

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, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

KHAKHA SARA NAOUAL, HERKOUS SIRINE

-THÈME-

**ETUDE ET CARACTERISATION DES DEPOTS ORGANIQUES
(ASPHALTENES) AU NIVEAU DE CHAMP HMD**

Soutenu le : 08/06/2023 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. GHALI AHMED	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mm. BELMILOUD FATIMA ZOHRA	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. DADA SAADA	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2022/2023



Remerciements

Nos Remerciements en premier lieu à ALLAH

qui nous a offert toute la santé, le pouvoir et la patience pour accomplir notre tâche. Grâce à lui, nous avons pu mener à terminer nos études dans des bonnes conditions.

*Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur **Mr BELMILOUD FATIMA ZOËRA** pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qu'il nous a apportée malgré ses occupations.*

*Nous remercions le président du jury **Mr GHALI AHMED** et l'examineur **Mr DADA SAADA** pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger ce travail.*

Mes remerciements aussi à l'ensemble du personnel de la SONATRACH/ DP hassi messaoud, pour l'hospitalité, l'encouragement, et l'aide technique.

Enfin, dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères pour les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier.

Sans eux, nous ne serons pas où nous en sommes et ce que nous sommes.

Merci encore à tous...

Khakha Sara Naoual

Herkouss Sirine




DÉDICACE

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

*Je dédie ce modeste travail de très longues années de travail à :
Ceux qui méritent le plus ma reconnaissance, ma gratitude et mon grand amour, ceux qui m'ont apporté toujours soutien et bonheur dans la vie:*

- *Pour toi, très chère mère « Ragad Yamina », pour toi très respectueux père « sebtte Herkous », vous les plus chers de mon cœur, vous qui m'aviez entouré de nobles sentiments.*

- *Pour vous, très chers mes frères et sœurs :*

Nedjla , Mohammed , Heroun , Ayoub , Ritag , Lokman .

Pour ma belle famille: Herkous , regad .

A mon ami : Sarah

Merci à tous.

Herkous sirine





DÉDICACE

Tout d'abord Je tiens remercie ALLAH, pour la force qu'il me donne et qu'il donne aux personnes qui m'ont aidées et soutenues.

Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense joie, que je dédie mon travail à :

Mon adorable mère Dari Om Elkhir pour son amour, ses encouragements et ses sacrifices.

A mon père Ali, pour son soutien et la confiance qu'il m'accordé.

Mon seule frère Islam et mes sœurs Ferial et Ikram

A mon cher grand père et grand-mère

Pour tous mes oncles et mes tantes et toute la famille DARJ ;KHAKHA.

A mon amie : Sirine .

Khakha Sara Naoual



Résumé

ملخص :

هذا العمل متخصص في دراسة الرواسب العضوية التي تسبب مشاكل إنتاج خطيرة للغاية في صناعة النفط (انخفاض تدفق الإنتاج، وزيادة لزوجة النفط وكذلك مشكلة المستحلب. وأجريت هذه الدراسة على مستوى حقل هاسي مسعود، ولا سيما على مستوى هيكل غيتار هاسي وحاسي دزابات الذي واجه مشكلة تكوين الأسفلتين. والهدف من هذا العمل هو تحليل وتحديد رواسب الأسفلت، وخصائصه، وهيكله، وشروط ترسبه، والمشاكل التي تسببها هذه الرواسب، وطريقة ومكان ترسبه. الإصلاحات هي أحد المعالجات المستخدمة في حقول النفط هذه والتي تعطي نتائج إيجابية: فقد ارتفع معدل تدفق بئر HGA44 من 1,76 متر مكعب/ساعة إلى 3,72 متر مكعب/ساعة مع وقت استرداد قدره 12 أيام، وارتفع معدل تدفق بئر HDZ17 من 3,86 متر مكعب/ساعة إلى 4,02 متر مكعب/ساعة.

الكلمات الرئيسية: الرواسب العضوية، الأسفلتين، الإصلاح، التدفق، الاسترداد، **HASSI MASSOUD**, **HGA44**, **HDZ17**

Résumé :

Ce travail est spécialisé sur l'étude des dépôts organiques qui causent des problèmes de production très sérieux dans l'industrie pétrolière (diminution du débit de production, l'augmentation de la viscosité de l'huile ainsi que le problème d'émulsion.

Cette étude a été réalisée au niveau champ HASSI MESSAOUD en particulier la structure de HASSI GUETTAR et HASSI DZABAT qui ont connu le problème de formation des asphaltènes.

L'objectif de ce travail est d'analyser et d'identifier Les dépôts d'asphaltènes, ses caractéristiques, sa structure, les conditions de sa déposition, les problèmes provoqués par ce dépôts, la manière et l'emplacement de sa déposition.

Reformat est l'un des traitements utilisés dans ces champs pétrolières qui donne des résultats positifs : le débit du puits HGA44 est passé de 1,76 m³/ h à 3,72 m³/ h avec un délai de récupération de 12 jour, et le débit du puits HDZ17 est passé de 3,86 m³/ h à 4,02 m³/ h.

Mots clés : dépôts organiques ,Asphaltène , Reformat , débit , récupération , **HASSI MESSAOUD** ,**HGA44** ,**HDZ17**.

Abstract:

This work is specialized on the study of organic deposits that cause very serious production problems in the oil industry (decrease in production flow, increase in oil viscosity as well as the problem of emulsion.

This study was carried out at the level of HASSI MESSAOUD field in particular the structure of HASSI GUETTAR and HASSI DZABAT which experienced the problem of formation of asphaltenes.

The objective of this work is to analyse and identify the deposits of asphalt, its characteristics, its structure, the conditions of its deposition, the problems caused by these deposits, the manner and the location of its deposition.

Reformat is one of the treatments used in these oil fields which gives positive results: the flow rate of the HGA44 well increased from 1.76 m³/h to 3.72 m³/h with a recovery time of 12 days, and the flow rate of the HDZ17 well increased from 3.86 m³/h to 4.02 m³/h.

Keywords: organic deposits ,Asphaltene , Reformat , flow, recovery , **HASSI MESSAOUD** ,**HGA44** ,**HDZ17**.

Table Des Matières

Table Des matières

Remerciements	I
DÉDICACE	II
DÉDICACE	III
Résumé :	IV
Liste Des figures	IX
Liste Des tableaux	XI
Nomenclature	XII
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : Présentation de la Zone D'Etude	
Introduction	5
I.1. Présentation du champ de Hassi Guettar :	5
I.1.1. Situation géographique :	5
I.1.2. Situation géologique :	6
I.2. Géologie de HASSI Guettar :	7
I.3. Aspect stratigraphique :	7
I.4. Aspect structural	8
I.5. Présentation du champ de Hassi Dzabat	9
I.5.1. Situation géographique	9
I.5.2. Aspect géologique	10
I.5.3. Aspect structural	10
I.5.4. Intérêt pétrolier	11
CHAPITRE II : Généralités sur les dépôts Organiques	
Introduction :	13
II.1. Généralités sur le pétrole brut :	13
II.1.1. Classification des bruts pétroliers :	13

Table Des Matières

II.1.2.Composition chimique des bruts pétroliers :	14
II.2. Les dépôts d'asphaltènes :.....	15
II.2.1. Origine des asphaltènes :	15
II.2.2. Définition des asphaltènes :	15
II.2.3. Composition des asphaltènes :.....	15
II.2.4. Masse molaire des asphaltènes.....	17
II.2.5. Structure des Asphaltènes :	17
II.2.6.Caractérisation des Asphaltènes :	19
II.2.7.Mécanisme de floculation des asphaltènes :	19
II.2.8. Conditions de floculation des asphaltènes.....	20
II.3. Historique des problèmes de dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud :	21
II.4. Les Facteurs qui s'influent sur la déposition des asphaltènes dans le champs HMD :	21
II.4.1.Paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile	21
II.4.2.Vitesse de filtration de l'huile	23
II.4.3.Effet de Gas-Lift :	24
II.4.4.Effet d'injection des gaz miscibles :.....	24
II.4.5.Effet de l'acidification matricielle :.....	24
II.5.Les dépôts des paraffines :	25
II.5.1. Définition des paraffines :	25
II.5.2. Composition des paraffines	25
II.5.3.Mécanisme de précipitation :	26
II. 6. Localisation des dépôts organiques :.....	26
II. 7 Les problèmes des dépôts organiques :.....	27

CHAPITRE III : Traitements des dépôts d'Asphaltènes (Analyse SARA)

Introduction :	30
III.1.Le traitement des asphaltenes :.....	30
III.1.1. Solutions curatives	30

Table Des Matières

III.1.1.1. Traitement mécanique par grattage :	30
III.1.1.2. Traitement Chimique :	31
III.1.1.3. Enlèvement avec des fluides chauds :	34
III.1.2. Solution préventive :	34
III.2. Le Rôle de Coiled tubing pour traitement les dépôts organiques :	35
III.3. Le Rôle de snubbing pour traitement les dépôts organiques :	36
III.4. Test de laboratoire	36
III.4.1. Description et objectif du problème	36
III.4.2. Procédure d'analyse	36
III.4.2.1. Détermination des dépôts minéraux	36
III.4.2.2. Détermination des dépôts organiques :	37
III.4.2.3 Test d'efficacité du réformât avec et sans xylène au niveau de laboratoire :	45
CHAPITRE IV : Etude de Cas (Puits HGA44 & HDZ17)	49
IV.1. Exemple du puits HGA44 :	50
IV.1.1. Historique de puits	50
IV.1.2. Objectif	50
IV.1.3. Situation actuelle du puits	51
IV.1.4. Historique de production du puits :	51
IV.1.5. Historique des traitements du puits :	51
IV.1.6. Collecte des Données du Puits HGA44 :	52
IV.1.6.1. Test de Jaugeages	52
IV.1.7. Fracturation HGA44:	54
IV.1.8. Discussion HGA 44 :	55
IV.1.9. Traitement des asphaltènes du puits HGA44 (26/10/2022-27/10/2022) :	55
IV.1.10. Evaluation du traitement	58
IV.2. Exemple du puits HDZ17:	60
IV.2.1. Historique de puits HDZ 17:	60

Table Des Matières

IV.2.2.Problème de puits HDZ 17:	60
IV.2.3.Objectif :	60
IV.2.4.Situation actuelle du puits :	61
IV.2.5.Historique de production du puits :	61
IV.2.6.Historique des traitements de puits HDZ 17 :	61
IV.2.7.Collecte des Données du Puits HDZ17 :	62
IV.2.8. Traitement des asphaltènes du puits HDZ17 (29/11/2022) :	64
IV.2.9.Evaluation du traitement	66
IV.3. Les Solutions proposées :	67
Conclusion Générale	69
Recommandations	71
Références Bibliographiques	72
ANNEXES	72

Liste Des Figures

Liste Des figures

Figure I.1: plan de champ de Hassi Guettar (HGA).....	6
Figure I.2: Localisation de HGA dans la région HMD.....	6
Figure I.3: Colonne stratigraphique du champ de Hassi Guettar.....	8
Figure I.4: Situation générale du champ de Hassi Dzabat et Plan de positionnement des puits.....	9
Figure I.5: Limites du périmètre du permis d'exploitation du gisement de Hassi Dzabat .	10
Figure I.6: Carte en isobathes au toit des Quartzites El Hamra, champ HDZ.....	11
Figure II.1: Classification du brut pétrolier selon leur °API.	14
Figure II.2: Les différentes fractions du pétrole (SARA).	15
Figure II.3: des dépôts d'asphaltènes.	15
Figure II.4: Composition des asphaltènes du brut de HMD.....	16
Figure II.5: les différentes structures des molécules d'asphaltène.	18
Figure II.6: Formation d'un feuillet à partir des molécules d'asphaltènes.....	19
Figure II.7: Mécanisme de floculation des asphaltènes	20
Figure II.8: Effet de la pression sur le taux de floculation à 118°C condition du réservoir.	22
Figure II.9: Effet de GOR sur la précipitation d'asphaltènes dans un pétrole brut.....	23
Figure II.10: les dépôts de paraffine	25
Figure II.11: Structure chimique des paraffines.	25
Figure II.12: Les emplacements possibles des dépôts organiques.....	27
Figure III.1: Gauge Cutter (outil wire line).....	31
Figure III.2: Idée d'obtention de reformat.....	33
Figure III.3: l'unité de coiled tubing.....	35
Figure III.4: Outil jet blaster	35
Figure III.5: échantillon de dépôts organique.	36
Figure III.6: Pesage de Creuset en porcelaine vide	38
Figure III.7: Pesage d'échantillon	38
Figure III.8: Calciné de creuset en porcelaine qui contient Les échantillons	38
Figure III.9: Pesage de creuset en porcelaine après séchage	39
Figure III.10: Pesage de creuset en porcelaine après deuxième calcination.	39
Figure III.11: pesage de poids de bécher vide	41
Figure III.12: Pesage d'échantillon des dépôts organiques	41
Figure III.13: le solvant aromatique N-heptane.....	41
Figure III.14: Agitation de Mélange	42
Figure III.15: pesage de filtre vide	42

Liste Des Figures

Figure III.16: filtration de Solution (Dépôt organique + n-heptane).....	43
Figure III.17: Séchage de Filtre qui contient Les résidus	43
Figure III.18: Pesage de Filtre après Séchage.	43
Figure III.19: le solvant aromatique Toluène.....	44
Figure III.20: Pesage de Filtre après deuxième séchage.	44
Figure III.21: Peser le poids de Becher vide.....	46
Figure III.22: pesage de poids de filtre vide	46
Figure III.23: filtration de Solution.	47
Figure III.24: Séchage de Filtre	47
Figure III.25: Pesage de Filtre après Séchage.	47
Figure IV.1 : Carte de localisation (HGA44).	50
Figure IV.2: Cahier de courbes de puits HGA44.	51
Figure IV.3: Historique de production (HGA44) (2017-2023).....	51
Figure IV.4: Historique des traitements de puits HGA44 (sep2022-mars2023).....	52
Figure IV.5: Comportement du puits HGA44 avant et après le traitement.....	58
Figure IV.6: Localisation du puits HDZ17.	60
Figure IV.7: Cahier de courbes de puits HDZ17.....	61
Figure IV.8: historique de production (2016 à 2023)	61
Figure IV.9: Historique des traitements de puits HDZ 17 (déc 2021-mars 2023).....	62

Liste Des Tableaux

Liste Des tableaux

Tableau.II. 1 Analyse élémentaire des asphaltènes.	16
Tableau III.1: les propriétés de L'Xylène.....	32
Tableau III.2: composition de reformat	33
Tableau III.3: résultat des analyses des dépôts de test perte par calcination.....	40
Tableau III.4: résultat des analyses des dépôts par test solubilité.....	45
Tableau III.5: Dépôts d'asphaltènes.....	46
Tableau IV.1: Les paramètres de puits HGA44 d'après le jaugeage.....	53
Tableau IV.2: Résultats de Jaugeage du puits HGA44.....	53
Tableau IV.3: Résultats de Build up du puits HGA44.....	54
Tableau IV.4: Les dernières opérations du puits HGA44.....	54
Tableau IV.5: Les Types des fluides	56
Tableau IV.6: Coût Technique de l'opération du Traitement avec le Réformât.	59
Tableau IV.7: Les paramètres de puits HDZ17 d'après le jaugeage.....	63
Tableau IV.8: Résultats de Jaugeage du puits HDZ17 :	63
Tableau IV.9: Résultats de Build up du puits HDZ 17.	64
Tableau IV.10: Les dernières opérations du puits HDZ17.	64

Nomenclature

Nomenclature

PVT	Pression, Volume, Température
Ep	Engineering Production
HMD	Hassi Messsaoud
HGA	Hassi Gutter
HDZ	Hassi Dzabat
QH	Quartz Elhamra
SARA	Saturé, Aromatique, Résine, Asphaltène
BETX	Benzène, éthyle benzène, toluène, xylène
GOR	Gas Oil Ratio
Q_{avant}	Débit avant traitement
$Q_{après}$	Débit après traitement
SCF	Standard cubic foot
TC	Tube clean
CT	Coiled Tubing
GL	Gaz lift
E	Efficacité de traitement.
POT	Pay Out time
AgNO ₃	nitrate d'argent

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Tout au long de l'exploitation d'un gisement de pétrole, un certain nombre de problèmes apparaissent. Ces derniers sont inévitables et directement liés à la nature des effluents produits et à l'environnement dans lesquels ils sont mis en production.

Les problèmes les plus fréquemment rencontrés sur le champ de HMD sont :

- Les dépôts des sels minéraux,
- Les dépôts d'asphaltènes,
- Les dépôts BaSo₄
- Les dépôts combinés,

Dans ce qui suit, nous allons nous intéresser essentiellement aux dépôts d'asphaltènes et les problèmes qu'ils engendrent lors de la production, ainsi qu'aux solutions préconisées jusqu'à présent pour remédier à ce phénomène, sur le champ de Hassi-Messaoud

Dans l'industrie pétrolière, les asphaltènes sont considérés comme problème d'exploitation lorsqu'ils précipitent dans les équipements de production. Le dépôt des asphaltènes peut se former dans toute la chaîne de production ; réservoir, abords du puits, tubing de production, tête de puits, réseaux de collecte, manifold ainsi que les installations de traitement du brut ; séparateurs, échangeurs de chaleur, bacs de stockage et lignes d'expédition. Le dépôt d'asphaltène cause la diminution du débit de production, l'augmentation de la viscosité de l'huile ainsi que des problèmes d'émulsion.

La recherche d'une solution aux problèmes liés à la présence des asphaltènes dans les bruts, demande une meilleure connaissance de leurs structures, une étude du comportement des asphaltènes et une bonne compréhension du processus agrégation/déposition pour l'établissement des programmes de production et le développement des inhibiteurs et des dispersants pour éviter et/ou réduire au minimum les pertes de production provoquées par ces dépôts d'asphaltènes

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

« Étude et caractérisation des Dépôts Organique (Asphaltene) dans le champ de Hassi Messaoud) »

INTRODUCTION GENERALE

Dans ce travail on va étudier un cas de traitement matriciel par reformat effectué sur les Puits HGA44 et HDZ17 qui sont situés dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud exactement dans les champs périphériques.

Ce travail comporte les quatre chapitres suivants :

- Dans le premier chapitre est consacré à une présentation du champ Hassi Messaoud et en particulier la structure de HASSI Guettar et la structure de Hassi Dzabat.
- Dans le deuxième chapitre, nous allons définir les dépôts organiques en particulier les asphaltènes et les paraffines et nous expliquerons en détails leur composition et leur structure ; nous allons aussi étudier le test laboratoire qui nous avons fait dans notre stage.
- Dans le troisième chapitre, nous avons étudié les méthodes de traitement contre les dépôts asphaltènes utilisés afin de les dissoudre.
- Dans le quatrième chapitre, consiste à l'étude 02 puits (HDZ17 / HGA44) asphalténique qui ont été candidats à un traitement au reformat, on va évaluer ce traitement avec calculer son efficacité et le coût technique et à la fin on montre quelque solution proposée pour résoudre ou retarder ce problème.

Enfin, cette étude se termine par une conclusion et quelques recommandations.

CHAPITRE I :
Présentation de la
Zone D'Etude

ΣΟΝΕ Δ,ΕΤΗΔΕ
ΠΡΕΣΕΝΤΑΤΙΟΝ ΔΕ ΙΣ

Introduction

Le champ de Hassi Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien, c'est l'un des plus grands et plus complexes gisements pétroliers au monde et le plus grand d'Algérie avec une superficie globale d'environ 2000 km². Ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distensives.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement de Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile.

Parmi ces structures, se trouve la structure de **HASSI Guettar** située au Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud, et la structure de **Hassi Dzabat** située au Sud.

I.1. Présentation du champ de Hassi Guettar :

I.1.1. Situation géographique :

La région de Hassi Guettar (HGA) est située à 20 Km au Sud-ouest de Hassi Messaoud « Fig. I.1 ». Elle fait partie de la province triasique qui se trouve au Nord-est de la plate-forme saharienne. Elle se situe entre :

- ❖ Les méridiens 5° et 6° Est
- ❖ Les parallèles 31° et 32°.

D'après le découpage de Sonatrach, Division Exploration, elle fait partie du permis de Hassi Dzabat Bloc 427, entre le gisement de Hassi Messaoud et El Gassi.

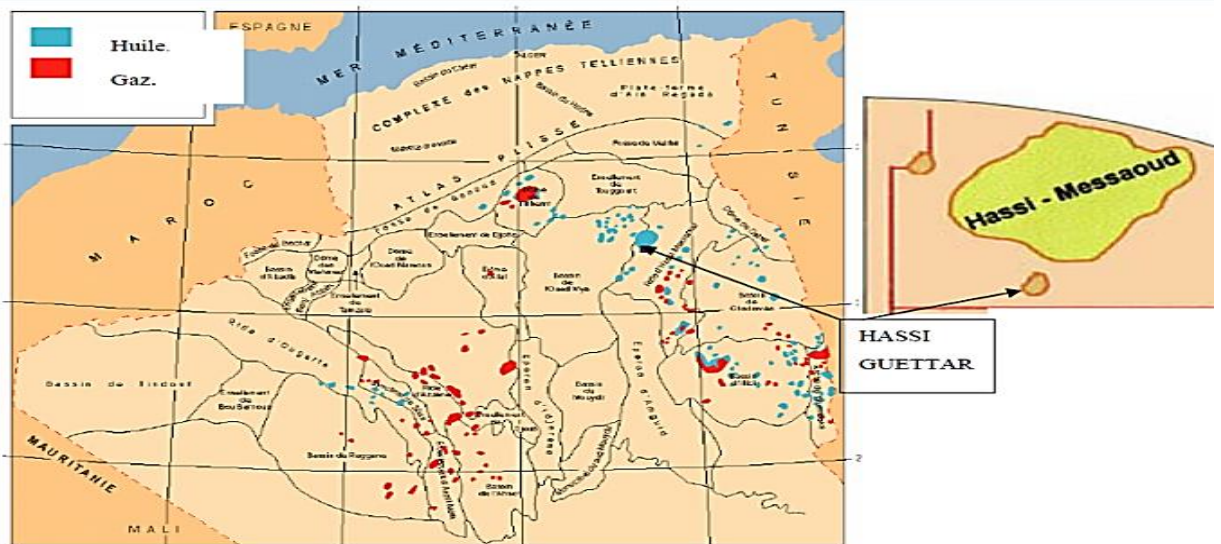


Figure I.1: plan de champ de Hassi Guettar (HGA). [1]

I.1.2. Situation géologique :

Le champ Hassi Guettar est limité géologiquement par les principaux axes structuraux suivants « Fig. I.2 » :

- L'ensellement de Touggourt au Nord.
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud.
- Le bassin de Berkine à l'Est.
- Le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.
- Le dôme de Dahra au Nord-Est.
- La région de Hassi Guettar est répartie sur trois zones hautes :
- Le dôme de Hassi Messaoud.
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud.

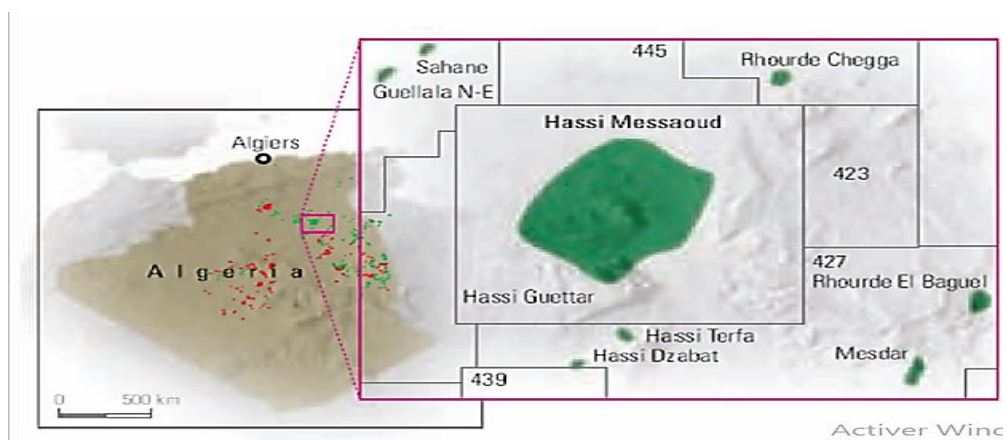


Figure I.2: Localisation de HGA dans la région HMD. [2]

I.2. Géologie de HASSI Guettar :

Le champ HGA est productif de deux réservoirs indépendants, l'un au-dessus de l'autre.

1. Le réservoir inférieur est **d'âge Cambrien** et comprend les drains D5 (Ri), D4, D3, produit à partir d'un anticlinal bien défini. L'huile originale en place pour le Cambrien est estimée à 13.500.000 m³ en 16 km², dont 5.399.000 m³ (40%) ont été produites (31Août 2013). Les drains de Cambrien présentent un réservoir de bonne qualité et un entraînement actif de l'eau, et un facteur de récupération relativement élevée. La salinité de l'eau de formation est très élevée, et les dépôts de sel dans les puits est une question majeure de production. Le réservoir Cambrien atteint sa limite de production économique.

2. Le second **est le réservoir Ordovicien** composée de quartzite de Hamra (QH). L'huile originale en place pour le QH est estimée à 43,15 millions de m³ en 27,7 km², dont 1.316.000 m³ (3,05%) ont été produites. Le drain QH est un sable bitumineux "serré" qui nécessite généralement un traitement de fracture, et a un facteur de récupération faible.

I.3. Aspect stratigraphique :

Du point de vue stratigraphique, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. La coupe stratigraphique type de la région se présente comme le montre la figure I.3.

System	Stage	Illizi Basin (van de Weerd and Ware, 1994)	Triassic Basin (Boudjema, 1987)	Ghadames (Derkine) and Hamra Basins (Montgomery, 1994; Echikh, 1998)	General lithology (Boudjema, 1987)	Description (Boudjema, 1987)	
Carboniferous	Stephanian	F	Tiguentourine	Dembaba		Mudstone, limestone, and gypsum	
	Westphalian		El Adeb Larache			Limestone, gypsum, and mudstone	
	Namurian	E	Oubarakat	Assed Jeffar		Limestone and sandstone	
	Visean	D	Assekalfaf	Mrar		Limestone and sandstone with concretions	
		C	Issendjel			Mudstone and sandstone	
		B				Limestone and mudstone	
Tournaisian	A	(Sbea)				Limestone and mudstone	
Devonian	Sturonian	F2	Gara Mas Melouki	Tahara (Shatti)		Sandstone	
	Famennian - Frasnian	F3	Tin Meras	Aoulmel Ouenine		Mudstone <i>Frasnian Unconformity</i>	
	Givetian - Eifelian			Ouan Kesa	Mudstone and limestone		
	Siegenian - Gedinian	F6	Hassi Tabankort	Tadrart		Mudstone and sandstone	
	Silurian	Zone de Passage		Acacus		Sandstone	
"Argileux"		Oued Imirhou	Tanezzuft	Black mudstone with graptolites			
Ordovician	Cardocian	Gara Loukl	Gres de Kemada	Bir Tlacsin		Sandstone	
			Argile Microcgl.			Memouriat	Mudstone and limestone <i>Glacial Unconformity</i>
	Llandellian - Urvirginian	Edjeleh	M'Yata Complex	Argiles d'Azzel	Melez Chograne		Limestone, sandstone, and mudstone
	Arenigian	Hamma		Gres de Ouargla	DH Hecouz		Silty black mudstone
	Tremadocian	In Kraf	Gres d'El Alchane	Quartzites De Hamra	Achebyat		Sandstone
				Sandstone			
Cambrian-Ordovician	Hassi Leila	Hassi Messaoud	Argile d'El Gassi	Achebyat		Sandstone and mudstone	
			Mudstone				
Cambrian	Hassi Leila	Hassi Messaoud	Zone des Altemanes	Hassaouna and Mourtzidle		Sandstone and mudstone	
			R1			Sandstone	
			R2			Sandstone and conglomerate	
Infra-Cambrian			R3				
			Socle	Infra Tassilian/ Mourtzidle		Metamorphic and magmatic rocks <i>Pan-African Unconformity</i>	

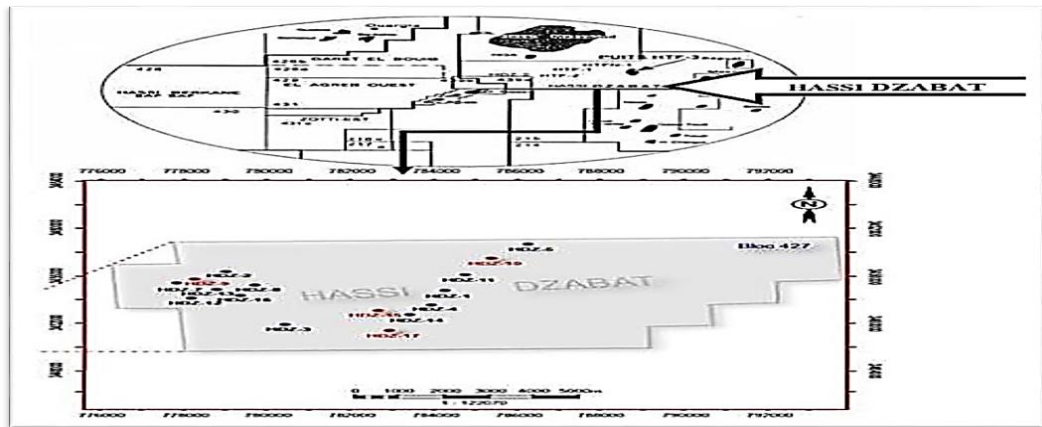
Figure I.3: Colonne stratigraphique du champ de Hassi Guettar. [3]

I.4. Aspect structural

La structure de Hassi Guettar se situe dans le prolongement Sud et Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud. Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle de direction NW-SE et NE-SW.

I.5. Présentation du champ de Hassi Dzabat :

Le champ de Hassi Dzabat (HDZ), situé au Sud Est du champ de Hassi Messaoud, est un gisement satellite de celui-ci. La première découverte en Septembre 1969. [6]



● Puits étudiés
● Puits

Figure I. 4: Situation générale du champ de Hassi Dzabat et Plan de positionnement des puits.

I.5.1. Situation géographique :

Le gisement d'huile de Hassi Dzabat (HDZ) est situé dans le bloc 427 du découpage de Sonatrach Exploration, dans la wilaya D'Ouargla, à près de 910 km au Sud d'Alger et à une dizaine de kilomètres au Sud du périmètre d'exploitation de Hassi Messaoud. Le gisement dont le réservoir de l'Ordovicien 'Quartzites de Hamra' est l'objectif principal a été découvert en 2000 avec le forage du puits HDZ2. [5]

Les coordonnées géographiques :

- ✓ Latitude : 29° 25' 30".26593 N.
- ✓ Longitude : 08° 41' 31".18771 E.

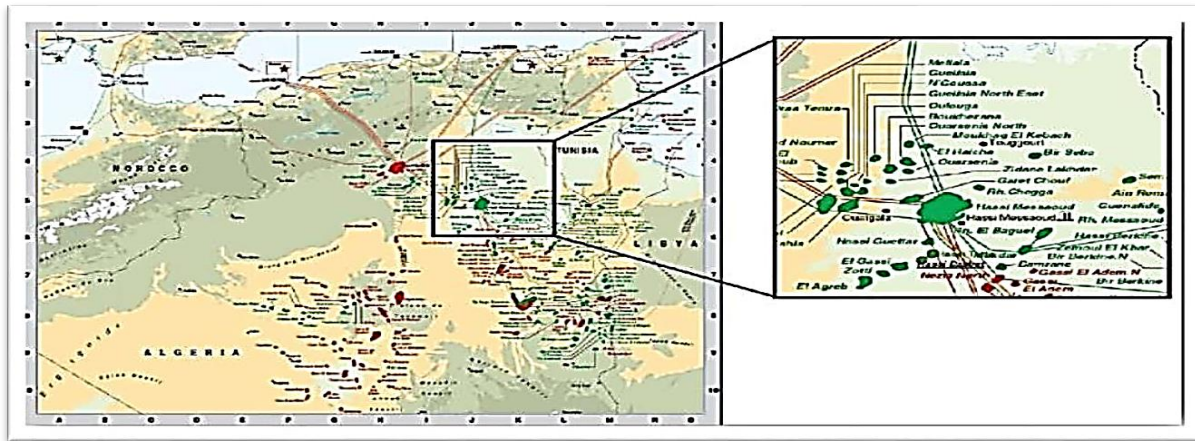


Figure I.5: Limites du périmètre du permis d'exploitation du gisement de Hassi Dzabat.

I.5.2. Aspect géologique :

La structure de HDZ est définie par un anticlinal de direction NE-SW, composée de blocs structuraux bordée de part et d'autre par des failles majeures de direction N30°, auxquelles s'ajoutent des failles secondaires de direction Est – Ouest d'extension créées probablement lors de la phase de rifting triasique. Ces failles secondaires lui confèrent un aspect de Horst et de Graben. [7]

I.5.3. Aspect structural :

La structure de Hassi Dzabat est définie comme étant un piège de type structural (anticlinal allongé de direction NE-SO), bordée dans sa partie Est par une faille de même direction ; elle présente une superficie de 40km^2 sur une amplitude de 60m. Elle montre des accidents subméridiens qui ont fonctionné depuis l'orogénèse panafricaine, ils ont été à l'origine de la structuration et de la sédimentation de tout l'axe Amguid-Messaoud. La carte en isobathes (Fig. I.7). Établie dans la région à partir de la campagne sismique 3D HDZ, montre une tectonique assez complexe matérialisée par des accidents à prédominance NE-SO et d'autres presque EO ainsi que par des structures en blocs ou forme de horsts et de grabens.

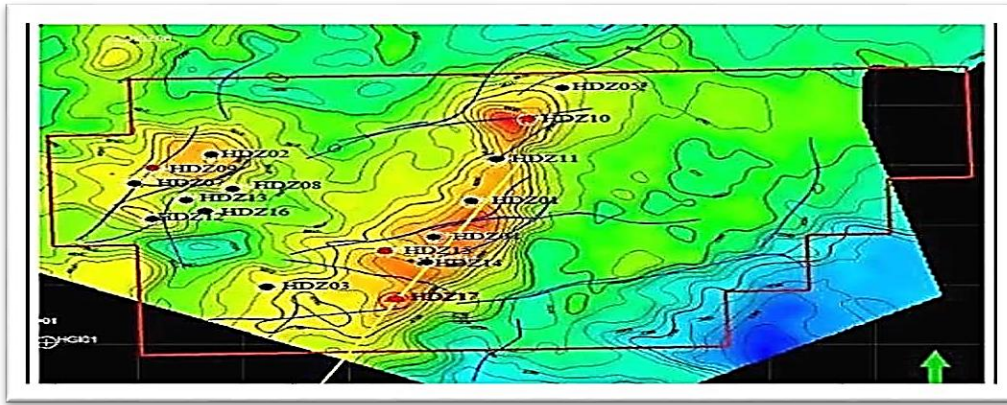


Figure I.6: Carte en isobathes au toit des Quartzites El Hamra, champ HDZ.

I.5.4. Intérêt pétrolier :

L'intérêt pétrolier de la région de Hassi Dzabat est intimement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable, et où le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) constitue l'objectif primaire. [7]

CHAPITRE II :
Généralités sur les
dépôts Organiques

dépôts Organiques

Introduction :

Généralement les dépôts organiques causent des problèmes de production très sérieux.

Ces dépôts se localisent dans tubing, liner, au niveau des perforations et dans la formation, mais qui peuvent aussi avoir lieu dans le réseau de collecte et dans installations de surface (séparation, raffinage...). Les dépôts organiques causent la diminution du débit de production, l'augmentation de la viscosité de l'huile ainsi que le problème d'émulsion.

Il existe deux différents types des dépôts organiques, l'un est composé de paraffines et l'autre d'asphaltènes, les deux sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles brutes.

Le but de ce chapitre est de définir les dépôts organiques (asphaltènes et paraffines), ses caractéristiques, sa structure, les conditions de sa déposition, les problèmes provoqués par ce dépôt, la manière et l'emplacement de sa déposition.

II.1. Généralités sur le pétrole brut :

Le pétrole brut est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures ; il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés. On le rencontre dans les bassins sédimentaires, où il occupe les vides de roches poreuses appelées réservoirs. Il peut être extrait et raffiné pour produire des combustibles comme l'essence, le kérosène, le diesel... etc.

II.1.1. Classification des bruts pétroliers :

Les bruts sont classés selon leur degré API (American Petroleum Institute) qui est une fonction de leur densité. Selon la valeur du °API on distingue :

- ❖ Les bitumes (<8°API),
- ❖ Les bruts extra lourds (8-10°API),
- ❖ Les bruts lourds (10-20°API),
- ❖ Les bruts moyens (20-30°API),
- ❖ Les bruts légers (30-40°API)
- ❖ Les condensés de pétrole (>40°API)

L'équivalence entre la densité et le, °API est exprimée par la formule :

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{d(15^{\circ}\text{C})} - 131.5$$

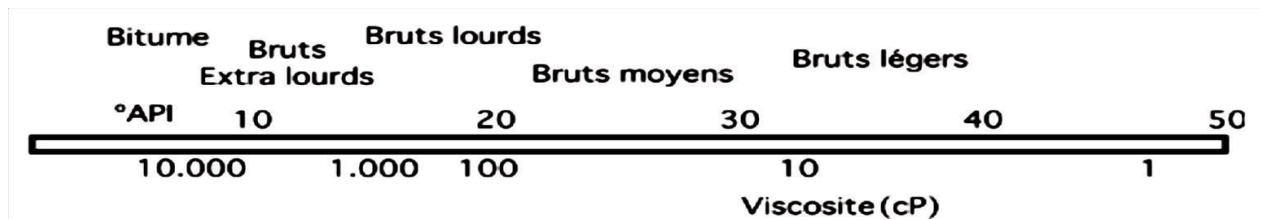


Figure II.1: Classification du brut pétrolier selon leur °API.

II.1.2. Composition chimique des bruts pétroliers :

Les différentes méthodes d'analyses telles que l'analyse SARA, l'analyse élémentaire, la spectroscopie de masse et la séparation chromatographique ont permis de déterminer la composition chimique des bruts pétroliers.

Les pétroliers proposent de classer les bruts en fonction de la proportion des différentes familles : Saturés, Aromatiques, Résines et Asphaltènes ainsi que de leur teneur en soufre. Les résines peuvent stabiliser la dispersion des particules d'asphaltènes et peuvent être converties en asphaltènes par oxydation. Les pétroles bruts avec une teneur élevée en résines sont relativement stables.

Dans le pétrole brut, on trouve surtout les trois classes d'hydrocarbures sont :

- ❖ **Hydrocarbures Saturés** : sont des composés apolaires (n-alcanes, iso-alcanes, cyclo-alcanes) ;
- ❖ **Composés Aromatiques** : Ce sont des composés qui sont physiquement et chimiquement très différents des paraffines et des naphthènes. Ils contiennent un ou plusieurs noyaux similaires à ceux du benzène.
- ❖ **Résines et Asphaltènes** : constitués de molécules polycycliques à haut poids moléculaire, contenant de l'azote, du soufre et de l'oxygène.

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

L'analyse SARA se réfère à la détermination de la proportion des Saturés, Aromatiques, Résines et Asphaltènes dans une quantité bien déterminée d'un brut. Cette analyse nous renseigne sur la stabilité colloïdale des asphaltènes dans le pétrole brut. [8]

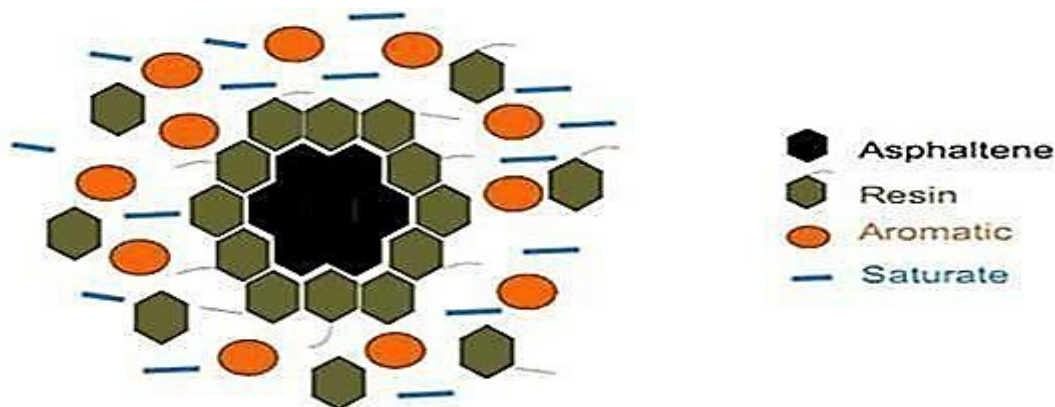


Figure II.2: Les différentes fractions du pétrole (SARA).

II.2. Les dépôts d'asphaltènes :

II.2.1. Origine des asphaltènes :

L'origine des asphaltènes est intimement liée à celle des kérogènes, produits issus des différentes transformations chimiques, et biochimiques de la matière organique accumulée et déposée au sein de la roche mère. Au cours de l'enfouissement, l'augmentation de la température provoque une dégradation thermique des kérogènes, et contribue à la formation d'édifices comparables de moindre taille appelés : ASPHALTENES ET RESINES

II.2.2. Définition des asphaltènes :

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans les paraffines à bas poids moléculaire (n-heptane, n-pentane) mais solubles dans certains solvants aromatiques comme le toluène et le benzène [8] .



Figure II.3: des dépôts d'asphaltènes.

II.2.3. Composition des asphaltènes :

Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de Carbone(C) et d'Hydrogène (H). D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le Soufre (S), Azote(N), et l'Oxygène (O) avec des quantités significatives, tandis que les métaux, comme le

Nickel (Ni) et le Vanadium (V) sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables.

À quelques exceptions près, les proportions des éléments (carbone, hydrogène, azote, oxygène, le soufre et les métaux) dans le pétrole (peu importe où et où la source) varie [9].

Tableau II.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes [4].

Composition Élémentaire	Les Teneurs (%)
C	83.82
H	7.4
N	0.44
S	0.49
O	7.85
V	1-1200 PPM
NI	1-150 (PPM)

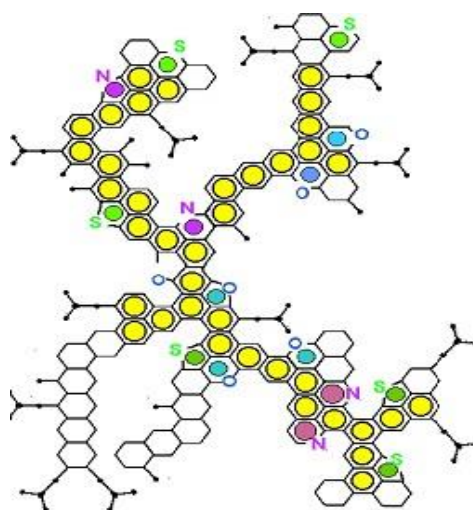


Figure II.4: Composition des asphaltènes du brut de HMD

II.2.4. Masse molaire des asphaltènes

Les asphaltènes sont constitués d'un ensemble de molécules de masse molaire élevée fortement poly dispersée en taille et ont de plus la capacité de s'associer.

Les masses moléculaires des asphaltènes varient considérablement selon la différente source de pétrole brut et les conditions opératoires (méthode d'analyse, solvant utilisé) la masse moléculaire des asphaltènes joue un rôle très important dans l'auto-association et la floculation. La principale cause de l'insolubilité des asphaltènes est le poids moléculaire élevé. Ce dernier varie avec la nature de l'huile brute et de sa composition.

II.2.5. Structure des Asphaltènes :

Les asphaltènes appartiennent à une classe des macromolécules complexes. La structure des asphaltènes et des résines peut être classifiée dans deux échelles :

- Microstructure
- Macrostructure

a) *La structure microscopique*

Il est très difficile d'associer une seule formule chimique à l'ensemble des asphaltènes présents dans un brut. La formule et la structure des asphaltènes diffèrent d'un gisement à un autre et donc impossible de généraliser une formule quelle que soit l'origine.

La connaissance de la structure microscopique des asphaltènes s'obtient à l'aide de la spectroscopie Infra-Rouge (IR), Résonance Magnétique Nucléaire (RMN), et de la diffraction des rayons X (DRX).

Plusieurs auteurs ont proposé l'image d'une molécule d'asphaltène par différentes techniques de caractérisation. Ces dernières peuvent être utilisées pour décrire globalement les asphaltènes comme des molécules formées à partir des anneaux aromatiques condensés contenant la plupart des hétéroatomes et portant des chaînes alkylées.

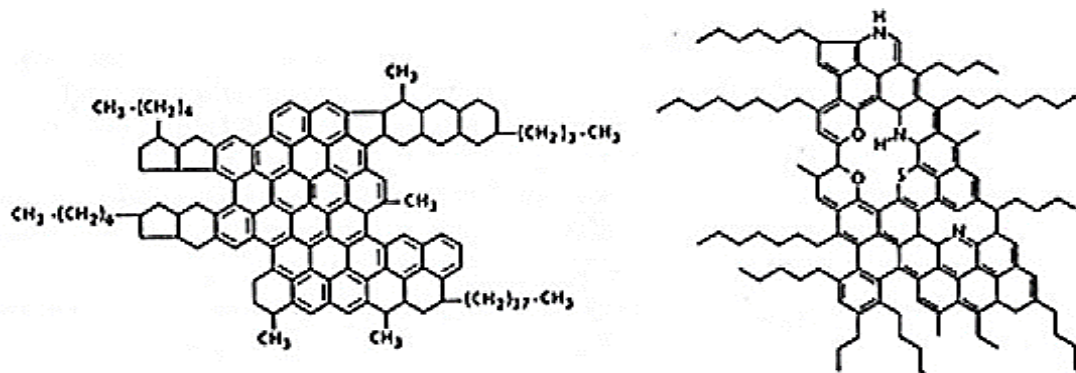


Figure II.5: les différentes structures des molécules d'asphaltène.

b) La structure macroscopique

Les moyens d'analyse des asphaltènes dans leur milieu naturel (pétrole brut ou produits de raffinage) sont peu disponibles, pour cette raison, la plupart des analyses ont été menées sur des asphaltènes préalablement précipités. Pour cette raison, plusieurs modèles ont été proposés pour décrire la structure des asphaltènes. Le plus répandu est **le modèle de Yen 1972**.

❖ **Le modèle de YEN**

Yen a décrit les asphaltènes comme des molécules. Il a développé un modèle tridimensionnel plus accepté par la communauté internationale. La structure des asphaltènes est montrée dans Figure III.6 Selon Yen.

L'équipe de T.F YEN (1961) qui a proposé un modèle par l'étude réalisée à diffraction des rayons X sur des échantillons d'asphaltènes solides qui est constitué de 4 niveaux :

- **Le feuillet** : Il constitue la molécule élémentaire d'asphaltène dont le poids moléculaire est de l'ordre de 500 à 1000 UMA. Le feuillet est le noyau aromatique polycondensé substitué des chaînes aromatiques de noyaux naphthéniques composés de 4 à 7 molécules ;
- **Particule** : 4 à 6 feuillets élémentaires ;
- **La micelle** : groupement de 2 à 3 particules ;
- **l'agglomérat** : la masse molaire est de l'ordre de 100 000 à 1 000 000 UMA, est constitué par plusieurs particules et micelles. [9]

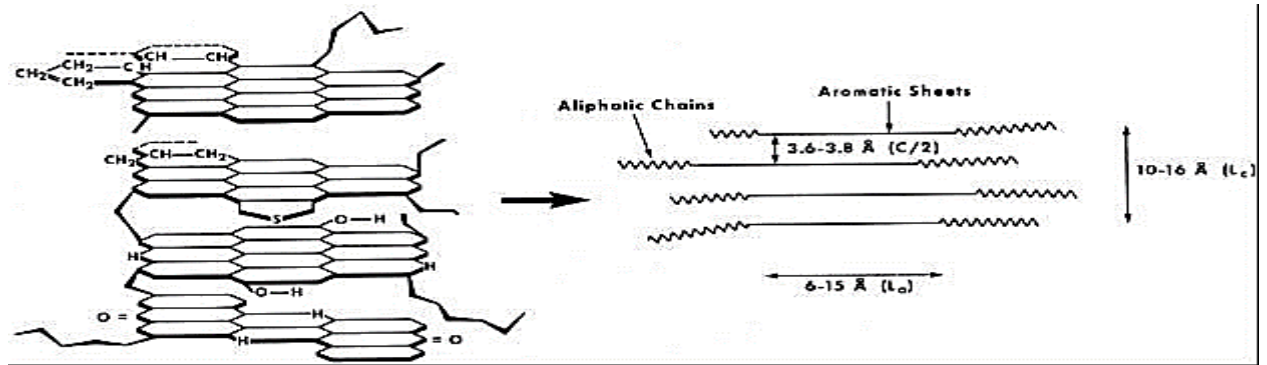


Figure II.6: Formation d'un feuillet à partir des molécules d'asphaltènes

II.2.6. Caractérisation des Asphaltènes :

- Composés aromatiques complexes dont la formule chimique est: $74H_{87}NS_2O$ + des métaux.
- Masse moléculaire élevée.
- Insoluble dans le n-alcane.
- Soluble dans les solvants aromatiques (benzène , toluène et l'xylène..).

Les principales caractéristiques de l'huile du champ de Hassi Messaoud d'après les analyses des échantillons des 52 puits sont les suivantes :

- Densité de 0,8 à 0.835 (°API: 37,9 à 45,3).
- Fraction d'asphaltènes dans l'huile: 0,08 à 0,2 %
- Poids moléculaire moyen des asphaltènes ; 840 à 4900 UMA. Ces analyses montrent une augmentation de la teneur en asphaltènes des puits de HMD, de l'Est vers l'Ouest.
- Point de fusion entre 300 et 400°C pour donne des composés carbonée et gaz.

II.2.7. Mécanisme de floculation des asphaltènes :

La floculation et la précipitation qui s'en suit des molécules d'asphaltènes ont fait l'objet de nombreuses études ces dernières années .Les particules d'asphaltènes de petite taille peuvent être dissoutes dans un fluide de pétrole, tandis que les particules d'asphaltènes relativement grandes peuvent floculer et former des agrégats aléatoires lors de l'addition d'une certaine quantité d'un hydrocarbure paraffinique (n-alcane) contenu dans le pétrole.En raison de leur grande taille et de leur faculté d'adsorption à la surface d'un solide, Les flocons d'asphaltène

sont la cause de dépôt tout à fait stable. L'utilisation de solvants aromatiques qui peuvent dissoudre ces dépôts permet de remédier à ce problème.

Le transfert des résines de la surface des asphaltènes vers le brut provoque l'agglomération et le dépôt des noyaux asphaltique. A partir d'observations microscopiques Hotier en 1982, montre que la floculation s'accompagne d'une augmentation de la taille des agrégats d'asphaltènes en solution. Au moment de la floculation ces agrégats de taille initiale de l'ordre de 0.1 μm s'associent ; leur taille observée juste après la floculation est environ de 3 μm , la taille définitive des agrégats d'asphaltènes est obtenue après quelques heures.

Comme on le sait. Les répulsions entre les résines en solution et celles adsorbées sur les molécules d'asphaltène assurent leurs stabilisation. Pour voir une suspension d'asphaltène stable, il faudrait que les potentiels chimiques des résines soit égaux.

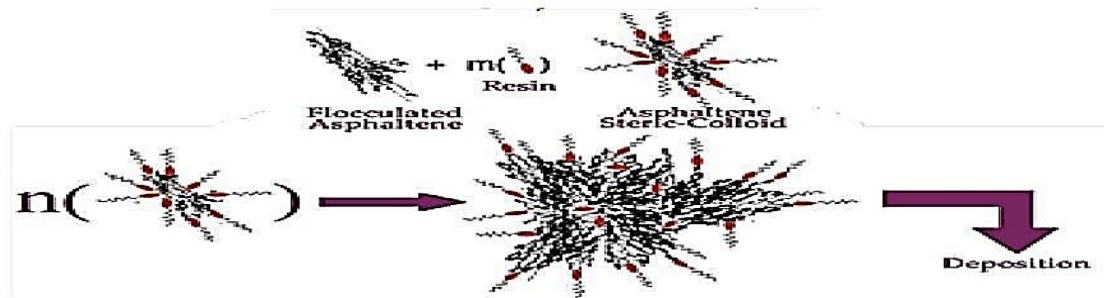


Figure II.7: Mécanisme de floculation des asphaltènes .

II.2.8. Conditions de floculation des asphaltènes

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

- Changement des conditions thermodynamiques telle que : la pression et la température suffisamment basse, et la composition de l'huile (GOR).
- L'injection des gaz miscibles comme : CO₂, N₂.....etc
- Combinaison des différents fluides dans la colonne de production.
- Augmentation du GOR (volume de gaz/volume de l'huile), soit de la formation (gaz dissous, percée de gaz) soit de l'injection (Gas-Lift).
- Pendant le traitement par l'acidification matricielle.
- L'eau de formation et d'injection.

II.3. Historique des problèmes de dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi

Messaoud :

Les dépôts d'asphaltènes ont été observés dans le tubing des puits dès les premières étapes de production du champ de Hassi Messaoud, en particulier la zone1 (1a, 1b, 1c). Initialement, les puits de la zone-1 devraient avoir un potentiel de 100 m³/j de pétrole, cependant, après un démarrage de 10 à 30 mois, le déclin de la production a été observé dans certains puits, et depuis de nombreux puits ont été complètement bouchés. Par exemple, la production du puits MD 237 a diminué de 15,5 m³/h à 1,6m³/h dans la période allant de Mars 1976 jusqu'à Octobre 1977; avec un skin de +37. Cela prouve que dépôt d'asphaltènes est produit dans le réservoir et dans le puits.

II.4. Les Facteurs qui s'influent sur la déposition des asphaltènes dans le champs HMD :

Dans le cadre de notre présent travail on s'intéresse seulement à l'étude des dépôts organiques (les asphaltènes et les paraffines), sachant des dépôts d'asphaltènes qui sont les Problèmes majeures dans le Sud Algérien, notamment dans la région hassi Messaoud. Les facteurs qui pourraient influencer sur la déposition d'asphaltènes sont:

II.4.1.Paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile

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

II.4.1.1.Pression

La diminution de la pression peut déstabiliser l'huile et provoquer la floculation des asphaltènes. Lorsque la pression chute, la masse volumique de l'huile diminue à cause de l'expansion du volume d'huile ce qui entraîne la baisse de concentration de résine dans le milieu. On aura par la suite, une migration des molécules de résine de la surface des particules d'asphaltènes vers la solution créant de fortes forces d'interactions entre les particules chargées ce qui cause la floculation et l'agrégation des particules pour former le dépôt

La pression est le facteur majeur qui provoque la précipitation des asphaltènes dans des réservoirs lors de la récupération primaire du pétrole. Thawer et al (1990) ont étudié les effets de la pression sur la précipitation des asphaltènes dans l'huile et ont constatés que l'asphaltènes a commencé à se précipiter quand la pression a diminué en dessous d'une pression supérieure

au point de bulle de l'huile brute. Que la pression a diminué, de plus en plus précipité l'asphaltènes et la quantité de précipité d'asphaltènes atteint le maximum au point de bulle. Au-dessous du point de bulle de l'huile, une certaine réduction de précipitation des asphaltènes a été observée.

Ainsi, à température constante et à composition constante en huile, une augmentation de pression améliore la solubilité des asphaltènes.

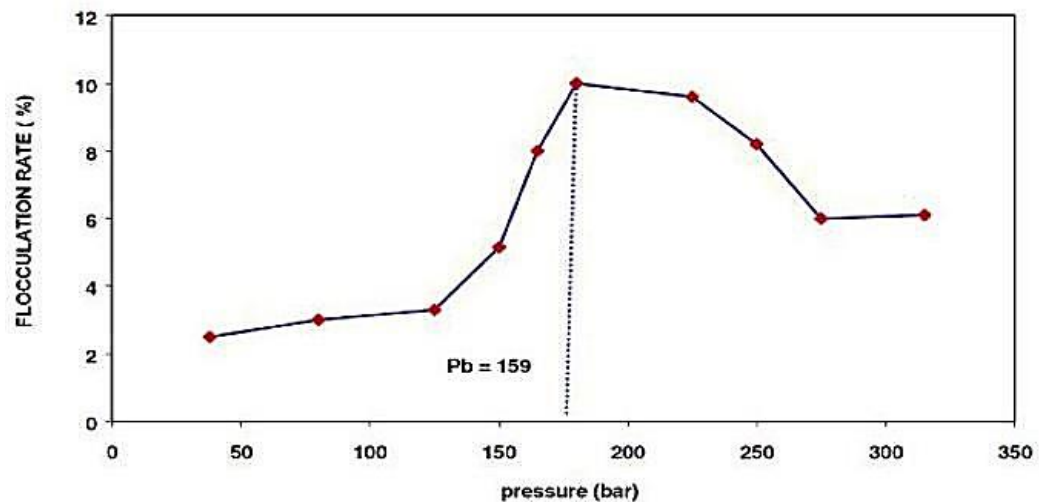


Figure II.8: Effet de la pression sur le taux de floculation à 118°C condition du réservoir.

Lorsque la pression diminue au-dessous du point de bulle, les composants légers du brut se séparent de l'huile pour former la phase gazeuse. Durant cette phase, on a observé une diminution du taux de dépôt qui explique une réduction du dépôt d'asphaltènes dans l'huile. Les figures montrent que le maximum de quantité de dépôt est observé à une pression près du point de bulle. Certains bruts peuvent ne pas avoir ce comportement. Si les particules sont très bien stabilisées dans l'huile soit par une quantité de résine ou aromatiques suffisante, la diminution de la pression n'aurait aucun effet sur la déposition. [1]

II.4.1.2 La Température :

Lors de la récupération primaire du pétrole, la température du réservoir reste presque constante. Par conséquent, la température n'est pas aussi étudiée avec soin comme la pression. Seuls quelques chercheurs ont étudié l'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes.

- Thomas et al. (1992) ont montré que la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut

a augmenté avec l'augmentation de la température.

- Burke et al. (1988) ont démontré que la solubilité d'asphaltènes diminue avec l'augmentation de la température.

- Plus spécifiquement, Leontaritis (1996) et Paramanuet a (1999) proposent que la solubilité d'asphaltènes augmente avec l'augmentation de la température lorsque la température est inférieure à la température du réservoir, mais diminue avec l'augmentation de la température lorsque la température est supérieure à la température du réservoir.

Finalement, Depuis les résultats expérimentaux précédents aucune conclusion générale ne peut être tirée sur l'effet de la température sur la solubilité des asphaltènes, et pour ce cela, d'autres expériences sont nécessaires pour une bonne identification de cet effet.

II.4.1.3. Composition de l'huile :

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

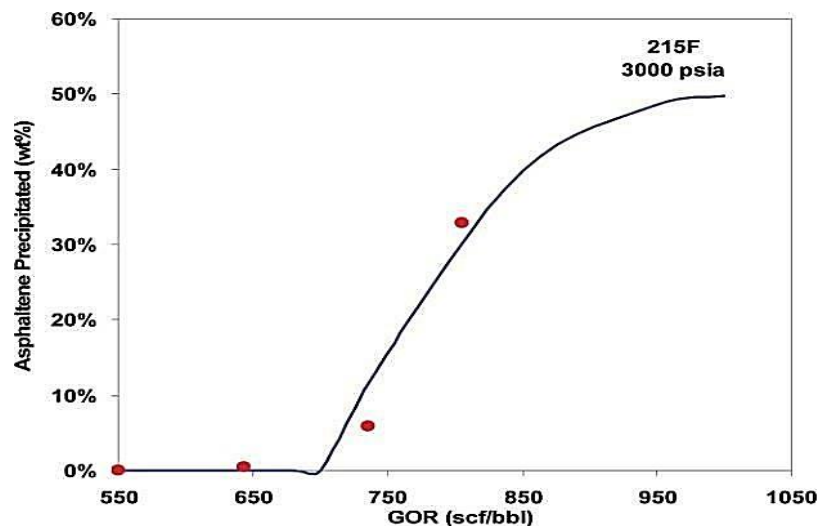


Figure II.9: Effet de GOR sur la précipitation d'asphaltènes dans un pétrole brut.

II.4.2. Vitesse de filtration de l'huile

La précipitation est possible avec l'application d'un champ électrique. Les expériences de potentiel streaming (potentiel de flux) ont démontré que le mouvement du brut à travers le sable

produit un potentiel. Ainsi, ce dernier, peut être responsable de la déposition des asphaltènes lors du mouvement du brut à travers la roche- réservoir. Plus la vitesse du fluide dans le milieu poreux est élevée, plus le potentiel généré est grand. Une chute de pression excessive doit être évitée car cela entraînerait des vitesses plus importantes dans la matrice poreuse, provoquant des dépôts d'asphaltènes. Ce phénomène est encore plus important aux abords du puits où le volume de filtration est plus réduit.

II.4.3.Effet de Gas-Lift :

Le gaz lift c'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs par la diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface;. Ce gaz est généralement constitué d'alcane léger qui est capables de dépouiller la stabilisation des résines. Dans les puits équipés par Gaz-Lift, il peut avoir un risque accru de précipitation d'asphaltène. Le degré de risque dépend essentiellement du volume et la température du gaz injecté par rapport à la quantité et la température de l'huile.

II.4.4.Effet d'injection des gaz miscibles :

Dans certains programmes d'injection L'injection des gaz miscibles comme CO₂, N₂....etc. Influence fortement sur la précipitation des asphaltènes dans le pétrole brut on peut citer :

Le CO₂ cause la déstabilisation de l'équilibre d'asphaltènes avec l'abaissement de PH et le changement de la composition d'huile. Il est également responsable de la formation des émulsions rigides en présence d'un brut asphalténique en raison d'une réduction de la solubilité d'asphaltènes due à la réduction de PH. La précipitation d'asphaltènes augmente lorsque la valeur de CO₂ disponible dans le pétrole brut augmente.

II.4.5.Effet de l'acidification matricielle :

Il a été reconnu depuis des nombreuses années que les endommagements de la formation peuvent se produire lorsque le traitement d'acidification matricielle est exécuté dans un réservoir contient un brut asphalténique.

Ces traitements sont défavorables dans certains régions qui présentant le problème des asphaltènes, car elles ont des effets négatifs sur la stabilité des asphaltènes, il a été bien constaté que l'addition de l'acide HCL durant les opérations d'acidification provoque la précipitation des Sludge et la formation des films d'émulsions rigide qui rendre l'écoulement de fluide presque complètement arrêté, et très difficile à nettoyer. [12]

II.5. Les dépôts des paraffines :

II.5.1. Définition des paraffines :

Les paraffines sont des hydrocarbures de poids moléculaire élevé qui s'accumulent dans le tubing, les installations de surface (têtes de puits, les lignes...) et d'autres équipements de production et de stockage. Le mot paraffine est dérivé du latin "*parum affinis*", c'est-à-dire une petite affinité, une description appropriée, considérant que les dépôts de paraffines ne sont pas solubles par la plupart des huiles brutes et résistent aux attaques d'acides, de bases et d'agents oxydants.

Les dépôts des paraffines sont des corps solides en couleur jaune claire, durs et cassants, inodores et insipides. Qui précipite dans l'industrie du pétrole et du gaz, pendant la production et le transport du pétrole brut.



Figure II.10: les dépôts de paraffine .

II.5.2. Composition des paraffines

Les paraffines, généralement plus appelées « alcanes, sont la famille chimique des hydrocarbures saturés résultant à chaîne droite ou ramifiée, qui ne contiennent des molécules de Carbone (C) et d'Hydrogène (H), Cela signifie que les chaînes de carbone ne contiennent pas de double ou de triple liaison dans le squelette carboné et que chaque atome de carbone est attaché à deux ou trois atomes d'hydrogène.

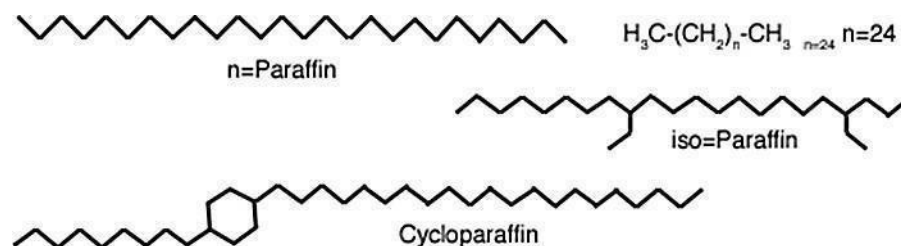


Figure II.11: Structure chimique des paraffines.

On distingue les paraffines constituées d'alcanes linéaires (n-alcanes) et celles constituées d'alcanes ramifiées (iso-alcanes), soit :

✓ *Les paraffines liquides ou fluides (paraffinum perliquidum)*, ($n = 8$ à 19) dont la viscosité est de 25 à 80 mPa.s ;

✓ *Les paraffines huileuses ou pâteuses* (*paraffinum subliquidum*), dont la viscosité est de 110 à 230 mPa.s ;

✓ *Les paraffines solides* (*paraffinum solidum*), cires (n = 20 à 46) dont la température de solidification se situe entre 50 et 62 °C.

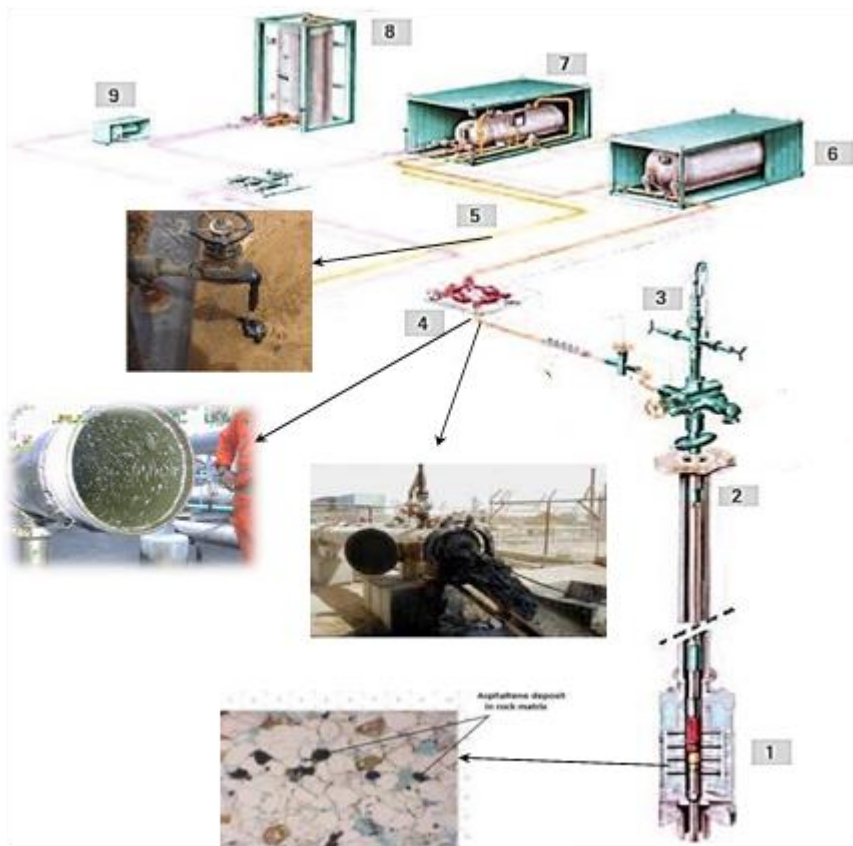
Les alcanes linéaires (n-alcanes) sont les éléments dominants dans les paraffines solides, tandis que les alcanes ramifiés (iso-alcanes) dominent dans les micro-cires. blanche, assez transparente et inodore, la paraffine fond entre 40 et 71 °C.

II.5.3.Mécanisme de précipitation :

La précipitation des paraffines dans son principe est un phénomène de cristallisation par abaissement de température en dessous de point de trouble (cloud point) de la solution. A moins de chauffer le pétrole brut par un moyen artificiel, il n'est pas possible de modifier l'équilibre du système cristaux de paraffines-pétrole brut. Le moyen qui semble le plus pratique, a priori, pour éviter les dépôts, est de stabiliser la suspension de cristaux de paraffines. Il faut limiter la taille des cristaux qui se forment et les empêcher de se joindre, de flocculer, en créant des forces de répulsion entre eux. Le principe est donc de former une suspension colloïdale de microcristaux.

II. 6. Localisation des dépôts organiques :

Les problèmes de la précipitation d'asphaltènes ne sont toute fois pas limités à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits (perfos), les tubings, les installations de surface (têtes de puits, manifold), ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut (séparateurs, échangeurs de chaleur). Voir Figure.II.12.



- 1: Abord de puits,
- 2: Restriction du diamètre (duse) ,
- 3: Tête de puits,
- 4: Manifold,
- 5: lignes de production (Pipeline),
- 6: Echangeur de chaleur,
- 7: Séparateur,
- 8: Bac de stockage,
- 9: Pompe d'expédition.

Figure II. 12: Les emplacements possibles des dépôts les dépôts organiques.

II.7 Les problèmes des dépôts organiques :

La précipitation et la déposition les dépôts organiques (asphaltènes ou paraffines) peuvent se produire au cours de la production pétrolière, le transport et le raffinage, de telle façon agissant négativement sur l'ensemble de système de production, les points suivants présentent en générale les problèmes des dépôts organiques :

- ✓ Réduction de la productivité des puits.
- ✓ Problème de production (bouchage de tubing, et revêtement des perforations, bouchage de la Duse.) sont dus à la viscosité élevée des liquides par la présence des asphaltènes, qui stabilisent ainsi l'émulsion dans la phase de séparation huile-eau.
- ✓ Réduction de la perméabilité et la porosité de la formation (Bouchage des pores et des fissures des roches réservoir).
- ✓ Changement de la mouillabilité de la roche réservoir (provoquant une migration de l'huile).
- ✓ Restriction du diamètre du tubing et les canalisations de transport, ce qui réduit les performances de débit.
- ✓ Dysfonctionnement des équipements (désactivation du catalyseur, Défaillance de la pompe, Encrassement des compresseurs).
- ✓ Coincement pendant les opérations par exemple : Wire-Line.

CHAPITRE III :
Traitements des dépôts
d'Asphaltènes (Analyse
SARA)

(SARA)
Analyse des dépôts d'Asphaltènes

Introduction :

Un grand nombre de puits dans la partie occidentale du gisement de Hassi- Messaoud, souffrent de graves problèmes liés aux asphaltènes comme un problème majeur par rapport les dépôts de paraffine.

Les asphaltènes sont des composés organiques complexes qui se trouvent naturellement dans le pétrole brut. Lorsque les dépôts d'asphaltènes se forment dans les pipelines ou les équipements de production de pétrole, ils peuvent causer des problèmes de débit et de blocage, entraînant des perturbations dans les opérations de production.

Le traitement des dépôts d'asphaltènes peut être réalisé par différentes méthodes, en fonction de la gravité de l'accumulation et des propriétés de l'asphaltène.

Dans ce chapitre. Nous examinerons les différentes méthodes de traitement utilisées pour éliminer ces dépôts: mécaniques et chimiques.

III.1.Le traitement des asphaltenes :

Pour remédier ce problème qui provoque une perte économique très importante dans le domaine pétrolier plusieurs solutions sont appliquées dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud parmi lesquelles :

III.1.1. Solutions curatives**III.1.1.1. Traitement mécanique par grattage :**

Le traitement le plus employé par SONATRACH , Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de Wireline à l'aide d'un gratteur traité fréquemment (**2-10** fois / mois).Mais cette opération est parfois difficile et elle a des inconvénients tels que la répétition d'intervention et la rupture du câble. [13]

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

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



Figure III.1: Gauge Cutter (outil wire line).

III.1.1.2. Traitement Chimique :

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

Disulfure de carbone:

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

Solvants chlorés:

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage et sont représentés des dangers pour la santé.

Benzène:

Le benzène est un composé organique de formule brute C_6H_6 , Il est un excellent solvant aromatique, mais extrêmement inflammable et est un composé causant le cancer.

Toluène:

Ils sont aussi des excellents solvants, également appelé méthylbenzène ou phénylméthane est un hydrocarbure aromatique de formule brute C_7H_8 . Leur point de saturation est atteint rapidement.

Xylène :

C_8H_{10} C'est un solvant est utilisé pour dissolvent les dépôts solide comme dépôts d'asphaltènes déposé dans le pétrole brut. L'Xylène a beaucoup d'utilisations dans l'industrie pétrolière et réalisée dernièrement sur plusieurs puits à Hassi Messaoud. Il peut être utilisé pour nettoyer et dégraisser les puits de production, les propriétés présentées dans le tableau ont varié d'une société de service à autre (droit réserver).

Tableau III.1: Les propriétés de L'Xylène.

Propriétés		
Point d'éclair	Aromatique	Benzène
27°C	>99%	<300ppm

Des études ont classé les solvants suivant leur pouvoir de solubilité sur les asphaltènes, comme suit :

Benzène < Toluène < xylène < Tétrahydrofuranne < Pyridine.

Reformat:

C'est le solvant aromatique le plus utilisé et économique pour le traitement des dépôts d'asphaltes, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits à Hassi Messaoud avec des bons résultats après le traitement.

Le reformat est un dissolvant qui constitué principalement de BETX (Benzène, Éthylbenzène, Toluène, et Xylènes) et est utilisé comme additif pour les carburant légers, et aussi utilisée pour dissoudre les agrégats d'asphalte précipités sur les parois d'un puits . [10]

Vous trouverez ci-après les différents constituants (ingrédients) de Reformat dans (l'annexe N° 01) .

➤ Caractéristiques de Reformat :

- ✚ Densité = 0,778.
- ✚ Point d'inflammabilité = -5 °c.
- ✚ Point d'éclair = 25 °c

➤ Composition du Reformat :

Le reformat est un distillat de pétrole produit localement en Algérie. Il est obtenu à partir de la charge de 1^{er} distillation, essentiellement constituées par la paraffine, des naphthènes et des aromatiques (PNA), comme le montre le tableau suivante les différents pourcentages massique de la composition du Reformat.

Tableau III.2: Composition de reformat

Composés	Poids (%)
Paraffine	42
Naphtène	5
Aromatique	53

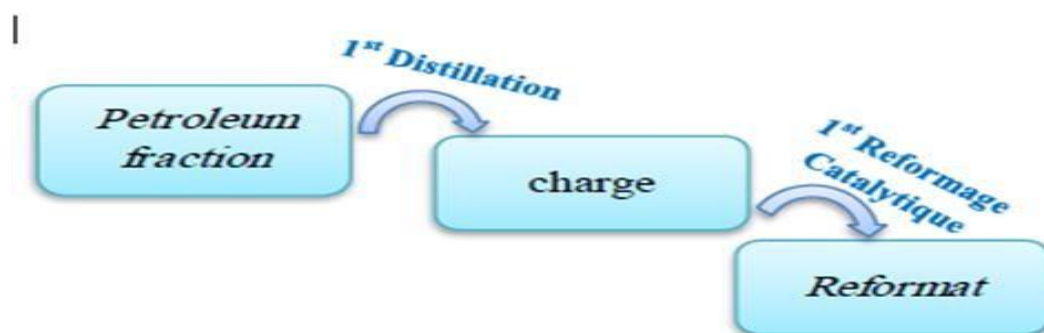


Figure III.2: Idée d'obtention de reformat.

➤ **Avantage de l'utilisation**

Economique et efficace.

➤ **Inconvénients de l'utilisation**

Points d'éclair (flash point) égal à 25°C, c'est-à-dire son utilisation est limitée par ce seuil, il peut provoquer facilement des incendies durant la journée ou la température ambiante varie de 20 à 35°C.

➤ **Les solutions proposées pour l'utilisation reformat :**

- Mélanger le Reformat avec le Diesel (50/50) pour augmenter son point d'éclair à 35°C afin de l'utiliser pendant la saison chaude (été).
- Pour des raisons de sécurité, certaines entreprises préfèrent de l'utiliser dans les opérations pendant la nuit ou utilisent d'autres solvants tels que : Duraklee (HALLIBURTON), WLC 510 (BAKER), P130 (SCHLUMBERGER).

- **PWC6**

PWC-6 c'est un solvant aromatique efficace pour la matière organique à haute teneur en asphaltes, et aussi efficace pour les dépôts cireux (wax deposits).

- **P130**

C'est un solvant non aromatique utilisé comme une alternative au solvant à base d'xylène (A026 ou PARAN 121) dans les opérations de nettoyage des puits. Le P130 dissout ou disperse facilement les dépôts « paraffinés », les fractions d'huile résiduelle lourdes, les asphaltes et les cires au niveau des puits de pétrole. Mais au niveau du champs Hassi Messouad , ce produit n'a pas été vraiment efficace et il coûte cher.

- **DURAKLEEN**

DuraKleen est un solvant aromatique excellent utilisé par la société HALLIBURTON, son Point d'éclair est supérieur à 145°F (63°C).

- **PAO118, WLC510 et WLC821**

PAO118, WLC510 et WLC821 sont des solvants aromatiques excellent utilisé par la société BAKER HUGHES, son des solvants à base d'xylène et toluène utilisent dans les opérations de nettoyage des puits par des dépôts asphaltènes.

III.1.1.3.Enlèvement avec des fluides chauds :

Cela signifie l'huile chaude, l'eau ou la vapeur par injection dans la formation pour ouvrir les zones bouchées (circulation inverse). Cette méthode fonctionne en fondant les dépôts organiques.

III.1.2. Solution préventive :

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

III.2. Le Rôle de Coiled tubing pour traitement les dépôts organiques :

Les opérations de jets fluides sont disponibles depuis de nombreuses années pour enlever les dépôts et les sédiments dans les tubings de production et de perforations, on utilise des équipements et des outils spécifiques, Ces outils peuvent être utilisés avec des fluides de nettoyages pour attaquer les dépôts solubles où le placement est critique, parmi ces opérations, on a le CT, qui joue un rôle vital dans l'activité de la département service puits aux champs Hassi- Messaoud pour résoudre plusieurs problèmes matriciel (acide, lavage par reformat.....), et de tubing.

Le nettoyage au coiled tubing consiste à descendre le tube dans le puits jusqu'à le fond avec pompage des fluides à travers, jusqu'à l'outil de jetting à l'extrémité de tube , le fluide et l'effet de jet va dissoudre et décomposer les dépôts, et circuler à travers l'annulaires vers la surface.



Figure III.3: l'unité de coiled tubing.






Figure III.4: Outil jet blaster

Le choix de la technique de nettoyage et le type du fluide utilisé dépend de la nature des sédiments (le sables, les agents de soutènements, les dépôts organiques....) et la géométrie du puits (diamètre du tubing, inclinaison).on distingue deux techniques de nettoyage les dépôts par CT sont :

- Le nettoyage avec le jetting: cette technique est utilisée pour le nettoyage des parois du tubing de production, et la remontée des sédiments non consolidés.
- Le nettoyage avec turbine (moteur du fond): cette technique est utilisée pour le cas les dépôts ou les sédiments consolidés.

En plus, le choix les outils de nettoyage par Coiled tubing joue un rôle efficace pour enlever les sédiments et les dépôts collés aux parois des tubings à l'intérieur des puits, parmi les outilles spécifiques de nettoyage utilisent pour traiter les dépôts organiques sont :

-  Roto-jet
-  Le Pulsonix
-  Jet-Blaster

III.3. Le Rôle de snubbing pour traitement les dépôts organiques :

- Le Snubbing intervient pour le nettoyage des dépôts et des sédiments à l'intérieur de puits .
- Ou Par un train d'injection (tubing de diamètre 1"660 , 1"900 , 2"3/8,) pour squeeze le réformat dans la formation ,On est limité par la pression de service de raccordement de la vanne de circulation en surface.

III.4. Test de laboratoire

III.4.1. Description et objectif du problème

Le **09/03/2023** le laboratoire chimie minérale et organique de la direction EP Hassi-Messaoud Sonatrach , reçoit un échantillon de dépôt. Le dépôt est prélevé à partir du puits HTF10 situé dans champ Hassi-Messaoud à une cote de 2050 m par l'outil decuillère de l'appareille wire-line

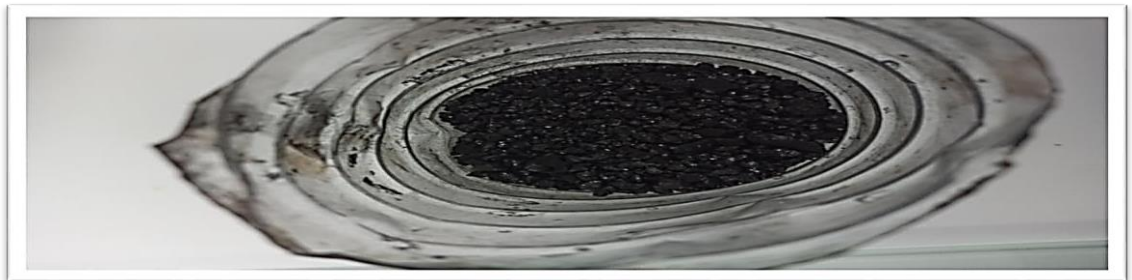


Figure III.5: échantillon de dépôts organique.

III.4.2. Procédure d'analyse

III.4.2.1. Détermination des dépôts minéraux

Après un test qualitatif de l'échantillon par HCL (Acide chlorhydrique) on observe qu'il n'y pas une apparition de couleur jaune, donc l'échantillon ne contient pas de fer.

On observe aussi qu'il n'y a pas effervescence, donc notre échantillon aussi ne contient pas des carbonates. Finalement il n'y a aucune diffusion d'odeur, donc notre échantillon ne contient pas H₂S

Pour les sels NaCl (chlorure de sodium) ,On fait une un tirage avec AgNO₃ :

A- Equipement :

- **Balance électronique .**
- **Becher**
- **Eau Distillé**
- **Heat**
- **Pipette graduée à piston**
- **Burette automatique**

Vous trouverez ci-après un tableau montre les équipements utilisées dans ce test dans (l'annexe N° 02) .

B- Procédure :

1-Peser le poids de Becher vide .

2-Pese 1g d'échantillon.

3- on dissous 1g d'échantillon dans un 100 ml d'eau distillé à l'aide d'une faible température.

4- on fait un titrage avec AgNO_3 , après une faible agitation en observe l'apparition d'une couleur rouge brique, on conclut alors qu'il y a des sels.

À la fin du titrage, la concentration d' AgNO_3 est égale à 0,25 ml, ce qui signifie qu'un pourcentage de 2,5 sels est conclu.

III.4.2.2. Détermination des dépôts organiques :**Détermination de la teneur en asphaltènes d'un dépôt (Test De Perte par calcination):****A-Equipement :**

- **Balance électronique.**
- **Creuset (Nacelle) en porcelaine**
- **Echantillon**
- **Four**
- **Pince à creuset en inox avec doigt en plastique**
- **Four à moufle résistant température supérieure à 900 °C**

Vous trouverez ci-après un tableau montre les équipements utilisées dans ce test dans (l'annexe N° 03) .

B-Procédure :

1. On prend un Creuset en porcelaine et on pèse son poids.

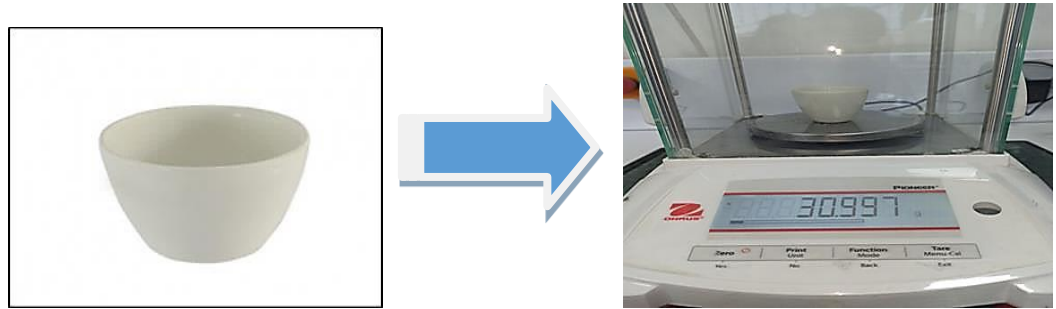


Figure III.6: Pesage de Creuset en porcelaine vide .

2. Peser avec précision 1 grammes de l'échantillon dans un Creuset en porcelaine à l'aide d'une balance électronique. Noter le poids.



Figure III.7: Pesage d'échantillon .

3. On met notre échantillon dans le four électrique à une température de 150° à 200° pendant environ 2 heures .



Figure III.8: Calciné de creuset en porcelaine qui contient Les échantillons.

4. On prélève 5g dans nacelle en porcelaine préalablement séchée et pesée à l'aide d'une balance analytique.



On a trouvé un poids de 0.810 g, la différence de 0,19 g représente 19% des paraffines.



Figure III.9: Pesage de creuset en porcelaine après séchage .

5. Le dépôt sera ensuite calciné dans un four à moufle à 800° pendant 1 heure, on refroidit la nacelle dans un dessiccateur puis on la pèse.

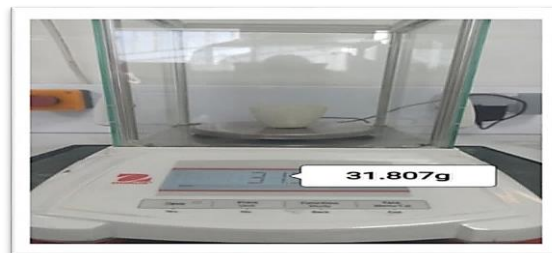


Figure III.10: Pesage de creuset en porcelaine après deuxième calcination.

On a trouvé un poids de 0.048 g la différence de 0.952 g représente 95.2 % le pourcentage des asphaltène et les paraffines .

Les restes sont des résidus 4.8 % (Sels , Grés.....etc).

Tableau III.3: résultat des analyses des dépôts de test perte par calcination

Température			
200°C après 2h		800°C après 1h	
Pe	1 g	Pe	0.810 g
Pnv	30.997 g	Pnv	30.997 g
Pnc	31.807 g	Pnc	31.045 g
Δp	0.810 g	Δp	0.048 g
MO	0.19	MO	0.952
MO %	19	MO %	95.2
% paraffine		% asphaltène + paraffine	
% des paraffines		19%	
% des asphaltène		76.2%	
% les reste résidus		4.8%	

Pe = prise d'essai

Pnv = poids Creuset (nacelle vide).

Pnc = poids de la nacelle après calcination

MO = Matière Organique

Détermination de la teneur en asphaltènes dans un Dépôt. (TEST DESOLUBILTE) :

Parmi les méthodes les plus utilisées dans l'industrie pétrolier surtout dans le laboratoire de salinité de la direction EP Hassi-Messaoud sonatrach , Cette méthode basé sur l'utilisation des 02 solvants n-Heptane et Toluène .

A- Equipement :

- Balance électronique .
- Heating Magnetic Stirrer AREC
- Echantillon
- Mortier et pilon en porcelaine
- Bécher en pyrex capacité 100 ml
- Gant en latex pour laboratoire
- Filtre pour MES
- Pompe à vide
- Pipette graduée à piston d'aspiration
- Appareil de Séchage

Vous trouverez ci-après un tableau montre les équipements utilisées dans ce test dans (l'annexe N° 04) .

- **Détermination % paraffines :**

A- Principe : La méthode est basée sur floculation des asphaltènes insolubles dans le N- dépôt organique.

B- Réactifs nécessaires :

1. N-Heptane

C- Procédure :

Heptane et la détermination de la teneur en paraffines solubles dans le N- Heptane dans un On prend une quantité d'échantillon et on la broyé à l'aide d'un mortier et pilon enporcelaine.

1- Peser le poids de Becher vide

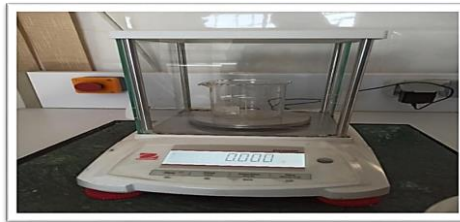


Figure III.11: pesage de poids de bécher vide .

2- Peser 1g d'échantillon dans un Béchar, une prise d'essai Pe.



Figure III.12: Pesage d'échantillon des dépôts organiques .

3- Dissoudre une prise d'essai Pe du dépôt organique dans 100ml N-Héptane .

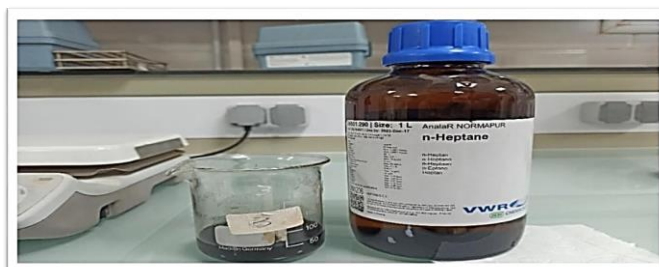


Figure III.13: le solvant aromatique N-heptane.

4- Mettre ce mélange dans un appareil appelé HEATING MAGNETIC STIRRER avec une petite aimant pour agiter la solution bien , à 70 °C Pendant 30 mn.



Figure III.14: Agitation de Mélange .

5- On pèse le filtre seule noter le poids, soit P1 le poids du filtre vide On obtenue P1= 0.130g



Figure III.15: pesage de filtre vide .

6- Filtrer la solution dans un filtre, par l'utilisation d'une pompe à vide qui permet de filtrer la solution

Remarque :

- Si la quantité prévue de dépôts insolubles dans l'heptane est >1%, le filtre 5.0µm peut être utilisé.
- Pour une quantité < 1% on utilise le filtre 0.8µm).

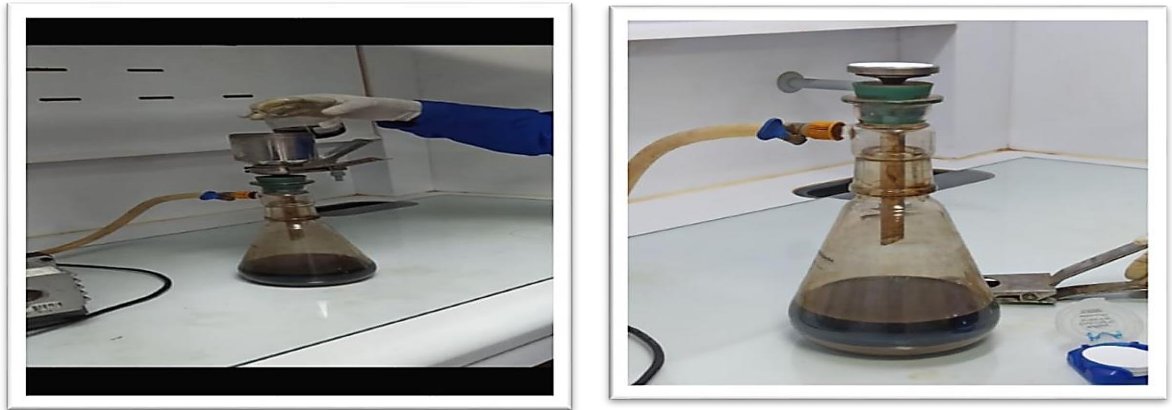


Figure III.16: filtration de Solution (Dépôt organique + n-heptane).

7- Placer le filtre dans l'étuve à 60°C pour séchage pour une heure minimum.



Figure III.17: Séchage de Filtre qui contient Les résidus .

8- Après séchage peser l'ensemble et noter le poids , P2 est le poids du filtre après filtration et séchage.

On a trouvé un poids de 0.948g



Figure III.18: Pesage de Filtre après Séchage.

9- ΔP est la différence de poids qui indique le poids de dépôt non dissous dans N-Héptane.

On trouve $\Delta P = 0.948 - 0.130 = 0.810g$

Pe : prise d'essai

P1 : poids filtre vide

P2 : poids filtre après filtration

ΔP : P2 - P1

$$\% \text{ Paraffine} = (P_e - \Delta P) \cdot 100 / p_e$$

• **Détermination % Asphaltènes :**

A-Principe :

La méthode est basée sur la détermination de la teneur en asphaltènes dans un dépôt organique.

B-Réactifs nécessaires :

1. Toluène ou Xylène

C-Procédure :

On fait la même chose sauf par utilisation Xylène ou Toluène :

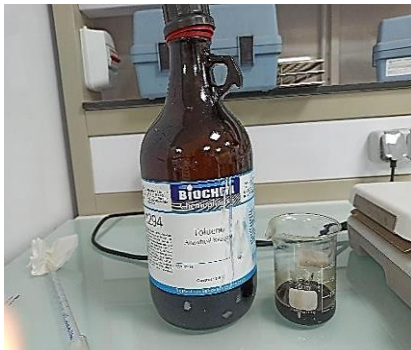


Figure III.19: le solvant aromatique Toluène.



Figure III.20: Pesage de Filtre après deuxième séchage.

P_e : prise d'essai

P1 : poids filtre vide

P1=0.130g

P2 : poids filtre après filtration

P2=0.178g

ΔP : P2 - P1

$$\% \text{ Asphaltène} + \% \text{ paraffines} = (P_e - \Delta P) \cdot 100 / p$$

$$\% \text{ Asphaltène} = (\% \text{ Asphaltène} + \% \text{ paraffines}) - \% \text{ paraffines}$$

$$\Delta P = 0.178 - 0.130 = 0.048 \text{ g.}$$

Tableau III. 4: résultat des analyses des dépôts par test solubilité.

Solvent			
N-Heptane		Toluene	
Pe	1 g	Pe	1 g
P1	0.130 g	P1	0.130 g
P2	0.948 g	P2	0.178 g
Δp	0.810 g	Δp	0.048 g
MO	0.19	MO	0.952
MO %	19	MO %	95.2
% paraffine		% asphaltène + paraffine	
% des paraffines		19%	
% des asphaltène		76.2%	
% les reste résidus		4.8%	

Pe = prise d'essai

P1 = poids filtre vide

P2 = poids de filtre après filtration

MO = Matière Organique



III.4.2.3 Test d'efficacité du réformat avec et sans xylène au niveau de laboratoire :

A-Equipement :

- Balance électronique .
- Heating Magnetic Stirrer AREC
- Bécher en pyrex capacité 100 ml
- Support
- Gant en latex pour laboratoire
- Pipette graduée à piston d'aspiration

Vous trouverez ci-après un tableau montre les équipements utilisées dans ce test dans (l'annexe N° 05) .

B-Réactifs nécessaires :

-  Réformat pur destiné au puits OMKZ77.
-  Xylène

+ Échantillons

Tableau III. 5: Dépôts d'asphaltènes

Puits	Lieu d'échantillonnage (côte)	Résultats
HDZ14	2426 m	- 56 % asphaltènes - 44 % paraffines
HTF11	2040 m	- 70 % asphaltènes - 30 % paraffines

But du travail :

Tester et évaluer l'efficacité du réformat avec et sans xylène sur des dépôts d'asphaltènes .

Procédure :

- Peser le poids de Becher vide.

**Figure III.21: Peser le poids de Becher vide.**

- Peser le poids de filtre vide

**Figure III.22: pesage de poids de filtre vide .**

- Dissoudre une prise d'essai P du dépôt d'asphaltènes dans le réformât à 80 °C avec agitation continue Pendant 30 mn.
- Filtrer la solution dans un filtre préalablement pesé soit P_1 le poids du filtre vide.



Figure III.23: filtration de Solution.

- Sécher le filtre



Figure III.24: Séchage de Filtre.

- Peser le filtre , P_2 est le poids du filtre après filtration et séchage



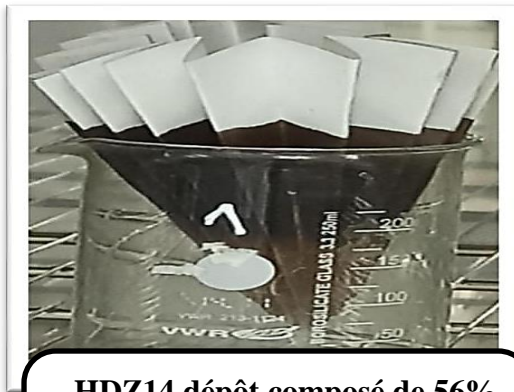
Figure III.25: Pesage de Filtre après Séchage.

- ΔP est la différence de poids qui indique le poids d'asphaltènes non dissous dans le réformât.

Evaluation de test :

Test du 11/03/2023 :

Reformat 100% :

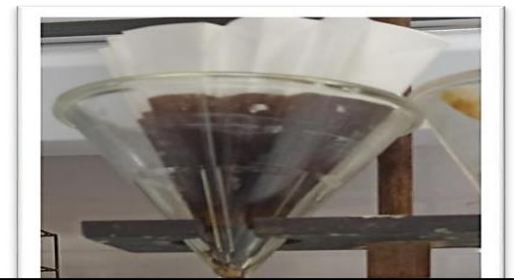


HDZ14 dépôt composé de 56% d'asphaltènes dans le Réformât pur Efficacité de 94%

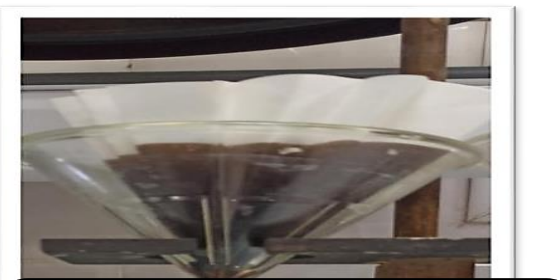


HTF11 dépôt composé de 70 % d'asphaltènes dans le Réformât pur Efficacité de 82 %

Reformat + Xylène :



HDZ14 dépôt composé de 56 % d'asphaltènes dans 80 % Réformât 20 % xylène Efficacité de 99.99 %



HTF11 dépôt composé de 70 % d'asphaltènes dans 80 % Réformât 20 % xylène Efficacité de 99.99 %

Discussions des résultats :

Les résultats obtenus montrent que :

- ✓ L'efficacité du réformât dépend de la teneur en asphaltènes du dépôt (efficacité inversement proportionnel au % asphaltènes.)
- ✓ L'efficacité du réformât est meilleure en ajoutant le xylène.

CHAPITRE IV :
Etude de Cas (Puits
HGA44 & HDZ17)

HGA44 & HDZ17
Etude de Cas (Puits)

Dans cette partie, l'étude a été faite sur 2 puits, à savoir: HGA44, HDZ17.

IV.1. Exemple du puits HGA44 :

IV.1.1. Historique de puits

Le puits **HGA44** est un puits de gaz produit à partir du réservoir **QH**. A été foré et complété le 05/10/2016 avec un tubing 4" $\frac{1}{2}$ ancré, le puits est complété par 4" $\frac{1}{2}$ & 2" $\frac{7}{8}$ tubings et le réservoir recouvert de 4" $\frac{1}{2}$ LPP.

Le puits **HGA44** est connu par le problème des Sels et des asphaltes, qui sont la cause du bouchage fréquent qui a engendré une chute de la production du puits, avec une salinité qui ne cesse d'accroître, des contrôles et grattage au wire line est programmées régulièrement à raison d'une intervention tous les chaque mois. [14]

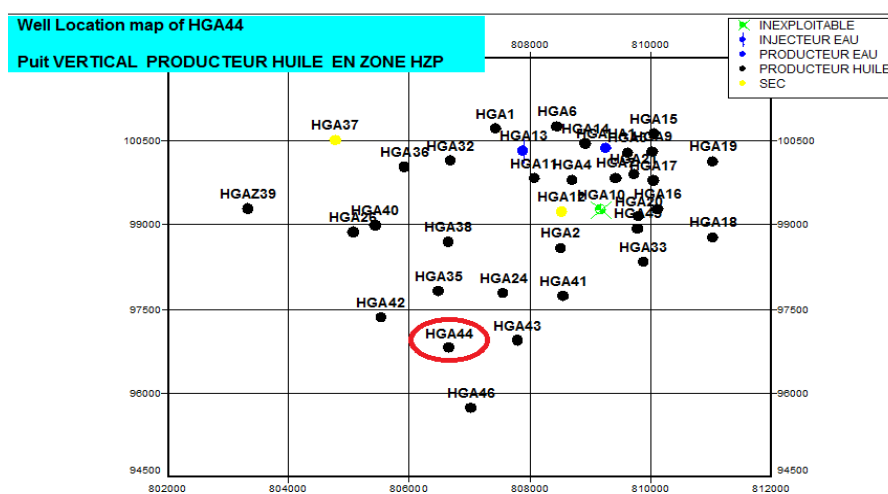


Figure. IV. 1 : Carte de localisation (HGA44).

IV.1.2. Objectif

L'objectif principal est de stimuler le réservoir avec reformat pour se débarrasser des dépôts d'asphalte afin de restaurer la productivité du puits.

IV.1.3. Situation actuelle du puits

En fait, le puits est sous-performant selon les derniers paramètres de puits.

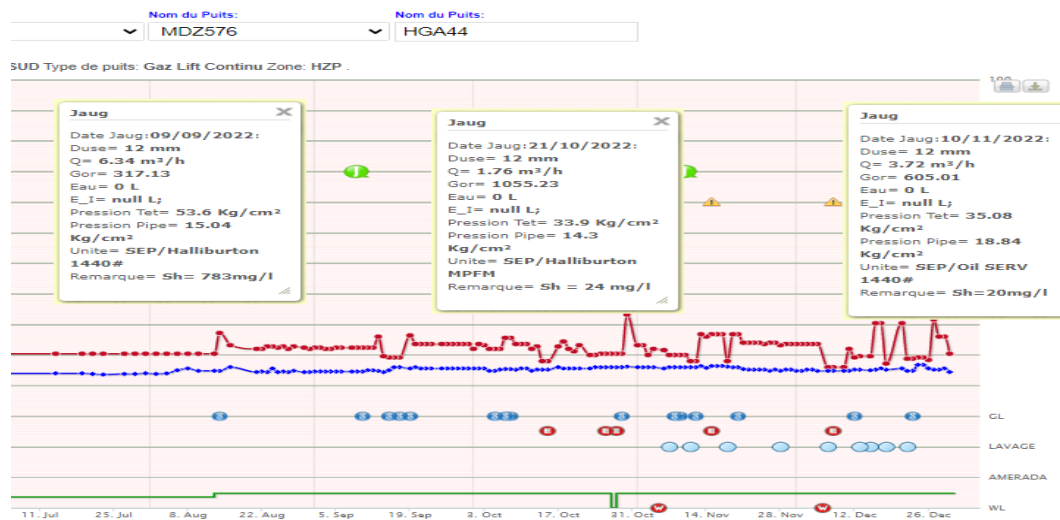


Figure IV.2: Cahier de courbes de puits HGA44.

IV.1.4. Historique de production du puits :

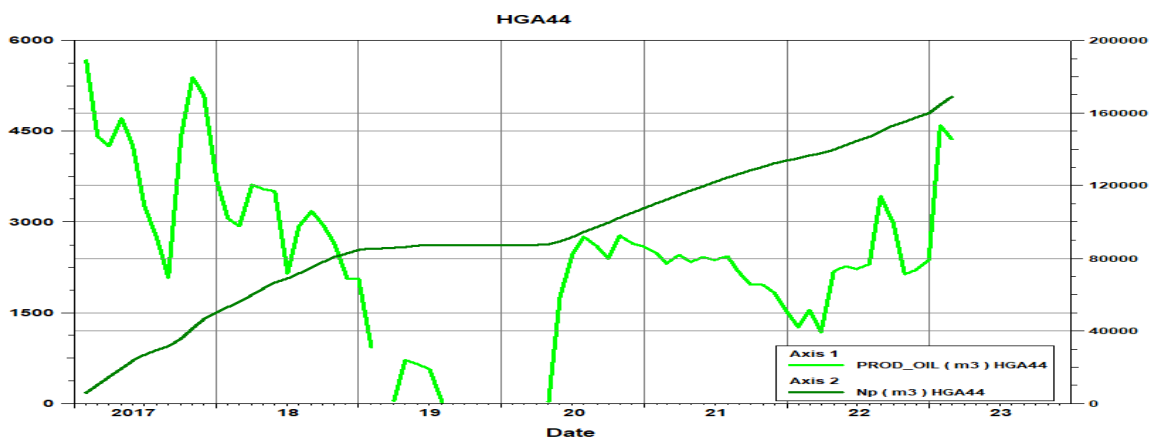


Figure IV.3: Historique de production (HGA44) (2017-2023).

Commentaire :

Le réservoir mis en production en 01/01/2017. Durant les premières années le puits HGA44 produisait avec un débit moyen stable de 9 m³/h, avec problèmes des sels et des asphaltènes . A partir de cette année 2017 le potentiel du puits commença à décliner, ce qui imposa d'intervenir périodiquement.

IV.1.5. Historique des traitements du puits :

Jusqu'à présent, le puits HGA44 pose le problème des dépôts des sels et d'asphaltènes. Il a subi plusieurs opérations des traitements a l'eau traité et reformat. L'efficacité de ce produit est

limitée dans le temps. L'historique de production de ce puits depuis 2022 et les différents traitements sont illustrés dans la figure (IV.4).

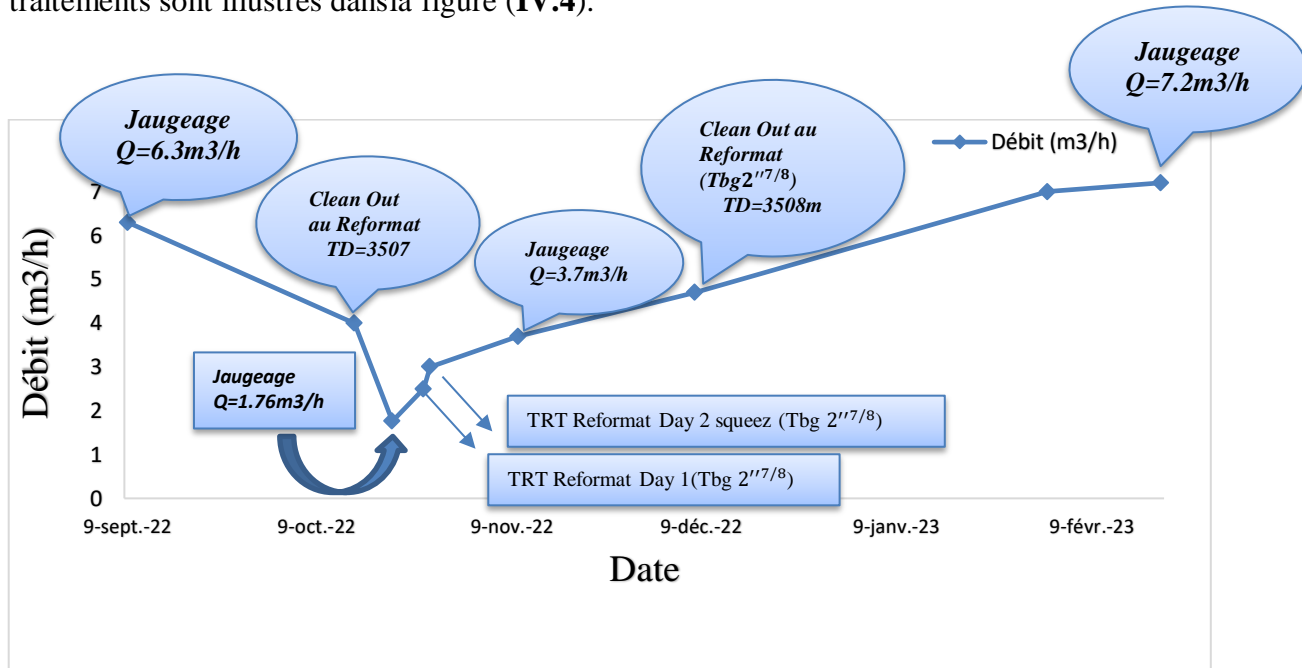


Figure IV.4: Historique des traitements de puits HGA44 (sep2022-mars2023).

Le puits **HGA44** produit avec un fort débit (**6.3m3/h**). En raison de cette situation et afin d'éviter l'endommagement ou le bouchage total de la formation avec les asphaltènes, il est fortement recommandé de stimuler le puits avec un solvant approprié.

IV.1.6. Collecte des Données du Puits HGA44 :

Le puits **HGA44** est candidat pour l'étude du problème de dépôts d'asphaltènes. Plusieurs étapes sont accomplies afin d'identifier ce problème et mettre en évidence son effet sur la production, entre autres :

- ✓ Test de jaugeage.
- ✓ Test de Build up.

IV.1.6.1. Test de Jaugeages

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous permet d'obtenir d'autres paramètres caractérisant le brut tels que le GOR, la température d'huile. Les résultats sont montrés dans le tableau (IV.1).

Tableau IV.1: Les paramètres de puits HGA44 d'après le jaugeage.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récup	Inj
09/09/2022	12	1440	6.34	2010.78	317	53.6	15	15.1	.794		169	131	23268	29	0.7406	0	0
21/10/2022	12	-	1.76	1855.66	1055	33.9	14.3	--	.816		212	138	-	20	1.6888	0	0
10/11/2022	12	1440	3.72	2253.06	605	35.08	18.84	18.66						21	0.8252		
10/01/2023	12	-	7.24	2035.55	281	40.1	13.9							20	0.4853	0	
20/02/2023	12	1440	7.19	1357.13	189	35.4	14.1	14.07						22.1	0.4316	0	

Commentaire :

D'après les résultats de Jaugeage, On peut mentionner les interprétations suivantes :

- Une diminution de débit de **6.34m³/h** jusqu'au **1.76 m³/h** correspond à une chute de **4.58 m³/h**, Et a partir l'opération grattage contrôle par wire line on remonter une échantillon pour faire les analyses au niveau de laboratoire chimie, Ce qui détecter le problème des dépôts des sels et des asphaltènes malgré la réalisation de CLEAN OUT Reformat avec l'eau traité durant cette période.
- Après la série des traitements (squeeze au reformat) et des opérations Clean Out reformat/Eau traité et grattage contrôle par Wire line on remarque une augmentation de débit jusqu' au **7.2 m³/h** après le dernier jaugeage.
- La variation des valeurs du **GOR** est indépendante aux valeurs de débit de production
- A partir des résultats de jaugeage (Tableau (IV.2)), nous constatons que le débit (mesuré) a chuté en atteignant la valeur **42.24 m³/J**.

Tableau IV.2: Résultats de Jaugeage du puits HGA44.

Date de mesure	Duse (mm)	Q Huile (m ³ /j)	Pression (Kg/cm ²)		T huile (°c)
			Tête	Pipe	
Avant l'endommagement 21/10/2022	12	42.24	33.9	14.3	20
Après le traitement 10/11/2022	12	89.28	35.08	18.84	21

IV.1.6.2. Test (DST - Build up)

Le test de remonter de pression (**Build up**) est utilisé pour obtenir des informations sur le puits et le réservoir tel que : la pression du réservoir, skin, perméabilité, limites du réservoir,

longueur de fracture. Il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression. Les résultats sont montrés dans le tableau (IV.3).

Tableau IV.3: Résultats de Build up du puits HGA44.

Tests	Date de mesure	Pression (Kg/cm ²)		Q Huile (m ³ /h)	Skin
		Gisement	Fond		
DST	24/09/2016	325.67	290.48	9.45	1.26
EP_BU	23/05/2020	257.2	213.2	2.48	-

 **Les dernières Operations :**

Tableau IV.4: Les dernières opérations du puits HGA44.

Date début	Date fin	Type
04/03/2022	07/03/2022	Snubbing
11/02/2023	11/02/2023	Wireline
02/02/2023	02/02/2023	Nettoyage Fond

➤ Début snubbing le 03/03/2022 pour diminuer chemisage 2'7/8 et ajustage sabot à 3300m .

IV.1.7. Fracturation HGA44:

Le principal traitement de fracturation effectué le 02/04/2022 avec un stade pré-DAP augmentant le taux jusqu'à 35 bpm atteignant un volume pompé de 99,8 bbls avec gel linéaire WF135, suivi par le stade PAD composé de 379,4 bbls de gel réticulé YF135HTD. Les étages de proppant étaient gradués de 1 à 2 ppa avec le proppant 30/50HSP suivi de 20/40 HSP de 3 à 7 ppa. Le traitement a été rincé avec 166,9 bbls de gel linéaire WF135, y compris un rinçage sous de 10 bbls.

La quantité totale de proppant pompé au cours de ce traitement était de 1 3051 lb , l'agent de proppant total placé dans la formation est de 1660 lb à une concentration maximale d'agent de proppant de fond de 7 ppa. .

IV.1.8. Discussion HGA 44 :

Les précipitations d'asphalte et de sel sont bien connues depuis le début, ce qui entraîne des fluctuations de productivité et des opérations de nettoyage fréquentes.

Le puits a été fracturé avec succès en 2020 et le débit de pétrole est passé de 0 à 3,5 m³/h. La fracture s'est propagée sur l'ensemble du réservoir QH (3392 – 3485 m RT).

En mars 2022, le puits a été équipé d'un puits concentrique de 2 po 7/8 pour l'injection de gaz.

Après l'activation du GL et l'installation d'un goulot de 12 mm le 13/08/2022, la productivité du puits a considérablement augmenté à 6 m³/h, mais malheureusement seulement après deux mois de production, le débit de pétrole a chuté à 1,7 m³/h.

En analysant les paramètres et les événements du puits, nous concluons qu'il y a deux raisons à la sous-performance du puits :

1. L'injection de gaz peut nuire à la productivité en intensifiant les précipitations d'asphaltènes dans le puits, ce qui entraîne une réduction importante de la productivité.
2. Refoulement de Proppant en raison d'un débit de production élevé qui entraîne une détérioration de la conductivité de rupture (moins probable, mais à prendre en considération).

IV.1.9. Traitement des asphaltènes du puits HGA44 (26/10/2022-27/10/2022) :

Etat actuelle du puits :

Le puits débite avec un débit **1.72 m³/h** et GOR **1055 m³/m³** liée au dernier jaugeage (21/10/2022).

Equipement et produits :

A. Equipment

- ✚ Une (01) unité de Coiled Tubing.
- ✚ Une (01) unité de pompage HP.
- ✚ Un (01) convertisseur de nitrogène HP
- ✚ Trois (03) bacs d'agitation des produits.
- ✚ Un (01) Jet Blaster.
- ✚ Un (01) Jetting Nozzle

B. Produits

Tableau IV. 5: Les Types des fluides

Type de Fluid	Volume (m ³)	Observations
L'eau Traité	54	3% NH ₄ CL / 2% KCL
Reformat	27	1 st day
Reformat	54	2 nd day
Azote Liquide	16	--

Procédure de traitement:*1er jour (CT Tube Clean/Reformat/ Lavage à l'eau traitée)*

Durant le 1^{er} jour le nettoyage de la colonne de production et des perforations se fait selon les étapes suivantes:

1. Vérifier les connexions de la tête de puits et de la surface, ainsi que la ligne de torche.
2. Repérer et installer Coiled Tubing , l'unité de pompage haute pression, l'unité N2 et bacs d'agitation des produits.
3. Remplir tous les lignes de traitement & CT avec l'eau traité. Tester la pression de toutes les conduites, y compris la vanne maitresse (the Master Valve) à 5000 psi pendant 15 min et la vanne anti-retour (Check Valve) à 2000 psi pendant 10 min.
4. Ouvrir le puits vers torche et commencer RIH (run in hole) CT à haute pression avec jetting nozzle tout en pompant l'eau traitée nitrifiée intercalée avec reformata nitrifié à (0,5 mm + 500 scf) à TD à 3516,00 m RT.
5. CT au TD, commencer à nettoyer l'interface de fracture (3392 – 3485 m RT) en pompant les fluides nitrifiés par CT à l'aide d'un outil de projection haute pression comme suit :
 - Reformat nitrifié de 4 m³
 - 4 m³ d'eau traitée nitrifiée
 - Reformat nitrifié de 4 m³
 - 4 m³ d'eau traitée nitrifiée
6. Déplacer le Coiled Tubing avec de l'azote que de commencer à ramasser le CT vers le haut dela gaine.
7. Une fois que le CT atteint une profondeur de 3390 m RT, commencer à pomper l'azote à un débit (400 – 600) scf/min et tout en gardant l'azote en circulation.
8. Arrêter le CT une fois atteint une profondeur de 2500m, continuer à pomper l'azote pour

s'assurer que tous les fluides traités sont récupérés vers la ligne de torche, confirmer avec l'observation de retour sur la ligne de torche.

9. Une fois tous les fluides pompés récupérés, ramener Coiled Tubing à la surface.

10. Préparez-vous au traitement de reformatage.

2eme Jour CT Reformat/Xylene Squeeze Traitement

1. Effectuer le test de pression de la cheminée CT et de toutes les conduites, y compris la vanne maîtresse à 5 000 psi pendant 15 min et la vanne anti-retour à 2 000 psi pendant 10 min.

2. Gonfler les annulaires pour confirmer qu'il n'y a pas de communication annulaire.

▪ Gonfler les annulaires 4"1/2 x 7" x 9"5/8 to 50 bars.

▪ Gonfler les annulaires 9"5/8 x 13"3/8 to 30 bars.

3. Ouvrir le puits jusqu'à la ligne de torche et démarrer RIH CT to TD avec Standard jetting nozzle, tout en faisant circuler l'eau traitée à faible débit de 0,5 bpm.

4. CT à la TD, commencer à remplir le puits avec 20 m3 de reformat.

5. Une fois le puits rempli de reformat, fermer la ligne de retour du puits et commencer à squeezer les 27 m3 de reformat au taux de matrice tout en déplaçant le CT vers le haut et vers le bas à travers l'interface de fracture (3392 – 3485 m). Pomper à la vitesse la plus élevée possible (dans les limites de la TDM) et ne pas dépasser WHP de 4800 psi.

6. Remplacer le reformat avec 05 m3 d'eau traitée.

7. Une fois que tous les 27 m3 de reformat sont enfoncés dans la formation, garder la conduite de retour du puits fermée et maintenir WHP à la pression initiale d'arrêt.

8. Ramener le CT à la surface tout en permettant au reformat de réagir.

9. Laisser le reformat à réagir pendant la nuit.

3 éme Jour : CT N2 Kick Off

1. Ouvrez le puits à la ligne de torche le lendemain.

2. Pomper le nitrogène à travers le CT pour décharger le liquide de traitement et lancer le puits.

3. Une fois le débit du puits stabilisé, ramener le CT à la surface.

4. Démonter tous les équipements et Remettre le puits en production.

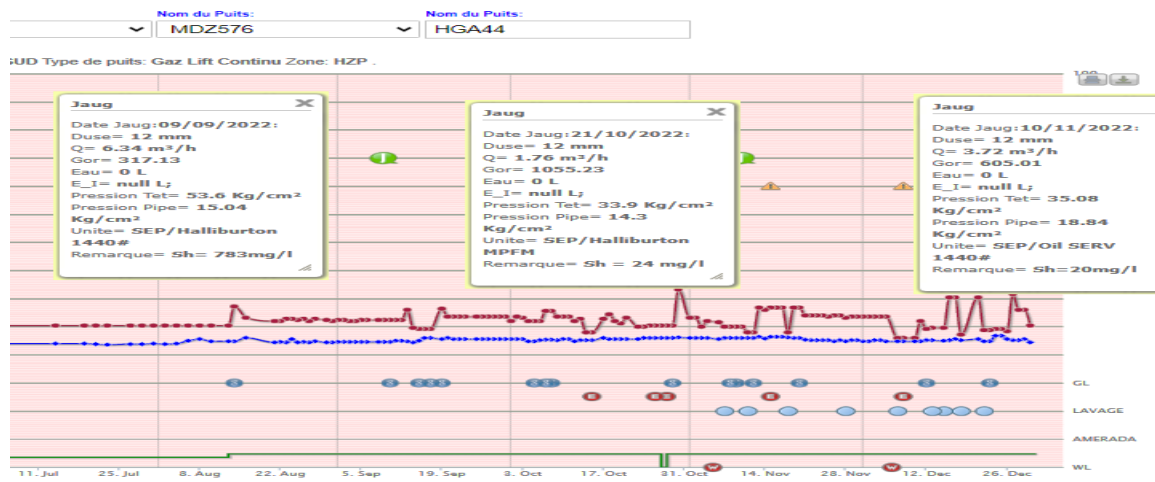


Figure IV.5: Comportement du puits HGA44 avant et après le traitement.

IV.1.10. Evaluation du traitement

❖ Efficacité de Traitement

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

$$E = (Q \text{ après} - Q \text{ avant}) / (Q \text{ avant})$$

E : efficacité de traitement.

Q après : Débit après traitement.

Q avant : Débit avant traitement.

Le calcul de l'efficacité de traitement est : $E = (3 - 1.76) / 1.76 = 0.70$

$$\text{L'efficacité de traitement est : } E = 70 \%$$

❖ Coût technique

Pendant l'opération périodique du traitement au Reformat, le puits était ferme pendant 02 jours à causer une perte de production.

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 traite doit livrer après traitement, pour couvrir le coutde l'opération par le gain net réalisé suite au traitement.

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

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

Avec ;

- Coût total (DA).

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

- Q gain = le gain en débit (bbl/j).

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

- Perte de production (DA).

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

Le tableau suivant montre le coût technique total de l'opération de stimulation du puits **HGA44**.

On considère que : 1baril = 52.00 USD. 1USD = 108.44 DZD. 1 m³ = 6.29 bbl.

Tableau IV.6: Coût Technique de l'opération du Traitement avec le Réformat.

		Le coût DZD
Coût de l'opération	Tube clean au réformat (1 ^{ere} jours)	2652793.66
	Squeeze (2 ^{eme} jours)	1892338.72
	Démarrage (3 ^{eme} jours)	2834154.22
Coût de Reformat		1389420
Perte de production (fermeture de puits)		11032139.4
Coût total		19800846

Calcul du Délai de Récupération

- Le débit après le traitement $Q_2 = 3.72 \text{ (m}^3/\text{h)} \times 24 = 89.28 \text{ m}^3/\text{j} = 561.57 \text{ bbl/j}$.

- Le débit avant le traitement $Q_1 = 1.76 \text{ (m}^3/\text{h)} \times 24 = 42.24 \text{ m}^3/\text{j} = 265.68 \text{ bbl/j}$.

$$\text{POT} = (19800846 / 5638.88 * 295.89) = 11.86$$

POT ≈ 12 donc le délai de récupération de cette opération est douze jours.

IV.2.Exemple du puits HDZ17:

IV.2.1.Historique de puits HDZ 17:

Le puits HDZ17 est un puits d'huile à partir le réservoir QZH . a été foré et complété le 6 mai 2014 comme LCP (liner cimenté perforé) et mis en production le 25 juillet 2016. [14]

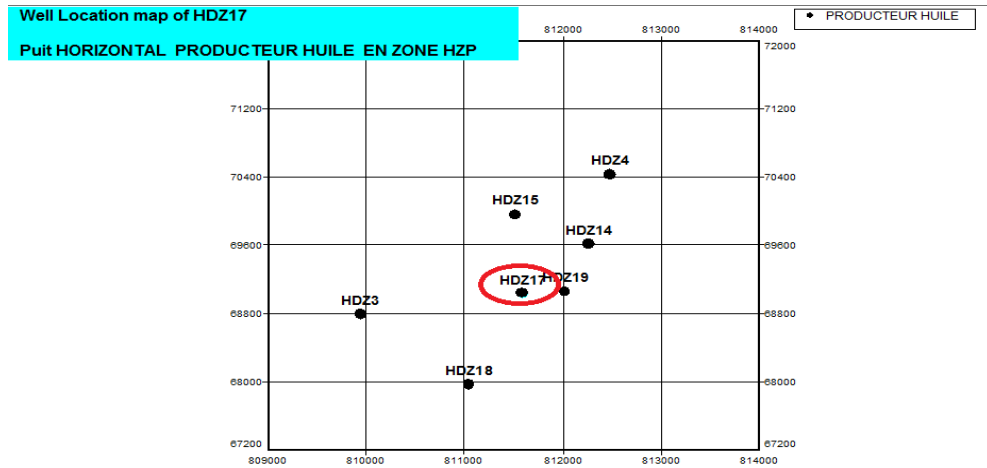


Figure IV.6: Localisation du puits HDZ17.

IV.2.2.Problème de puits HDZ 17:

Le puits HDZ17 est connu par le problème des asphaltes, qui est la cause du bouchage fréquent qui a engendré **une chute de la potentiel du puits**, et au fil du temps, les sels sont apparus avec une salinité qui ne cesse d'accentuer, des contrôles et grattage au wire line est programmées régulièrement a raison d'une intervention tous les chaque mois.

IV.2.3.Objectif :

L'objectif principal est de stimuler le réservoir avec clean out au reformat/eau traité pour se débarrasser des dépôts d'asphalte afin de restaurer la productivité du puits.

IV.2.4.Situation actuelle du puits :

En fait, le puits est sous-performant selon les derniers paramètres de puits.



Figure IV.7: Cahier de courbes de puits HDZ17.

IV.2.5.Historique de production du puits :

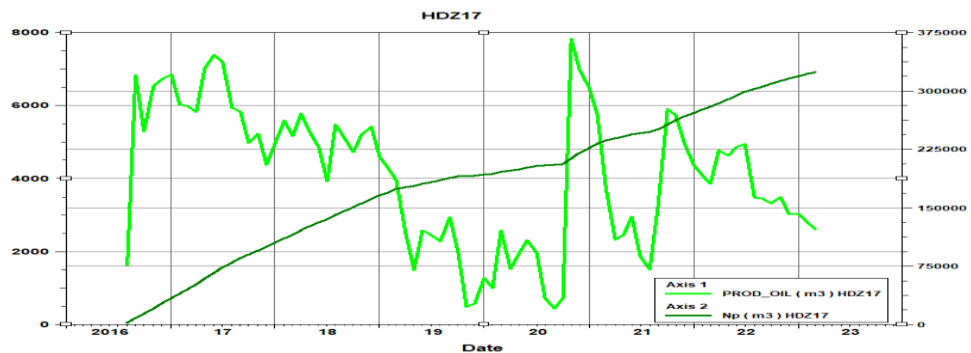


Figure IV.8: Historique de production (2016 à 2023).

Commentaire :

Au cours des premières années, le débit de production de HDZ17 était de 9 m³/ h moyennement stable avec des problèmes d'asphaltènes et des sels . A partir de cette année 2016 le potentiel du puits a commencé à décliner nécessitant une intervention régulière.

IV.2.6.Historique des traitements de puits HDZ 17 :

Jusqu'à présent, le puits HDZ17 pose le problème des dépôts des sels et d'asphaltènes. Il a subi plusieurs opérations des traitements à l'eau traité et reformat. L'efficacité de ce produit est limitée dans le temps. L'historique de production de ce puits depuis 2022 et les différents traitements sont illustrés dans la figure (Figure IV.9) .

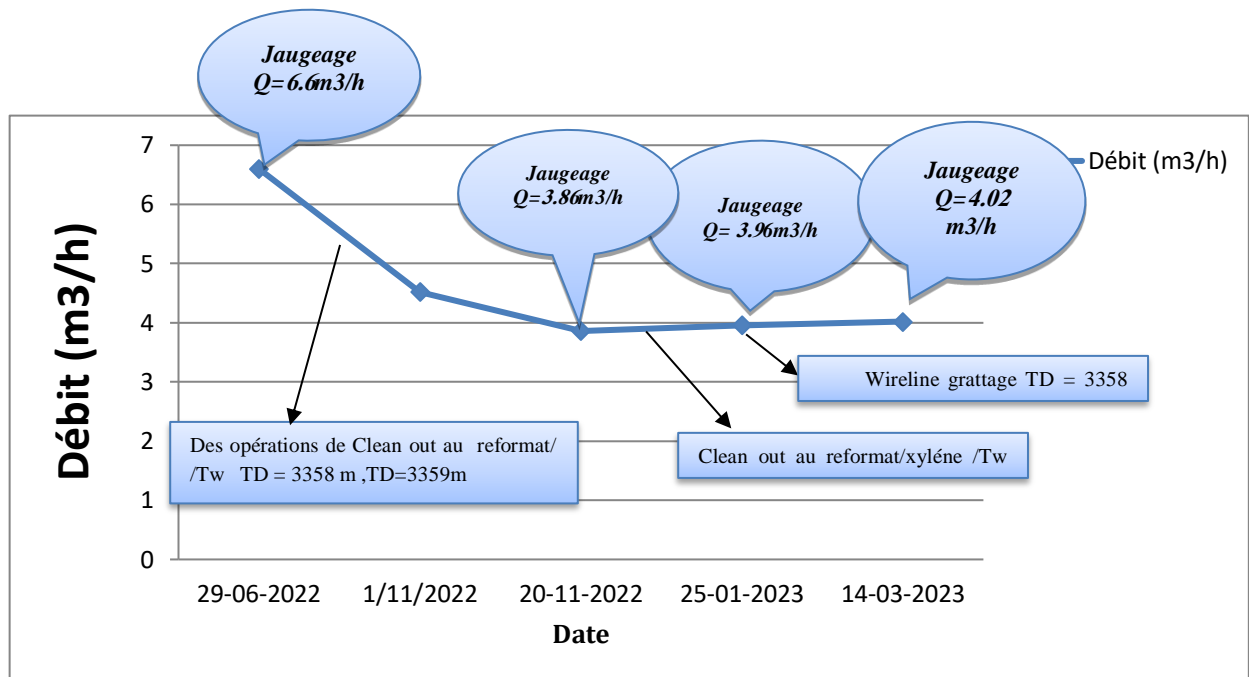


Figure IV.9: Historique des traitements de puits HDZ 17 (déc 2021-mars 2023).

Commentaire :

- D'après l'historique des traitements sur le puits HDZ 17, on constate que ce dernier a subi plusieurs opérations de nettoyage à cause d'un bouchage asphalténique et après le dernier clean out au reformat/eau traité on observe une augmentation du débit .
- Le puits HDZ 17 produit avec un débit (6.6 m³/h). En raison de cette situation et afin d'éviter l'endommagement ou le bouchage total de la formation avec les asphaltènes, il est fortement recommandé de stimuler le puits avec un solvant approprié , donc Plusieurs contrôles et nettoyages ont été effectués depuis 2022.

IV.2.7.Collecte des Données du Puits HDZ17 :

Le puits **HDZ17** est candidat pour l'étude du problème de dépôts d'asphaltènes. Plusieurs étapes sont accomplies afin d'identifier ce problème et mettre en évidence son effet sur la production, entre autres :

- ✓ Test de jaugeage.
- ✓ Test de Build up

IV.2.7.1.Test de Jaugeages :

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres caractérisant le brut tels que le GOR, la température d'huile. Les résultats sont montrés dans le tableau (IV.5).

Tableau IV.7: Les paramètres de puits HDZ17 d'après le jaugeage.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récup	Inj
29/06/2022	9	-	6.6	987.85	150	61.5	18.1	16.62						39	4863	494	
01/11/2022	9	1440	4.52	1344.45	298	41.54	14.11	14.11					-	30.5	4801	380	
20/11/2022	9	1440	3.86	495.00	119	40.97	14.47	14.42						18	554	0	
25/01/2023	9	-	3.96	596.00	151	35.4	13							20.4	4667	649	
14/03/2023	9	-	4.02	499.95	124	35.8	14.3							24	495	720	

Commentaire :

D'après les résultats de Jaugeage, On peut mentionner les interprétations suivantes :

- Une diminution de débit de **6.6m³/h** jusqu'au **3.86 m³/h** correspond à une chute de **2.74 m³/h**, Et a partir l'opération grattage contrôle par wire line on remonter une échantillon pour faire les analyses au niveau de laboratoire chimie, Ce qui détecter le problème des dépôts des sels et des asphaltènes malgré la réalisation de CLEAN OUT Reformat avec l'eau traité durant cette période.
- Après la série des opérations Clean Out reformat/Eau traité et grattage contrôle par Wire line on remarque une augmentation de débit jusqu'au **4.02 m³/h** après le dernier jaugeage.
- La variation des valeurs du **GOR** est indépendante aux valeurs de débit de production
- A partir des résultats de jaugeage (Tableau ()), nous constatons que le débit (mesuré) a chuté en atteignant la valeur **92.64 m³/J**.

Tableau IV.8: Résultats de Jaugeage du puits HDZ17 :

Date de mesure	Duse (mm)	Q Huile (m ³ /j)	Pression (Kg/cm ²)		T huile (°c)
			Tête	Pipe	
Avant l'endommagement 29/06/2022	9	92.64	40.97	14.11	39
Après le traitement 14/03/2023	9	96.48	35.8	14.3	24

7.2. Test (DST - Build up) :

Le test de remonter de pression (**Build up**) est utilisé pour obtenir des informations sur le puits et le réservoir tel que : la pression du réservoir, skin, perméabilité, limites du réservoir,

longueur de fracture. Il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression. Les résultats sont montrés dans le tableau (IV.7).

Tableau IV.9: Résultats de Build up du puits HDZ 17.

Tests	Date de mesure	Pression (Kg/cm ²)		Q Huile (m ³ /h)	Skin
		Gisement	Fond Dyn		
EP_BU	21/12/2015	445.69	235.53	9.8	51

✚ Les dernières Operations :

Tableau IV.10: Les dernières opérations du puits HDZ17.

Date début	Date fin	Type
15/03/2023	15/03/2023	Wireline
25/02/2023	25/02/2023	Nettoyage Fond

IV.2.8. Traitement des asphaltènes du puits HDZ17 (29/11/2022) :

Etat actuelle du puits :

Le puits débite avec un débit 3.86 m³/h et GOR 119 m³/m³ liée au dernier jaugeage (20/11/2022).

Equipement et produit

1. Equipements :

- Une (01) unité de CT 1"3/4 équipé d'un outil jet Blaster .
- Une (01) unité de pompage à haute pression
- Un (01) convertisseur de N2 à haute pression
- Trois (03) citernes pour transporté et mélangé les produits

2- Produits :

- 27m³ eau traité
- 18m³ reformat / xylene / eau traité
- 12m³ liquide nitrogène .

+ Procédure de traitement :**1ère étape : CT Clean out /Reformat/xylène Lavage à l'eau traitée :**

Durant le 1^{er} jour le nettoyage de la colonne de production se fait selon les étapes suivantes:

1. Vérifier les connexions de la tête de puits et de la surface, ainsi que la ligne de torche.
2. Repérer et installer Coiled Tubing , l'unité de pompage haute pression, l'unité N2 et bacs d'agitation des produits.
3. Remplir toutes les lignes de traitement & CT avec l'eau traité. Tester la pression de toutes les conduites y compris la vanne maîtresse (the Master Valve) à 5000 psi pendant 15 min .
4. Ouvrir le puits vers torche et démarrer RIH (run in hole) CT à haute pression avec jetting nozzle tout en pompant l'eau traitée nitrifiée intercalée avec reformat/xylène à faible débit (0,5 bbl/min + 400 scf) à TD à 25000m RT.
5. Une fois CT à une profondeur de 25000 m TR , augmenter le débit de la pompe à (1.5bpm + 400scfm), commencer à exécuter la CT à la vitesse de 10 m/min jusqu'à la TD à 3368 m TR. Ralentissez avant d'étiqueter TD.
6. Ramasser le CT et commencer à laver l'intervalle cible (3220 – 3327)m TR, suivre les séquences ci-dessous :
 - 05m³ de naphta/xylène nitrifié
 - 05m³ d'eau traitée nitrifiée
7. Déplacer le Coiled Tubing avec 1m³ d'azote au débit maximal, puis réduire le débit d'azote à (300 – 600) scf/min et commencer à ramasser le CT vers le haut de la gaine et tout en gardent l'azote en circulation.
8. Arrêter le CT une fois atteint une profondeur de 2500m, continuer à pomper l'azote au besoin, ce qui, selon la réponse du puits, permet de s'assurer que tous les liquides traités sont récupérés dans la ligne de torche, confirmer avec l'observation de retour sur la ligne de torche.
9. ramener Coiled Tubing à la surface.

2 émé étape : CT N2 Kick Off

1. Ouvrez le puits à la ligne de torche le lendemain.

2. Pomper le nitrogène à travers le CT pour décharger le liquide de traitement et lancer le puits.
3. Une fois le débit du puits stabilisé, ramener le CT à la surface.
4. Démonter tous les équipements et Remettre le puits en production.

IV.2.9. Evaluation du traitement

❖ Efficacité de Traitement

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

$$E = (Q \text{ après} - Q \text{ avant}) / (Q \text{ avant})$$

E : efficacité de traitement.

Q après : Débit après traitement.

Q avant : Débit avant traitement.

Le calcul de l'efficacité de traitement est : $E = (4.02 - 3.86) / 3.86 = 0.16$

L'efficacité de traitement est : E = 16 %

IV.3. Les Solutions proposées :

Afin de résoudre le problème du dépôt d'asphaltène ou retarder les dépôts, d'autres solutions ont été proposées pour maintenir une pression de fond élevée.

La prévention:

1- Mesures PFS et PFD actuelles :

- Déterminer la pression du réservoir
- Effectuer un bilan matière de la structure HMD pour déterminer réserves restantes.
- Détermination du régime de drainage du réservoir de la structure HMD

2- Exécutez le test Bild Up :

- Déterminer le skin d'endommagement des abords du puits.
- Estimer le rayon des dommages causés par les dépôts d'asphaltènes.

3- Mesure de la teneur en asphaltènes dans l'huile standard :

- Détermination des intervalles de précipitation des asphaltènes
- Voir si le réservoir a été endommagé ou pas .

4 - Optimiser la quantité de gaz injecté si le puits doit être lifté pour :

- Éviter d'augmenter le taux de dépôt d'asphaltène dans les tubes .

Intervention :

a) Réglage de la Duse :

La diminution du diamètre de Duse fait augmenter le BHP avec une diminution du débit Q. Donc on peut appliquer cette technique pour augmenter la pression du fond au-dessus de la pression critique.

b) Changement de la Complétion :

- Complétion chemisage :

Dans cette complétion, on descente un tubing de diamètre 2''7/8 dans le tubing 4''1/2. Cette diminution du diamètre permet d'augmenter la pression de fond.

- Complétion concentrique :

Dans cette complétion on descente un tubing de diamètre 1''660 dans le tubing 4''1/2. Cette diminution du diamètre permet d'augmenter la pression de fond.

c) Squeeze avec un inhibiteur de dépôts ou si c'est possible un activateur pour:

- Réduire la fréquence de bouchage du tubing, des perforations et des abords du puits
- augmenter la durée de service de l'inhibiteur.

d) Circulation de l'huile chaude pour :

- Décoller les dépôts des parois du puits et fondre la partie paraffinique présente dans le dépôt colmaté aux parois de la conduite .

Conclusion Générale

CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GENERALE

Dans l'industrie pétrolière, les dépôts organiques constituent un défi majeur. Ils se forment à différents stades de la production, du transport et du raffinage du pétrole brut, et peuvent entraîner plusieurs problèmes opérationnels et économiques.

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

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

Il est important de noter que le choix des techniques de traitement des asphaltènes dépendra de nombreux facteurs, tels que la composition du pétrole brut, les caractéristiques des asphaltènes, les contraintes opérationnelles et les objectifs spécifiques de l'opérateur. Par conséquent, il n'existe pas de solution unique qui convienne à tous les cas, et une approche personnalisée est souvent nécessaire pour chaque situation.

Cette étude préalable nous a permis de bien comprendre et de déterminer la nature de l'endommagement, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation du solvant adéquate pour le traitement. Après avoir testé la solubilité des asphaltènes, dans différents solvants.

Une étude économique a été faite afin de bien choisir le solvant approprié pour traiter ces dépôts. D'après cette étude, on conclut que le Reformat est le solvant le plus efficace est le plus approprié contre les dépôts asphalténés, car il donne des résultats positifs

Après traitement du puits **HGA44** le débit est passé de **1.76 m³/h** à **3.72 m³/h** avec un délai de récupération de **12 jours** et le puits HDZ17 passé de **3.86 m³/h** à **4.02 m³/h**. On a constaté que le Reformat est le plus rentable économiquement que les autres solvants mais du côté sécuritaire il est très dangereux.

Recommandations

➤ Réview sur applications Des nanoparticules sur le traitement des dépôts d'asphaltènes :

Des nanoparticules sont également proposées pour améliorer le traitement de l'eau, comme inhibiteurs de l'asphaltène, et pour améliorer la séparation de l'émulsion eau-huile pendant le traitement des hydrocarbures. Sotto et al. [15] ont étudié l'effet de l'agrégation de NP sur le polyéther sulfone (PES)-TiO₂ qui peut potentiellement améliorer le traitement en réduisant l'effet d'encrassement. Mohammadi et al. [16] ont signalé que les NP TiO₂, ZrO₂ et SiO₂ pourraient servir à stabiliser les particules d'asphaltène par liaison hydrogène entre les NP et l'asphaltène dans des conditions acides. De même, Davidson et al. [17] ont appliqué le concept d'hyperthermie du chauffage par induction magnétique pour empêcher le dépôt de cire pendant la production et le raffinage. En outre, les NP peuvent également être utilisés pour séparer l'émulsion huile-eau. Des études ont prouvé que les NP magnétiques [18] et les NP siliciques [19] peuvent éliminer les gouttelettes d'huile de l'émulsion beaucoup plus rapidement que les émulsifiants conventionnels.

Sur la base des recherches que nous avons effectuées et d'un peu d'expérience que nous avons acquise au cours de notre stage

En pratique et en théorie, nous recommandons ce qui suit :

1. Contrôler l'évolution des asphaltènes dans les puits affectés.
2. Confirmation des résultats de laboratoire.
3. Estimez le rayon des dommages causés par les dépôts d'asphaltènes.
4. Mettre à jour les études PVT pour prévoir les précipitations et les dépôts d'asphaltènes.
5. Installez des concentriques à l'intérieur du tubing, ce qui a pour effet d'augmenter le PFD, minimisant ainsi le risque de formation d'asphalte.
6. Injecter en continu des inhibiteurs à faible concentration pour éviter la floculation des asphaltènes dans les pipelines.
7. Utiliser des équipements plus performants (débitmètres, pompes, etc.)
8. Inspection fréquente des pompes BSB.
9. La technologie d'aspiration est utilisée à la place de l'injection d'azote pour éviter la floculation et les dépôts d'asphaltène dans les couches d'huile.

Recommandations

10. Revêtement de tubnig .

Afin de mieux évaluer les résultats du traitement au reformat , il est recommandé que:

Afin d'effectuer les mesures dans un délai raisonnable (généralement une à trois semaines après le traitement), il est donc recommandé aux superviseurs et techniciens de noter tous les paramètres du puits et de les mentionner dans les rapports quotidiens pendant la période. Pour chaque opération, cela permettra une évaluation précise des résultats.

Références Bibliographiques

Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] S.AOUIMER & K.HELLAL 30 septembre 2013 << Influence des événements hercyniens et ost-hercyniens >> thèse de Mémoire de fin d'étude (étude des stades diagénétiques des quartzites de Hamra (ordovicien) du champ de Hassi Guettar)
- [2] WEC document sonatrach) 30 septembre 2013 << Influence des événements hercyniens et post-hercyniens >> (étude des stades diagénétiques des quartzites de hamra (ordovicien) du champ de Hassi Guettar (sw Hassi Messaoud)
- [3] Documents Sonatrach 2023.
- [4] DAOUD. A 1996 << étude diagénétique et pétrographique (HGA) >> étude des corps éruptifs cambro-ordovicien de hassi guettar.de document sonatrach .
- [5] MOULATI Kheiri, SADAOUI Redouane, «Application de la surveillance géologique sur chantier (cas de puits de Hassi Dzabat15)», pour obtenir le diplôme de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2013-2014.
- [6] Data Bank, service réservoir, SONATRACH Hassi Messaoud division production IRARA,
- [7] Naouri Melissa, 2015 : Evolution diagénétique et interprétation sédimentologique des grès ordoviens «Quartzite Hamra» de la région de Hassi-Tarfa, Magistère Univ Constantine.
- [8] Malika. Boukherissa ; « Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action », Thèse de doctorat de l'université Paul Verlaine Metz, Novembre 2008.
- [9] H. Amroun << Wettability alteration due to asphaltene deposition in Rourd –Nous sud Est field Algeria >>, The university of Oklahoma, Graduate Collrge .
- [10] IFP Training << formation damage prevention through organic deposit control in hassi messaoud oil field >> ,
- [11] Pan H.and Firoozabadi A, SPE, Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 1997.
- [12] Mémoire de MENNAÏ Yacine et NID Abdelbaki « Etude et remède de problème des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud » univesité de Boumerdes 2012
- [13] Deepstar asphaltene discussion, Initec ingeneering, Taxaco inc USA, 2005
- [14] les donnés Data Bank à partir notre stage pratique à base irara EP- sonatrach hassi messaoud 09/03/2023 jusqu à 20/03/2023 .

Références Bibliographiques

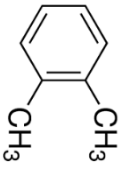
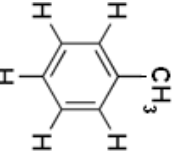
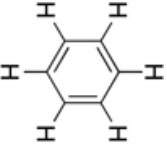
- [15] Sotto, A.; Boromand, A.; Balta, S.; Kim, J.; Van der Bruggen, B. Doping of polyethersulfone nanofiltration membranes: Antifouling effect observed at ultralow concentrations of TiO₂ nanoparticles. *J. Mater. Chem.* 2011, 21, 10311–10320.
- [16] Mohammadi, M.; Akbari, M.; Fakhroueian, Z.; Bahramian, A.; Azin, R.; Arya, S. Inhibition of asphaltene precipitation by TiO₂, SiO₂, and ZrO₂ nanofluids. *Energy Fuels* 2011, 25, 3150–3156.
- [17] Davidson, A.; Huh, C.; Bryant, S.L. Focused magnetic heating utilizing superparamagnetic nanoparticles for improved oil production applications. In *Proceedings of the SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, Noordwijk, The Netherlands, 12–14 June 2012*; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2012.
- [18] Ko, S.; Prigiobbe, V.; Huh, C.; Bryant, S.L.; Bennetzen, M.V.; Mogensen, K. Accelerated oil droplet separation from produced water using magnetic nanoparticles. In *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 27–29 October 2014*; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2014.
- [19] Gavrielatos, E.; Mohan, R.; Shoham, O. Effect of intermediate wettability nanoparticles on oil-water emulsion stability. *J. Petrol. Sci. Eng.* 2017, 152, 664–674.

ANNEXES

ANNEXES

ANNEXES

ANNEXE 01

Disulfure de carbone	kérosène	L'essence	Xylène	Toluène	Benzène	SOLVANT
CS_2	$C_{10}H_{22}$ a $C_{14}H_{30}$	C_xH_y	C_8H_{10}	C_7H_8	C_6H_6	Formule chimique
-	alcanes	alcane + alcènes + HC aromatique	Aromatique	Aromatique	Aromatique	Famille hydrocarbure
1,26	0.82	0.75	0.8	0.867	0,878	Densité g/cm^3
-30	49 à 55	-40	27	4	-11	Point d'éclair (en °C)
0,36	0.96	0,8	0.62	0,59	0,65	Viscosité dynamique (mPa·s à 20 °C)
$S=C=S$.	.				Structure chimique

Description de Reformat

On résume les défanants compositions et caractéristique de reformat dans les tableaux se dessous:

Solvant	Famille hydrocarbure	Densité g/cm^3	Point d'éclair	Point d'inflammabilité	Point d'ébullition
Reformat	BETX	0.7-0.8	25 °C	-5 °C	46 °C

<i>Les ingrédients</i>	<i>Wt%</i>
<i>Benzène</i>	3-7
<i>Cyclohexane</i>	3-7
<i>Ethyle Benzène</i>	3-7
<i>Naphtalène</i>	3-7
<i>N-hexane</i>	3-7
<i>Toluène</i>	10-30
<i>Xylène</i>	10-30
<i>Ethylène dibromid</i>	0-0.2
<i>Méthyle Alcoolique</i>	10-30

Source: Irving Oil Refining G.P

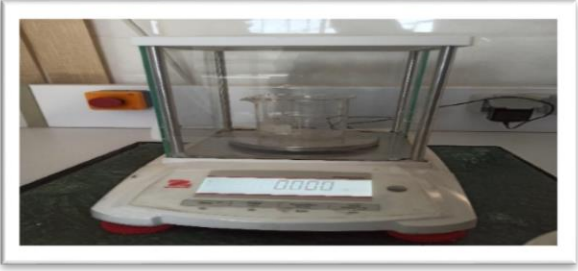


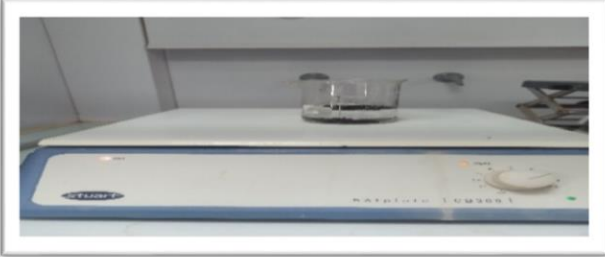

Tableau : Les ingrédients de Reformat.

↳ **Mesures de sécurité générale**

- Réunion de sécurité avant le travail (safety meeting).
- Tests tous les équipements pour vérifie rien de fuit.
- Identifier et marquer la zone de Smoking.
- Arrêtez tous les moteurs non nécessaires pour le travail.
- PPE et MSDS pour les matériaux manipulés / les fluides pompés.
- Matériel de protection sur train :
 - ✓ Moyen de muser du point d'éclair pour les solvants des traitements.
 - ✓ Les extincteurs placés sur le sol à environ 10 pieds (3 m) des unités.
 - ✓ Moto pompe de l'eau douce, la mousse,
 - ✓ des dicteur de gaz.
 - ✓ Les mises à terre .

ANNEXES

ANNEXE 2 : Equipements d'agitation AgNO₃

Nom	Matériels
<p>- Balance électronique .</p>	
<p>- Becher</p>	
<p>- Eau Distillé</p>	
<p>- Heat appareil</p>	
<p>- Pipette graduée à piston d'aspiration</p>	



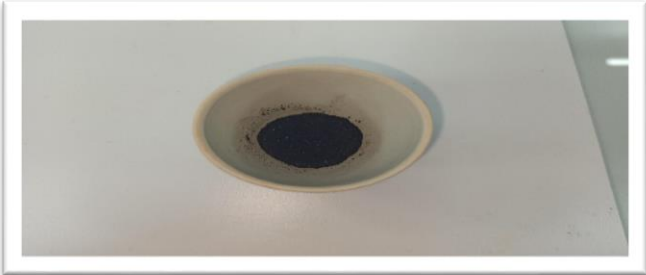
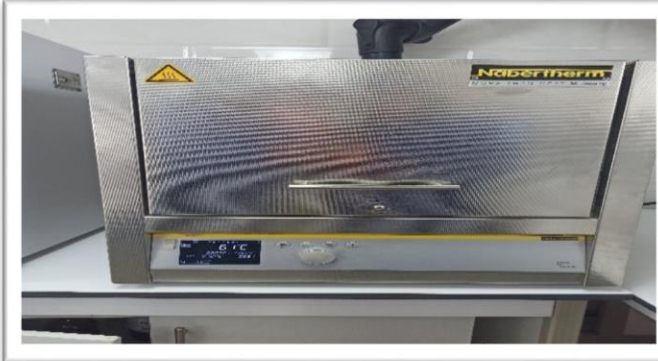
ANNEXES

- **Burette automatique digitale**





ANNEXES

Annexe 03 : Equipement utilisées dans Test De Perte par calcination :



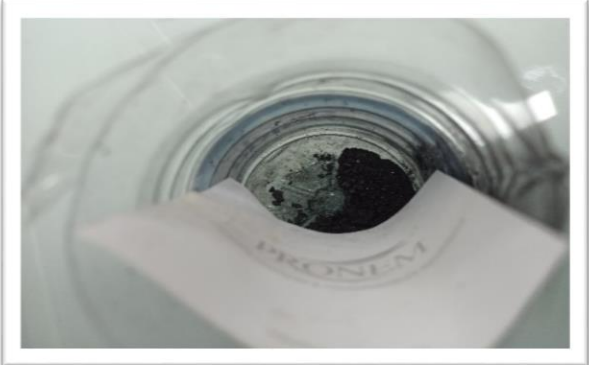
Nom	Matériels
Balance électronique .	
Creuset (Nacelle) en porcelaine	
Echantillon	
Four	

ANNEXES





<p>Pince à creuset en inox avec doigt en plastique</p>	 A pair of stainless steel crucible tongs with a plastic finger. The tongs have long, curved handles and a pointed tip. The plastic finger is attached to the end of the tongs.
<p>Four à moufle résistant température supérieure à 900 °C</p>	 Three pieces of high-temperature resistant gloves, likely made of a ceramic or fiber material, laid out on a blue background. The gloves are light-colored and have a textured surface. The word "FINAL" is visible in the bottom right corner of the image.

ANNEXES



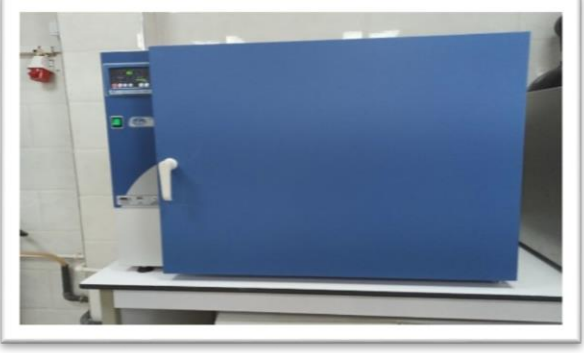
Annexe 04 : Equipement utilisées dans TEST DE SOLUBILITE

Nom	Matériels
- Balance électronique .	
- Heating Magnetic Stirrer AREC	
- Echantillon	

ANNEXES




<p>- Mortier et pilon en porcelaine</p>	
<p>- Bécher en pyrex capacité 100 ml</p>	
<p>- Gant en latex pour laboratoire</p>	
<p>- Filtre pour MES</p>	

ANNEXES


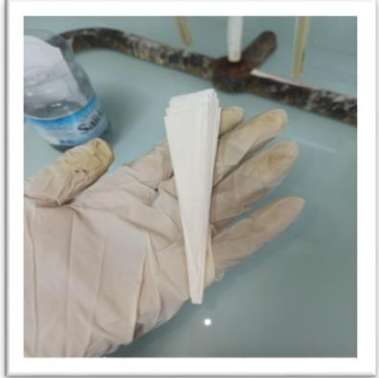


<p>- Pompe à vide</p>	 A photograph showing a laboratory setup. On the left is a grey and black vacuum pump. A yellow hose connects it to a glass flask on the right. The flask contains a dark liquid. A metal cup and some tools are also on the white lab bench.
<p>- Pipette graduée à piston d'aspiration</p>	 A photograph of a single glass pipette with a blue piston. The pipette has blue graduation markings along its length.
<p>- Appareil de Séchage</p>	 A photograph of a large, blue, rectangular drying oven. It is sitting on a white lab bench. The oven has a white handle on the left side and a control panel on the top left.

ANNEXES

Annexe 05 : Test d'efficacité du réformât avec et sans xylène au niveau de laboratoire

Nom :	Matériels :
- Balance électronique .	
-Support	
- Heating Magnetic Stirrer AREC	

ANNEXES

<p>- Bêcher en pyrex capacité 100 ml</p>	
<p>- Filter Paper</p>	
<p>- Gant en latex pour laboratoire</p>	
<p>- Pipette graduée à piston d'aspiration</p>	

Profile de puits HDZ17

