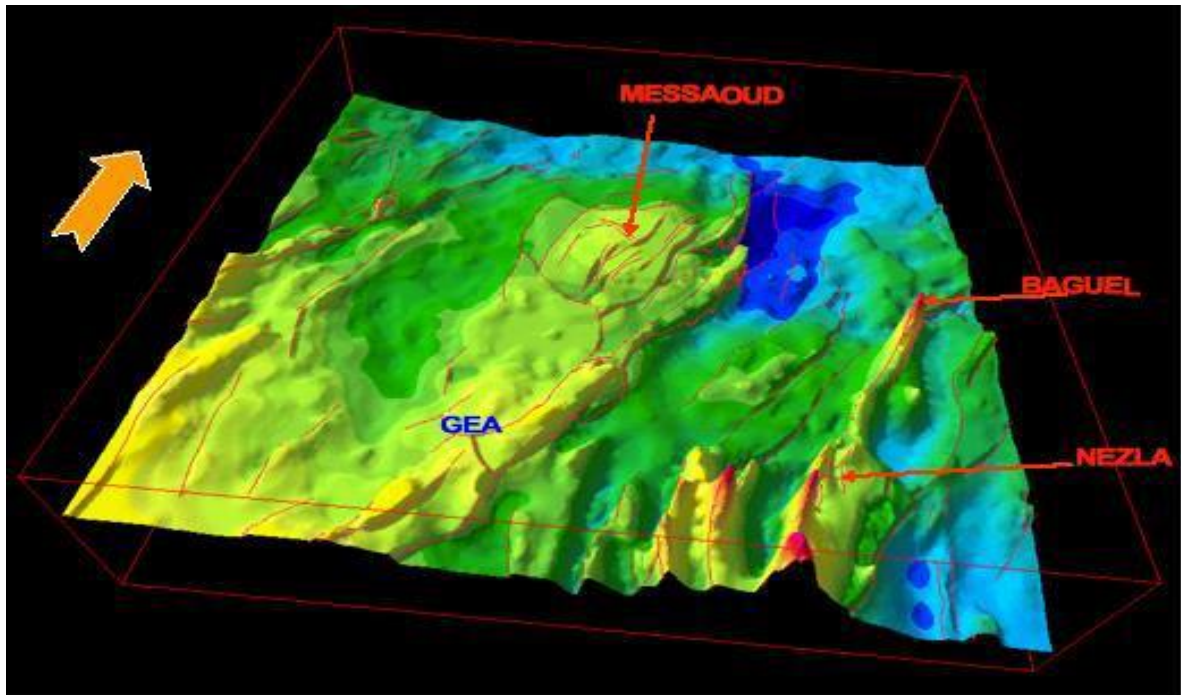


Figure III. 2 : Directions Structurales Régionales dans la Zone GEA/Hassi Messaoud

## II.5. Cartographie réservoir :

### II .5.1.Hauteur Totale :

#### II .5.1.1. El Gassi :

Le point le plus élevé du toit du réservoir Cambrien à El Gassi est à -2971 m TVD, au puits GS47. L'OWC plan d'eau (Oil Water Contact à El Gassi est situé à -3120m TVDSS. Ainsi, à sa hauteur prouvée la plus élevée, le réservoir d'El Gassi présente une épaisseur de 149m.

#### II .5.1.2. Zotti :

Le point le plus élevé du toit du réservoir Cambrien à Zotti est à -2991,5 m TVD, au puits AR68. L'OWC à El Zotti est situé à -3060 m TVD. Ainsi, à sa hauteur prouvée la plus élevée, le réservoir de Zotti présente une épaisseur de 68,5 m.

#### II .5.1.3. El Agreb :

Le point le plus élevé du toit du réservoir Cambrien à El Agreb est à -2853m TVD, au puits AR93. L'OWC à El Agreb est situé à -2975 m TVD. Ainsi, à sa hauteur prouvée la plus élevée, le réservoir d'El Gassi présente une épaisseur de 122 m.

## **II .5.2 .Porosité :**

### **II .5.2 .1. El Gassi :**

El Gassi possède la porosité la plus faible parmi les trois champs, cela étant dû à la surimposition diagénétique et à l'abondance de volumes d'illite. La porosité moyenne de ce champ est de 5,7%.

### **II .5.2 .2. El Agreb :**

El Agreb possède de meilleures porosités qu'el Gassi mais une partie du champ (Ra supérieur) a vu sa meilleure qualité de réservoir érodée par la Discordance Hercynienne. La porosité moyenne à El Agreb est de 7,8%.

### **II .5.2 .3. Zotti :**

Zotti possède les meilleures porosités parmi les trois champs. La porosité moyenne à Zotti est de 7,5%.

## **II.5.3. Saturation en eau :**

### **II.5.3. 1. El Gassi :**

La saturation initiale moyenne en eau à El Gassi est de 33%.

### **II.5.3. 2.El Agreb :**

La saturation initiale moyenne en eau à El Agreb est de 21%.

### **II.5.3. 3. Zotti :**

La saturation initiale moyenne en eau à Zotti est de 44%.

## **II.6. Propriétés des fluides de réservoir :**

### **II .6 .1.Hydrocarbures de réservoir :**

Les pétroles bruts de GEA sont composés d'une huile légère, sous-saturée et de couleur brunâtre avec une maturité (l'état d'évolution thermique du pétrole au sein du sous-sol) décroissante tout au long de la voie de migration d'El Gassi à El Agreb (il a subi moins de transformations thermiques et chimiques).

**Tableau III. 1:** Propriétés de l’Huile du réservoir d’El Gassi. [46].

Gravité de l’huile (API)	49.5	Température du Réservoir (deg. F)	235
Viscosité de l’huile (cp)	0.28 à P init	Gaz représenté comme SG(Air = 1)	1.03
BOI (RB/STB)	1.687	Pression Initiale (psia) à l’OWC	6653
GOR Initial	1003	Pression du Point de Bulle (psia)	2105

**Tableau III. 2:** Propriétés de l’Huile du réservoir d’El Agreb. [46].

Gravité de l’huile (API)	44.7	Température du Réservoir (deg. F)	203
Viscosité de l’huile (cp)	0.28 à P init	Gaz représenté comme SG(Air = 1)	1.03
BOI (RB/STB)	1.435	Pression Initiale (psia) à l’OWC	6278
GOR Initial	860	Pression du Point de Bulle (psia)	1910

**Tableau III. 3:** Propriétés de l’Huile du réservoir de Zotti. [46].

Gravité de l’huile (API)	47	Température du Réservoir (deg. F)	222
Viscosité de l’huile (cp)	0.23 à P init	Gas représenté comme SG(Air = 1)	1.03
BOI (RB/STB)	1.633	Pression Initiale (psia) à l’OWC	6574
GOR Initial	919	Pression du Point de Bulle (psia)	2055

Dans la région de Gassi El Agreb, de nombreux puits sont confrontés au problème de dépôts d'asphaltènes, ce qui exige l'utilisation de divers solvants purs ou mélanges (tels que le reformat, le naphta, le xylène....etc.) ou d'inhibiteurs (tels que le P130, le P133, etc.).

Au niveau de ce champ on choisit:

### II .6 .1.1.Champ El Agreb :

C'est la plus grande structure des trois champs, il se trouve dans la partie Sud-ouest de la structure de Gassi-El Agreb à environ de 47km d'El-Gassi.

La structure d'El Agreb est remplie d'huile jusqu'à sa fermeture à environ 125 m (hauteur utile moyenne), l'interface eau-huile se trouve à la cote absolue -2975 m d'environ.

### II .6.2. La stratigraphie du réservoir :

Le gisement d'El Agreb est de type **granulaire**, il est représenté par un anticlinal érodé au sommet (les couches de roche les plus anciennes qui constituaient le sommet de l'anticlinal ont été érodées, laissant apparaître les couches plus jeunes en dessous).

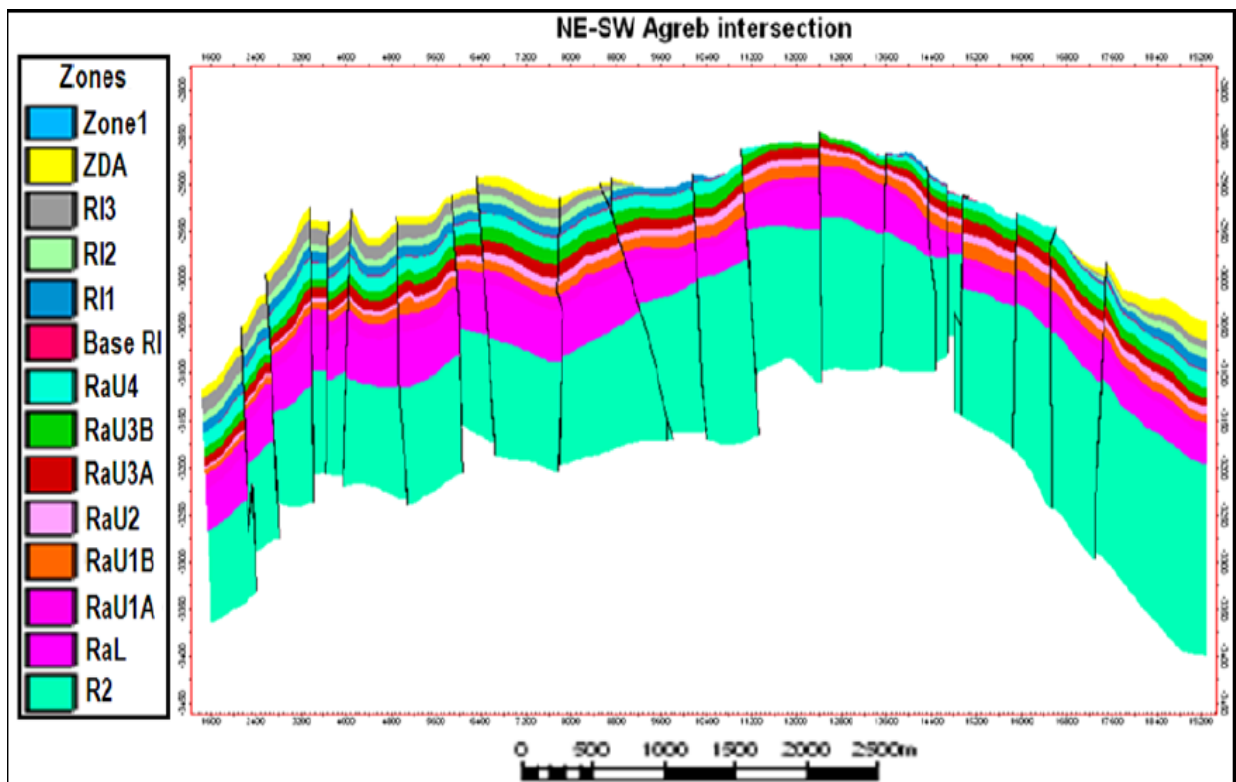


Figure III . 3: Stratigraphie du réservoir El Agreb. [46].

Le réservoir d'El Agreb comprend trois lithozones gréseux d'âge cambrien: R1 (Ra+Ri), R2 et R3 respectivement de haut vers le bas.

**Ri** : Ce réservoir est érodé dans la partie centrale du champ.



**Ra** : Ce réservoir est situé sous la discordance hercynienne et il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias. Cette lithozone représente la couche productrice qui renferme la majorité des réserves récupérables.

**R2**: Série gréseuse à ciment argileux d'une épaisseur moyenne de 75m, elle possède des caractéristiques pétrophysiques médiocres, sa perméabilité est inférieure à 1 md.

**R3**: Série très argileuse, elle est traversée seulement au puits AR08 avec une épaisseur de 68m. Cette lithozone est complètement noyée par l'eau.

Le champ pétrolier d'El Agreb rencontre des difficultés liées aux dépôts d'asphalte dans certains de ses puits, parmi lesquels le puits AR85 sera sélectionné pour une étude approfondie.

### III. Présentation du puits AR85 :

#### III.1. Définition du puits AR85 :

Le puits AR85 est un puits producteur d'huile foré de 25/10/2003 à 20/11/2003 (26.6 jours) par Rig: ENTP.130 dans le champ pétrolier El Agreb. Ce puits, qui est producteur d'huile, rencontre actuellement des difficultés liées aux dépôts d'asphaltènes.

#### III.2. Localisation du puits AR85 :

X	Y	Z <sub>s</sub>	Z <sub>t</sub>
733 885.4 m E	3 407 071.3m N	189.8m	197.4m

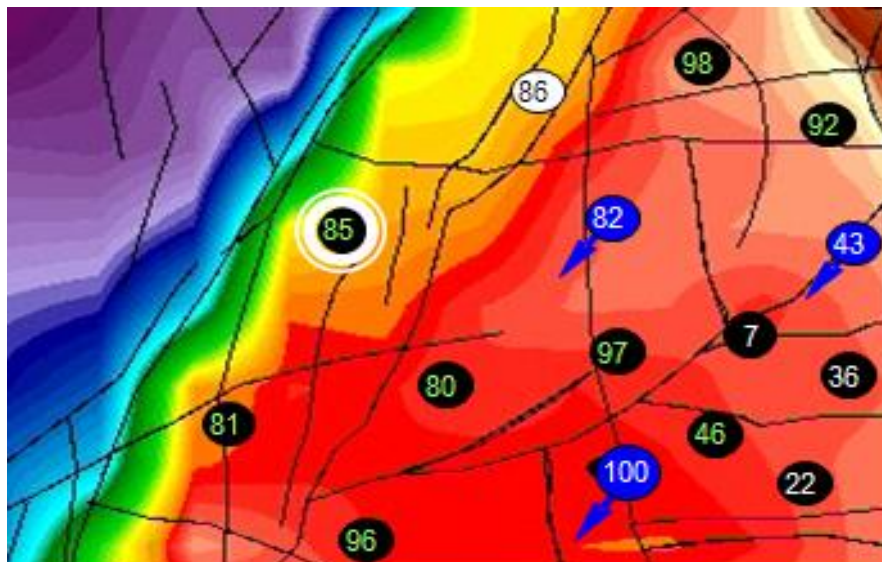


Figure III .4 : localisation de puits AR85. [46].

### III.3. Problème du puits :

Le puits AR-85 est connu par le problème des asphaltènes, qui entraînent un colmatage fréquent des formations, des perforations et du tubing, et par conséquent une diminution de la production du puits. Le graphe ci-dessous représente l'évolution de la production du puits depuis l'année 2016:

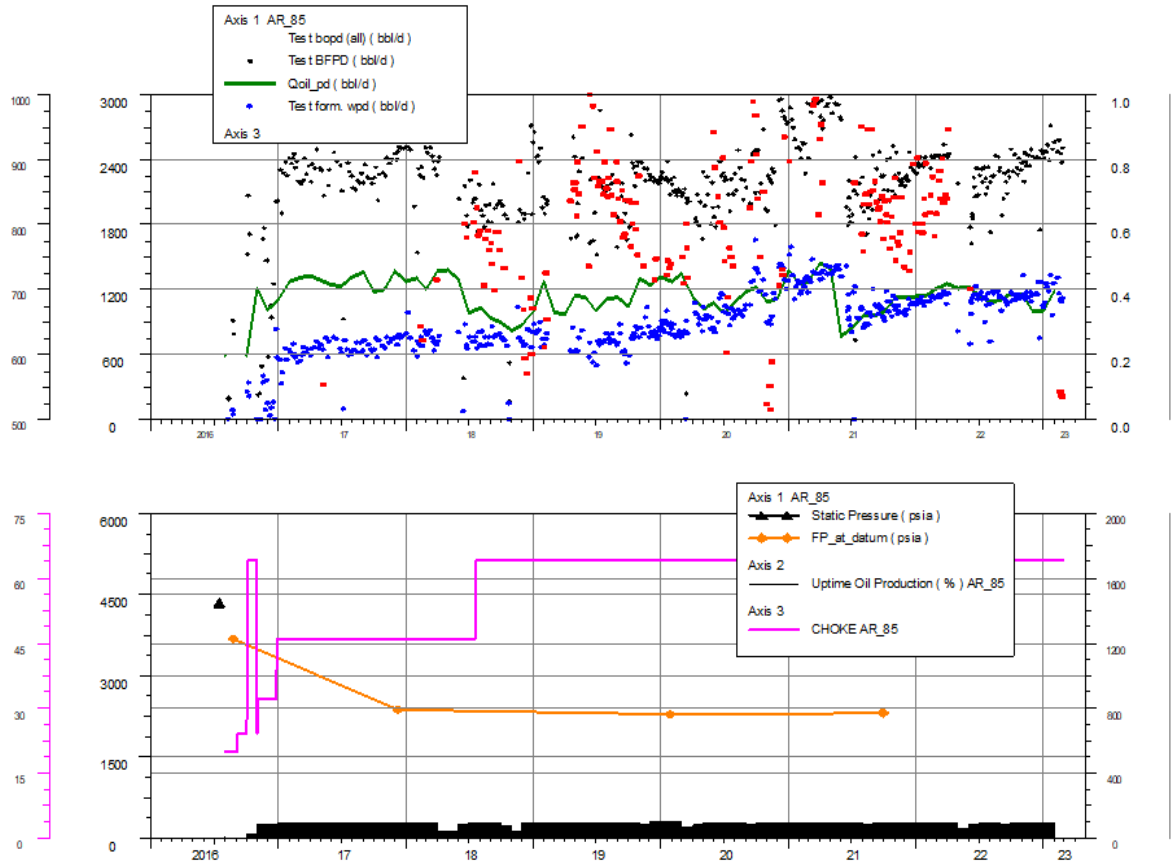


Figure III. 5: Evolution de la production du puits AR85. [46].

A partir cette évolution de la production du puits on observe que :

Le potentiel du puits est stabilisé environ de 1200 bbl/jours mais qu'il diminue à moins de 900 bbl/jour pendant deux périodes distinctes : de 10/2017 à 05/2018 et de 11/2020 à 02/2021 ce qui est dû aux problèmes de déposition d'asphaltènes, d'autre part, la production d'eau commence à apparaître à partir de 02/2016 défini par une percée d'eau (venue d'eau).

Le changement thermodynamique (P ; T), l'eau d'injection et de dessalage sont les causes probables de précipitation des asphaltènes.

Depuis sa mise en service, le puits a subi plusieurs opérations de nettoyage pour traiter le problème des dépôts d'asphaltènes ou bien empêcher la précipitation de ce dépôts pendant une période plus long, alors restaurer la perméabilité initiale de réservoir c'est-à-dire augmente la production du puits, et cela a été fait grâce à l'utilisation du plusieurs solvants différentes et des inhibiteurs.

#### **III.4. Les Paramètres pétrophysiques du puits AR85 :**

**Tableau III. 4:**Les Paramètres pétrophysiques du puits AR85. [46].

Hauteur verticale	Zone log	Porosité	Perméabilité	Saturation en eau
3118,63	ZDA			0,1227
3125,64	Ri3	0,0725	2,48	0,14149
3133,54	Ri2	0,0704	3,35	0,14599
3142,17	Ri1	0,0723	0,79	0,27646
3152,69	Base Ri	0,0740	0,35	0,40675
3153,39	RaU4	0,0667	0,42	0,46735
3164,07	RaU38	0,0612	0,19	0,90899
3174,59	RaU3A			0,88245

III.5. Résultats des diagraphies :

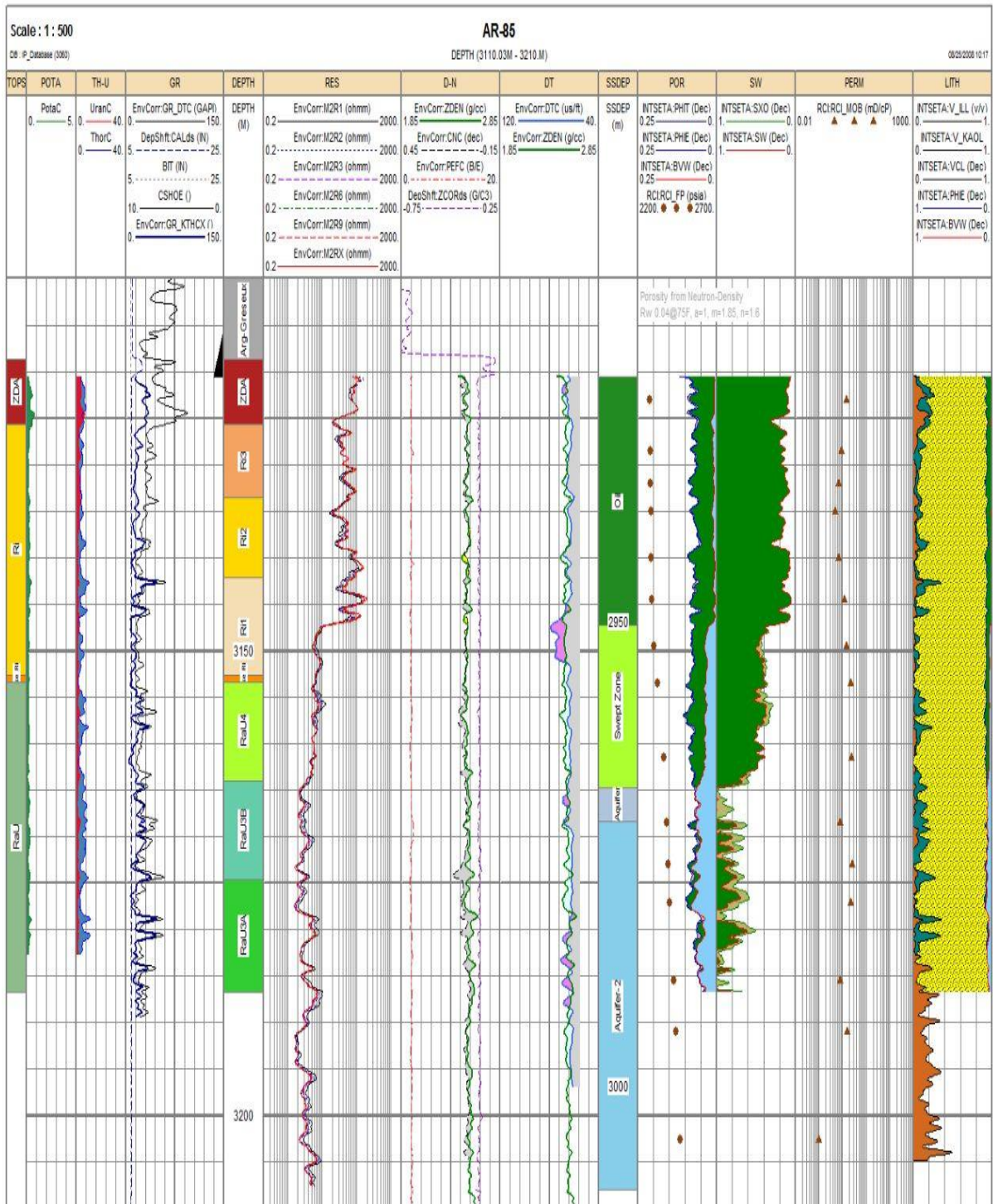


Figure III.6: Résultat de la diagraphie dans le puits AR85. [46].

#### IV. Etude de solubilisation :

Au niveau du laboratoire nous étudions à partir des tests de solubilisation des asphaltés l'efficacité d'un groupe des solvants du réformat additionné de naphta et kérosène utilisé dans la stimulation des puits producteurs huile qui sont exposés à des bouchages fréquents par des dépôts organiques générés par l'instabilité des asphaltènes.

##### IV.1 But du travail :

- Reformuler et réviser les proportions des différents produits rentrant dans la formulation : reformat(R) naphta (N) et kérosène (K).
- Déterminer le pourcentage de xylène à rajouter aux formulations efficaces en vue d'augmenter leur aromaticité et le rendement de solubilité.
- Analyser et caractériser le dépôt organique prélevé sur les puits choisir en vue de sélectionner les formulations à utiliser dans les tests de solubilité et efficacité.

##### IV.2 Procédure du test de solubilité:

- Procéder au mélange et homogénéisation d'une portion du dépôt dans un mortier.
- Dissoudre une prise d'essai P du dépôt dans le solvant à 70 °C avec agitation continue pendant 30 minutes.
- Filtrer la solution dans un filtre préalablement pesé soit P1 le poids du filtre vide.
- Sécher le filtre et peser, P2 est le poids du filtre après filtration et séchage.
- $\Delta P$  est la différence de poids qui indique le poids d'asphaltènes non dissous dans le réformat.

##### IV.3. Test 1 : dépôt AR85 :

La liste des solvants utilisés regroupés dans le tableau suivant :

Tableau III.5 : Les compositions des formulations testées. [47].

Formulation	Proportions du mélange			
	R	N	K	Xylène
Reformat pur	100	0	0	0
RNK	44	40	16	0
RNK1	70	10	20	0
RNK2	80	10	10	0

Avec :            **R** : reformat    **N** : naphta    **K** : kérosène

### IV.3.1. Résultats d'analyse du dépôt AR85 :

**Tableau III.6:** composition du dépôt AR85. [47].

Échantillon	% Asphaltènes	% Paraffines	%inorganique (mineraux)
Échantillon1	37	59.5	Sel:3.5
Échantillon2	28	60	Sel:9 Grés fins de formation:3

### IV.3.2. Résultats des tests de solubilité:

**Tableau III.7 :** Résultats des tests de solubilité sur l'échantillon 1. [47].

Solvant	AR85-échantillon1	
	Solubilité%	Efficacité %
Xylène pur	96.4	100
Reformat pur	95.6	98
RNK	92.3	96
RNK1	93	97

**Tableau III.8 :** Résultats des tests de solubilité sur l'échantillon 2. [47].

Solvant	AR85-échantillon2	
	Solubilité%	Efficacité%
Xylène pur	90	100
RNK	83	92.2
RNK1	85	94.4
RNK2	88	97.77

Le xylène pur est utilisé comme titre de référence en termes d'efficacité (100%).

IV.3.3.Figures test de solubilité test 1:



Figure III .7 : résultat test de solubilité de l'échantillon 1 (100%reformat et 100% xylène). [47].

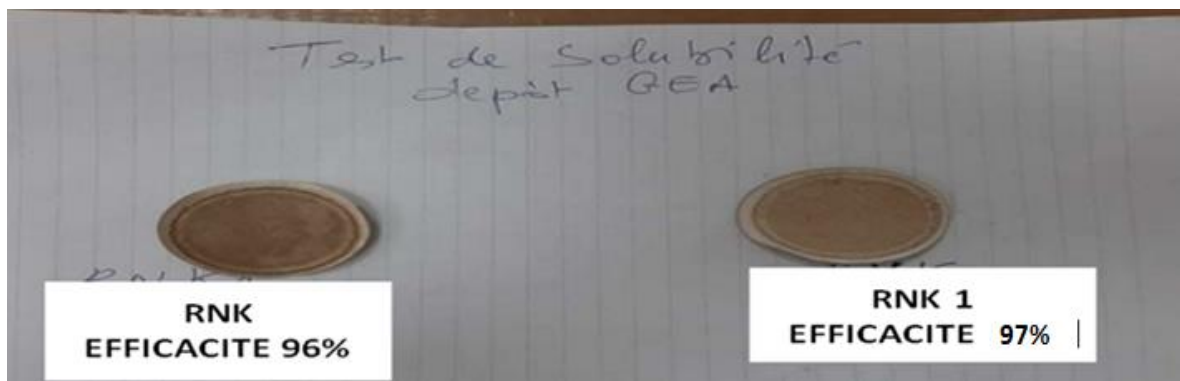


Figure III .8 : résultat test de solubilité de l'échantillon 1(RNK et RNK1). [47].



Figure III .9 : résultat test de solubilité de l'échantillon 2(RNK .RNK1.RNK2) (12% minéral, 28% Asphaltène). [47].

IV.3.4.Interprétation :

- ✓ D'après les résultats trouvés on peut constater que la solubilisation de l'échantillon 1 dans les solvants proposées de Reformat pur, RNK, RNK 1, RNK 2 est très efficace

en comparant avec l'échantillon 2 qui contient un fort pourcentage des minéraux (12%). On peut remarquer aussi qu'avec l'augmentation de pourcentage de reformat dans les formulations proposées, l'efficacité de solubiliser les asphaltènes augmente.

- ✓ La solubilité de l'échantillon 1 dans le reformat pur atteint presque 96%, par contre dans le RNK (reformat 44%), la solubilité est presque 92%, la solubilité des asphaltènes dans le reformat est due à sa forte aromaticité.
- ✓ Au vu des résultats d'efficacité, il n'est pas nécessaire d'avoir recours à l'addition de xylène dans la formulation et nous pouvons compter sur le reformat du point de vue économique.

**IV.4. Test 02 :** La liste des solvants utilisés regroupés dans le tableau suivant :

**Tableau III. 9 :** Les compositions des formulations. [48].

Formulation	Proportions du mélange			
	R	N	K	Xylèn
RNK	44	40	16	00
RNK1	50	25	25	00
RNK2	70	10	20	00
RNK3	80	10	10	00
RNK+Xylène		80		20
RNK2+Xylène		80		20
RNK2+Xylène		70		30
RNK3+Xylène		80		20

**IV.4. 1. Résultats d'analyse des dépôts :**

**Tableau III. 10 :** Compositions des dépôts utilisés dans les tests de solubilité (évaluation de l'efficacité). [48].

Puits	% matières organiques	Composition%	% matière minérales	Composition %
AR96	21.24	Asph:7 / Paraf:14.24	78	sel
AR92	90.67	Asph:69.96 / Paraf:20.71	8.25	sel
AR81	93	Asph:87 / Paraf:6	7	sel



**IV.4. 2. Résultats des tests de solubilité:**

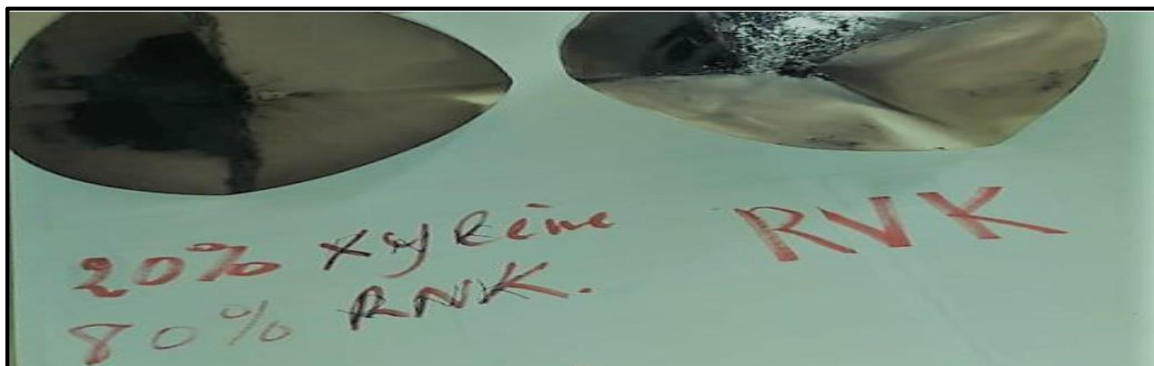
Les résultats des tests de solubilité sont présentés sur le tableau suivant :

**Tableau III .11 : Résultats tests de solubilité. [48].**

Solvants	AR81		AR92		AR96	
	Solubilité%	Efficacité%	Solubilité%	Efficacité%	Solubilité%	Efficacité%
Xylène pur	92,93	100	90,67	100	21.12	100
RNK	9,5	10,21	21,41	23,61	10.58	50.09
RNK+20% Xylène	80,94	87,06				
RNK1	17,54	18,87				
Reformat pur	90,28	79,14	88,34	97.44	20,04	94,88
RNK2	51,28	55,18	65,45	72,18		
RNK2+20% Xylène	89,01	95,78	72,35	79,79		
RNK2+30% Xylène	92,01	99	88,73	97,86	20.75	98,24
RNK3+20% Xylène	90,63	97,52	87,76	96,79	19.83	93.89
RNK3Pur	87,28	93,88	77,92	85,938	13.33	63.11

l’xylène pur est utilisé comme titre de référence en termes d’efficacité (100%).

**IV.4. 3. Figures Tests de Solubilité:**



**Figure III. 10 : Résultat teste de solubilité puits AR81(RNK) et (20%xylène +80% RNK).**

[48].

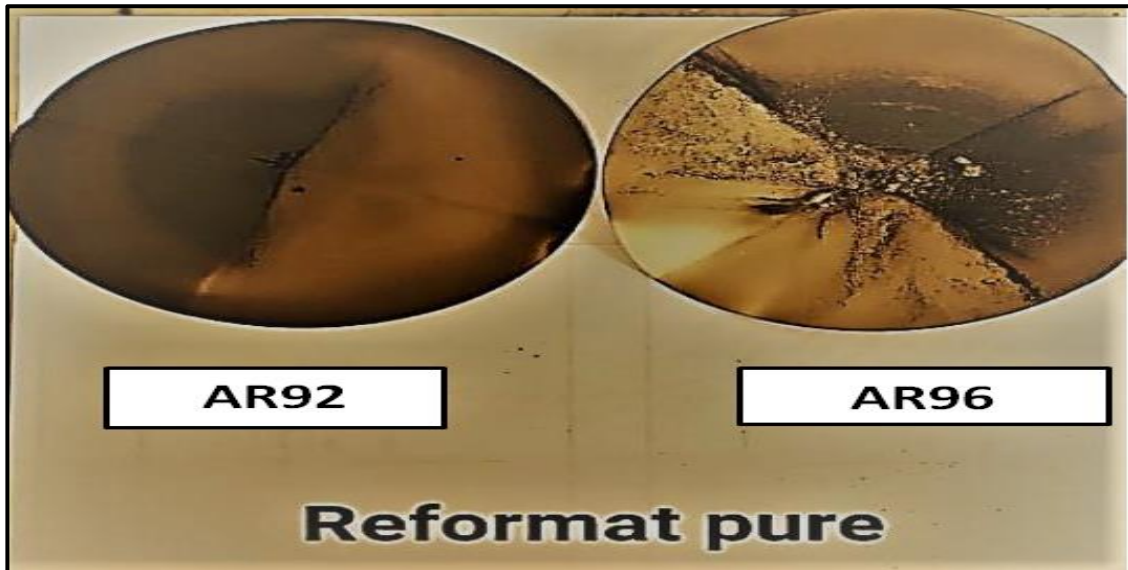


Figure III. 11: Résultat teste de solubilité reformat pure puits AR92 et AR96. [48].

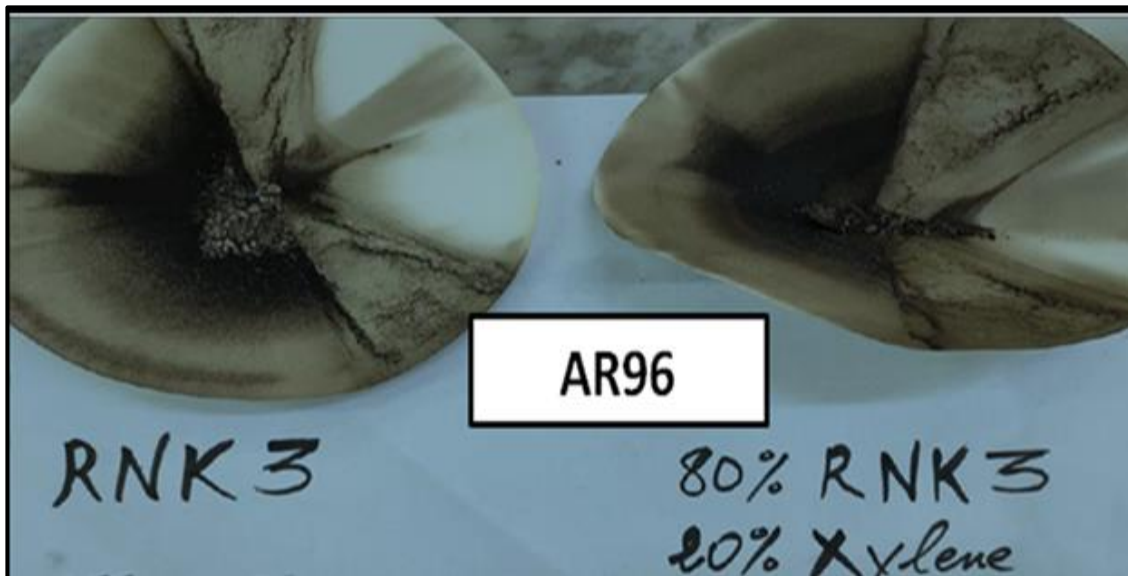


Figure III. 12: Résultat teste de solubilité 2 sur le puits AR96 (RNK3) et (80% RNK3 + 20% xylène). [48].

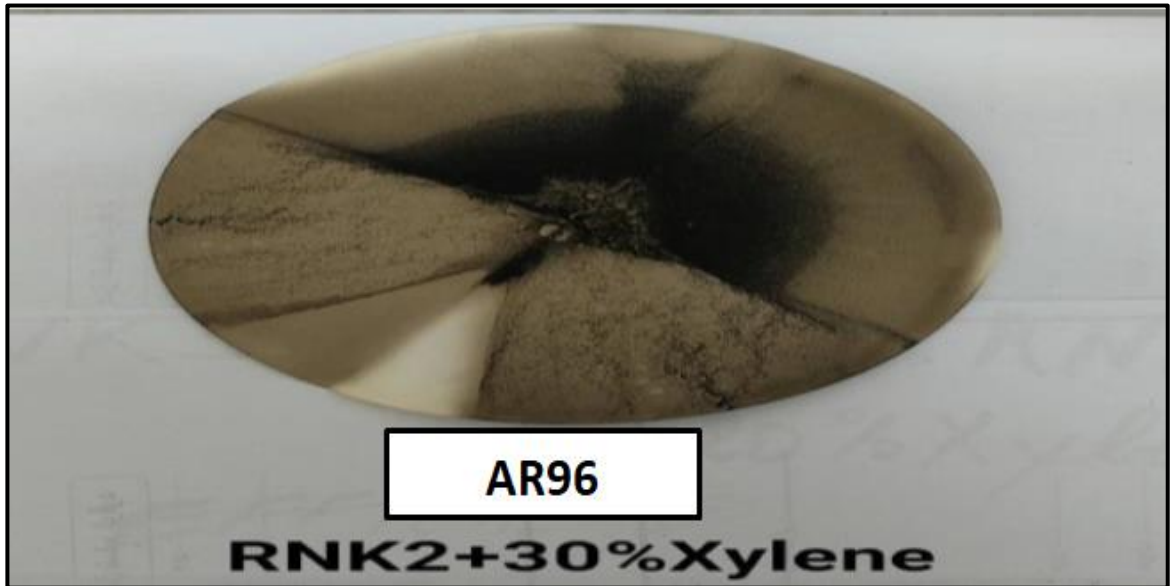


Figure III. 13: Résultat teste de solubilité RNK 2+30% xylène puits AR96. [48].

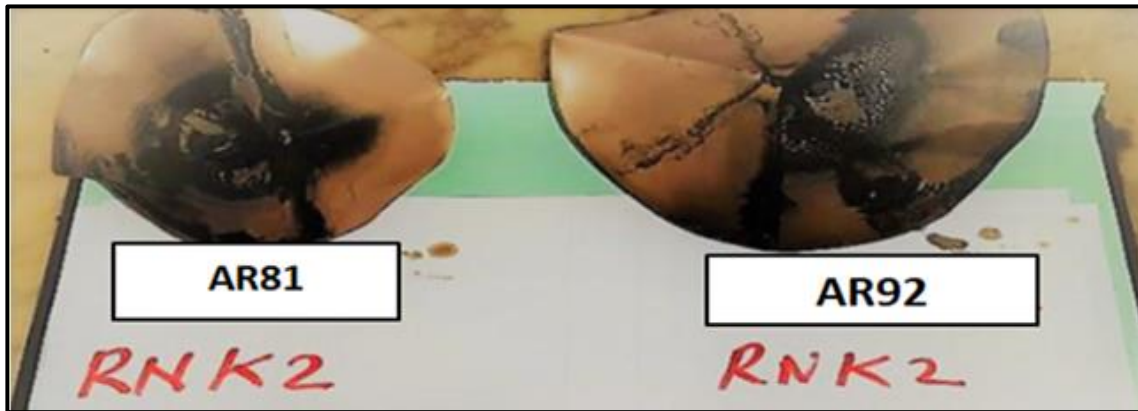
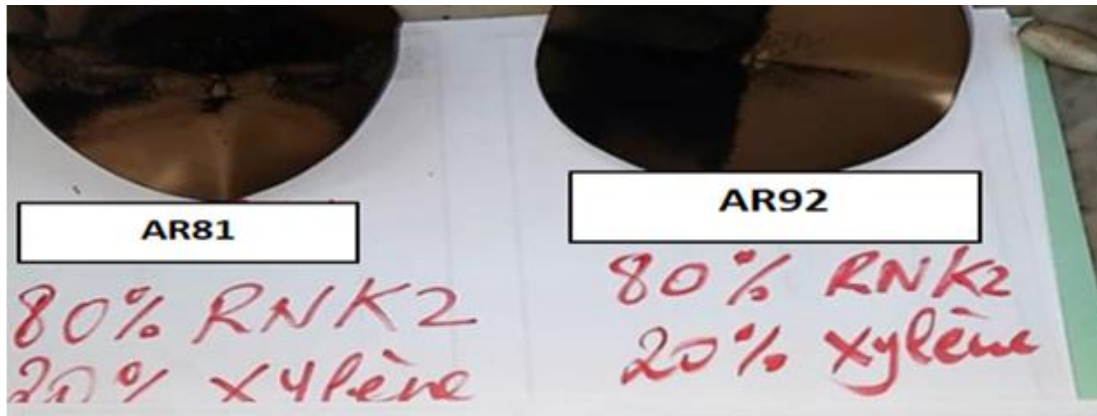


Figure III. 14: Résultat teste de solubilité RNK 2 sur puits AR81 et AR92. [48].



**Figure III. 15:**Résultat teste de solubilité (80% RNK 2 + 20% xylène) sur puits AR81 et AR92. [48].

#### IV.4. 4. Interprétation :

- ✓ D'après les résultats obtenus on peut constater que les formulations RNK et RNK1 sont pas efficace, contrairement au reformat pure et les formulations (RNK+20% Xylène, RNK2+20% Xylène, RNK2+30 % Xylène, RNK3+20 % Xylène ,RNK2 , RNK3) sont plus efficace. L'efficacité des formulations RNK, RNK1, RNK2 et RNK3 est directement proportionnelle à l'augmentation du pourcentage de reformat.
- ✓ L'addition de xylène dans les formulations, entre 20% et 30% améliore la solubilité des dépôts organiques et l'efficacité atteint son maximum, environ 100%, lorsque le pourcentage de xylène avoisine les 30%, ce qui limite son utilisation à ce pourcentage.
- ✓ Les formulations (RNK2+30 % Xylène), (RNK3+20 % Xylène) et reformat pure présentent les meilleurs résultats en termes de solubilité et efficacité.

Les résultats précédents des tests de solubilité au laboratoire ont montré que le reformat et le xylène sont les deux solvants recommandés pour traiter le problème des asphaltènes en raison de leur efficacité très élevée.

#### V. Solvants injectés dans le puits AR85 :

Ces opérations d'intervention(injection des solvants ) sont effectuées par l'utilisation de l'Unité de Coiled Tubing pour but d'éliminer les dépôts d'asphaltènes et ainsi, rétablir la

productivité des puits en nettoyant le fond, la matrice et le tubing de la production , jusque présent parmi les solvants qui ont été utilisées dans ce puits nous avons :

**V.1.Reformat :**

C'est le solvant le plus utilisé et économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits avec des bons résultats après le traitement, mais leur utilisation est très dangereux (point d'inflammabilité -5°C).

**V.1.1.Composition du Reformat :**

Le reformat est un distillat de pétrole produit en Algérie, principalement composé de paraffine, de naphènes et d'aromatiques (PNA). Il est utilisé comme dissolvant à base de benzène pour dissoudre les agrégats d'asphalte formés sur les parois d'un puits pétrolier. C'est le solvant actuellement utilisé à GEA.

**Tableau III .12: La composition du Reformat. [49].**

<b>Composés</b>	<b>Pourcentage en poids</b>
Paraffines	42%
Naphtènes	5%
Aromatiques	53%

Le reformat est économique et très efficace. Par contre son point d'éclair égal à 25°C, c'est-à-dire son utilisation est limitée par ce seuil. Afin d'augmenter son point d'éclair à 35°C on ajoute le diesel au reformat avec un rapport volumique de 50/50.

**V.2.Naphta :** c'est un mélange liquide d'hydrocarbures légers, obtenu principalement par raffinage du pétrole brut et joue un rôle essentiel en tant que matière première dans l'industrie pétrochimique.

**V.3.Xylène :** C'est un excellent solvant, mais il atteint rapidement son point de saturation, et ils ne peuvent se dissoudre plus.

**V.3.1. Propriétés physique et chimique de Xylène :**

Le tableau ci-dessous représente les Propriétés physique et chimique d'xylène :

**Tableau III. 13:** les Propriétés physique et chimique d'xylène. [49].

<b>Caractéristiques</b>	<b>Résultats</b>	<b>Caractéristiques</b>	<b>Résultats</b>
État physique	Liquide	Température critique	Non disponible
Formule chimique	C <sub>6</sub> H <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Pression de vapeur	0.9 kPa (20°C)
Poids moléculaire	106,17 g/mole	Densité de vapeur	3,7 (Air = 1)
Gravité spécifique	0.864 (Eau = 1)	Volatilité	Non disponible
Point d'ébullition	138.5°C	Seuil de l'odeur	1 ppm
Point de fusion	-47.4°C	Inflammabilité du produit	Inflammable
Couleur	Transparent	Points d'éclair	CLOSED CUP: 24°C (75.2°F) ; OPEN CUP: 37.8°C (100°F)
pH (soluté à 1 %/eau)	Non disponible	Limites d'inflammabilité	INFÉRIEUR : 1% SUPÉRIEUR : 7%
Goût	Non disponible		

**V.4.Squeeze avec un inhibiteur (P133) de dépôt dans la formation :**

Cette technique a été appliquée dans le puits AR85 en 11/2019, elle consiste à injecter l'inhibiteur de dépôts d'asphaltènes P133 dans l'huile présente dans la formation par une opération de squeeze, avant que la floculation commence. Les tests sur puits déjà effectués montrent que le squeeze de l'inhibiteur seul dans la formation n'était qu'une solution temporaire (quelques mois). Lorsque l'huile est produite, l'inhibiteur est entraîné par l'écoulement alors les dépôts d'asphaltènes recommencent à se déposer.

Le P133 est un nouvel inhibiteur d'asphalte développé pour des applications inhibiteur squeeze. Il peut être adsorbé sur les roches réservoirs (pierres de sable ou des carbonates), afin de fournir une protection prolongée contre la précipitation des asphaltés lors de la production d'hydrocarbures. En conséquence, le P133 assure une protection à long terme contre l'accumulation d'asphalte dans la formation, les tubes et les conduites d'écoulement.

## VI. Historique d'intervention sur le Puits AR85 :

Dans cette étude nous avons choisi le puits AR85 qui a été exposé au problème des dépôts d'asphaltènes et il a été traité avec divers traitements pendant la période de production de ce puits. À partir d'un ensemble de données de jaugeage nous avons tracé une courbe pour étudier l'effet de ces traitements sur la quantité de production et aussi la durée d'efficacité de ce traitement.

Grâce au programme Excel et aux données précédentes nous avons obtenu la courbe suivante :



**Figure III. 16 :** courbe représente l'évaluation de GOR ; pression de la tête de puits pendant période en fonction des opérations des traitements réalisés sur puits AR85. [49].

## VI.1. Interprétation :

Selon la courbe obtenus ci-dessus on constate que :

- ✓ D'après la figure III.16 on peut remarquer que le puits AR85 a subi plusieurs traitements de nettoyage par différents solvants à cause d'un bouchage, ainsi une opération de Squeeze d'un inhibiteur (P133) de dépôt dans la formation et après chaque traitement on observe une augmentation importante du débit qui signifie l'élimination de l'endommagement causé par les asphaltènes.
- ✓ Les opérations de traitement des asphaltènes par les solvants ont une efficacité limitée dans le temps, d'environ 07 jours ce qui nécessite une nouvelle opération chaque semaine pour restaurer la productivité du puits, contrairement au processus de squeeze par l'inhibiteur P133, son efficacité dure plus longtemps mais il est plus coûteux.
- ✓ Les divers solvants utilisés ont donné des gains différents, selon leur efficacité. Le reformat pur est économique par rapport au xylène et permet une bonne solubilisation des asphaltènes. Toutefois, il est important de noter que le reformat est un solvant dangereux en raison de son point d'inflammabilité (-5°C). D'autre part, le xylène est considéré comme l'un des solvants les plus efficaces pour éliminer les asphaltènes, mais son coût élevé limite son utilisation à de faibles quantités.
- ✓ On observe également que le traitement à base de (naphta/xylène) produit un gain inférieur ou équivalent au traitement à base de (reformat/xylène), lorsque le pourcentage de xylène est identique dans les deux mélanges (20%), Cela signifie que le traitement à base de reformat/xylène est plus efficace que celui à base de naphta/xylène. Cette différence de performance est due à la composition chimique du reformat, qui réagit plus fortement avec les dépôts d'asphaltènes et permet de s'en débarrasser plus efficacement que le naphta. Par conséquent, pour améliorer les résultats obtenus avec le naphta, il est nécessaire d'ajouter une grande quantité de xylène.



**VII. Conclusion :**

Les traitements des dépôts d'asphaltènes peuvent être curatifs avec des solvants ou préventifs avec l'inhibiteur P133. Le reformat et l'xylène sont les solvants recommandés en raison de leur efficacité pour résoudre ces dépôts.

Pour choisir le solvant ou l'inhibiteur le plus rentable techniquement et économiquement, une étude économique de chaque opération est nécessaire.

Chapitre

**IV**

---

**Etude économique  
du traitement  
des asphaltènes**

**I. Introduction :**

Dans le chapitre précédent le gain qui a été donné à partir de chaque solvant après son utilisation dans ce puits AR85 ce n'est pas suffisant pour savoir si ce solvant est rentable ou non, car il faut aussi prendre en compte et connaître les pertes laissées par chaque solvant (le prix de solvant et le coût d'opération), par conséquent, une étude économique de chaque opération est nécessaire afin de choisir le type de solvant ce qui donne un grand bénéfice et moindre coût en même temps.

**II. Etude économique :**

➤ **Données économiques :**

Prix des solvants et P133 :

Reformat :  $1m^3=20783,83963DA$

Xylène :  $1m^3=186750 DA$

Naphta :  $1m^3=19673 DA$

P133 :  $1m^3=21136 \$ = 3242685,12DA$  avec  $1\$=153,42 DA$

1bbl d'huile =  $87\$ =13347,54 DA$

**II.1. Traitement par P 133 :**

**Tableau IV. 1:** données de puits AR85 et calcul économique après opération de traitement par l'inhibiteur P133. [50].

Période	Gain moyen (bbl/j) (Q après – Q avant)	Volume pompé	Coût totale de l'opération (DA)	benefices(DA)
De 22/11/2019 à 03/04/2020 donc: 132 jours	1320- 1277= 49 bbl/j	$6m^3$ de P133 avec 20 bbl de reormat	26196031,7	84570013,44

Coût total (DA) :

$$\begin{aligned}\text{Le Coût Total (DA)} &= \text{coût totale de l'opération (DA)} + \text{la perte de la production (DA)} \\ &= 19522261,7 + 6673770 = 26196031,7 \text{ DA}\end{aligned}$$

Q gain=le gain en débit (bbl/j) :

$$\text{Le Gain en Débit (bbl/j)} = \text{débit après le traitement (bbl/j)} - \text{débit avant le traitement (bbl/j)}.$$

Perte de production (DA) :

$$\begin{aligned}\text{Perte de Production(DA)} &= Q \text{ huile (bbl/j)} \times \text{durée de l'opération(j)} \times \text{Prix net d'un Baril(DA)} \\ &= 1200 \times (10/24) \times 87 \times 153,42 = 6673770 \text{ DA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Coût de l'opération (DA)} &= \text{Prix net d'un } m^3 \text{ de solvant (DA)} \times \text{volume solvant en } m^3 \\ &= [(6 \times 10^3 \times 21,136 \times 153,42) + (20 \times 0,159 \times 20783,83963)] \\ &= 19522261,7 \text{ DA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Bénéfice (DA)} &= \text{le gain en débit (bbl/j)} \times \text{durée d'efficacité(j)} \times \text{Prix net d'un Baril(DA)} \\ &= 48 \times 132 \times 87 \times 153,42 = 84570013,44 \text{ DA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Bénéfice net (DA)} &= \text{Bénéfice (DA)} - \text{Le Coût Total(DA)} \\ &= 84570013,44 - 26196031,7 = 60135871,72 \text{ DA}\end{aligned}$$

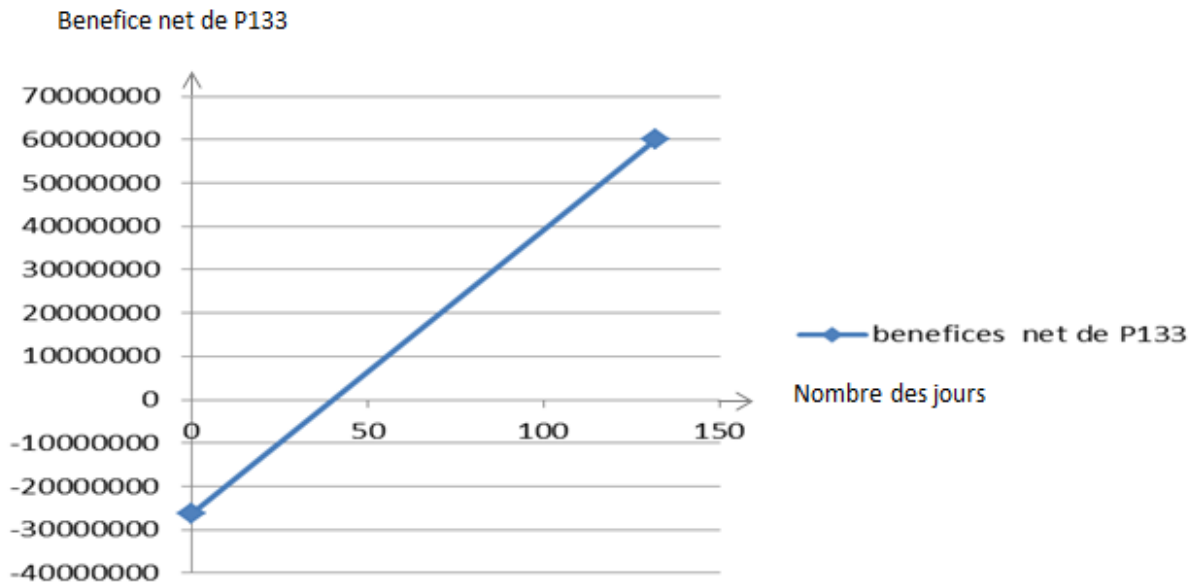
- ✓ **Calcul du Pay Out (Amortissement) :** Le Pay Out ou retour sur l'investissement d'une opération est égale au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement.

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

$$\begin{aligned}\text{POT (j)} &= \text{coût total (DA)} / (\text{coût d'un baril (DA/bbl)} \times \text{gain (bbl/j)}) \\ &= 26196031,7 / (87 \times 153,42 \times 49) = 40 \text{ jours}\end{aligned}$$

Alors on récupère la Cout de l'opération pendant 40 jours.

Grace au programme Excel et aux données précédentes nous avons obtenu la courbe suivant :



**Figure IV. 1 :** évolution de bénéfice net de puits AR85 après le traitement par l'inhibiteur P133.

## II.2. Traitement Naphta/Xylène :

**Tableau IV. 2:** données de puits AR85 opération de traitement par Naphta/Xylène. [50].

Date de l'opération	Période (jours)	Gain moyen (bbl/j)	Volume pompe ( $m^3$ )	Nombre de baril
14/11/2020	10	53	25	530
24/11/2020	10	41	25	410
04/12/2020	10	49	25	490
14/12/2020	14	47	27	658
28/12/2020	12	43	25	516
09/01/2021	9	39	25	351
18/01/2021	9	46	25	414
27/01/2021	11	44	25	484
07/02/2021	13	42	25	546
20/02/2021	10	54	25	540
02/03/2021	10	45	25	450

12/03/2021	14	44	25	616
Totale	132		302	6005

Coût des opérations pendant 132 jours (DA)=Prix net d'un m<sup>3</sup> de solvant (DA) × volume solvant en m<sup>3</sup>

$$= [302(0,2 \times 10^3 \times 186,75) + 302(0,8 \times 19673)]$$

$$= 16032696,8 \text{ DA}$$

Bénéfice (DA) = nombre des barils total × Prix net d'un Baril (DA)

$$= 6005 \times 87 \times 153,42 = 80151977,7 \text{ DA}$$

Bénéfice net (DA) = Bénéfice (DA) – Cout de l'opération (DA)

$$= 80151977,7 - 16032696,8 = 64119280,9 \text{ DA}$$

**Tableau IV. 3: la variation de bénéfice net du Naphta/Xylène. [50].**

date	Gain (bbl/j)	bénéfice (DA/j)	prix d'opération (DA)	bénéfice net (DA/j)	bénéfice net total (DA)
14/11/2020	53	707419.62	1327210	-619790.38	-619790.38
15/11/2020	53	707419.62		707419.62	87629.24
23/11/2020	53	707419.62		707419.62	5746986.2
24/11/2020	41	547249.14	1327210	-779960.86	4967025.34
25/11/2020	41	547249.14		547249.14	5514274.48
3/12/2020	41	547249.14		547249.14	9892267.6
4/12/2020	49	654029.46	1327210	-673180.54	9219087.06
5/12/2020	49	654029.46		654029.46	9873116.52
13/12/2020	49	654029.46		654029.46	15105352.2
14/12/2020	47	627334.38	1433386.8	-806052.42	14299299.78
15/12/2020	47	627334.38		627334.38	14926634.16
27/12/2020	47	627334.38		627334.38	22454646.72
28/12/2020	43	573944.22	1327210	-753265.78	21701380.94

## Chapitre IV: Etude économique du traitement des asphaltènes

29/12/2020	43	573944.22		573944.22	22275325.16
8/1/2021	43	573944.22		573944.22	28014767.36
9/1/2021	39	520554.06	1327210	-806655.94	27208111.42
10/1/2021	39	520554.06		520554.06	27728665.48
17/1/2021	39	520554.06		520554.06	31372543.9
18/1/2021	46	613986.84	1327210	-713223.16	30659320.74
19/1/2021	46	613986.84		613986.84	31273307.58
26/1/2021	46	613986.84		613986.84	35571215.46
27/1/2021	44	587291.76	1327210	-739918.24	34831297.22
28/1/2021	44	587291.76		587291.76	35418588.98
6/2/2021	44	587291.76		587291.76	40704214.82
7/2/2021	42	560596.68	1327210	-766613.32	39937601.5
8/2/2021	42	560596.68		560596.68	40498198.18
19/2/2021	42	560596.68		560596.68	46664761.66
20/2/2021	54	720767.16	1327210	-606442.84	46058318.82
21/2/2021	54	720767.16		720767.16	46779085.98
1/3/2021	54	720767.16		720767.16	52545223.26
2/3/2021	45	600639.3	1327210	-726570.7	51818652.56
3/3/2021	45	600639.3		600639.3	52419291.86
11/3/2021	45	600639.3		600639.3	57224406.26
12/3/2021	44	587291.76	1327210	-739918.24	56484488.02
13/3/2021	44	587291.76		587291.76	57071779.78
24/3/2021	44	587291.76		587291.76	63531989.14
25/3/2021	44	587291.76		587291.76	64119280.9

Grace au programme Excel et aux données précédentes nous avons obtenu la courbe suivant :

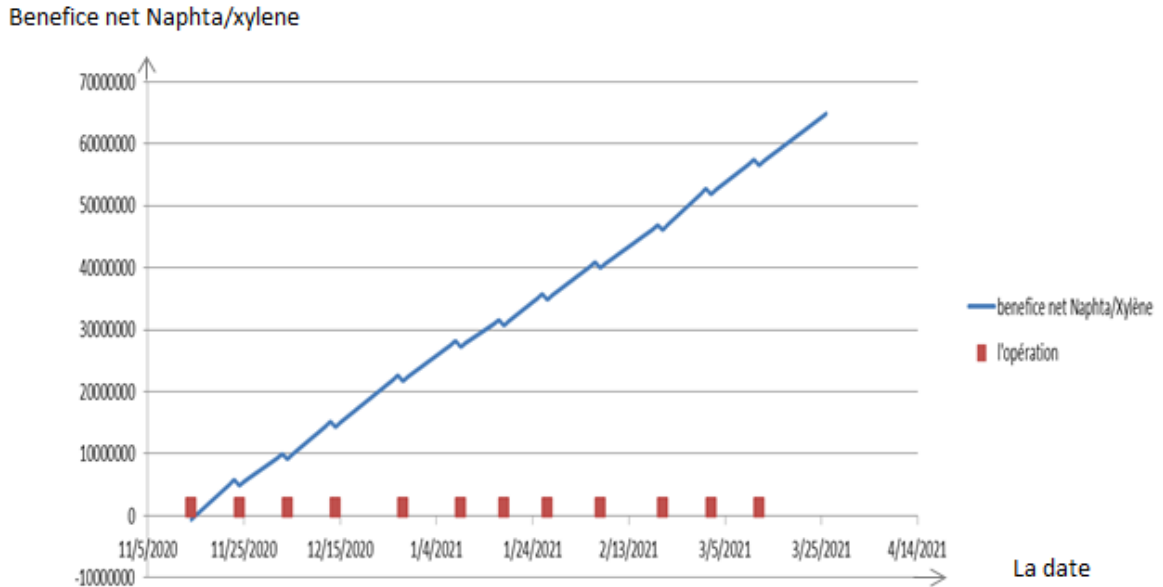


Figure III .2: évolution de bénéfice net de puits AR85 après le traitement par Naphta /xylène.

### II.3. traitement par Reformat /Xylène :

Tableau IV .4: données de puits AR85 opération de traitement par Reformat /Xylène. [50].

Date de l'opération	Période (jours)	Gain moyen (bbl/j)	Volume pompe ( $m^3$ )	Nombre de baril
02/12/2021	10	74	27	740
12/12/2021	8	72	27	576
20/12/2021	16	52	27	780
04/01/2022	10	45	27	450
14/01/2022	19	73	27	1387
02/02/2022	11	46	27	506
13/02/2022	11	63	27	693
24/02/2022	11	60	27	660
07/03/2022	14	52	27	728
21/03/2022	11	86	27	946



01/04/2022	12	66	27	792
Totale	132		297	8258

$$\begin{aligned} \text{Cout des opérations (DA)} &= \text{Prix net d'un } m^3 \text{ de solvant (DA)} \times \text{volume solvant en } m^3 \\ &= [297(0,2 \times 10^3 \times 186,75) + 297(0,8 \times 20783,83963)] \\ &= 16031190,3 \text{ DA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Bénéfice (DA)} &= \text{nombre des barils total} \times \text{Prix net d'un Baril (DA)} \\ &= 8258 \times 87 \times 153,42 = 110223985,32 \text{ DA} \end{aligned}$$

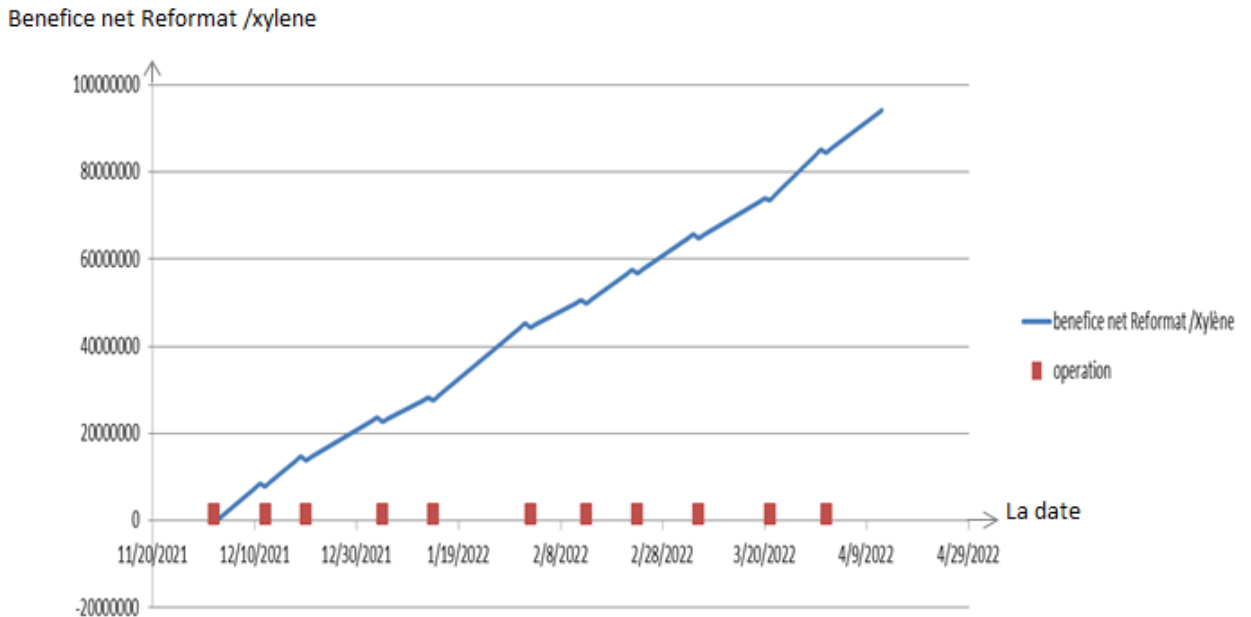
$$\begin{aligned} \text{Bénéfice net (DA)} &= \text{Bénéfice (DA)} - \text{Cout de l'opération (DA)} \\ &= 110223985,32 - 16031190,3 = 94192795,02 \text{ DA} \end{aligned}$$

**Tableau IV .5:** la variation de bénéfice net du Reformat /Xylène. [50].

date	Gain (bbl/j)	Benefice (DA/j)	Prix operation(DA)	bénéfice net (DA/j)	Bénéfice net total (DA)
2/12/2021	74	987717.96	1457380.936	-469662.976	-469662.976
3/12/2021	74	987717.96		987717.96	518054.984
11/12/2021	74	987717.96		987717.96	8419798.664
12/12/2021	72	961022.88	1457380.936	-496358.056	7923440.608
13/12/2021	72	961022.88		961022.88	8884463.488
19/12/2021	72	961022.88		961022.88	14650600.77
20/12/2021	52	694072.08	1457380.936	-763308.856	13887291.91
21/12/2021	52	694072.08		694072.08	14581363.99
3/1/2022	52	694072.08		694072.08	23604301.03
4/1/2022	45	600639.3	1457380.936	-856741.636	22747559.4
5/1/2022	45	600639.3		600639.3	23348198.7
13/1/2022	45	600639.3		600639.3	28153313.1
14/1/2022	73	974370.42	1457380.936	-483010.516	27670302.58
15/1/2022	73	974370.42		974370.42	28644673
1/2/2022	73	974370.42		974370.42	45208970.14

2/2/2022	46	613986.84	1457380.936	-843394.096	44365576.04
3/2/2022	46	613986.84		613986.84	44979562.88
12/2/2022	46	613986.84		613986.84	50505444.44
13/2/2022	63	840895.02	1457380.936	-616485.916	49888958.53
14/2/2022	63	840895.02		840895.02	50729853.55
22/2/2022	63	840895.02		840895.02	57457013.71
23/2/2022	63	840895.02	1457380.936	-616485.916	56840527.79
24/2/2022	60	800852.4		800852.4	57641380.19
6/3/2022	60	800852.4		800852.4	65649904.19
7/3/2022	52	694072.08	1457380.936	-763308.856	64886595.34
8/3/2022	52	694072.08		694072.08	65580667.42
20/3/2022	52	694072.08		694072.08	73909532.38
21/3/2022	86	1147888.44	1457380.936	-309492.496	73600039.88
22/3/2022	86	1147888.44		1147888.44	74747928.32
31/3/2022	86	1147888.44		1147888.44	85078924.28
1/4/2022	66	880937.64	1457380.936	-576443.296	84502480.98
2/4/2022	66	880937.64		880937.64	85383418.62
11/4/2022	66	880937.64		880937.64	93311857.38
12/4/2022	66	880937.64		880937.64	94192795.02

Grace au programme Excel et aux données précédentes nous avons obtenu la courbe suivant :



**Figure IV.3:** Evolution de bénéfice net de puits AR85 après le traitement par reformat / xylène.

#### II.4. Traitement par Reformat pure :

**Tableau IV .6:** données de puits AR85 opération de traitement par Reformat pure. [50].

Date de l'opération	Période (jours)	Gain moyen (bbl/j)	Volume pompe ( $m^3$ )	Nombre de baril
21/09/2022	9	98	27	882
30/09/2022	9	94	27	846
09/10/2022	8	58	27	464
17/10/2022	3	-44	27	-132
20/10/2022	9	68	27	612
29/10/2022	9	55	27	495
07/11/2022	9	61	27	549
16/11/2022	9	42	27	378
25/11/2022	11	93	27	1023
06/12/2022	24	3	54	72
30/12/2022	12	118	27	1416

11/01/2023	10	54	27	540
21/01/2023	10	74	27	740
Total	132		378	7885

$$\begin{aligned} \text{Cout des opérations (DA)} &= \text{Prix net d'un } m^3 \text{ de solvant (DA)} \times \text{volume solvant en } m^3 \\ &= 378 \times 20783,83963 = 7856291,38 \text{ DA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Bénéfice (DA)} &= \text{nombre des barils total} \times \text{Prix net d'un Baril (DA)} \\ &= 7885 \times 87 \times 153,42 = 105245352,9 \text{ DA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Bénéfice net (DA)} &= \text{Bénéfice (DA)} - \text{Cout de l'opération (DA)} \\ &= 105245352,9 - 7856291,38 = 97389061,52 \text{ DA} \end{aligned}$$

**Tableau IV .7:** la variation de bénéfice net du Reformat pure. [50].

date	Gain (bbl/j)	Benefice (DA/j)	Prix operation(DA)	Bénéfice net (DA/j)	Bénéfice net total (DA)
21/9/2022	98	1308058.92	561163.67	746895.25	746895.25
22/9/2022	98	1308058.92		1308058.92	2054954.17
29/9/2022	98	1308058.92		1308058.92	11211366.61
30/9/2022	94	1254668.76	561163.67	693505.09	11904871.7
1/10/2022	94	1254668.76		1254668.76	13159540.46
8/10/2022	94	1254668.76		1254668.76	21942221.78
9/10/2022	58	774157.32	561163.67	212993.65	22155215.43
10/10/2022	58	774157.32		774157.32	22929372.75
16/10/2022	58	774157.32		774157.32	27574316.67
17/10/2022	-44	-587291.76	561163.67	-1148455.43	26425861.24
18/10/2022	-44	-587291.76		-587291.76	25838569.48
19/10/2022	-44	-587291.76		-587291.76	25251277.72
20/10/022	68	907632.72	561163.67	346469.05	25597746.77
21/10/2022	68	907632.72		907632.72	26505379.49
28/10/2022	68	907632.72		907632.72	32858808.53

29/10/2022	55	734114.7	561163.67	172951.03	33031759.56
30/10/2022	55	734114.7		734114.7	33765874.26
6/11/2022	55	734114.7		734114.7	38904677.16
7/11/2022	61	814199.94	561163.67	253036.27	39157713.43
8/11/2022	61	814199.94		814199.94	39971913.37
15/11/2022	61	814199.94		814199.94	45671312.95
16/11/2022	42	560596.68	561163.67	-566.99001	45670745.96
17/11/2022	42	560596.68		560596.68	46231342.64
24/11/2022	42	560596.68		560596.68	50155519.4
25/11/2022	93	1241321.22	561163.67	680157.55	50835676.95
26/11/2022	93	1241321.22		1241321.22	52076998.17
5/12/2022	93	1241321.22		1241321.22	63248889.15
6/12/2022	3	40042.62	1122327.34	1082284.72	62166604.43
7/12/2022	3	40042.62		40042.62	62206647.05
29/12/2022	3	40042.62		40042.62	63087584.69
30/12/2022	118	1575009.72	561163.67	1013846.05	64101430.74
31/12/2022	118	1575009.72		1575009.72	65676440.46
10/1/2023	118	1575009.72		1575009.72	81426537.66
11/1/2023	54	720767.16	561163.67	159603.49	81586141.15
12/1/2023	54	720767.16		720767.16	82306908.31
20/1/2023	54	720767.16		720767.16	88073045.59
21/1/2023	74	987717.96	561163.67	426554.29	88499599.88
22/1/2023	74	987717.96		987717.96	89487317.84
29/1/2023	74	987717.96		987717.96	96401343.56
30/1/2023	74	987717.96		987717.96	97389061.52

Grace au programme Excel et aux données précédentes nous avons obtenu la courbe suivant :

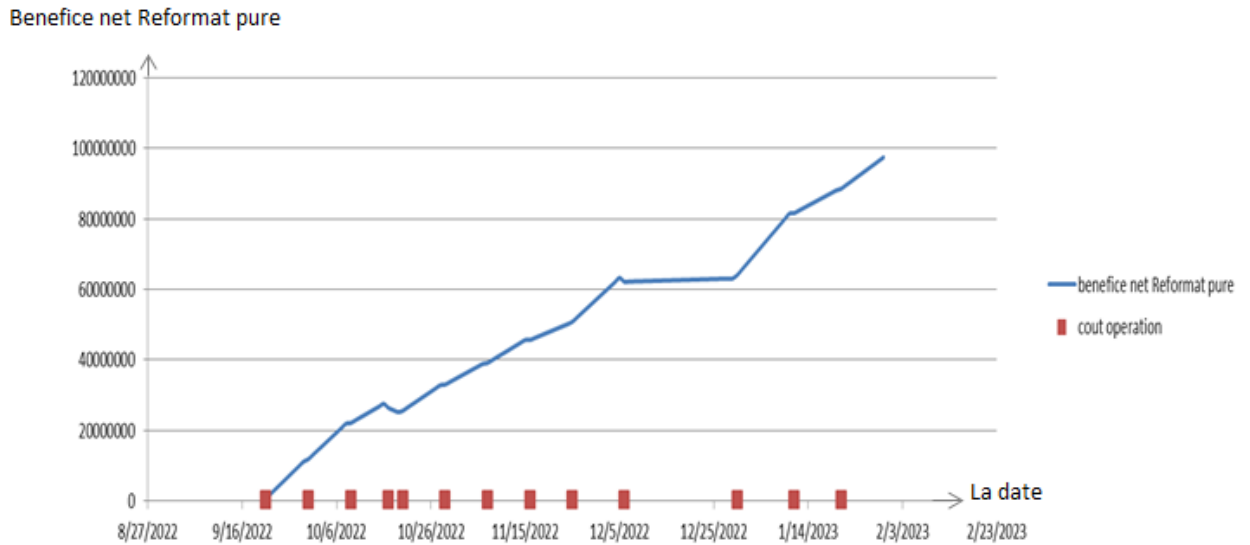


Figure IV .4: évolution de bénéfice net de puits AR85 après le traitement par reformat pur.

### II.5. Interprétation :

- ✓ D'après l'étude économique on peut constater que l'efficacité de traitement par l'utilisation d'inhibiteur P133 qui dure 132 jours peut être équivalent à 13 opérations de traitement par reformat pur ou 11 opérations par Reformat /Xylène ou 12 opérations de traitement par Naphta/Xylène.
- ✓ De point de vue économique, pendant une même période (132 jours), les deux solvants (reformat/xylène) et (reformat pur) ont donné de bons résultats en termes de bénéfice net respectivement (94192795,02 DA, 97389061,52 DA) comparativement au solvant (naphta/xylène) et à l'inhibiteur P133 (64119280,9 DA , 60135871,72 DA).
- ✓ Le cout de l'opération de traitement par l'utilisation de l'inhibiteur P133 c'est cher par rapport au traitement avec les autres solvants en plus le bénéfice net obtenu à partir du mélange (naphta/xylène) est proche à celui de l'inhibiteur P133. De plus, le mélange (naphta/xylène) est un produit disponible extrait des raffineries pétrolières, contrairement à l'inhibiteur P133 qui est fabriqué par des sociétés étrangères. Par conséquent, il est préférable d'utiliser le mélange (naphta/xylène) plutôt que l'inhibiteur P133 pour la

dissolution des dépôts d'asphaltènes, afin de favoriser le succès des compagnies pétrolières locales en utilisant leurs propres produits.

- ✓ Généralement, en fonction des valeurs de bénéfice net produit par l'utilisation de chaque traitement on constate que le gain moyen (en barils par jour) obtenu après le traitement des dépôts d'asphaltènes avec du reformat pur est suffisant pour récupérer le coût d'opération, c'est-à-dire le prix du volume total de reformat injecté dans le puits. Cela diffère des autres mélanges, à savoir le mélange (reformat/xylène) et le mélange (naphta/xylène), en raison du coût plus élevé de xylène par rapport au reformat et au naphta (9 fois plus cher).
- ✓ Le traitement par le reformat pur c'est le moins cher en termes de cout, d'après les figures (Figure IV.3 et Figure IV.4) on remarque que malgré l'utilisation d'un volume important de reformat pur (378 litres) par rapport au mélange Reformat /Xylène (297 litres) dans le puits AR85 pendant une période de 132 jours, le mélange a produit un nombre de barils supérieur (8258 barils) par rapport au reformat pur (7885 barils). Cela suggère que le xylène favorise une meilleure dissolution des dépôts d'asphaltènes par rapport au reformat. Cependant, il est important de noter que le bénéfice net résultant du reformat pur (97389061,52 DA) est supérieur à celui du mélange Reformat /Xylène (94192795,02 DA). Cela s'explique par le fait que le xylène est plus cher que le reformat. Par conséquent, il est nécessaire de réduire la quantité de xylène utilisée avec le reformat afin d'obtenir un bénéfice net plus élevé et d'assurer la rentabilité économique.

A partir des résultats précédents, on peut dire que le traitement par reformat pur c'est la meilleure méthode techniquement et économiquement qui peut être adoptée par l'entreprise

### **III. Conclusion :**

Malgré que l'utilisation de mélange (reformat / xylène) est le solvant le plus efficace contre les dépôts d'asphaltènes par rapport au reformat pure, il donne des résultats positifs sur le puits mais d'un point de vue économique au même temps technique le reformat pure est le plus rentable que les autres solvants .c'est pourquoi une étude économique doit être accompagnée d'une étude technique dans le but de réaliser des bénéfices avec un minimum de pertes.

**C**

**Conclusion Générale**



## Conclusion générale

Ce travail de mémoire avait pour objet le traitement des asphaltènes par différents solvants à savoir le reformat, le naphta et le xylène ainsi l'inhibiteur P133 au niveau champ - GASSI ELAGREB, donc il a été nécessaire de réaliser une étude approfondie, en prenant en compte l'historique du puits, les paramètres thermodynamiques tels que la pression et la température qui influent sur les dépôts, ainsi que l'analyse en laboratoire des échantillons des dépôts récupérés. L'utilisation de différents solvants pour le traitement des dépôts d'asphaltènes a démontré une amélioration significative du taux de production d'huile. Grâce à l'expérimentation avec divers solvants, il a été possible de dissoudre efficacement les dépôts d'asphaltènes et améliorer ainsi la perméabilité de la roche réservoir et enfin faciliter l'écoulement du pétrole. Ce travail a présenté sur l'amélioration du taux de production de l'huile par traitement des dépôts d'asphaltènes en basant sur l'analyse au laboratoire des échantillons de dépôts organiques récupérés du puits AR85 pour avoir la solubilité des asphaltènes dans chaque solvant, ainsi une étude économique a été réalisée pour déterminer le bénéfice net des solvants. D'après les résultats obtenus on peut conclure que :

- ✓ Les traitements des dépôts d'asphaltènes avec des solvants sont considérés comme des traitements curatifs (presque chaque semaine), tandis que l'utilisation de l'inhibiteur P133 est un traitement préventif (132 jr).
- ✓ De point de vue économique, il est préférable de limiter la quantité d'xylène utilisée en combinaison avec les solvants afin de maximiser le bénéfice net d'entreprise.
- ✓ Le traitement préventif avec le P133 est reconnu pour sa plus grande efficacité dans le traitement de ce problème (donné un gain de 49bbl/j pendant une période de 132jr). Cependant, du point de vue économique, les avantages de ce traitement sont limités en raison du coût élevé de l'inhibiteur ( $1m^3=21136 \$ = 3242685,12DA$ ).
- ✓ D'après les analyses de solubilisation des dépôts d'asphaltènes au laboratoire, le xylène et le reformat ont été identifiés comme les meilleurs solvants en termes d'efficacité (100%, 98% respectivement), offrant une bonne solubilisation des dépôts d'asphaltènes. Cependant, en ce qui concerne le bénéfice net, les résultats ont montré que l'utilisation du reformat pur (97389061,52 DA) est plus

avantageuse que l'utilisation d'un mélange de 80% reformat et 20% d'xylène (94192795,02 DA). Cela indique que le reformat pur est techniquement et économiquement le meilleur solvant pour le traitement des asphaltènes.

**R**

**Recommandations**

## Recommandations

On sait bien que les dépôts d'asphaltènes posent des problèmes compliqués dans l'industrie pétrolière et nécessitent des études plus profondes, cela dit quelques recommandations sont signalés comme suit :

- ✓ Faire un contrôle périodique du débit.
- ✓ Contrôler l'évolution des asphaltènes dans les puits.
- ✓ Optimiser le diamètre de la duse.
- ✓ Avant tout traitement, une étude complète incluant l'historique du puits, les paramètres thermodynamiques, l'analyse des échantillons et une évaluation économique doit être effectuée pour atteindre les objectifs de traitement de manière rentable et efficace.
- ✓ L'utilisation du reformat pur est plus économique et rentable que le mélange reformat/xylène (80%/20%). Cependant, le mélange reformat/xylène est plus efficace pour éliminer les dépôts d'asphaltènes. Ainsi, pour atteindre une solution techniquement et économiquement rentable, il est préférable d'utiliser l'xylène avec le reformat, mais en quantités inférieures à 20%.

R

---

# Références

## Références

- [1] Hammami, A., Ratulowski, J. Precipitation and deposition of asphaltenes in production systems: a flow assurance overview. In Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics. Springer .2007 .
- [2] Wauquier, J.-P. Le raffinage du pétrole, Pétrole brut produits pétroliers schéma de fabrication. InstitutFrançais du Pétrole.1994.
- [3] Speight J. G. “The chemistry and technology of petroleum, 2nd Ed. NY.1991
- [4] Gawel, B., Eftekhardakhah, M., and Øye, G. An elemental composition and FT-IR spectroscopy analysis of crude oils and their fractions. Energy Fuels, Just Accepted Manuscript. Retrieved from <http://pubs.acs.org> on **February 2014**.
- [5] Harrouche, A., Bakhouya, I., Abdallah, A. Étude de la précipitation des asphaltènes dans la zone1 de Hassi Messaoud. Thèse de Master. Université Kasdi Merbah Ouargla. **2016**.
- [6] 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. [Volume 252](#), **15 September 2019**.
- [7] Hosseini-Dastgerdi, Z., Meshkat, S. S. Experimental and modeling study of asphaltene adsorption by carbon nanotubes from model oil solution. Journal of Petroleum Science and Engineering . **2018**.
- [8] Demirbas, A. Deposition and flocculation of asphaltenes from crude oils. Petroleum Science and Technology, <http://dx.doi.org/10.1080/10916466.2015.1115875>. **25 janvier 2016**.
- [9]Siddiqui, M. N.,andKazia, I. W. Chlorination, Nitration, and Amination Reactions of Asphaltene. Petroleum Science and Technology. <http://www.tandfonline.com/loi/lpet20>. **.14 Nov 2014**.
- [10] Molina V., D., E. Ariza, and J. C. Poveda. Structural differences among the asphaltenesincolombian light crudes from the Colorado oil field. Energy& Fuels. **2017**.
- [11] Yarranton, H. W. Asphaltene self-association. Journal of Dispersion Science and Technology.Taylor& Francis.**2005**.

- [12] Bouhadda, Y., Florian, P., Bendedouch, D., Fergoug, T., & Bormann, D. Determination of Algerian Hassi-Messaoud asphaltene aromaticity with different solid-state NMR sequences. **2010**.
- [13] Doherty, R., Rezaee, S., Enayat, S., Tavakkol, M. Crude oil and asphaltene characterization. *Asphaltene*. Taylor & Francis. **2018**.
- [14] Speight, J. G., & Moschopedis, S. E. On the molecular nature of petroleum asphaltenes. In *Chemistry of Asphaltenes* (pp. 1-15). *Advances in Chemistry* 195. Washington, DC: American Chemical Society. **1981**.
- [15] Pfeiffer J. P. and Saal R. N., *Phys. Chem.* **1940**.
- [16] Boumediene Ibrahim, Benouadjah Mustapha Kamel, Medjaoui Sidahmed Madani. Étude et caractérisation des asphaltènes de brut algérien extraites à partir de différentes zones dans le champ pétrolier Hassi Messaoud. Thèse de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, **20/06/2021**.
- [17] Malika Boukherissa « Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action » Docteur de l'Université Paul Verlaine – Metz
- [18] Dickie J. P, Yen T. F *Anal. Chem.* **1967**.
- [19] Khaleel, A.T., Wang, F., Song, E., Tavakkoli, M. Experimental Investigation of Asphaltene Precipitation. *Asphaltene*. **2018**.
- [20] Kuang, J., Khaleel, A.T., Yarbrough, J., Pourreau, P., Tavakkoli, M., Vargas, F.M. Strategies for Mitigation and Remediation of Asphaltene Deposition. **2018**.
- [21] Wang, S., Civan, F. Modeling Formation Damage by Asphaltene Deposition During Primary Oil Recovery. *Journal of Energy Resources Technology* .**2005**.
- [22] Jamaluddin, A.K.M., Creek, J., Kabir, C.S., McFadden, J.D., D'Cruz, D., Joseph, M.T., Joshi, N., Ross, B. "A comparison of various laboratory techniques to measure thermodynamic asphaltene instability." SPE-72154-MS. Kuala Lumpur, Malaysia: Society of Petroleum Engineers. **2001**.
- [23] Afshari, S., Kharrat, R., Ghazanfari, M.H. Asphaltene precipitation study during natural depletion at reservoir conditions. CPS/SPE International Oil&Gas Conference and Exhibition, SPE 130071. **2010**.

- [24] Amara, A.B., Ben Abderrahmane, Y., Ben Cheikh, M. Étude de précipitation et solubilisation des asphaltènes dans le champ HMD. Thèse de Master, Université KasdiMerbah.**2001.**
- [25] Isah . M, Mohamed. M. "Impact of Asphaltene Precipitation and Deposition on Wettability and Permeability". <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsomega.1c03198>. **July 26, 2021.**
- [26] Tavakkoli, M., Chen, A., Sung, C.A., Kidder, K.M., Lee, J.J., Alhassan, S.M., Vargas, F.M. "Effect of Emulsified Water on Asphaltene Instability in Crude Oils." *Energy Fuels*, **2016.**
- [27] Tharanivasan, A. K., Yarranton, H. W., Taylor, S. D. "Asphaltene Precipitation from Crude Oils in the Presence of Emulsified Water." Department of Chemical and Petroleum Engineering, Schulich School of Engineering, University of Calgary. **2012.**
- [28] Islam, M.R. Role of asphaltenes on oil recovery and mathematical modeling of asphaltene properties. *Developments in Petroleum Science* .**1994.**
- [29] Karman, A., Akberzadeh, A., Hammami, A., Kharrat, A., Zhang, D. Asphaltenesproblematic but rich in potential. Alberta, Canada.**2007.**
- [30] Olapade, O.T. The Comparative Analysis of Remediation Methods for Cleaning Blocked Flowlines. **November 2011.**
- [31] Alimohammadi, S., Zendeboudi, S., James, L. A comprehensive review of asphaltene deposition in petroleum reservoirs: Theory, challenges, and tips. *Fuel*, 252, 753-791.**2019.**
- [32] Al-Qasim, A., Al-Anazi, A., Bin Omar, A., Ghamdi, M. Saudi Aramco Asphaltene Precipitation: A Review on Remediation Techniques and Prevention Strategies. Document présenté à l'Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference **.2018.**
- [33] Al-Yaari M. Paraffin wax deposition: Mitigation and removal techniques. SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium. Society of Petroleum Engineers **.2011.**
- [34] Theyab, M. A Review of Wax Mitigation Methods through Hydrocarbon Production **. 2020.**



- [35] Shedid, A.S. An ultrasonic irradiation technique for treatment of asphaltene deposition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 42, 57-70. **2004**.
- [36] Goodman NT, Joshi N. A Tale of Two Flowlines-Paraffin Plugging and Remediation, SPE 166196 presented at SPE Annual, Tech Conf and Exh, New Orleans, USA, **2013**.
- [37] White M, Pierce K, Acharya T .A Review of Wax-Formation/Mitigation Technologies in the Petroleum Industry. *SPE Production&Operations* .**2017**.
- [38] Newberry ME, Barker K. Organic formation damage control and remediation. SPE International Symposium on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers.**2000**.
- [39] Acharya, T. A Review of Wax-Formation/Mitigation Technologies in the Petroleum Industry. *SPE Production & Operations* .**2018**.
- [40] Towler BF, Chejara AK, MokhatabS .Experimental investigations of ultrasonic waves effects on wax deposition during crude–oil production. SPE 109505, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California,USA, 11-14, **2007**.
- [41] Kaushik P, et al. Ultrasound cavitation technique for up-gradation of vacuum residue.*Fuel Process Technol*.**2012**.
- [42] Niu Z-X, et al. Bio-degradation of resin and asphalt in viscous-oil contaminated soil by actonomyces. *J Agro-Environ Sci* .**2005** .
- [43] Zekri AY, Shedid SA, Alkashef H. A novel technique for treating asphaltene deposition using laser technology. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers; **2001**.
- [44] Xue J, et al. Marine oil-degrading microorganisms and biodegradation process of petroleum hydrocarbon in marine environments: a review. *CurrMicrobiol*.**2015**.
- [45] IFP Training «formation damage prevention through organic deposit control in Hassi Messaoud oil field », pp 13, 14, 39
- [46] Document Sonatrach Gassi El Agreb.2022.
- [47] Rapport Sonatrach, Test de solubilité du dépôt organique prélevé sur le puits AR85 du champ GEA, situé dans la région de Hassi Messaoud. Département Technique des puits. Hassi-Messaoud, **le 20/03/2022**.

- [48] Rapport Sonatrach, Test de solubilité réalisé sur des dépôts organiques à l'aide du reformate, une formulation spécifique destinée à la stimulation des puits producteurs. Département Techniques puits / Service de Stimulation. Hassi Messaoud .le : **22/02/2022**.
- [49] Dailly data de puits AR85 de **1/4/2019** à **7/7/2022**.
- [50] Contrat de réalisation des opérations sur puits (Contrat n° E/16/OP/21) entre SONATRACH SPA, Division Production, et la Compagnie d'Opérations Pétrolières SCHLUMBERGER.

## ANNEXE

**Tableau 1** : les donnes quotidiennes du puits AR85.

Date	Pt(bar)	Réf/Xyl	REF	NAPH/XYL	Q oil BOPD	Gor	NAPH	P133
15/10/19	17.0							
16/10/19	18.0							
17/10/19	20.0							
18/10/19	19.0				1363	338		
19/10/19	19.0							
20/10/19	19.0							
21/10/19	18.0							
22/10/19	19.0				1514	343		
23/10/19	21.0		operation					
24/10/19	20.0				1482	341		
25/10/19	18.0							
26/10/19	18.0							
27/10/19	19.0							
28/10/19	18.0				1544	326		
29/10/19	20.0							
30/10/19	19.0							
31/10/19	16.0				1481	338		
01/11/19	18.0							
02/11/19	22.0		operation					
03/11/19	18.0							
04/11/19	18.0							
05/11/19	17.0							
06/11/19	18.0				1523	319		
07/11/19	17.0							
08/11/19	17.5							
09/11/19	16.5							
10/11/19	17.0							
11/11/19	17.0							
12/11/19	17.0							
13/11/19	16.0		operation					
14/11/19	16.0				1530	325		
15/11/19	16.0							
16/11/19	16.0							
17/11/19	16.0							

18/11/19	16.0				1271	350		
19/11/19	16.0							
20/11/19	16.0							
21/11/19	16.0		operation					
22/11/19	16.0							operation
23/11/19	10.5							
24/11/19	20.0				1282	339		
25/11/19	21.0							
26/11/19	21.0							
27/11/19	21.0							
28/11/19	21.0							
29/11/19	24.0				1402	333		
30/11/19	23.0							
01/12/19	0.0							
01/12/19	22.0							
02/12/19	22.0				1454	316		
03/12/19	20.0							
04/12/19	21.0							
05/12/19	20.5				1438	321		
06/12/19	20.5							
07/12/19	21.0							
08/12/19	20.0				1433	326		
09/12/19	20.5							
10/12/19	20.5							
11/12/19	19.0							
12/12/19	20.0				1429	326		
13/12/19	20.0							
14/12/19	21.0							
15/12/19	23.0				1392	341		
16/12/19	21.0							
17/12/19	21.0							
18/12/19	21.0				1400	345		
19/12/19	21.0							
20/12/19	21.0							
21/12/19	22.0				1440	340		
22/12/19	22.0							
23/12/19	21.0							
24/12/19	22.0				1439	340		
25/12/19	22.0							
26/12/19	21.0							

27/12/19	21.0				1408	326		
28/12/19	21.0							
29/12/19	21.0							
30/12/19	21.0				1369	325		
31/12/19	21.0							
01/01/20	21.0							
02/01/20	21.0				1432	314		
03/01/20	20.0							
04/01/20	20.0							
05/01/20	20.0				1373	310		
06/01/20	20.0							
07/01/20	19.0							
08/01/20	18.0				1349	338		
09/01/20	18.0							
10/01/20	18.0							
11/01/20	18.0				1394	333		
12/01/20	18.0							
13/01/20	18.0							
14/01/20	18.0				1405	327		
15/01/20	19.0							
16/01/20	20.5							
17/01/20	20.0				1322	346		
18/01/20	20.0							
19/01/20	19.0							
20/01/20	20.0				1375	345		
21/01/20	21.0							
22/01/20	20.0							
23/01/20	20.0				1314	360		
24/01/20	20.0							
25/01/20	27.0							
26/01/20	20.0				1343	353		
27/01/20	20.0							
28/01/20	20.0				1284	341		
29/01/20	20.0							
30/01/20	20.0				1330	356		
31/01/20	20.0							
01/02/20	20.0							
02/02/20	21.0				1337	342		
03/02/20	22.0							
04/02/20	20.0							

05/02/20	20.0				1321	341		
06/02/20	20.0							
07/02/20	19.0							
08/02/20	20.0				1356	272		
09/02/20	20.0							
10/02/20	20.5							
11/02/20	20.0				1345	343		
12/02/20	21.0							
13/02/20	21.0							
14/02/20	21.0				1336	350		
15/02/20	21.0							
16/02/20	21.0							
17/02/20	22.0				1286	361		
18/02/20	22.0							
19/02/20	22.0							
20/02/20	23.0				1337	347		
21/02/20	21.0							
22/02/20	23.0							
23/02/20	22.0							
24/02/20	22.0				1291	358		
25/02/20	23.0							
26/02/20	22.0							
27/02/20	20.0							
28/02/20	20.0							
29/02/20	21.0				1297	368		
01/03/20	0.0							
01/03/20	21.0							
02/03/20	0.0							
02/03/20	20.0							
03/03/20	20.0							
04/03/20	19.0							
05/03/20	22.0				1311	361		
06/03/20	21.0							
07/03/20	22.0							
08/03/20	22.0							
09/03/20	22.0				1310	355		
10/03/20	20.0							
11/03/20	22.0							
12/03/20	20.0							
13/03/20	24.0							

14/03/20	24.0				242	609		
15/03/20	20.0				1139	405		
16/03/20	21.0							
17/03/20	22.0				1193	387		
18/03/20	22.0							
19/03/20	20.0							
20/03/20	20.5				1225	372		
21/03/20	20.5							
22/03/20	61.0							
23/03/20	0.0							
24/03/20	0.0							
25/03/20	0.0							
26/03/20	0.0							
27/03/20	0.0							
28/03/20	0.0							
29/03/20	0.0							
30/03/20	0.0							
31/03/20	0.0							
01/04/20	0.0							
02/04/20	0.0							
03/04/20	0.0							
04/04/20	0.0							
05/04/20	0.0							
06/04/20	20.0							
07/04/20	20.0							
08/04/20	12.0							
09/04/20	17.0				780	551		
10/04/20	17.0							
11/04/20	18.0							
12/04/20	17.5				849	591		
13/04/20	18.0		operation					
14/04/20	19.0				1108	444		
15/04/20	18.0							
16/04/20	19.5							
17/04/20	19.0							
18/04/20	18.0							
19/04/20	19.0							
20/04/20	18.5				920	486		
21/04/20	18.0							
22/04/20	20.0		operation					

23/04/20	18.0				1073	432		
24/04/20	19.0							
25/04/20	19.0							
26/04/20	18.0							
27/04/20	19.0							
28/04/20	19.0							
29/04/20	19.0				854	534		
30/04/20	17.0							
01/05/20	0.0							
01/05/20	18.0		operation					
02/05/20	20.0				1254	394		
03/05/20	20.0							
04/05/20	20.0							
05/05/20	20.0							
06/05/20	19.0				1052	460		
07/05/20	21.0							
08/05/20	19.0							
09/05/20	19.0							
10/05/20	19.0							
11/05/20	20.0		operation					
12/05/20	19.0				1280	386		
13/05/20	20.0							
14/05/20	20.0							
15/05/20	19.0				1136	434		
16/05/20	19.0							
17/05/20	19.0							
18/05/20	19.0							
19/05/20	19.0							
20/05/20	19.0							
21/05/20	19.0							
22/05/20	20.0							
23/05/20	19.0							
24/05/20	19.0				973	472		
25/05/20	19.0							
26/05/20	20.0		operation					
27/05/20	20.0				1250	404		
28/05/20	19.0							
29/05/20	20.0							
30/05/20	20.0				1116	444		
31/05/20	19.0							



01/06/20	18.0							
02/06/20	19.0				1038	467		
03/06/20	20.0							
04/06/20	19.0							
05/06/20	18.0				977	477		
06/06/20	19.0							
07/06/20	22.0	operation						
08/06/20	20.0							
09/06/20	20.0							
10/06/20	20.0							
11/06/20	19.0							
12/06/20	19.0							
13/06/20	19.0							
14/06/20	19.0				1066	442		
15/06/20	19.0							
16/06/20	19.0							
17/06/20	20.0		operation					
18/06/20	21.0							
19/06/20	20.0				1261	389		
20/06/20	20.0							
21/06/20	21.0							
22/06/20	20.0							
23/06/20	20.5				1095	417		
24/06/20	19.0							
25/06/20	21.0							
26/06/20	20.0		operation					
27/06/20	21.0							
28/06/20	22.0				1127	436		
29/06/20	21.0							
30/06/20	20.0							
01/07/20	0.0				1215	398		
01/07/20	20.0				1215	398		
02/07/20	22.0							
03/07/20	21.0							
04/07/20	21.0				1189	394		
05/07/20	21.0							
06/07/20	21.0							
07/07/20	24.0		operation					
08/07/20	22.0							
09/07/20	21.0				1178	373		

10/07/20	22.0							
11/07/20	22.0							
12/07/20	21.0							
13/07/20	22.0				1104	406		
14/07/20	22.0							
15/07/20	22.0							
16/07/20	21.0							
17/07/20	22.0				1054	432		
18/07/20	21.0							
19/07/20	26.0		operation					
20/07/20	21.0							
21/07/20	20.0				1189	396		
22/07/20	22.0							
23/07/20	22.0							
24/07/20	19.0							
25/07/20	19.0							
26/07/20	19.0				1150	402		
27/07/20	18.0							
28/07/20	18.0							
29/07/20	18.0		operation					
30/07/20	17.0							
31/07/20	17.0				1273	387		
01/08/20	17.0							
02/08/20	17.0							
03/08/20	21.0							
04/08/20	17.0				1154	403		
05/08/20	18.0							
06/08/20	18.0							
07/08/20	18.0							
08/08/20	17.0							
09/08/20	18.0		operation					
10/08/20	18.0				1475	341		
11/08/20	18.0							
12/08/20	18.0							
13/08/20	18.0							
14/08/20	18.0				1323	367		
15/08/20	18.0							
16/08/20	18.0							
17/08/20	17.0							
18/08/20	18.0							

19/08/20	17.0				1256	381		
20/08/20	18.0							
21/08/20	19.0		operation					
22/08/20	18.0							
23/08/20	22.0							
24/08/20	17.0				1081	418		
25/08/20	20.0							
26/08/20	18.0							
27/08/20	16.0							
28/08/20	19.0							
29/08/20	21.0				1193	389		
30/08/20	20.0							
31/08/20	22.0		operation					
01/09/20	18.0				1091	395		
02/09/20	22.0							
03/09/20	23.0							
04/09/20	23.0							
05/09/20	22.0							
06/09/20	22.0							
07/09/20	9.0							
08/09/20	18.0							
09/09/20	18.0							
10/09/20	20.0							
11/09/20	19.0							
12/09/20	19.0							
13/09/20	21.0				935	374		
14/09/20	19.0							
15/09/20	19.0		operation					
16/09/20	18.0							
17/09/20	18.0							
18/09/20	20.0				1180	338		
19/09/20	19.0							
20/09/20	20.0							
21/09/20	18.0							
22/09/20	18.0							
23/09/20	19.0				1188	352		
24/09/20	18.0							
25/09/20	19.0							
26/09/20	19.0							
27/09/20	25.0						operation	

28/09/20	19.0				441	789		
29/09/20	17.0						operation	
30/09/20	19.0				1099	363		
01/10/20	0.0							
01/10/20	18.0							
02/10/20	22.0							
03/10/20	20.0				1094	360		
04/10/20	21.0							
05/10/20	20.0							
06/10/20	20.0							
07/10/20	20.0				1137	340		
08/10/20	20.0							
09/10/20	23.0							
10/10/20	21.0							
11/10/20	21.0				910	418		
12/10/20	39.0			operation				
13/10/20	28.0							
14/10/20	25.0				986	349		
15/10/20	26.0							
16/10/20	26.0							
17/10/20	28.0							
18/10/20	25.0							
19/10/20	21.0							
20/10/20	14.0			operation				
21/10/20	26.0				1383	302		
22/10/20	25.0							
23/10/20	28.0							
24/10/20	25.0							
25/10/20	24.0							
26/10/20	25.0							
27/10/20	27.0				788	340		
28/10/20	24.0							
29/10/20	21.0							
30/10/20	24.0							
31/10/20	23.0							
01/11/20	24.0				1031	301		
02/11/20	24.0							
03/11/20	24.0			operation				
04/11/20	26.0				1362	235		
05/11/20	25.0							

06/11/20	28.0							
07/11/20	27.0							
08/11/20	25.0							
09/11/20	26.0				1300	262		
10/11/20	27.0							
11/11/20	24.0							
12/11/20	25.0							
13/11/20	28.0				1311	254		
14/11/20	29.0			operation				
15/11/20	27.0				1364	260		