
N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

**BOUMEDIENE Ibrahim, BENOADJAH Mustapha Kamel, MEDJAOUI Sidahmed
Madani
-THEME-**

**ETUDE ET CARACTERISATION DES ASPHALTENES DE BRUTE
ALGERIEN EXTRAITES A PARTIR DIFFERENTES ZONES DANS LE
CHAMP PETROLIERS HASSI MESAUD**

Soutenu le : 20 / 06 / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. REMITTA Abderaouf	Docteur	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. ABBAS Hadj Abbas	Docteur	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. SID ROUHOU Hadj mouhamed	Docteur	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre Créateur, pour le courage et la force qu'il nous a donné pour Effectuer ce travail.

*Je tiens à remercier **Mr ABBAS Hadj Abbas** qui n'a ménagé aucun effort pour m'orienter et me conseiller tout au long de la réalisation de ce travail par sa disponibilité et son immense savoir-faire*

Et une grande remerciement à notre chef d'enseignement

Mr ATLILI Mohamed Elhadi

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

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **Mr. SID ROUHOU Hadj Mouhamed** qui ont accepté d'examiner mon travail.*

*Le présent travail a été effectué au service d'Exploration et Production au sein de la société **SONATRACH A HAUD BERKAOUI**.*

Nous tenons aussi à dire un grand merci pour tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus d'étude

***Enfin**, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents, mes sœurs et mes frères, les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.*

Merci encore à tous....

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

*A la seule femme de ma vie qui a énormément souffert pour faire de moi ce que je suis et qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi ; Ma très chère Mère. ***AICHA****

*A mon cher père ***OMAR****

Pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

A mes chères sœurs.

*A mes chers frères ***Younes et Yasser****

*A toute ma grande famille ***BOUMEDIENE et YEBDRI***.*

*A l'âme pure de mon grand-père ***YEBDRI Mouhamed****

A tous mes amis.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment

A tous mes ami(e)s avec eux j'ai passé mes meilleurs moments. A tous mes collègues de la promotion Master 2 Production professionnel « 2016-2021 »

A toute personne prie pour mon succès et mon bonheur.

-BOUMEDIENE Ibrahim -

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

*À la seule femme de ma vie qui a tant souffert pour moi et qui me
donne encore de l'espoir; Mon cher Mère*GHANIA**

*A mon cher père *MOHAMED **

Pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

A mes chères sœurs.

*A mes chers frères*AHMED et NASR ALLAH**

*A toute ma grande famille*BENOUADJAH*.*

A tous mes amis.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment

*A tous mes ami(e)s avec eux j'ai passé mes meilleurs moments. A
tous mes collègues de la promotion Master 2 Production
professionnel « 2016-2021 »*

A toute personne prie pour mon succès et mon bonheur.

-BENOUADJAH MUSTAPHA -

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

*À la seule femme de ma vie qui a tant souffert pour moi et qui me
donne encore de l'espoir; Mon cher Mère ***DALILA****

*A mon cher père ***REFKI****

Pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

A mes chers frères

*A toute ma grande famille ***MEDJAOUI***.*

A mes grandes mères

A tous mes amis.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment

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

« 2015-2021 »

A toute personne prie pour mon succès et mon bonheur.

-MEDJAOUI SID AHMED MADANI

Résumé :

Les asphaltènes sont les principaux composants du pétrole. La déposition d'asphaltées est un problème bien connu génère une forte augmentation des coûts dans l'industrie pétrolière, Ce phénomène affecte gravement la production et le raffinage à différents stages.

Toutes les compagnies pétrolières cherchent à éliminer les dépôts d'asphaltène dans les champs pétroliers de Hassi Messaoud.

L'objectif de ce travail est d'étudier et de déterminer la composition chimique des échantillons d'asphaltènes ont été extraits à partir le champ pétrolier Hassi Messaoud, ces asphaltènes sont été caractérisés en utilisant plusieurs types d'analyses tel que : l'analyse élémentaire, analyse FTIR, et diffraction des rayons X (DRX).

Simulation supplémentaire a été obtenue à l'aide de logiciel PIPESIM en utilisant les résultats expérimentaux (pression de formation pour chaque palier de température).et les données PVT.

Mots clés : Asphaltènes, l'extraction, DRX, Champ pétrolier Hassi Messaoud.

المخلص:

يعتبر الاسفلتان احد المكونات الاساسية للبتروال الخام. قد تكون هذه المادة مستقرة او غير مستقرة في البتروال الخام. ينتج عن عدم استقرار الاسفلتان ترسب هذه الاخيرة مما يسبب انسداد على مستوى الخزان البتروالي، قناة نقل المحروقات، الصمامات، حاويات تخزين البتروال، اجهزة فصل الموائع. يسعى جميع الباحثين في العالم لايجاد حل لمشكلة ترسب الاسفلتان. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو استخراج الاسفلتان من البتروال الخام ثم توصيفه باستعمال عدة تقنيات منها التحليل العنصري، ماهية الروابط باستعمال اشعة تحت الحمراء و استعمال اشعة سينية X. تم اضافة دراسة حالة حقيقية باستخدام برنامج PIPESIM باستخدام المعطيات التجريبية الضغط، درجة الحرارة و بيانات PVT. الكلمات المفتاحية: الأسفلت، التعدين، حيود الأشعة السينية، حقل نفط حاسي مسعود.

Abstract:

Asphaltenes are the main components of petroleum. The deposition of asphalt pavements is a well-known problem generates a sharp increase in costs in the petroleum industry, This phenomenon seriously affects production and refining at various stages.

All oil companies are seeking to eliminate asphaltene deposits in the Hassi Messaoud oil fields.

The objective of this work is to study and determine the chemical composition of asphaltene samples were extracted from the Hassi Messaoud oil field, these asphaltenes were characterized using elemental analysis, FTIR analysis, and diffraction of X-rays (DRX).

Additional simulation was obtained using PIPESIM software using experimental results (formation pressure for each temperature step) and PVT data.

Keywords: Asphaltenes, extraction, DRX, Hassi Messaoud oil field.

Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	V
Table des matières	VI
Liste des figures	X
Liste des tableaux	XII
Symboles –Notation- Abréviations	XIII
Introduction générale	01

Chapitre I : Le pétrole brut et les Asphaltènes

1. Introduction	03
2. Composition chimique de brute pétrolier	03
2.1. Analyse SARA	03
3. Généralité sur les Asphaltènes	05
4. Composition et Structure des Asphaltènes	05
4.1. Composition	06
4.2. La structure de la molécule d'Asphaltène	07
4.2.1. Modèle de PFEIFFEX et SAAL	07
4.2.2. Le modèle de YEN	08
5. Les facteurs qui influent sur la précipitation des Asphaltènes	11
5.1. L'effet de pression et de température	11
5.2. La composition	13
5.3. La vitesse de filtration	13
5.4. Injection de CO ₂	13
5.5. Gaz-lift	13
5.6. Eau de formation	14
5.7. L'acidification	14
6. Localisation des dépôts d'asphaltènes	14
7. Enveloppe de Précipitation des Asphaltènes	15
8. Caractérisation des asphaltènes	16
9. Conclusion	16

Chapitre II : Types et analyse d'endommagement

1. Introduction	17
2. Signification de l'endommagement	17
2.1. Caractéristique d'endommagement	17
2.2. Localisation de l'endommagement	17
2.2.1. Au fond du puits	17
2.2.2. Aux abords du puits	17
3. Les endommagements les plus fréquents	19
3.1. Endommagement dû aux opérations de forage de workover et de snubing	19
3.2. Dépôt de sel	20
3.3. Dépôt organique (Asphaltènes)	21
3.3.1. En amont	21
3.3.2. Dans le tubing et les installations de surface	22
3.3.3. En valve	22
3.4. Traitement des problèmes de dépôts des asphaltènes	23
3.4.1. Traitement au niveau du Réservoir	23
3.4.2. Traitement au niveau des Perforations et des abords du Puits	23
3.4.3. Traitement au niveau du tubing	24
3.5. Dépôts minéraux	26
3.6. Migration des fines	26
3.7. Baisse de pression de gisement	26
3.8. Endommagement dû à l'injection d'eau	26
3.9. Colmatage dû à la stimulation	26
4. Détection de l'endommagement	27
5. Notion de skin (Coefficient D'endommagement)	27
5.1. Origine de skin	28
5.2. Effet de skin sur la perméabilité	29
5.2.1. Définition de la perméabilité	29
5.2.2. Effet de skin sur la perméabilité	30
5.3. Effet de skin sur la productivité	31
5.3.1. Notion de l'indice de productivité	31
5.3.2. Effet de skin sur la productivité	31

6. Expression de l'endommagement	32
7. Conclusion	32

Chapitre III: Méthodes et moyens utilisés

1. Introduction	33
2. les produits utilisés	33
2.1. pétrole brut de Hassi Messaoud	33
2.2. les produits chimiques (solvants)	33
2.3. les échantillons	35
3. les méthodes	35
3.1. extraction des asphaltènes par soxhlet	35
3.1.2. mode opératoire d'extraction	37
3.2. l'infrarouge	37
3.2.2. mode opératoire de FTIR	38
3.3. analyse élémentaire	39
3.4. diffraction des rayons X	41
3.4.1. mode opératoire de DRX	41
3.5. logiciel Pipesim	42
4. Conclusion	42

Chapitre IV: Résultats et discussions

1. Introduction	44
2. Caractérisation des deux échantillons des asphaltènes	44
2.1. Analyse élémentaire (EA)	44
2.2. Analyse spectrale FT-IR	45
2.3. Diffraction des rayons X	46
2.3.1. XRF	46
2.3.2. Diffraction des rayons X (XDR)	48
3. Etude de cas puits RDC 18	50
3.1. Historique de puits RDC 18	50
3.2. Problème de puits RDC 18	51
3.3. Complétion de puits RDC 18	51
3.4. Caractéristique géologique de puits RDC 18	51
3.5. Objectif de l'intervention	51

3.6. Etude de puits RDC 18	52
3.6.1. Test de Jaugeage	52
3.6.2. Test Build up	52
3.6.3. Test DST	53
3.6.4. Analyse nodale	54
3.6.5. Modélisation de puits	54
4. Le puits RDC 18 avant le traitement	54
4.1. Traitement de puits RDC 18 avec Naphta/Xylène	55
5. Le puits RDC 18 après le traitement	56
6. Discussion des résultats	57
7. Conclusion	58
Conclusion générale	60
Rocommandation	61
Références bibliographiques	62
Annexe	67

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1 : Les différentes fractions du Pétrole (SARA)	04
Figure I.2 : Schéma d'un dépôt d'asphaltène	06
Figure I.3 : Modèle de la structure de pétrole proposé par Pfeiffer et Saal (1940) Des molécules d'asphaltènes dans leur milieu naturel	08
Figure I.4. Microstructure des asphaltènes d'après le modèle de Yen (Feuillet)	09
Figure I.5. Microstructure des asphaltènes (particule)	10
Figure I.6. Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen: (a), (b) et (c) microstructure; (d) macrostructure	11
Figure 1.7: (a) Schéma de la précipitation, de l'agrégation et du dépôt des asphaltènes dans le puits de forage et (b) un diagramme typique pression-température (P – T) pour un échantillon d'huile en cours de production d'un réservoir souterrain. AOP, pression d'apparition des asphaltènes; BP, point de bulle	12
Figure .I.8: Les emplacements possibles de dépôt d'asphaltène	14
Figure I.9 : la zone d'instabilité des asphaltènes pendant la production	15
Figure II.1 : Localisation des endommagements	18
Figure II.2 : déposition d'asphaltènes dans la matrice de la roche	21
Figure II.3 : Profil de dépôt d'asphaltènes dans l'un des puits pétroliers de Hessi Messaoud	22
Figure II.4 : Schéma de la circulation de l'huile chaude dans le puits	25
Figure II.5 : Le skin.	27
Figure II.6 : Skin de perforation	28
Figure II.7 : Skin de pénétration partielle	28
Figure II. 8 : La perméabilité	29
Figure II.9 : Influence du skin sur la perméabilité	30
Figure II.10 : L'effet de l'endommagement sur la productivité des puits	32
Figure III.1 : n-heptane utilisé en extraction	34
Figure III.2 : Toluène utilisé en extraction	35
Figure III.3 : représentation schématique d'un extracteur de soxhlet	36
Figure III.4 : La spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier (FTIR)	38
Figure III.5 : représentation schématique de FTIR	39

Figure III.6 : Analyse élémentaire	39
Figure III.7 : Analyseur de combustion CHNS simultané moderne	41
Figure III.8 : appareil de diffraction de rayon X	42
Figure III.9 : Schéma du trajet optique des rayons X en mode goniométrique	42
Figure IV.1 : Spectres FTIR pour les deux échantillons des asphaltènes	46
Figure IV.2 : Résultat de XRF des échantillons a et b	47
Figure IV.3 : Calcule expérimental pour le pic $2\Theta = 31.88$	48
Figure IV.4 : Résultat de diffraction des rayons X pour les deux échantillons a et b	49
Figure IV.5 : Localisation du puits RC 18	50
Figure IV.6 : Modélisation de puits RDC 18 par logiciel PIPESIM	54
Figure IV.7 : Enveloppe de dépôt des asphaltènes avant le traitement	55
Figure IV.8 : Analyse nodale après traitement	56
Figure IV.9 : Enveloppe de dépôt des asphaltènes après traitement	57

Liste des tableaux

Tableau	Page
Tableau I.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes du brut	06
Tableau II.1 : La composition du Reformat	24
Tableau III.1 : les caractéristiques principal de n-Heptane	33
Tableau III.2 : Informations physico-chimiques de n-Heptane	34
Tableau III.3 : les caractéristiques principal de Toluène	34
Tableau III.4 : Informations physico-chimiques de Toluène	35
Tableau IV.1 : Analyse élémentaire des deux échantillons des asphaltènes	44
Tableau IV.2 : Absorption frequency des asphaltènes	45
Tableau IV.3 : Complétion de puits RDC 18	51
Tableau IV.4 : Caractéristique géologique de puits RDC 18	51
Tableau IV.5 : Résultats de test Build up	52
Tableau IV.6 : Résultats de test DST	53
Tableau IV.7 : Paramètre de production avant le traitement	55
Tableau IV.8 : Paramètre de production après le traitement	57
Tableau IV.9 : Paramètres de production avant et après traitement	57

Liste des abréviations

PVT	pression, volume, Température
GOR	Gas Oil Ratio (sm^3/sm^3)
IP	L'indice de productivité (STB/jour/psi)
BHT	Bottom hole temperature ($^{\circ}\text{C}$).
BHP	Well Head Pressure
SARA	Saturés, Aromatique, résines et Asphaltènes
HMD	Hassi Messaoud
TVD	La profondeur verticale de trou
ADE	Enveloppe de dépôt d'asphaltènes
API	American Petroleum Institute
CRD	Centre de Recherche et de développement
FTIR	Spectroscopie infrarouge de Fourier-Transforme
DRX	Diffraction par les rayons X
RMN	Résonance magnétique nucléaire
CHNX	Carbone Hydrogène Azote Hétéroatomes
CHNO	Carbone Hydrogène Azote Oxygène
XRF	X-ray Fluorescence

Notions et symboles

Symbols	Designation	Unites
d	Densité	API
D	Diamètre	M
h	Epaisseur de reservoir	M
k	Perméabilité de reservoir	mD
Pb	Pression de bulle	Kg/cm²
Pwf	Pression de fond	Kg/cm²
Pr	Pression de reservoir	Kg/cm²
Qo	Débit de l'huile	m³/h
re	Rayon de drainage du puits	Ft
rw	Rayon du puits	Ft
S	Skin	-
Tf	Température de fond	°c
Tr	Température de reservoir	°c
μo	Viscosité d'huile	Cp
Φ	Porosité du reservoir	%
V	Volume	m³

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole brut il est considéré comme la matière première des combustibles liquides et aussi la matière première de l'industrie pétrochimie dont sont issus des plusieurs produit, tels que les lubrifiants, les polymères, les engrais, les plastique. Le brut est naturellement piégé dans des roches poreuse est perméables dit gisement ou réservoirs, est produit par différentes méthodes selon les caractéristiques pétro-physique du réservoir

Dans le cadre du développement des techniques d'exploitation et de raffinage du pétrole, il serait important de définir le comportement et la structure de ses divers constituants. En effet, un pétrole brut est composé de quatre familles : les hydrocarbures saturés, aromatiques, les résines et les asphaltènes. Chaque partie d'un groupe de molécules a des conceptions et des propriétés différentes.

Les asphaltènes est la partie la plus lourde du pétrole brut, et bien qu'il soit présent en petites quantités, il a un effet sur les propriétés du brut. En raison de sa capacité à flocculer et à absorber les surfaces et à former des dépôts solides, peut se déposer pendant production de pétrole, endommagent la formation et obstruent les puits de forage et les installations de production.

Les dépôts d'asphaltènes peuvent réduire considérablement le taux de production de pétrole. Ça peut entraînent des temps de fermeture inutiles du puits et des coûts de nettoyage pouvant atteindre plusieurs millions de dollars Aussi, des dépôts d'asphaltènes peuvent se produire même dans un champ pétrolifère contenant un fluide pétrolier avec très faible teneur en asphaltènes.

Le problème de dépôt d'asphaltènes dans les dernières années semble se généraliser presque sur tous les champs pétrolifères Algériens où de nombreux puits Comme de nombreux puits ont vu leur potentiel réduit ce qui a conduit à la fermeture de certains d'entre eux.

Caractérisation de la structure chimique et la composition des asphaltènes de brut Algérien dans les déférents zone de Hassi Messaoud par trois (03) méthodes : l'analyse élémentaires, l'infrarouge FTIR et diffraction des rayons X et après on faire une étude de la condition de déposition des asphaltènes à l'aide de la simulation numérique par logiciel de PIPESIM.

INTRODUCTION GENERALE

Ce travail comporte quatre chapitres :

- ✓ Le premier chapitre est une généralité sur le pétrole et les asphaltènes. (compositions et structures, caractérisations des asphaltènes).
- ✓ Le deuxième chapitre, types et analyse des endommagements
- ✓ Le troisième chapitre représente les méthodes d'extraction des asphaltènes et les moyens utilisés.
- ✓ Le quatrième chapitre est résultats et discussion.

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

Chapitre I
Le pétrole brut et les
Asphaltènes

1. Introduction

Le pétrole est un milieu complexe constitué de deux éléments principaux : le carbone et l'hydrogène. On trouve également au sein de certains de ses composés d'autres éléments qui sont souvent considérés comme des impuretés : le soufre, l'azote, l'oxygène et certains métaux comme le nickel et le vanadium [1].

Le pétrole a pour origine la substance des êtres, animaux ou végétaux, vivant à la surface du globe et particulièrement en milieu aquatique. La matière organique ainsi produite se dépose au fond des mers et des lacs et est incorporée aux sédiments. À mesure que ceux-ci sont enfouis, les constituants organiques se transforment, principalement sous l'action de la température, en hydrocarbures dont une partie vient progressivement se concentrer dans les pièges des réservoirs poreux.

Si la composition élémentaire globale des pétroles est relativement fixe, la structure chimique de leurs constituants varie plus largement, ce qui entraîne une grande diversité des propriétés physiques (densité, viscosité) ainsi que des teneurs très variables dans les différents types de produits obtenus par raffinage. En particulier, la présence de soufre dans certains pétroles pose des problèmes de corrosion et de pollution atmosphérique, tant au stade du raffinage qu'à celui de l'utilisation industrielle ou domestique de leurs dérivés [2].

2. Composition Chimique des bruts Pétroliers

2.1. Analyse SARA

Les différentes méthodes d'analyses telles que l'analyse SARA, L'analyse élémentaire, 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.

- -Hydrocarbures saturés : sont des composés apolaires (n-alcanes, iso-alcanes, cyclo alcanes);
- Composés aromatiques : (hydrocarbures mono- et poly-aromatiques, naphténo-aromatiques et composés thiophéniques). Ce sont des composés qui sont physiquement et chimiquement très différents des paraffines et des naphténes. 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 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. [3]

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.

A partir des données de l'analyse SARA, deux autres rapports sont proposés par Stankiewikz et al. Pour juger la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut : le rapport Saturés/Aromatiques et le rapport asphaltènes / résines. [4].

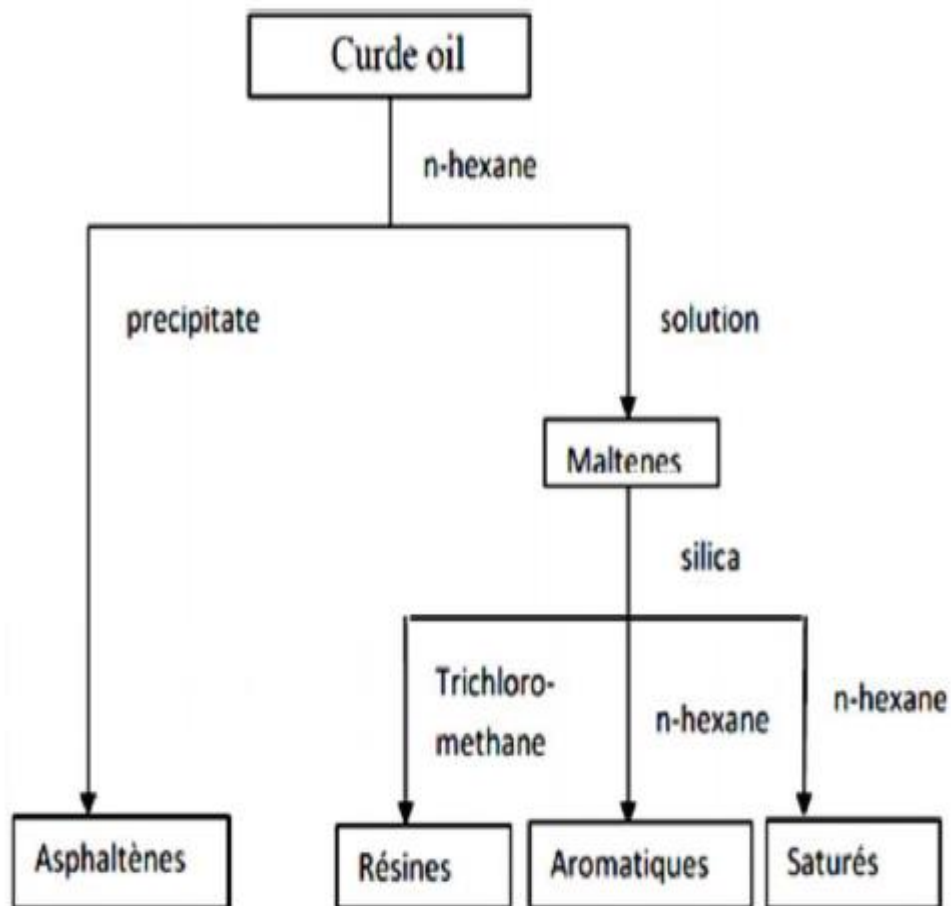


Figure I.1 : Les différentes fractions du Pétrole (SARA) [3]

3. Généralité sur les asphaltènes

Le dépôt d'asphaltène est un problème difficile pour l'industrie pétrolière dans de nombreuses régions du monde, en raison de la tendance de cette fraction pétrolière à précipiter et à se déposer dans le puits de forage, près du puits de forage et dans les installations de surface en raison des changements de pression, de température et de composition.

Les changements de pression, de température et de composition. La tendance actuelle à produire à partir d'eau plus profonde ou pour améliorer la récupération d'huile en injectant des composants plus légers tels que les gaz d'hydrocarbures ou le dioxyde de carbone dans des conditions miscibles, indique clairement que ce problème est susceptible de s'aggraver.

Le colmatage des trous de forage causé par le dépôt d'asphaltènes est un problème de plusieurs millions de dollars qui nécessite non seulement des méthodes de réponse coûteuses et chronophages, mais il est également responsable de des temps d'arrêt importants et des pertes monétaires associées [5].

4. Composition et structure des asphaltènes

Les asphaltènes sont des corps solides brun noir, durs et cassants. La première définition des asphaltènes apparaît en 1837, lorsque le français Boussingault l'utilise pour caractériser les bitumes provenant de l'est de la France.

En 1973, Mitchell et Speight définissent les asphaltènes comme l'ensemble des constituants d'un pétrole ou d'un résidu pétrolier, insolubles dans les solvants non polaires ayant une tension superficielle inférieure à 25 dynes.cm⁻¹ à 25° C (gaz de pétrole liquéfié, éther de pétrole, pentane, iso-pentane, hexane...) mais soluble dans des solvants ayant une tension superficielle supérieure à 25 dynes.cm⁻¹ (pyridine, toluène...)

Selon le concept moderne, les asphaltènes de pétrole sont des fractions à poids moléculaire élevé qui sont insolubles dans les paraffines à bas poids moléculaire (n-heptane, n-pentane) mais solubles dans certains solvants aromatiques comme le toluène, la pyridine ou le benzène [4].



Figure I.2 : Schéma d'un dépôt d'asphaltène. [6]

4.1. Composition des asphaltènes

L'analyse élémentaire montre que les asphaltènes sont constitués majoritairement de carbone et d'hydrogène. Le rapport atomique, H/C, est relativement constant. Sa valeur proche de 1 indique que les asphaltènes sont des composés fortement aromatiques.

Les asphaltènes, comme les résines, se distinguent des hydrocarbures par leur forte teneur en hétéroatomes [15] 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. [3]

Tableau I.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes du brut [3]

Compositions Élémentaires	Teneurs %
C	83.82
H	7.4
N	0.44
O	7.85
S	0.49
H /C	1.05

4.2. La Structure de la molécule d'Asphaltène

La structure des asphaltènes sont encore mal connue. Les modèles proposent concernent des structures moyennes qui sont élaborées à partir des différentes études effectuées soit sur des asphaltènes solides isolés soit sur des solutions d'asphaltènes dans un bon solvant. Les méthodes les plus employées pour décrire l'arrangement des éléments asphalténiques sont essentiellement les spectroscopies RMN, XPS ("X ray photo électro-spectroscopie") [7].

4.2.1. Modèle de Pfeiffer et Saal

En 1940, Pfeiffer et Saal ont été les premiers à proposer un modèle structural pour les asphaltènes dans le pétrole. Ces chercheurs décrivent les asphaltènes comme une dispersion colloïdale de particules dont la partie intérieure est exclusivement occupée par les molécules d'asphaltènes à l'état solide et autour de laquelle se dresse une couche formée de produits aromatiques et de résines. En effet, lors des analyses de dépôts d'asphaltènes récupérés des puits, on trouve généralement des résines et des molécules aromatiques en proportions notables. Ce fait poussa ces auteurs à développer l'idée que les asphaltènes en solution sont toujours associés aux résines qui servent à les suspendre dans ce milieu environnant, comme l'illustre les schémas de la figure 3. Ce modèle est en réalité inspiré des observations faites auparavant par Nellensteyn sur les dépôts asphalténiques.

Les interactions mises en jeu dans ce type de milieu font appel à la théorie classique de la stabilité des systèmes colloïdaux, ici l'effet de répulsion stérique est engendré par l'absorption des résines à l'interface asphaltène/pétrole [7]

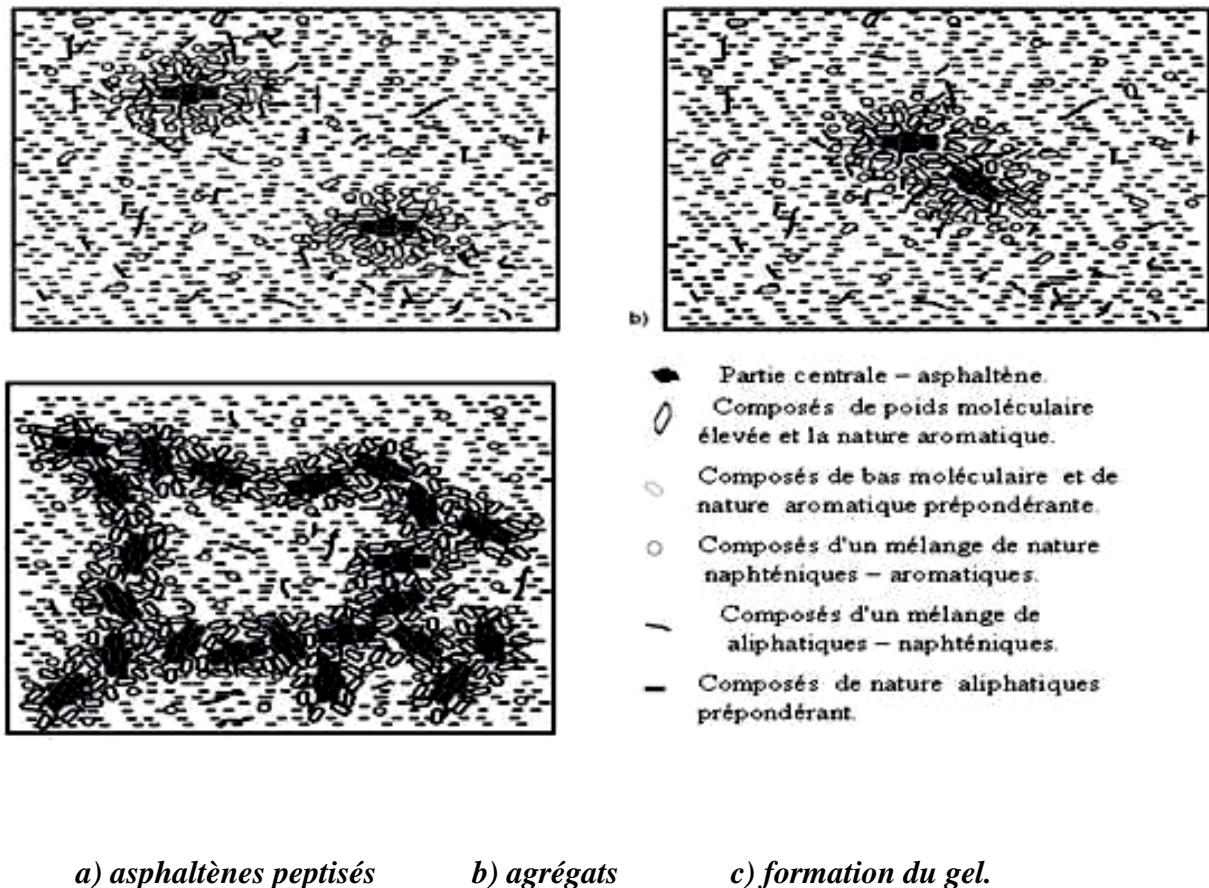


Figure I.3 : Modèle de la structure de pétrole proposé par Pfeiffer et Saal (1940) des Molécules d’asphaltènes dans leur milieu naturel. [8].

4.2.2. Le model de Yen

En 1967, Yen [9] a proposé un modèle décrivant la structure des asphaltènes. Cette dernière peut être envisagée à deux échelles ; la microstructure correspondant à des entités dont la masse molaire est de l’ordre de quelques centaines à quelques milliers de nanomètre et la macrostructure qui peut résulter d’une association de ces entités entre elles ou avec des hydrocarbures pour former des édifices plus importants. La masse molaire des asphaltènes ainsi que certaines propriétés physiques, comme la viscosité sont influencées par l’existence de cette macrostructure et varient en fonction de la concentration selon le milieu dans lequel ils sont présents.

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, Yen en 1972 a proposé un modèle qui décrit la structure des asphaltènes.

4.2.2.1. La microstructure (0,5-40 Å)

D'après le modèle de Yen la microstructure d'asphaltènes se compose des éléments suivant :

- **Le feuillet**

C'est l'élément de base de la microstructure des asphaltènes. Il est constitué de cycles aromatiques condensés portant des chaînes aliphatiques, des cycles naphténiques ou encore des hétéroatomes (figure I.4). Les méthodes d'absorption en fluorescence optique ont montré que le feuillet comportait un nombre moyen de cycles variant de 4-10 cycles dans les systèmes les plus simples et 20 cycles dans les systèmes les plus complexes.

La dimension moléculaire du feuillet d'asphaltènes (horizontale) est estimée dans la gamme de 11-17 Å. [4]

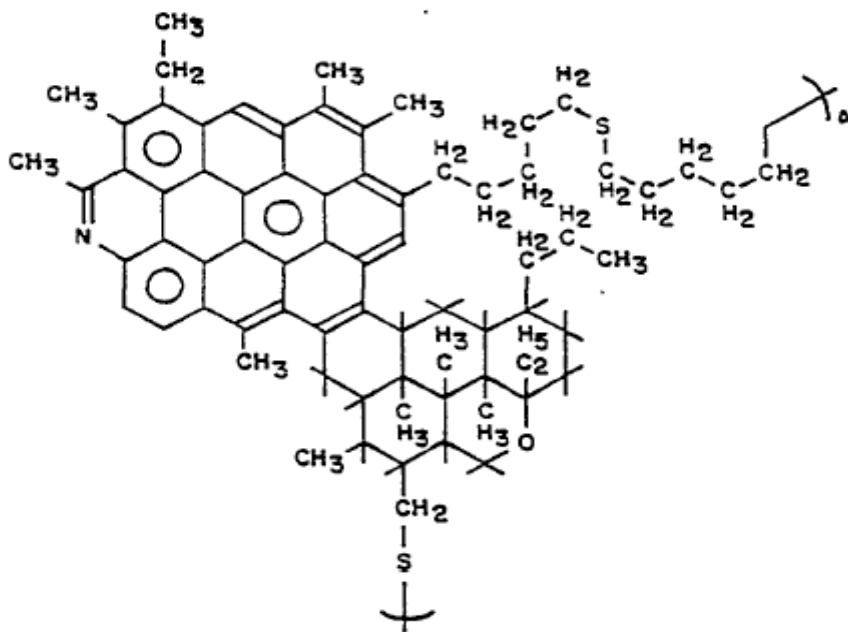


Figure I.4. Microstructure des asphaltènes d'après le modèle de Yen (Feuillet). [10].

Les chaînes aliphatiques reliant les différents groupements aromatiques sont constituées en moyenne de 4 à 6 atomes de carbone (La masse molaire du feuillet est de l'ordre de 500 à 1000 g/mol). La taille d'un feuillet est de l'ordre d'un nanomètre. [7]

- **La particule**

Elle est constituée de l'empilement de quelques feuillets par des liaisons $\pi - \pi$. L'analyse par diffraction des rayons X a permis de déterminer la distance inter - feuillet, 0.37 nm, ainsi que la hauteur totale de la particule et d'en déduire que chaque particule contient 3 à 5 feuillets. [11]

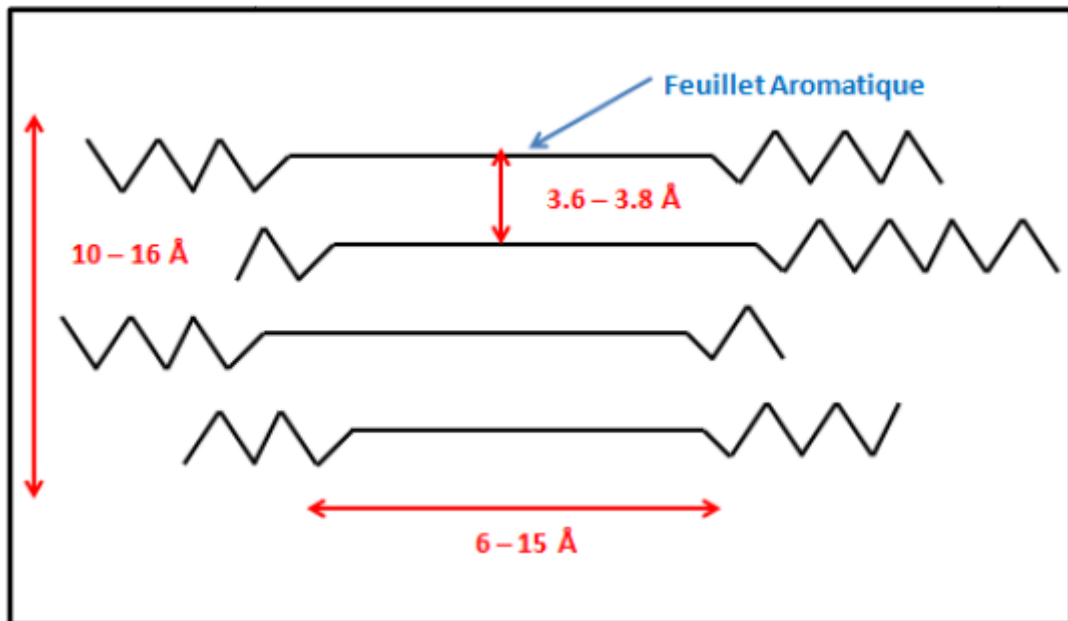


Figure I.5. Microstructure des asphaltènes (particule) [11]

4.2.2.2. Macrostructure

L'agrégation de micelles d'asphaltènes conduit à la formation de structures supramoléculaires qui contiennent plus d'une centaine de monomères et dont la masse est de l'ordre de 10^5 à 10^6 u.m.a (figure I.6(d)). En dehors des forces de Van der Waals, différentes interactions vont assurer la cohésion entre les structures et sont de type [8] :

- π donneur/ π accepteur.
- liaison d'hydrogène.
- aliphatique entre chaînes latérales.
- liaison dative entre métaux et groupements aromatiques

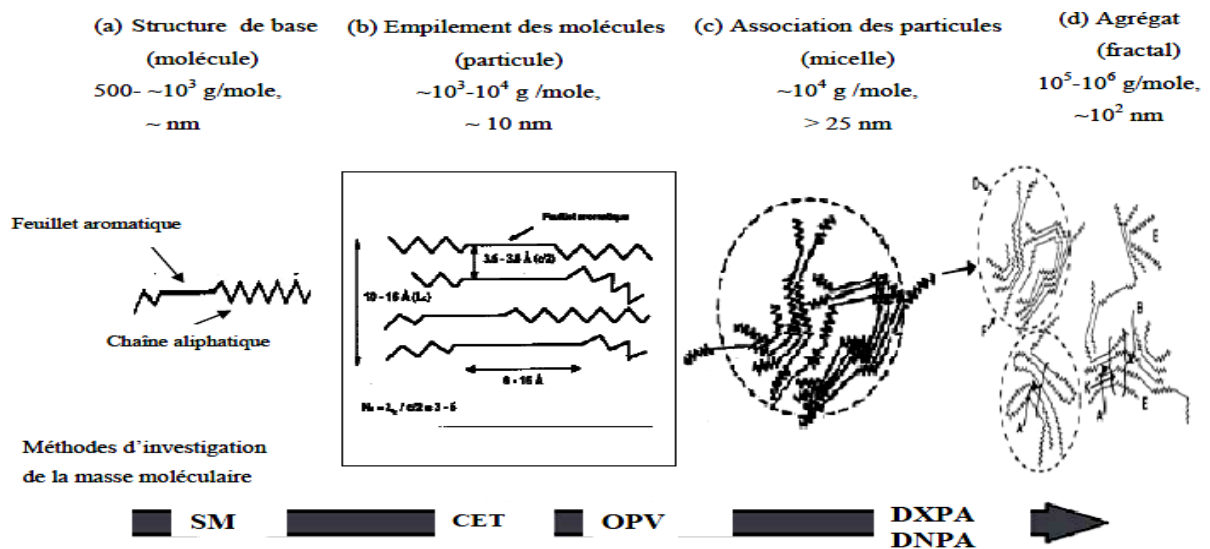


Figure I.6. Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen: (a), (b) et (c) microstructure; (d) macrostructure. Les domaines des masses molaires mesurées par différentes techniques en fonction de l'état d'agrégation sont indiqués [8]

5. Les facteurs qui influent sur la Précipitation des asphaltènes

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

5.1. L'effet de pression et de température

L'huile s'écoule du réservoir, où elle est normalement un liquide monophasique à conditions haute pression et haute température, et entre dans la tubulure de production. La pression et la température commencent à diminuer à mesure que l'huile monte vers la surface.

Lorsque la pression diminue, l'huile gonfle en raison de l'expansion des hydrocarbures légers fractions dans l'huile. Les asphaltènes, qui sont la fraction la plus lourde de l'huile, sont insoluble dans les hydrocarbures légers, et par conséquent, l'huile devient un mauvais solvant pour les asphaltènes lorsque les fractions légères d'huile se dilatent.

En conséquence, les asphaltènes quittent la phase huileuse, précipiter et former une phase séparée. Les asphaltènes apparaissent comme une phase pour la première fois à la pression de début des asphaltènes (AOP), point A de la figure 1.7. [5]

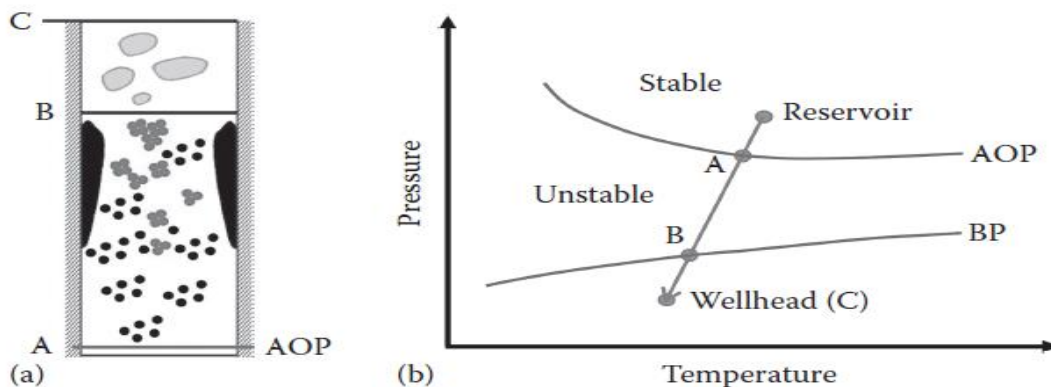


Figure 1.7: (a) Schéma de la précipitation, de l'agrégation et du dépôt des asphaltènes dans le puits de forage et (b) un diagramme typique pression-température (P – T) pour un échantillon d'huile en cours de production d'un réservoir souterrain. AOP, pression d'apparition des asphaltènes; BP, point de bulle [12]

Lorsque le pétrole s'écoule du point A au point B de la figure 1.7 (a), davantage d'asphaltènes précipitent en raison de l'expansion accrue des composants légers du pétrole. Au point B, qui est le point de bulle du pétrole (BP), les hydrocarbures légers commencent à s'évaporer, laissant la phase liquide.

Par conséquent, l'huile restante devient un meilleur solvant pour les asphaltènes, et par conséquent, une partie des asphaltènes se redissout dans la phase huileuse. Dans certains cas, lorsque le pétrole atteint la tête de puits, tous les asphaltènes ont déjà été redissout dans la phase huileuse et il n'y a aucun signe de précipités d'asphaltènes. Sur la base de cette discussion, la quantité maximale de précipitation d'asphaltènes se produit au point de bulle. Il convient également de mentionner que le pétrole peut atteindre sa pression d'amorçage des asphaltènes alors qu'il s'écoule encore dans le réservoir et avant d'entrer dans les tubes de production. Cela se produit principalement pour les pétroles bruts à un stade avancé d'épuisement primaire ou pour les réservoirs soumis à l'injection de gaz miscibles tels que le dioxyde de carbone et l'azote. Ces gaz peuvent se dissoudre dans la phase huileuse, faire de l'huile un mauvais solvant pour les asphaltènes, et finalement provoquer la précipitation des asphaltènes et leur dépôt potentiel dans les milieux poreux. [5]

5.2. La Composition

Burke et al (1988) a également étudié l'effet du gaz dissous sur la solubilité des asphaltènes dans l'huile. Il a été constaté que l'augmentation de gaz dissous dans de l'huile a été associée à une plus faible solubilité des asphaltènes dans l'huile. Ce résultat est également supporté par le fait de la solubilité des asphaltènes augmente avec diminution de pression lorsque la pression est inférieure au point de bulle fait que le gaz dissous dans le pétrole brut est diminué [3]

Généralement, les asphaltènes se composent de particules colloïdales dispersées dans le brut (dû à la peptisation par les résines adsorbées) et ont des propriétés liées aux suspensions colloïdales. Les hydrocarbures aromatiques et les résines sont facilement absorbés par les asphaltènes. Après avoir absorbé les hydrocarbures aromatiques et les résines présentes dans le pétrole brut, les asphaltènes sont bien dispersés dans le pétrole brut. Les deux, résines et hydrocarbures aromatiques agissent comme agents peptisants pour les micelles d'asphaltènes, en inhibant la floculation entre les molécules. Ces résines s'attachent à des micelles d'asphaltènes avec leurs groupes polaires, et étirent leurs groupes aliphatiques vers l'extérieur pour former une couche de stabilisation stérique autour des asphaltènes en les maintenant en solution [3].

5.3. La Vitesse de Filtration de l'huile

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 [6]

5.4. Injection de CO₂

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 [3]

5.5. Gaz-lift

Le gaz lift c'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Ce gaz est généralement constitué d'alcane léger qui est capable 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 [6]

5.6. Eau de formation

Le contact huile/eau pourrait devenir une source majeure d'émulsions et de films rigides qui diminuent la productivité du puits. La floculation des asphaltènes a été aussi observée parfois avec la percée d'eau. [3].

5.7. L'acidification

L'addition de HCL, pendant les opérations de stimulation des puits «acidification matricielle», entraîne aussi la formation d'amalgames des dépôts organiques solides (précipité asphalténique) et d'émulsions de films rigides. [15].

6. Localisation des dépôts d'asphaltènes

Les problèmes de la précipitation d'asphaltènes ne sont toutefois pas limités à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut. [16].

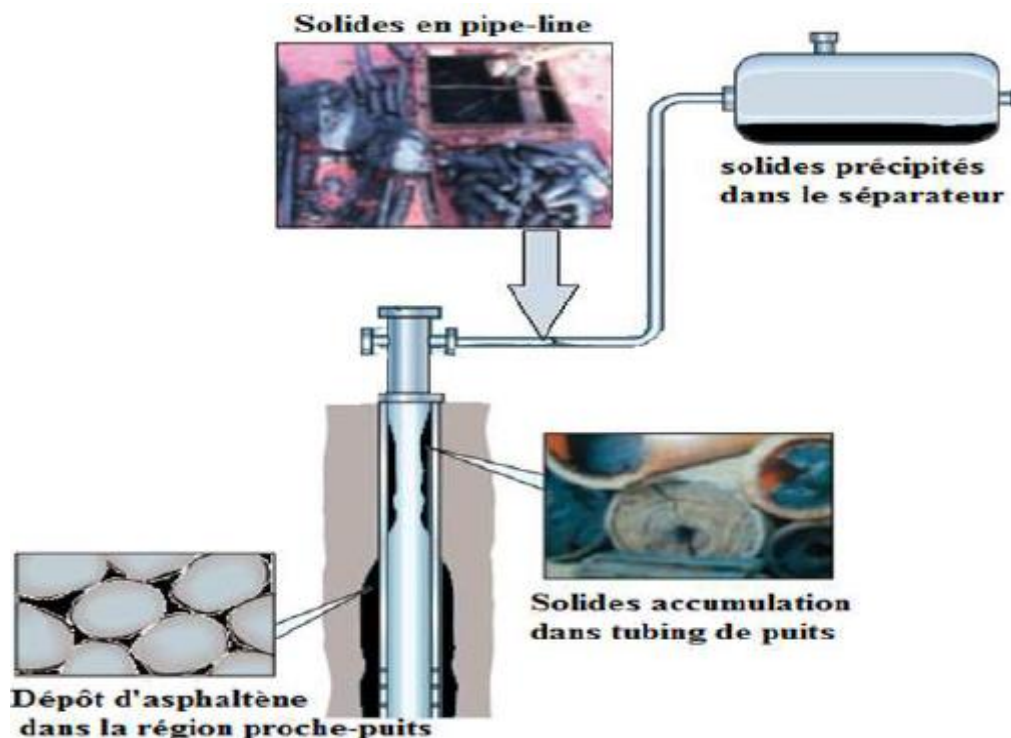


Figure .I.8: Les emplacements possibles de dépôt d'asphaltène. [16].

7. Enveloppe de Précipitation des Asphaltènes

De nombreux travaux (Jamaluddin et al (2002)) ont permis de déterminer une enveloppe de phase des asphaltènes. Cette enveloppe (Figure I.9) est délimitée par les lignes noires en pointillées. La zone de risque de précipitation des asphaltènes (hachurée en rouge) se trouve entre les deux courbes d'enveloppe de phase, zone où se trouve la courbe de bulle. Plus l'écart entre la pression réservoir initiale et la pression de bulle est grand, plus le fluide va potentiellement subir une expansion volumique monophasique importante, ce qui se traduit par une baisse de son pouvoir solvant envers la fraction lourde asphalténique. En dessous de la pression de bulle, le gaz est libéré, la densité de l'huile augmente. Le pouvoir solvant de la phase liquide vis-à-vis des asphaltènes augmente à nouveau. Ce comportement explique que la précipitation des asphaltènes peut intervenir au sein du réservoir alors que rien n'apparaît en surface (baisse de l'indice de productivité apparemment inexplicable). La présence de la courbe de bulle dans l'enveloppe de phase des asphaltènes est à l'origine de l'idée reçue suivante : les asphaltènes précipitent au point de bulle. Il faut souligner que c'est une erreur d'appréciation car la précipitation peut avoir lieu bien avant. [17].

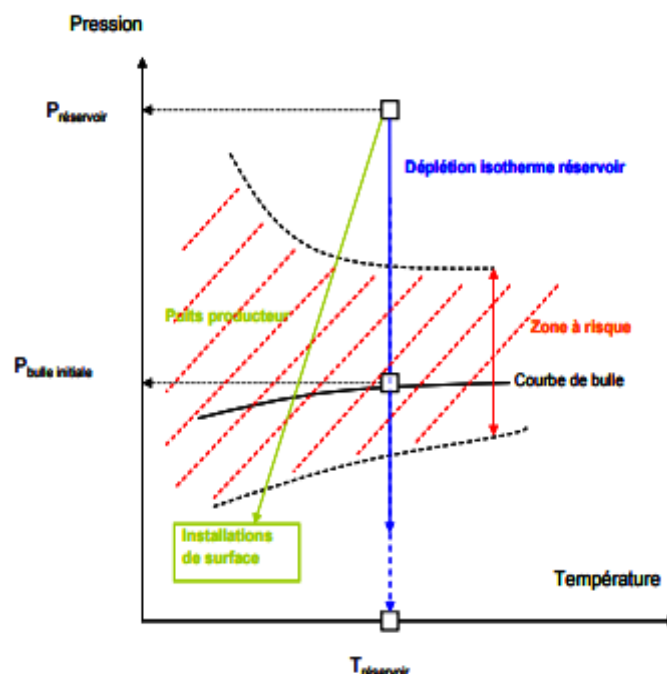


Figure I.9 : la zone d'instabilité des asphaltènes pendant la production. [17].

8. Caractérisation des asphaltènes

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

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

- Densité de 0,8 à 0.835 (°API: 37,9 à 45,3).
- Fraction d'asphaltènes dans l'huile: 0,08 à 0,2 %
- Poids moléculaire moyen d'asphaltènes : 840 à 4900. [13]

9. Conclusion

On conclure que le but de ce chapitre est de définir le dépôt organique (dépôt d'asphaltènes), ses caractéristiques, sa structure, les conditions de sa déposition, les problèmes provoqués par ce dépôt, la manière et l'emplacement de sa déposition et on présente plusieurs méthodes utilisées pour l'enlever.

Chapitre II

Type et analyse d'endommagement

1. Introduction

Au cours d'exploitation d'un gisement il arrive un moment où on remarque une diminution de la production des puits ; ce phénomène est dû soit à une déplétion naturelle de la pression du réservoir, soit à un endommagement de la formation qui s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif, Donc dans ce chapitre on va expliquer tout sur l'endommagement.

2. Signification de l'endommagement

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'à la surface. [18]

2.1. Caractéristiques d'endommagement

L'endommagement est caractérisé par deux paramètres importants :

- Composition : Est importante pour déterminer le fluide à utiliser pour la dissolution.
- Location : Est importante pour augmenter l'efficacité de traitement.

2.2. Localisation de l'endommagement

La figure II.1 ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits

2.2.1. Au fond du puits

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes). [6]

2.2.2. Aux abords du puits

- ✓ **Cake externe** : le cake est formé de particules solide minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide les parois du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides. [19]
- ✓ **cake interne** : Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une

très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable. [19]

- ✓ **La zone envahie** : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :
 - ↪ Changement de mouillabilité.
 - ↪ Formation d'émulsions.
 - ↪ Gonflement et /ou délitage des argiles.
 - ↪ Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

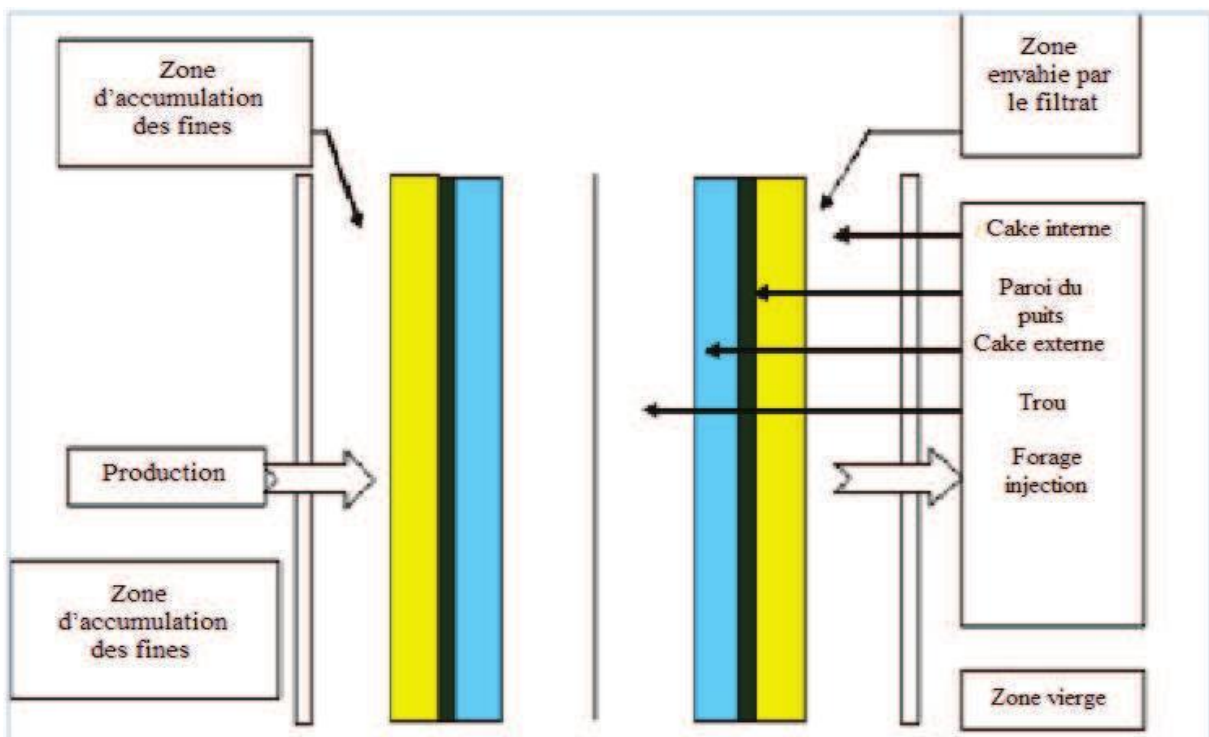


Figure II.1 : Localisation des endommagements. [20].

- Zone 1 : cake externe tapissant les parois du puits.
- Zone 2 : cake interne : solides ayant pénétré dans le milieu poreux.
- Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue.
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

3. Les endommagements les plus fréquents

Parmi les endommagements les plus rencontrés on peut citer:

3.1. Endommagement dû aux opérations de forage, de workover et de snubbing

La présence de certains produits dans la boue de forage peut provoquer la formation des émulsions. Vu la pression hydrostatique, le filtrat de boue a tendance de pénétrer dans le réservoir et les particules solides se déposent sur la paroi du puits sous forme de cake. [19]

- **Solides contenus dans le fluide de forage**

L'envahissement de la formation peut être représenté schématiquement par plusieurs zones s'éloignant de l'axe de puits [21], comme illustré dans la Figure : II.1.

- **Filtrat du fluide de forage (invasion par la boue)**

Cet endommagement est représenté par la zone 3 de la Figure II.1 sa profondeur variable peut atteindre jusqu'à plusieurs mètres dans les cas d'invasion profonde. L'endommagement par la boue peut être causé par :

- Un effet physique des particules de la boue qui remplissent la porosité matricielle, réduise la perméabilité.
- Un effet chimique des produits dans la boue qui peuvent causer une émulsion avec les fluides de formation et/ou un changement de mouillabilité de la roche. [22].

- **Le colmatage des perforations**

La plus part des opérations de perforation sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforation causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits. [23].

- **Changement de mouillabilité**

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présentent surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation des sludges ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la Perméabilité relative à l'huile.

- **Formation des émulsions**

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

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

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

- **Gonflement des argiles**

Il est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, de Work-Over et des fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent sévèrement la perméabilité.[24]

- **Formation des sludges**

Ils se forment à cause de l'incompatibilité entre les fluides d'invasion, et les fluides de formation. Ils sont très difficiles à dissoudre une fois formés. Un moyen préventif est plus utilisé.

Les acides utilisés pour les traitements matriciels rentrants en réaction avec le brut, peuvent engendrer le problème de sludges. [24]

3.2. Dépôts de sel

Un des principaux problèmes d'exploitation. Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels.

Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (Na Cl) dont la répartition est comme suit: 2/3 Na Cl et 1/3 d'autres sels.

Malgré l'injection en continu de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter causant des fois la fermeture totale des puits. [25].

3.3. Dépôts organiques (Asphaltènes)

Les asphaltènes sont connus comme le cholestérol du pétrole en raison de leur capacité à précipiter, à se déposer et, par conséquent, à interrompre la production continue de pétrole dans les réservoirs souterrains.

Les asphaltènes peuvent précipiter à partir du pétrole brut lors de changements de température, de pression ou de composition. Ces précipités peuvent alors adhérer aux surfaces et former des couches de dépôt. Le problème du dépôt d'asphaltènes a été observé à tous les stades de la production et du traitement du pétrole, dans les formations proches du puits, les tubes de production, les installations de surface et les unités de raffinage [5].

3.3.1 En amont (Dans la roche réservoir, aux abords des puits)

L'endommagement par colmatage causé par les dépôts d'asphaltènes, aboutit à une réduction de la perméabilité de milieu poreux. Cette situation conduit à une baisse de productivité du gisement et, dans le cas le plus grave elle peut être la cause de fermeture de puits. Les asphaltènes obstruent aussi l'écoulement provoquant des défis à l'écoulement des fluides : non seulement ils augmentent la viscosité et la densité des fluides, mais ils stabilisent également les émulsions huile-eau, des changements de mouillabilité au peuvent se produire lorsque quantités d'asphaltènes s'adsorbent sur les grains de formation [26]

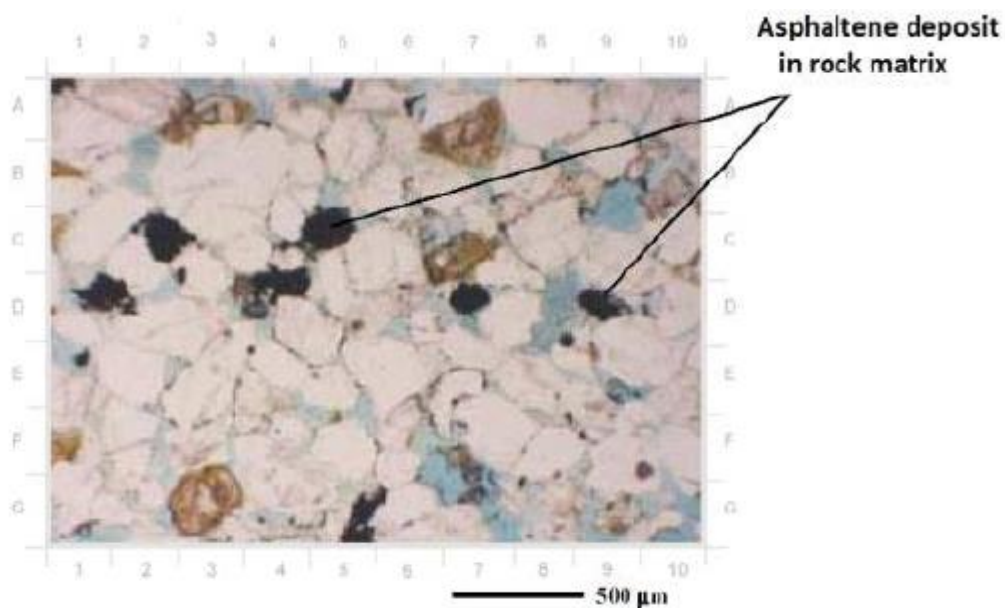


Figure II.2 : déposition d'asphaltènes dans la matrice de la roche [26]

3.3.2 Dans le tubing et les installations de surface

Le phénomène de dépôt peut également se produire sur les lignes de production. L'utilisation de toutes méthodes chimique (injection de solvants par exemple) ou mécanique (utilisant grattoirs) pour retirer ce type de dépôt sont coûteuses et nécessitent beaucoup de sécurité car tout accident peut entraîner une perte de ligne. [26]

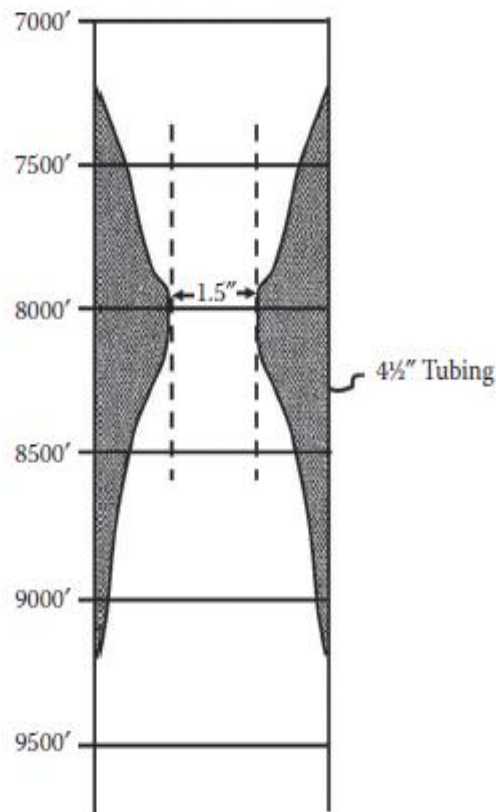


Figure II.3 : Profil de dépôt d'asphaltènes dans l'un des puits pétroliers de Hessi Messaoud

[27]

3.3.3. En aval

Les dépôts des asphaltènes peuvent également se produire dans les séparateurs au cours de la phase finale dépressurisation du pétrole, ces constituants peuvent entraîner aussi la désactivation des catalyseurs et la formation de déchets lors du traitement thermique et thermochimique des résidus lourds de pétrole [26].

3.4. Traitement des Problèmes de déposition des Asphaltènes

3.4.1. Traitement au niveau du Réservoir

Dans le cas où le problème d'asphaltène apparaît dans le réservoir, une augmentation de la pression du réservoir par injection d'eau ou de gaz est nécessaire pour élever la pression du gisement au-dessus de la pression de floculation, cela permet d'augmenter la pression de fond dynamique et la rendre supérieure à la pression du seuil de floculation, c'est-à-dire, éviter le bouchage des perforation par les dépôts et même d'augmenter le coefficient de récupération si par exemple la baisse de pression du réservoir est rapide.

3.4.2. Traitement au niveau des Perforations et des abords du Puits

3.4.2.1. Ajustement des Paramètres de Production

L'ajustement des conditions de production au niveau de la duse permet de modifier les conditions hydrodynamiques de l'écoulement et permet de changer la zone ou le dépôt se forme. Cela permet d'éviter la formation des dépôts dans les perforations si la pression du gisement est importante. [28].

3.4.2.2. Injection des Solvants pour Nettoyer les Perforations et la Zone Endommagée

Contrairement aux paraffines, les asphaltènes sont solubles dans les solvants aromatiques comme le benzène, toluène et le xylène même à basse température. Il existe une large gamme de produits commerciaux qui solubilisent les asphaltènes et qui sont largement utilisés pour le nettoyage des puits soit par pompage sous pression depuis la surface, soit par opération de squeeze ou en utilisant le coiled tubing. Actuellement le produit le plus utilisé est le reformat vu son faible coût et sa bonne solubilisation des dépôts d'asphaltène. [29].

3.4.2.3. Traitement Chimique

Dans la méthode de traitement chimique, 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 considérés comme un danger pour la santé.

✓ **Benzène**

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

✓ **Xylène et le toluène**

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

✓ **Reformat**

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

• **Caractéristiques de Reformat**

Densité = 0,778

Point d'inflammabilité = -5°C

• **Composition du Reformat**

Le reformat est un distillat de pétrole produit localement en Algérie. Il est obtenu à partir de la charge de 1^{er} distillation, essentiellement constitués par les paraffines, des naphthènes et des aromatiques (PNA). [30].

Tableau II.1 : La composition du Reformat. [30].

Composés	Pourcentage en poids
Paraffine	42%
Naphtène	5%
Aromatique	53%

3.4.3. Traitement au niveau du tubing

3.4.3.1. Modification de la Complétion

Elle peut se produire également dans les perforations et même dans le réservoir si la pression du seuil de floculation est atteinte dans ces deux zones, dans

le cas où la déposition se produit dans le tubing, une modification de la complétion est envisagée pour réduire le taux de déposition.

3.4.3.2. Méthode Mécanique

Le traitement par les méthodes mécanique des dépôts d'asphaltènes peut être utilisé pour gratter les parois des tubings, les lignes de collecte et les pipes. Les opérations les plus utilisées sont :

- Wireline Cutting
- Coiled Tubing

3.4.3.3. Circulation d'huile chaude

L'opération peut être réalisée en injectant de l'huile chauffée à la surface dans un concentrique placé à l'intérieur du tubing pour que le fluide circule dans l'espace annulaire ou l'inverse, c'est-à-dire que le fluide est injecté dans l'espace annulaire chemisage tubing pour nettoyer le chemisage si l'huile est produite par ce dernier.

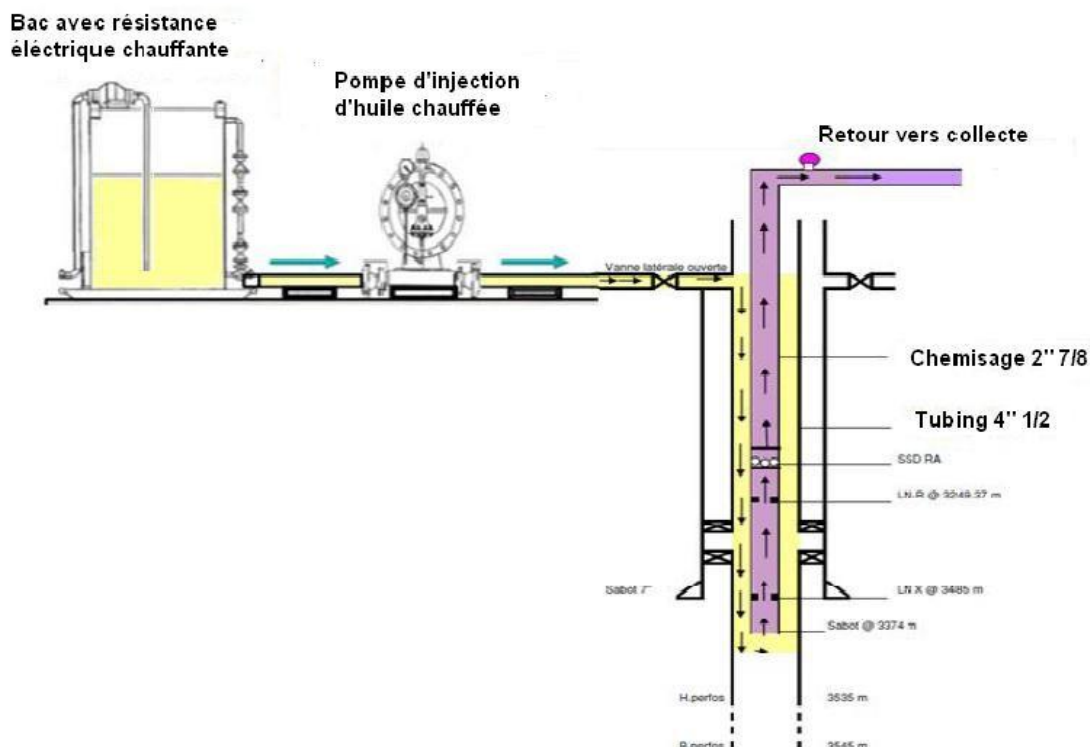


Figure II.4 : Schéma de la circulation de l'huile chaude dans le puits.

3.4.3.4. Revêtement du Tube

L'autre solution envisagée, qui a montré son efficacité au laboratoire, serait le revêtement des tubes par de la matière plastique sur laquelle les dépôts sont peu adhérents (comme le téflon). [29].

3.5. Dépôts minéraux

Les dépôts minéraux (scales) sont rencontrés dans l'ensemble du puits, de la formation jusqu'au réseau de collecte. Les principaux sont :

- Les carbonates de calcium : CaCO_3 ;
- Les sulfates: BaSO_4 (H_2O), BaSO_4 , SrSO_4 ;
- Le chlorure de sodium : Na Cl ;
- Les produits de corrosion du fer : FeS , Fe_2O_3 , FeCO_3 .

Leurs conditions de formations dépendant de :

- La baisse de la pression du puits
- Le changement de température
- La composition de l'eau
- Le changement de la salinité [31].

3.6. Migration des fines

Lors de la production, la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité. [32].

3.7. Baisse de pression de gisement

La pression de gisement ne cesse de se chuter malgré les tentatives de maintien de pression qui n'a pas été ressenti sur toute la totalité des puits. Cette baisse de pression favorise les dépôts de sel, des paraffines et des asphaltées. De ce fait, la majorité est en gaz- lift (plus de 85%). [33].

3.8. Endommagement dû à l'injection d'eau

L'injection d'eau est très nécessaire soit pour le maintien dépression ou bien pour le dessalage. Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir tels que :

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block). Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation. [23].

3.9. Colmatage dû à la stimulation

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par les réactions Secondaires de l'acide choisi et ses additifs suite au mauvais choix de ceux-ci ou leur évacuation incomplète ou retardée.

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac). [23]

4. Détection de l'endommagement

Avant de procéder à tous type de traitement, il est indisponible de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de productions et/ou d'injection, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

Cette étude va nous permettre non seulement de connaître les caractéristiques d'un endommagement mais permet aussi d'identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée.

5. Notion de skin (Coefficient D'endommagement)

- Le skin « **S** » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits.
- Le Pseudo-Skin. C'est un facteur sans dimension -déterminé par des essais de puits- qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.
- Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_{skin}) localisée aux abords du puits. [34]

$S > 0$ si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle)

$S < 0$ si la couche près du puits est améliorée. [35].

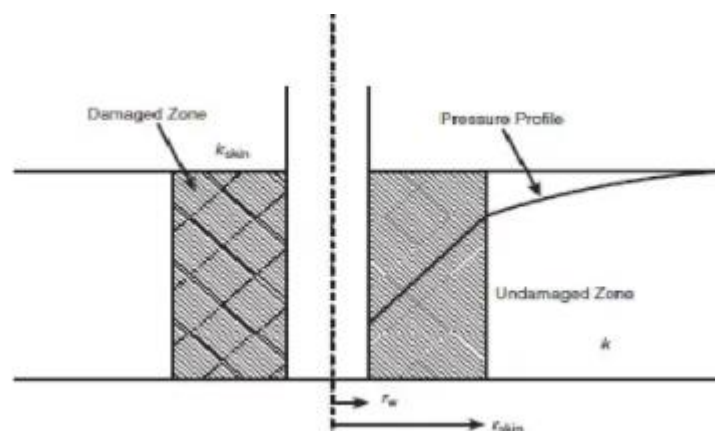


Figure II.5 : Le skin. [36].

5.1. Origine de skin

Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont :

✓ Les perforations

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360° , mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures. Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin " S_p " appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perfos et de leurs répartitions. [31].

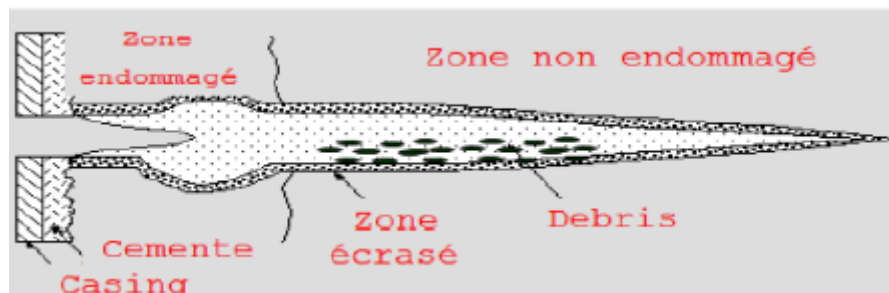


Figure II.6 : Skin de perforation. [31].

✓ La pénétration partielle

La pénétration partielle (SPP) est lorsque le puits produit par une hauteur inférieure à la hauteur utile du réservoir Figure: II.7, il dépend de plusieurs éléments :

- La fraction de la hauteur du réservoir qui a été perforée.
- L'anisotropie de perméabilité du réservoir.
- Le rapport entre la hauteur utile et le rayon du puits.
- La position des perforations. [37].

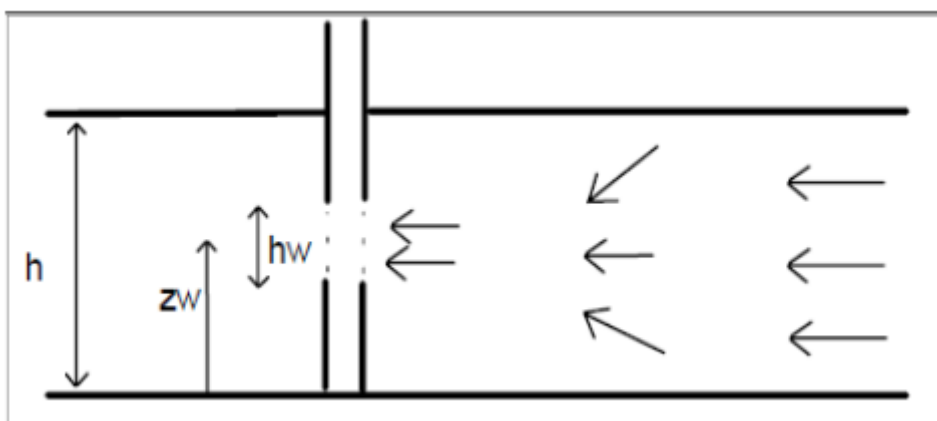


Figure II.7 : Skin de pénétration partielle. [37]

✓ **Endommagement global**

Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins

$$S = S_e + S_p + S_c \dots\dots\dots \text{Eq II.1}$$

S_e : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice).

S_p : la perte de charge due aux perforations.

S_c : l'étranglement de l'écoulement dû à la pénétration partielle

5.2.Effet de skin sur la perméabilité

5.2.1. Définition de la perméabilité

La perméabilité est le paramètre clé pour le producteur. La perméabilité caractérise l'aptitude qu'a une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores. La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (A) et de longueur (dx), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage.[38].

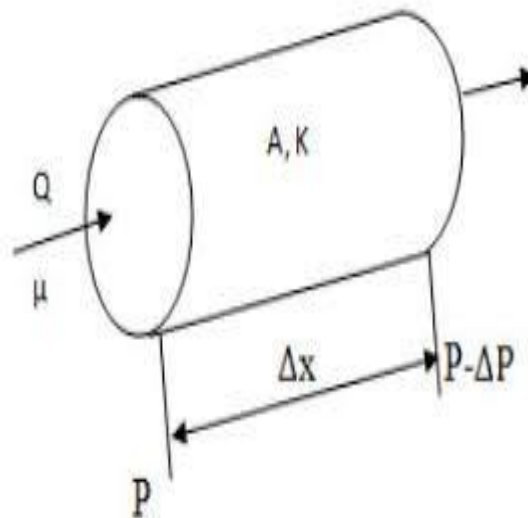


Figure II. 8 : La perméabilité. [38].

La loi de Darcy relie ces paramètres s'écrit, en négligeant l'effet de gravité, comme suit:

$$Q = A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \dots\dots\dots \text{Eq II.2}$$

La loi de Darcy suppose que :

- Il y a qu'un seul fluide présent (écoulement monophasique).
- Le régime d'écoulement soit laminaire.
- L'écoulement est permanent.
- Le milieu soit homogène et isotrope.
- Le fluide est incompressible.

5.2.2. Effet de skin sur la perméabilité

Le rayon r_e et la perméabilité K_e de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de Hawkins

L'équation de Hawkins relie la perméabilité de la zone endommagée et le rayon d'endommagement au skin pour un puits vertical [34] :

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots \text{Eq II.3}$$

- ✓ S : skin
- ✓ k : perméabilité du réservoir.
- ✓ k_s : perméabilité de la zone endommagée.
- ✓ r_s : rayon de la zone endommagée
- ✓ r_w : rayon du puits

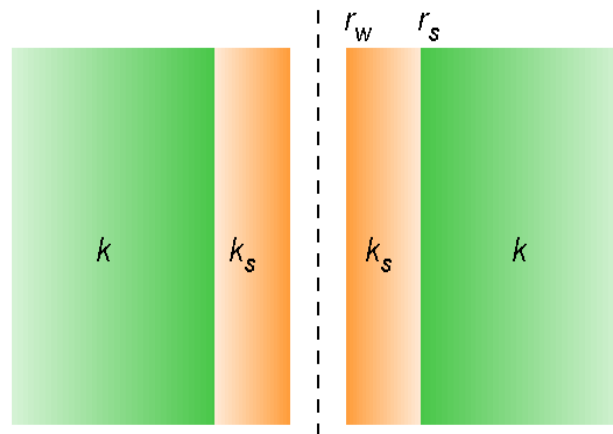


Figure II.9 : Influence du skin sur la perméabilité [34].

On voit que si :

- $S > 0$: La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement).

- **S < 0** : La perméabilité de la zone voisine du puits est supérieure à celle du reste de la formation (cas d'une amélioration par stimulation).
- **S = 0** : **K = K_s** (pas d'endommagement).

5.3. Effet de skin sur la productivité

5.3.1. Notion de l'indice de productivité

L'indice de Productivité (IP) est défini comme le débit liquide divisé par la différence de pression entre la pression statique du réservoir et la pression de fond en débit (en face des perforations). Il est fortement lié à la perméabilité et au skin. [24].

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f} \dots\dots\dots \text{Eq II.4}$$

5.3.2. Effet de skin sur la productivité

La connaissance de l'**IPR** (In flow Performance Relationship) et l'équation de **Hawkins** sont essentielles pour comprendre l'effet d'endommagement (SKIN) de la formation sur la productivité du puits. [39].

Pour un puits d'huile l'équation d'**IPR** s'écrit :

$$Q = q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141,2 \mu \beta \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \dots\dots\dots \text{Eq II.5. [40].}$$

Q: débit d'huile conditions de fond (bbl/day).

K : perméabilité (md) ;

r_w: rayon du puits (ft) ;

h : hauteur du réservoir (ft) ;

S : skin total (sans dimension) ;

μ : viscosité d'huile (cp) ;

β : facteur volumétrique de fond (bbl/STB).

P_G : pression de gisement (psi) ;

P_{wf}: pression de fond dynamique (psi) ;

r_e : Rayon de drainage (ft) ;

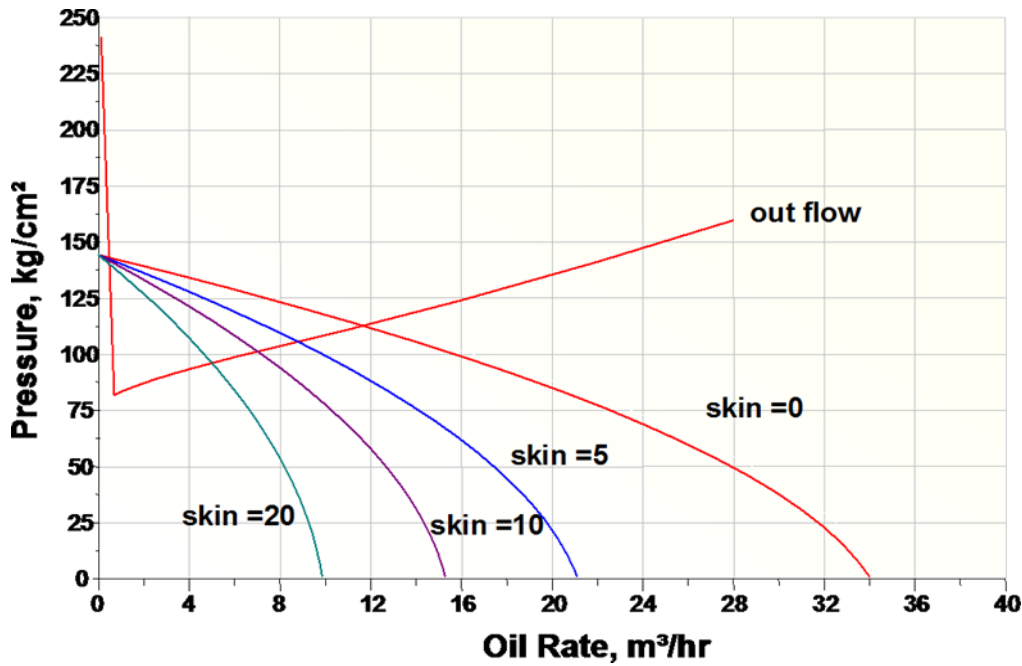


Figure II.10 : L'effet de l'endommagement sur la productivité des puits [39].

6. Expression de l'endommagement

Une des expressions de l'endommagement peut être le rapport : $\frac{IP_{colmaté}}{IP_{théorique}}$

La perte de charge due à l'effet de skin est la différence entre la *pwf idéal* et la *pwf réelle* :

$$\Delta P_{skin} = P_{wf idéal} - P_{wf réelle} \dots \dots \dots \text{Eq II.5}$$

7. Conclusion

A la fin de ce chapitre on conclure que pour éviter les effets néfastes, il est nécessaire de :

- Bien connaître les caractéristiques initiales
- Apporter un soin extrême à toutes les opérations réalisées sur le puits dès le forage
- Être très attentif à la propreté et à la qualité des fluides, des additifs et des équipements.

Chapitre III
Méthodes et moyennes
utilisées

1. Introduction

Dans ce chapitre nous avons présenté les produits chimiques utilisés (n-heptane, toluène), et les différentes méthodes telles que l'extraction des asphaltènes par Soxhlet, l'analyse élémentaire, la spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier (FTIR), la diffraction des rayons X et aussi l'analyse nodale par logiciel Pipesim.

2. Les produits utilisés

2.1. Pétrole brute de HMD

Notre échantillon des asphaltènes ont été extraits à partir de l'huile de HMD qui regroupe les caractéristiques suivantes :

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 120 à 400 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible.
- La viscosité est de 0,2 cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.
- Il est caractérisé par l'absence d'eau (trace non dosable).
- Il est non sulfureux, sa teneur en soufre étant inférieure à 0.5%.
- Il y a prédominance des paraffines, grâce à la valeur du point d'écoulement (< - 45 °C). [7] [4].

2.2. Les produits chimiques (Solvants)

- **n-Heptane (n-C₇)** : On a utilisé le n-Heptane dans nos expériences comme solvant pour l'extraction des asphaltènes de l'huile légère algérienne.

On va représenter les caractéristiques principales de notre solvant dans les tableaux III.1 et III.2.

Tableau III.1 : les caractéristiques principales de n-Heptane [41] [42]

CAS #	Numéro CE	Formule de Hill	Formule chimique	Masse molaire
142-82-5	205-563-8	C ₇ H ₁₆	CH ₃ (CH ₂) ₅ CH ₃	100.21 g/mol

Tableau III.2 : Informations physico-chimiques de n-Heptane [41] [42]

Point d'ébullition	97 - 98 °C
Densité	0.68 g/cm ³ (15 °C)
Limite d'explosion	1 - 7 %(V)
Point d'éclair	-4 °C
Température d'inflammation	215 °C
Point de fusion	-91.0 °C
Pression de vapeur	5,33 kPa à 22 °C
Solubilité	0.05 g/l

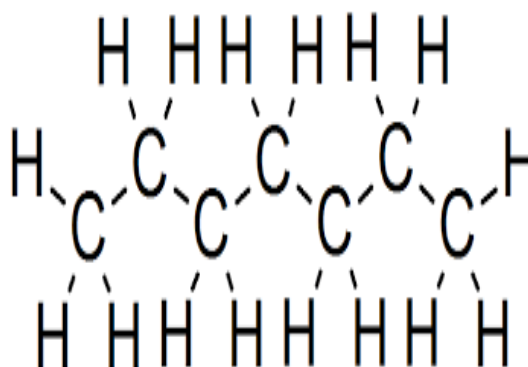
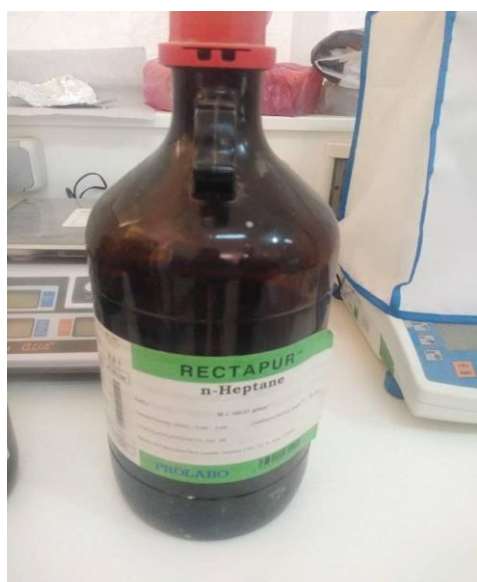


Figure III.1 : n-heptane utilisé en extraction [41] [42]

➤ **Toluène** : Dans nos expériences on a utilisé le Toluène comme solvant pour préparer l'échantillon insoluble asphaltènes solubilisé. On va représenter les caractéristiques principales de notre solvant dans les tableaux III.3 et III.4.

Tableau III.3 : les caractéristiques principal de Toluène [43] [42]

CAS #	Numéro CE	Formule de Hill	Formule chimique	Masse molaire
108-88-3	203-625-9	C ₇ H ₁₆	CH ₃ (CH ₂) ₅ CH ₃	92,1384 g/mol

Tableau III.4 : Informations physico-chimiques de Toluène. [43] [42]

Point d'ébullition	110,58 °C
Densité	
Limite d'explosion	1,1–7,1 %(V)
Point d'éclair	4 °C
Température d'inflammation	480 °C
Point de fusion	-95.1 °C
Pression de vapeur	29 hPa (20 °C)
Solubilité	0.53 g/l

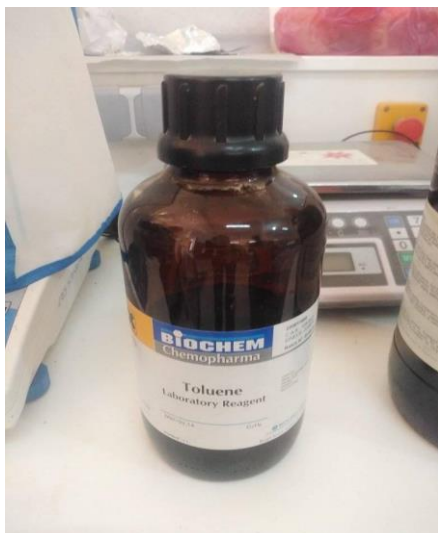


Figure III.2 : Toluène utilisé en extraction [43] [42].

2.3. Les échantillons

On a extrait deux(02) échantillons, donc Les asphaltènes du pétrole brute de Hassi-Messaoud en Algérie ont été étudiés.

3. Les méthodes

3.1. Extraction des asphaltènes par soxhlet

Un extracteur de Soxhlet (ou appareil de Soxhlet) est une pièce de verrerie utilisée en chimie analytique et en chimie organique qui permet de faire l'extraction par solvant en continu d'une espèce chimique contenue dans une poudre solide. Cet appareil porte le nom de son inventeur : Franz von Soxhlet.

Il se compose d'un corps en verre dans lequel est placée une cartouche en papier-filtre épais en forme d'un bâtonnet, d'un tube siphon et d'un tube d'adduction. Dans le montage, l'extracteur est placé sur ballon contenant le solvant d'extraction. Dans l'extracteur est insérée une cartouche dans laquelle est placée la poudre contenant l'espèce à extraire ; puis un réfrigérant est adapté au-dessus de l'extracteur (il est également souhaitable d'utiliser un chauffe-ballon avec agitation magnétique intégrée, afin d'éviter des à-coups d'ébullition qui provoquent une remontée du liquide contenu dans le ballon et non de vapeurs de solvant pures. À défaut on peut placer des billes de verres dans le ballon).

Un Quand le ballon est chauffé, les vapeurs de solvant passent par le tube adducteur, se condensent dans le réfrigérant et retombent dans le corps de l'extracteur, faisant ainsi macérer le solide dans le solvant (chauffé par les vapeurs se trouvant en dessous). Le solvant condensé s'accumule dans l'extracteur jusqu'à atteindre le sommet du tube-siphon, qui provoque alors le retour du liquide dans le ballon, accompagné des substances extraites, et le solvant contenu dans le ballon s'enrichit donc progressivement en composés solubles. [44]

Le solvant continue alors de s'évaporer, alors que les substances extraites restent dans le ballon (leur température d'ébullition doit être nettement supérieure à celle du solvant extracteur). [44]

- 1 .Agitateur magnétique
2. Ballon à col rodé
3. Retour de distillation (tube d'adduction)
- 4 .Corps en verre
- 5 .Filtre
- 6 .Haut du siphon
- 7 .Sortie du siphon
- 8 .Adaptateur d'expansion
- 9 .Condenseur
10. sortie de l'eau de refroidissement
- 11 .Entrée de l'eau de refroidissement

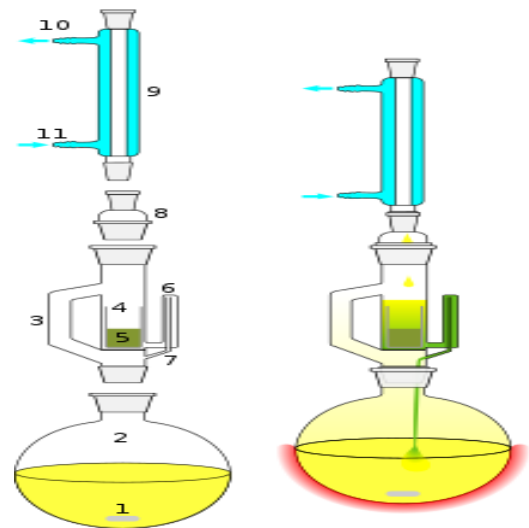


Figure III.3 : représentation schématique d'un extracteur de soxhlet [44].

3.1.1. Mode opératoire d'extraction

Dans l'expérience de l'extraction des asphaltènes suivie par la norme AFNOR NF60. 115 on a fait le mode opératoire suivant :

- Peser 10 g de la prise d'essai et l'introduire dans un ballon de 500ml.
- Ajouter 300 ml de normal heptane, et faire bouillir le mélange à reflux pendant 2 h.
- Laisser refroidir puis relever le ballon et le placer dans l'obscurité pendant 2 h.
- Filtrer le liquide, sans agitation, à travers un papier filtre.
- Finalement, rincer le ballon avec du n-heptane à chaud et verser le liquide de rinçage sur le filtre.
- Procéder à l'élimination des paraffines, en plaçant le filtre précédant dans un extracteur, en utilisant une fiole dans laquelle on aura versé 150ml d'heptane, puis la faire bouillir jusqu'à ce que la couleur de n-heptane retenue dans l'extracteur devienne transparente (la couleur au départ étant marron foncé).[4].

Pour l'extraction des asphaltènes :

- remplir une fiole avec 30 à 60 ml de toluène et remettre en marche le chauffage à reflux, jusqu'à dissolution de la totalité des asphaltènes retenus dans le filtre ; verser le contenu de la fiole, dans une coupelle déjà lavée, séchée et pesée.
- Sécher le toluène de la coupelle par évaporation sous la hotte à pression atmosphérique puis dans une étuve à 100°C pendant 30 min.
- Placer la coupelle dans un dessiccateur, jusqu'à obtention d'un poids constant.
- peser de nouveau la coupelle. [42].

On détermine la teneur en asphaltènes comme suite :

$$\% \text{ en poids} = \frac{M_f}{M_i} * 100 \dots \dots \dots \text{III.1 .}$$

M_f : masse des asphaltènes après précipitation

M_i : Masse de charge initiale.

3.2. L'infrarouge

La spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier ou spectroscopie IRTF est une technique utilisée pour obtenir le spectre d'absorption, d'émission, la photoconductivité ou la diffusion Raman dans l'infrarouge d'un échantillon solide, liquide ou gazeux. Le terme spectroscopie à transformée de Fourier reflète le fait que dans toutes ces techniques, une transformée de Fourier est nécessaire pour transformer les données brutes en spectre réel,

et dans de nombreux cas dans l'optique impliquant des interféromètres, est basé sur le théorème de Wiener-Khinchin.

Le principe de la spectroscopie par transformée de Fourier est une façon moins intuitive d'obtenir la même information. Plutôt que d'illuminer l'échantillon avec un faisceau de lumière monochromatique, cette technique utilise un faisceau contenant une combinaison de multiples fréquences de la lumière, et on mesure l'absorption par l'échantillon. Le faisceau est ensuite modifié pour contenir une combinaison de fréquences différentes, on mesure de nouveau l'absorption par l'échantillon, et l'opération est répétée de nouveau, de multiples fois. Une fois toutes les données acquises, un ordinateur prend toutes ces données et calcule à rebours pour en déduire l'absorption à chaque longueur d'onde. [45].

3.2.1. Mode opératoire de FTIR

Pour cette technique l'échantillon est présenté sous forme d'une pastille placée dans un porte échantillon tournant qui peut contenir jusqu'à 15 échantillons en plus de la référence, cette roue est ensuite placée dans le compartiment. Premièrement la préparation de l'échantillon Les échantillons d'asphaltènes et le solvant sont laissés dans l'étuve pendant 1 heure avant utilisation, et ce pour permettre leur séchage. Deuxièmement le moule à pastiller est soumis à une pression allant de 10000 à 15000 psi dans une presse manuelle pour former un disque transparent de 0.5 à 1.5 mm de diamètre (micro disque). Il faut placées les pastilles avec précaution dans les portes échantillons et insérées dans la roue et finalement on fait les mesures des spectres FT-IR nous avons mesurés les spectres dans le domaine de l'infrarouge moyen ($4000-400\text{ cm}^{-1}$) en mode transmittance. [42].

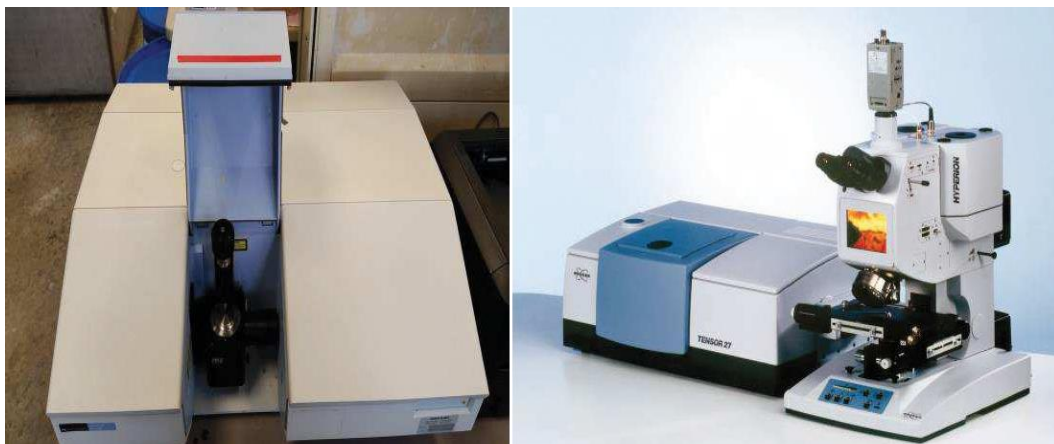


Figure III.4 : La spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier (FTIR) [46]

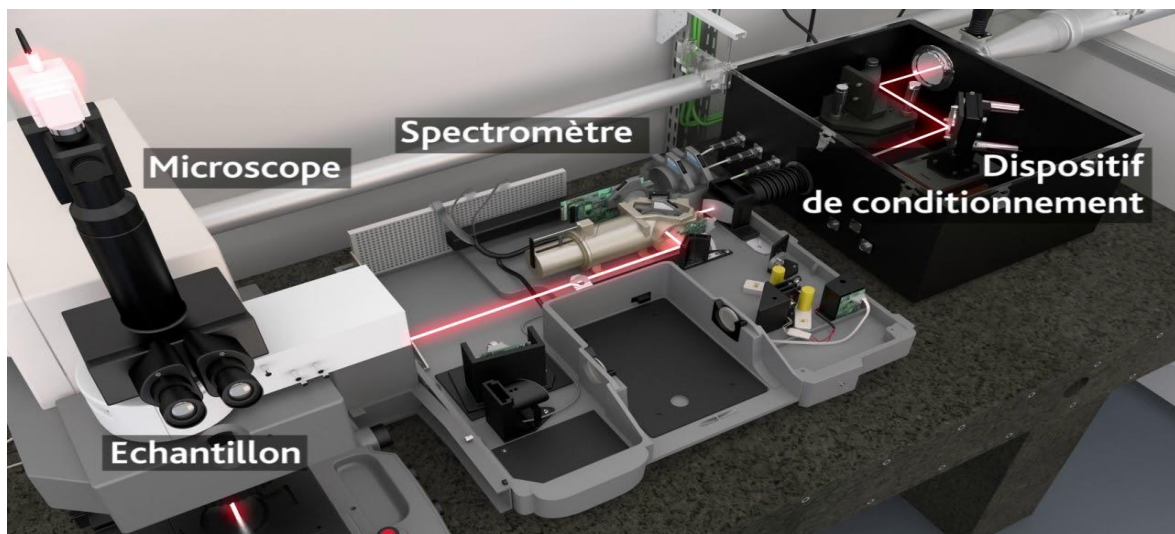


Figure III.5 : représentation schématique de FTIR. [47]

3.3. Analyse élémentaire

En chimie, l'analyse élémentaire est l'activité permettant la détermination des éléments chimiques constituant un composé au moyen d'une analyse chimique, d'une analyse organique, d'une spectroscopie ou d'une spectrométrie d'absorption atomique, entre autres..

L'analyse élémentaire est un processus dans lequel un échantillon (sols, eaux usées ou potables, fluides corporels, minéraux, composés chimiques, etc.) est analysé pour déterminer sa composition élémentaire et parfois isotopique. L'analyse élémentaire peut être qualitative (déterminer quels éléments sont présents), et elle peut être quantitative (déterminer la quantité de chacun). L'analyse élémentaire s'inscrit dans le cadre de la chimie analytique, c'est-à-dire dans l'ensemble des instruments impliqués dans la découverte de la nature chimique de notre monde. [48].

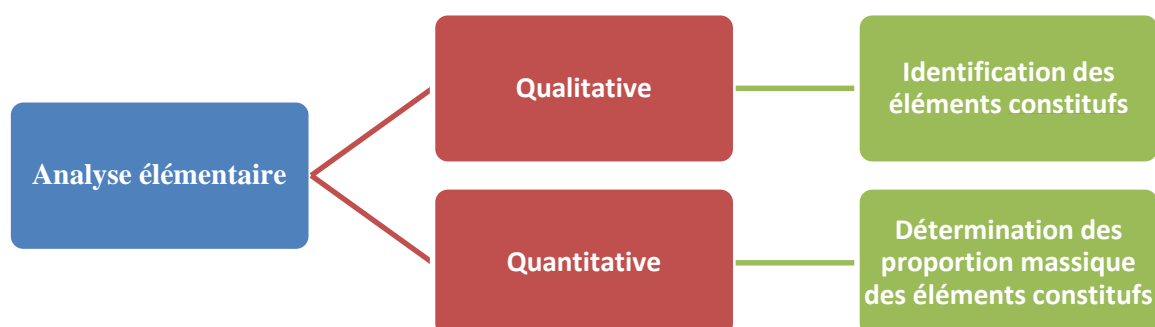


Figure III.6 : Analyse élémentaire [49]

Pour les chimistes organiques, l'analyse élémentaire ou AE fait presque toujours référence à l'analyse CHNX, c'est-à-dire la détermination des fractions massiques de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'hétéroatomes (X) (halogènes, soufre) d'un échantillon. Cette information est très importante pour aider à déterminer la structure d'un composé inconnu, ainsi que pour identifier la structure et la pureté d'un composé synthétisé. De nos jours, les techniques spectroscopiques de chimie organique (telles que la RMN ^1H et ^{13}C), la spectrométrie de masse et les procédures chromatographiques ont remplacé l'AE en tant que technique principale de détermination structurale. Cependant, l'AE fournit encore des informations complémentaires très utiles et c'est également la méthode la plus rapide et la moins coûteuse pour déterminer la pureté de l'échantillon. [50].

L'analyse élémentaire CHNSO, aussi appelée analyse élémentaire organique ou microanalyse élémentaire, permet de déterminer les quantités de carbone (C), d'hydrogène (H), d'azote (N), de soufre (S) et d'oxygène (O) présentes dans un échantillon. Cette technique fiable et peu onéreuse permet d'évaluer la pureté et la composition chimique de substances. Elle est utilisée sur un large éventail de types d'échantillons, notamment les substances solides, liquides, volatiles et visqueuses. En connaissant la teneur en éléments organiques, les chercheurs peuvent aussi déterminer la structure moléculaire de la substance prélevée. La caractérisation chimique des composés organiques est utile en recherche, mais aussi lors des contrôles qualité (CQ) [7]

Pour déterminer qualitativement quels éléments existent dans un échantillon, les méthodes sont les suivantes:

- Spectroscopie atomique de masse, telle que la spectrométrie de masse à plasma inductif, qui sonde la masse des atomes.
- Autre spectroscopie qui sonde la structure électronique interne des atomes tels que la fluorescence X, l'émission de rayons X induite par des particules, la spectroscopie de photoélectrons X et la spectroscopie d'électrons Auger.
- Méthodes chimiques
- Test de fusion de sodium
- Schöniger oxydation

L'analyse des résultats est effectuée en déterminant le rapport des éléments à partir de l'échantillon et en élaborant une formule chimique qui correspond à ces résultats. Ce processus est utile car il permet de déterminer si un échantillon envoyé est un composé désiré et confirme la pureté d'un composé. L'écart accepté des résultats de l'analyse élémentaire à partir du calcul est de 0,3%. [7].



Figure III.7 : Analyseur de combustion CHNS simultané moderne [51].

3.4. Diffraction des rayons X(DRX)

La diffraction des rayons X est une technique très classique d'identification et de caractérisation de la structure cristalline des matériaux, qui date du début du XXe siècle et qui a été continuellement améliorée depuis. Dans sa version ordinaire, utilisée ici, elle permet de mesurer avec précision les distances $d(hkl)$ entre les différents plans cristallins (hkl) d'un cristal, à partir de la mesure des angles de déviation 2θ d'un faisceau de rayons X (RX) incident. L'appareillage comprend un générateur de haute tension (60kV maximum), courant (60 mA maximum), un tube à RX (anticathode cuivre, molybdène, cobalt...), un refroidissement à eau, un détecteur CCD (auparavant des compteurs Geiger ou proportionnels étaient utilisés), et un ensemble électronique chargé de piloter le goniomètre et d'enregistrer les diffractogrammes ou spectres $I = f(\theta)$. [52].

3.4.1. Mode opératoire de DRX

On prépare l'échantillon sous la forme d'une poudre aplanie dans une coupelle, ou bien sous la forme d'une plaquette solide plate (on va utiliser un tamis de 150 nm). On insère l'échantillon à l'intérieur de l'appareil OLYMPUS, dans cet appareil l'envoi se produit des rayons X sur cet échantillon, et un détecteur fait le tour de l'échantillon pour mesurer l'intensité des rayons X selon la direction, et l'enregistrement des courbes sur l'ordinateur. [42].



Figure III.8 : appareil de diffraction de rayon X. [42].

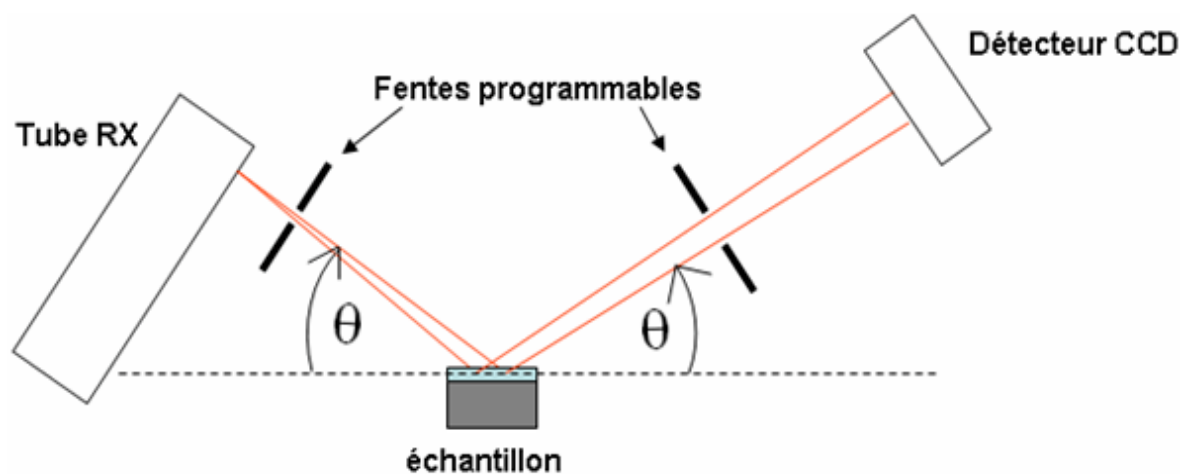


Figure III.9 : Schéma du trajet optique des rayons X en mode goniométrique. [52].

3.3. Le logiciel PIPESIM

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

- ✓ L'analyse des performances des puits.
- ✓ L'optimisation de la production.
- ✓ L'optimisation de l'équipement des puits.
- ✓ L'analyse des réseaux de puits.
- ✓ L'analyse des puits multilatéraux. [14].

C'est un logiciel qui calcule les performances d'un puits, il peut aider un ingénieur en production pour prédire l'évolution de la production durant la vie d'un puits. Il possède des dispositifs de calcul d'une sensibilité puissante, qui permettent à des conceptions existantes d'être optimisées et d'évaluer les paramètres dans la future. Il est composé aussi de plusieurs sections permettant la création de modèles nécessaires pour l'étude des performances du puits. Parmi ces sections on peut citer :

- section Black oil.
- section IPR.
- Section VLP.

En créant chaque section, on doit faire un matching avec les données réelles du puits afin d'avoir le maximum de précision.

Il peut être utilisé pour modéliser le puits avec différents scénarios, de faire des prédictions sur la pression et de prédire la chute de pression du réservoir pour optimiser la production .

4. Conclusion

Suite à nos expériences, nous sommes amenés à conclure ce qui suit :

- L'objectif principal est d'identifier et de maîtriser bien l'utilisation de tous les équipements.
- Pour obtenus des meilleurs résultats, il faut bien sécher et nettoyer les échantillons.
- Il faut bien préciser l'endroit où les échantillons ont été prélevés.

Chapitre IV
RESULTATS ET
DISCUSSIONS

1. Introduction :

Après l'extraction des asphaltènes, l'Infrarouge de Transformée de Fourier (FTIR), Analyses élémentaires et diffraction des rayons X ont été réalisées pour caractériser de deux échantillons dans la première partie de ce chapitre. Et nous avons présentés l'historiques de puits **RDC 18** tel que les data de production et les données PVT et après ont été réalisés l'analyse nodale à l'aide de logiciel PIPESIM le traitement par le solvant (Naphtha/Xylene) dans la deuxième partie e ce chapitre. Tous les résultats obtenus et leurs interprétations sont classés dans ce chapitre.

2. Caractérisation des deux échantillons des asphaltènes :

2.1 Analyse élémentaire (EA) :

Résultats de l'analyse C, H, N, des deux fractions des asphaltènes données dans le tableau IV.1, montre que les asphaltènes sont constitués principalement de carbone est généralement de (83 à 88 %) et d'hydrogène est généralement de (6 à 9.35%), les valeurs de rapport atomique H/C sont considérés comme un indicateur de degré d'aromaticité pour les échantillons des asphaltènes précipités, La valeur du rapport H/C observée pour l'échantillon a est $H/C = 1.339$ et l'échantillon b a une valeur de $H/C = 0.85$. La plus grande valeur (Echantillon a) indique que cette fraction est moins aromatique que l'autre fraction restante et la plus faible valeur (Echantillon b) indique déjà que cette échantillon a une grande aromaticité par rapport l'autre (Echantillon a). La teneur en azote est généralement de 0.36 à 0.40 %.

Tableau IV.1. Analyse élémentaire des deux échantillons des asphaltènes.

Contenu des éléments (en%)	Echantillons a	Echantillons b
C	83.86	88.63
H	9.35	6.31
N	0.40	0.36
H/C	1.339	0.85

2.2. Analyse spectrale FT-IR :

La figure IV.1 montre une comparaison entre les spectres infrarouges de nos asphaltènes Extraits de l'huile légère de Hassi-Messaoud, et à l'aide de tableau IV.2.

Le pic de l'échantillon (a) ont montré des intensités moyennes et faibles, tandis que dans l'autre échantillon (b) sont forts et faibles. Les spectres des échantillons (a), (b) sont similaires aux spectres décrits dans la littérature [54] [55] [56]. Il est clair d'après les figures que les groupes aliphatiques et aromatiques sont présentés avec d'autres groupes fonctionnels tels que carboxyle et sulfoxyde. Les liaisons d'étirement aliphatiques devraient être présentes dans la région entre 2852 et 2935 cm^{-1} comme une forte intensité pour l'échantillon (b) alors qu'elle était moyenne dans l'échantillon (a). Les liaisons de déformation ont été identifiées entre 1370 et 1375 cm^{-1} [54] [55] Dans la région aromatique, la déformation de C-H Bending dans les deux les échantillons a été assignée entre 717 et 873 cm^{-1} où l'étirement C-H aromatique se présentait dans les bandes faibles à 3040 cm^{-1} . Les étirements d'amine N-H et O-H sont également identifiés à 3392 et 3332 cm^{-1} pour les échantillons (a).

La présence de C = O carbonyle étirement entre 1685 et 1791 cm^{-1} pour les deux échantillons, en outre, l'étirement aromatique C = C à 1590 et 1597 cm^{-1} a été assignée dans l'échantillon (b), alors qu'il n'a pas été enregistré dans d'autres échantillons. Enfin, un groupe sulfoxyde est assigné à 1030 cm^{-1} pour les deux les échantillons.

Tableau IV.2 : Absorption frequency des asphaltènes.

Absorption frequency, cm^{-1}
3100–3700 O–H or N–H (stretching)
2800–3000 C–H (stretching)
1600-1800 C=O
1590–1620 C=C (aromatic stretching)
1350-1450(C–H deformation)
~1000 S=O,C-S or C-N
700-900C-H (aromatic)

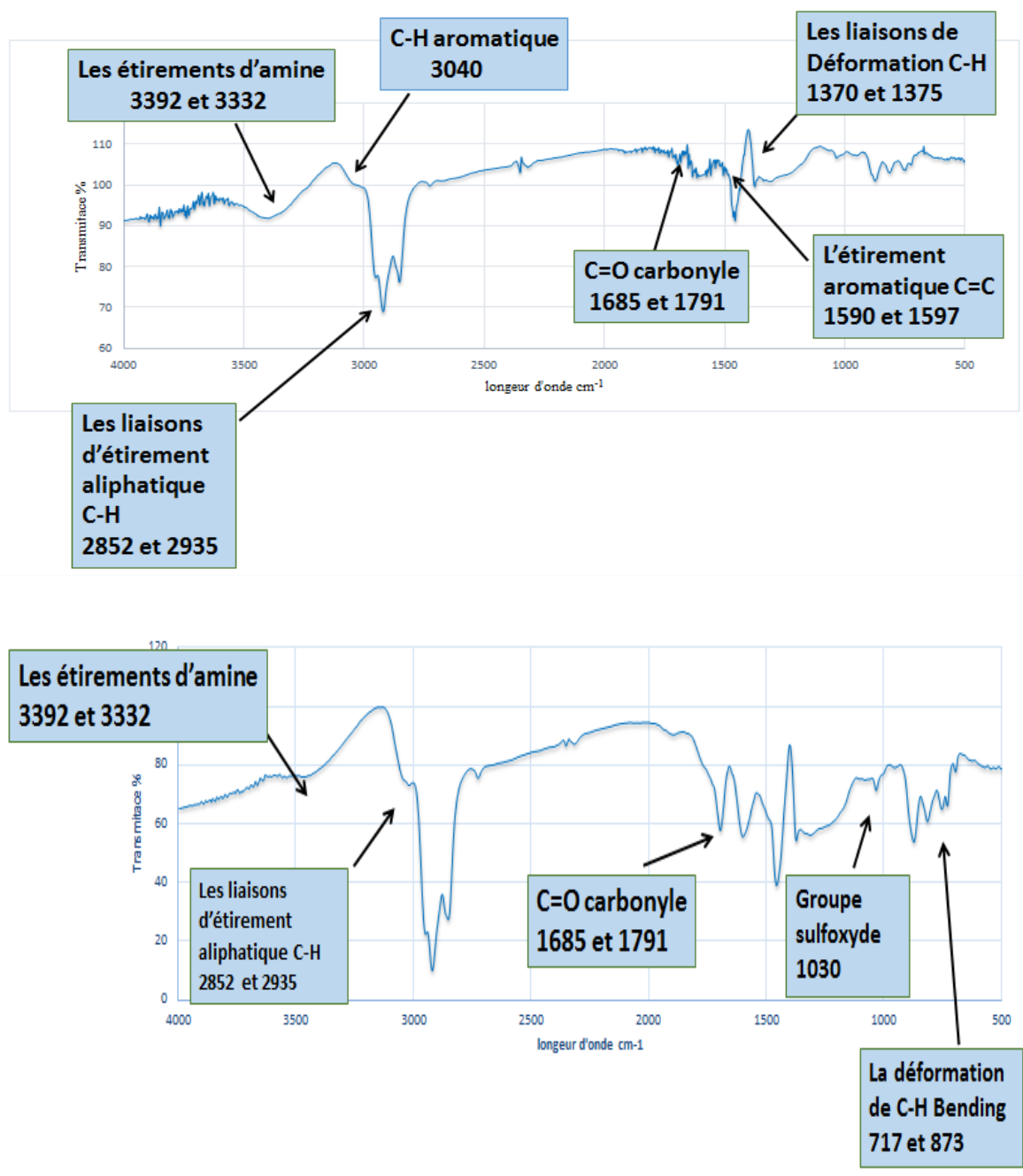


Figure IV.1 : Spectres FTIR pour les deux échantillons des asphaltènes.

2.3. Diffraction des rayons X :

2.3.1. X-ray Fluorescence (XRF) :

La figure ci-dessous représente la diffraction des rayons X pour deux échantillons donc, la quantité de matière analysée dépend de l'absorption des rayons X. Cette absorption dépend de l'énergie des rayons X (un rayonnement de grande énergie, c'est-à-

dire de courte longueur d'onde, est moins absorbé et donc plus pénétrant qu'un rayonnement de plus faible énergie).

La figure IV.2 représente les courbes XRF pour déterminer les éléments contenus dans les deux échantillons d'asphalte (a) et (b), ces courbes apparaissent des pics et chaque pic représente un élément.

Dans l'échantillon (a) on a cinq éléments : le calcium (Ca), le terbium (Tb), le fer (Fe), le cobalt (Co) et le cuivre (Cu).

Dans l'échantillon (b) on a deux éléments tels que le fer (Fe) et le cuivre (Cu).

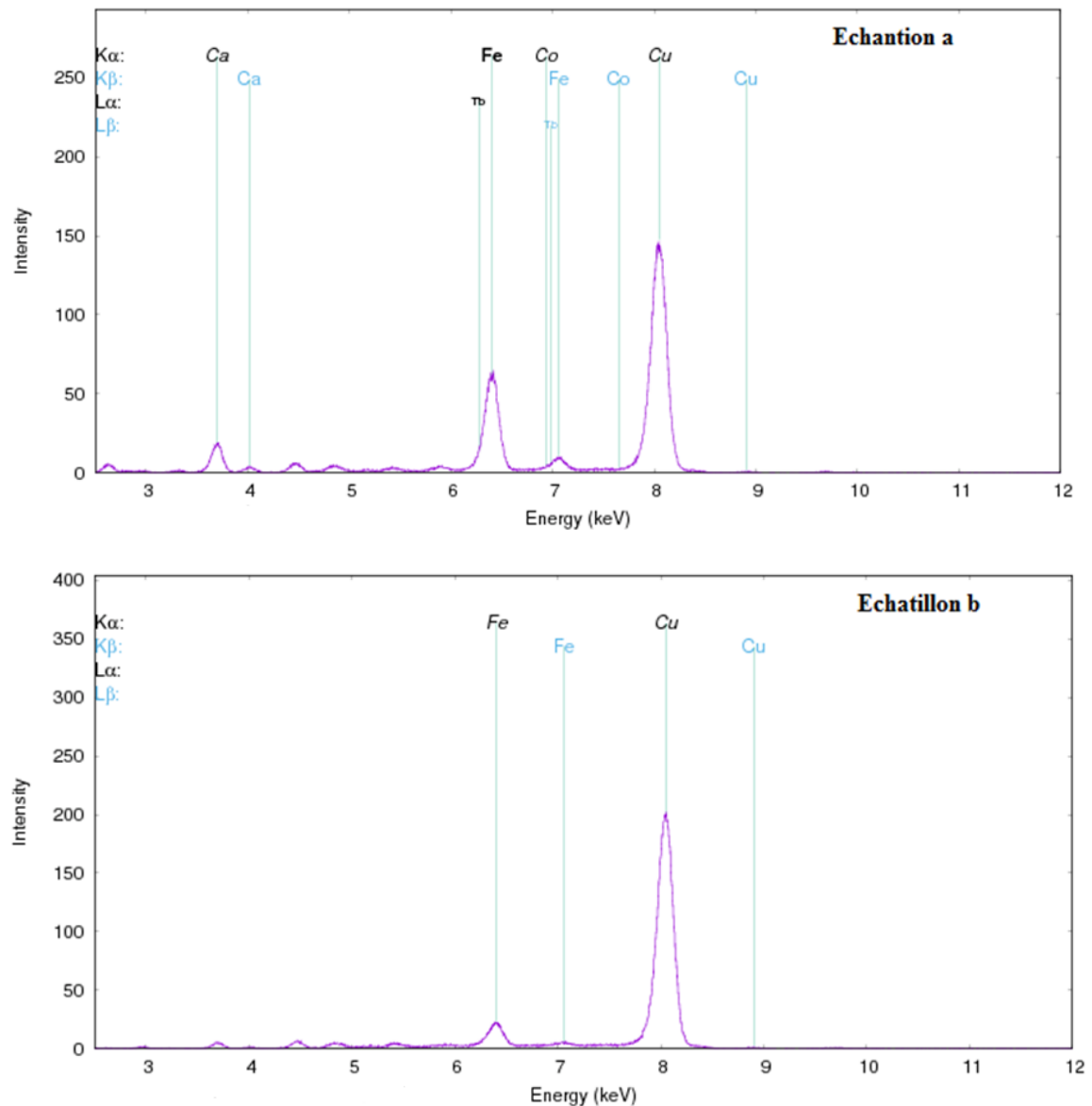


Figure IV.2 : Résultat de XRF des échantillons a et b.

2.3.2. Diffraction des rayons X (XDR) :

La figure IV.4 représente la diffraction des rayons X des échantillons a et b

- Dans la courbe d'échantillon **a** il existe trois pics essentiels.

Le première pic montre l'existence de minéraux levyne sur le plan 0 4 2 avec un angle de diffraction $2\Theta = 31.88$ et $d.\text{spacing} = 2.5986$

La lévyne ou levynite est un minéral zéolitique, c'est-à-dire un minéral silicaté hydraté, leur formule chimique est : $(\text{Ca}, \text{Na}_2, \text{K}_2) \text{Al}_2 \text{Si}_4 \text{O}_{12.6}(\text{H}_2\text{O})$ [57].

Les autres informations ont été représentées dans la figure IV.3

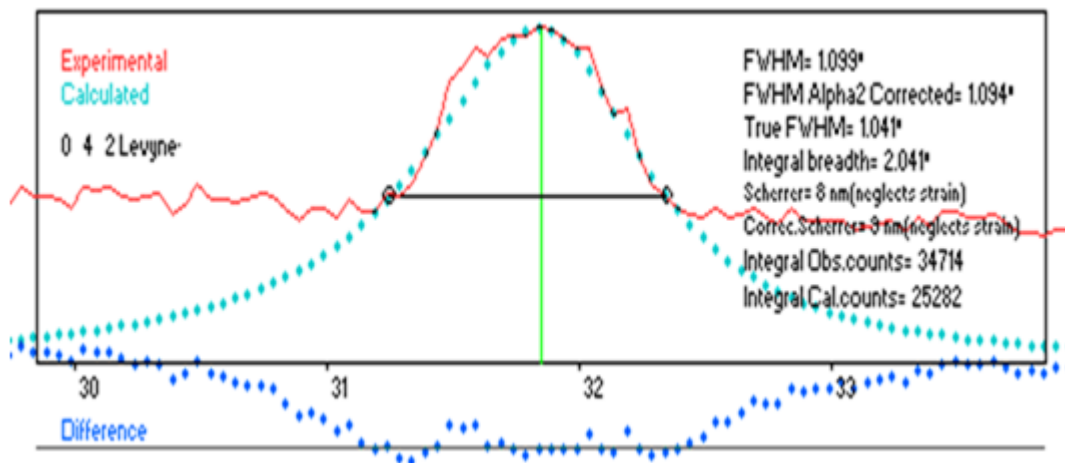


Figure IV.3 : Calcule expérimental pour le pic $2\Theta = 31.88$

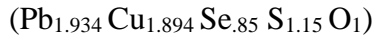
Le deuxième et les troisièmes pics montre l'existence le minéraux GaAs sur le plan 2 2 0 et 1 1 1 avec un angle de diffraction $2\Theta_1 = 45.38$ et $2\Theta_2 = 27.249$ et $d.\text{spacing}_1 = 2.29002$ et $d.\text{spacing}_2 = 3.27012$

GaAs est l'arséniure de gallium est un composé chimique de formule brute GaAs appartenant à la famille des semi-conducteurs, c'est un matériau semi-conducteur à gap direct présentant une structure cristalline cubique de type sphalérite (blende). [58]

- Dans la courbe d'échantillon **b** il existe deux pics essentiels.

Le première pic montre l'existence de minéraux Munakataite sur le plan 0 1 2 avec un angle de diffraction $2\Theta = 25.10$ et $d.\text{spacing} = 3.5438$.

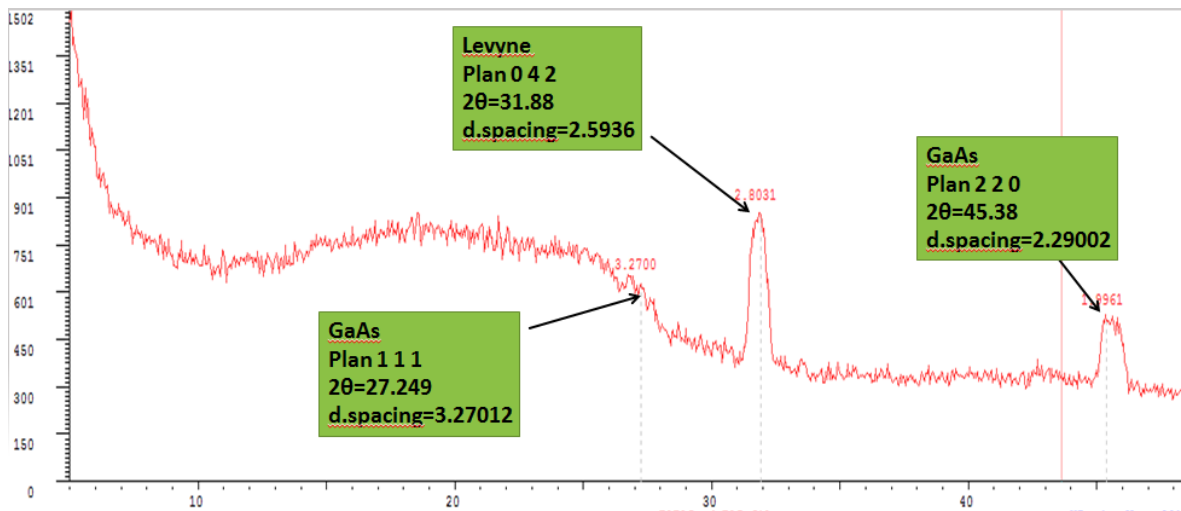
La Munakataite est un membre du groupe de la linarite-chenite, leur formule chimique :



Le deuxième pic montre l'existence de minéraux Maganoneptunite sur les deux plan -1 3 2+ 3 3 0 avec un angle de diffraction $2\theta = 27.910$ et $d.\text{spacing} = 3.19410$

La formule chimique de Maganoneptunite est $(\text{Si}_8 \text{Ti}_2 \text{Fe}_2 \text{Na}_2 \text{K Li O}_{24})$.

Echantillon a



Echantillon b

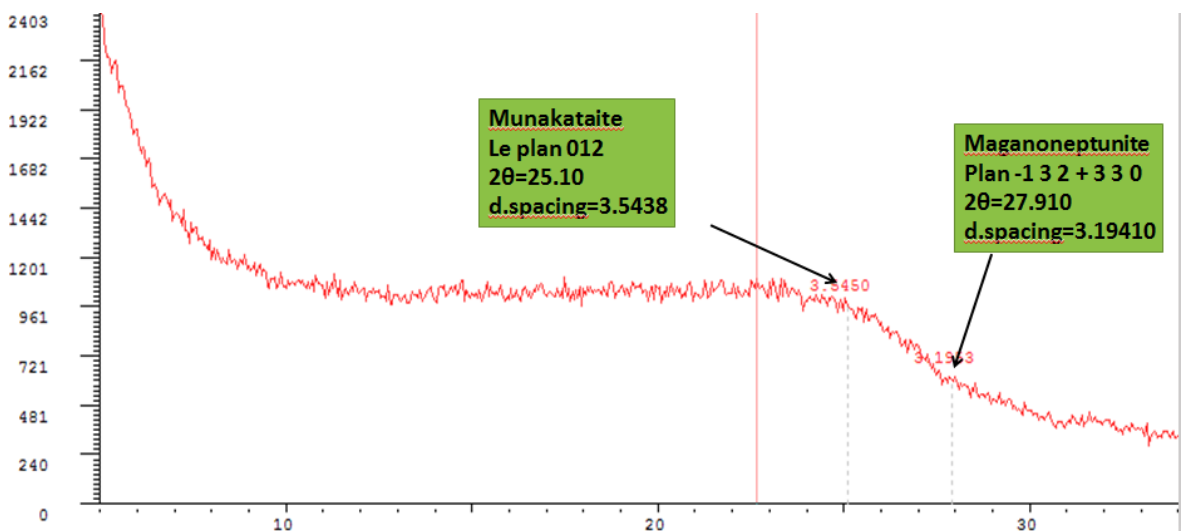


Figure IV.4 : résultats de diffraction des rayonnnes X pour les échantillons a et b.

3. Etude de cas puits RDC 18

Le puits **RDC 18** a été sélectionné pour étudier le problème du dépôt des asphaltènes, dont le but est d'atteindre les objectifs suivants :

- diagnostique de l'état du puits RDC 18 afin de confirmer la formation des asphaltènes.
- L'efficacité du traitement de dépôt par le dissolvant Naphta/xyline afin d'étudier sa performance à l'aide d'un logiciel « PIPESIM ».
- Prédiction des dépôts des Asphaltènes Après le Traitement.
- Proposition d'une solution concernant les dépôts des asphaltènes, afin de conclure la solution la plus efficace et la plus rentable.

3.1. Historique du Puits RDC 18 :

RDC18 est un puits producteur de pétrole vertical foré en juillet 2016, pénétrant GRDC & QH à une profondeur totale de 3820 m, donnant en DST 9,24 m³ / h de pétrole avec une pression de réservoir de 400 kg / cm². Initialement, le réservoir est resté sur un trou ouvert, puis s'est terminé avec 4 pi 1/2 LPP en avril 2019.

Selon l'historique de production des puits et l'analyse en laboratoire d'échantillons, le RDC18 a un problème de dépôt organique (asphaltènes et paraffines) et minéral (sel) dans le puits ou dans le puits de forage proche.

On va représenter la carte de localisation détaillée en relation avec d'autres puits décalés.

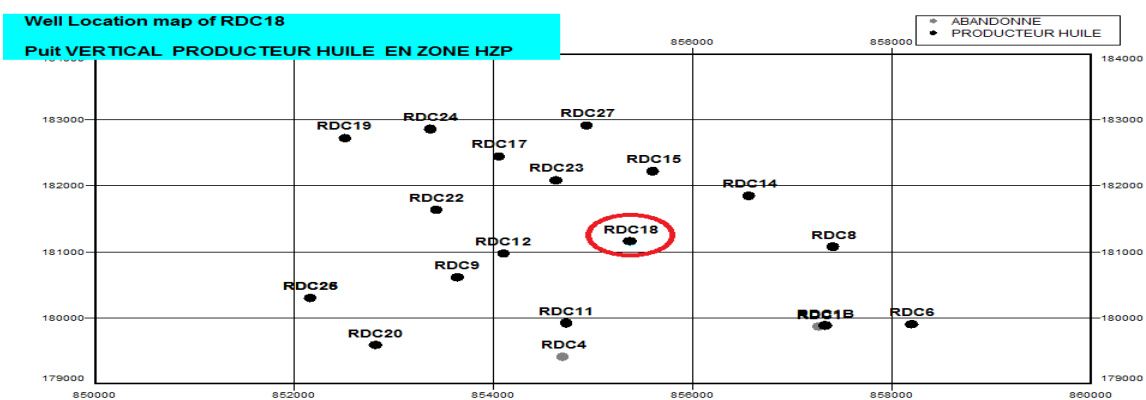


Figure IV.5 : Localisation du puits RDC 18.

3.2. Problème du Puits RDC 18

Le puits RDC 18 est connu par un problème de dépôt organique (asphaltènes et paraffines) et minéral (sel) dans le puits ou dans le puits de forage proche.

3.3. Complétion de puits RDC 18

Le tableau ci-dessous représente la complétion de puits RDC 18

Tableau IV.3 : Complétion de puits RDC 18.

Oil Producer Well	RDC18
Rock Type	GRDC & QH
Casing 7"	@ 3727.00 m (RT)
Tubing Size	4"1/2 NV P110 13.5#
Nipple R	@ 3563.69 m (RT)
Nipple RN	@ 3578.96 m (RT)
LPP 4"1/2	From 3709.50 m to 3820.00 m (RT)
TD	@ 3820.00 m(RT)

3.4. Caractéristiques géologiques de puits RDC 18

Le tableau ci-dessous représente les caractéristiques géologiques de puits RDC 18.

Tableau IV.4 : caractéristiques géologiques de puits RDC 18.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE						INTERPRETATION - ELAN					
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.CAR	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	INTER.INTER	EPAI.EF	PHIE	Sw	VCL
	(metres)		(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(m)	(%)	(%)	(%)
GRDC	3736 - 3756		20	--	---	---	---	---	---	--	8.687	9.1	28.2	6.3
QZH	3756 - 3798		42	--	---	---	---	---	---	--	13.868	7.1	35.8	3.0

3.5. Objectif de l'intervention

Le but principal de ce traitement est d'éliminer tout sel et dépôts organiques dans le puits ou dans le puits de forage proche qui restreignent l'écoulement du puits.

3.6. Etude du Puits RDC 18

Plusieurs étapes ont été faites afin d'identifier ce problème (Précipitation des asphaltènes) et ses conséquences sur la production : Test de jaugeage, Test DST, Test Build up et analyse nodale à l'aide de logiciel pipesim.

3.6.1. Test de Jaugeage :

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

D'après les résultats du Jaugeage, on peut conclure que ;

- La diminution du débit de **5.2 m³/h** jusqu'au **3.18 m³/h** correspond à une chute de **2.02 m³/h**, ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des traitements chimiques durant cette période. Ces traitements ont provoqué une légère amélioration de production.
- La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs du débit de production.

3.6.2. Test Build up

Le test de remonter de pression (Build up) est utilisé pour obtenir des informations sur le puits et le réservoir tel que : la pression du réservoir, skin, perméabilité, limites du réservoir, longueur de fracture. Il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression. Les résultats sont montrés dans ce tableau : VI.5

Tableau IV.5 : Résultats des Tests de Build up.

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)		IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
BUILD UP	09/01/2021	303.49	185	34	Huile	3.2	.03	--	-	-	-	9	PFD@-3441m

3.6.3. Test DST :

Le test (DST) est la méthode conventionnelle d'essai de formation et d'évaluation de réservoir qui obtient des données de réservoir dans des conditions dynamiques (plutôt que statiques). Un DST est essentiellement un achèvement temporaire, une méthode d'évaluation des formations de réservoir sans procédures d'achèvement coûteuses et longues. Les résultats sont montrés dans ce tableau

Tableau IV.6 : Résultats de test DST.

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)		IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	07/07/2016	543.37	401.41	182.81	Huile	15.58	.125	--	-	148	-.51	9.53	Test réalisé dans T1 à la TD 3647 m (CE), PFD @- 3302 m.
DST	05/08/2016	402.04	325.18	114.5	Huile	9.24	.127	--	-	122	- 3.88	9.53	Réservoir QH et GEA réalisé à TD 3827.5m(CE), PFD @- 3506.04m

3.6.4. Analyse nodale

Pour simuler les performances de puits RDC 18, nous avons utilisé le logiciel PIPESIM et le test de Build up réalisé en 09/01/2021.

Les données essentielles pour créer le modèle sont :

- Données de derniers tests build up tell que :
- Pression de gisement PG = 303.49 (Kg/cm²).
- Pression de fond PF = 185 (Kg/cm²).
- Données PVT telle que ;

Température de gisement T =120 (C°).

- Densité moyenne d'huile API = 45.
- Densité de gaz = 0.65 -Densité de l'eau = 1.2
- Pression de bulle = 183 kg/cm².

3.6.5. Modélisation du puits

La modélisation à partir de logiciel pipesim obtenu le schéma suivants :

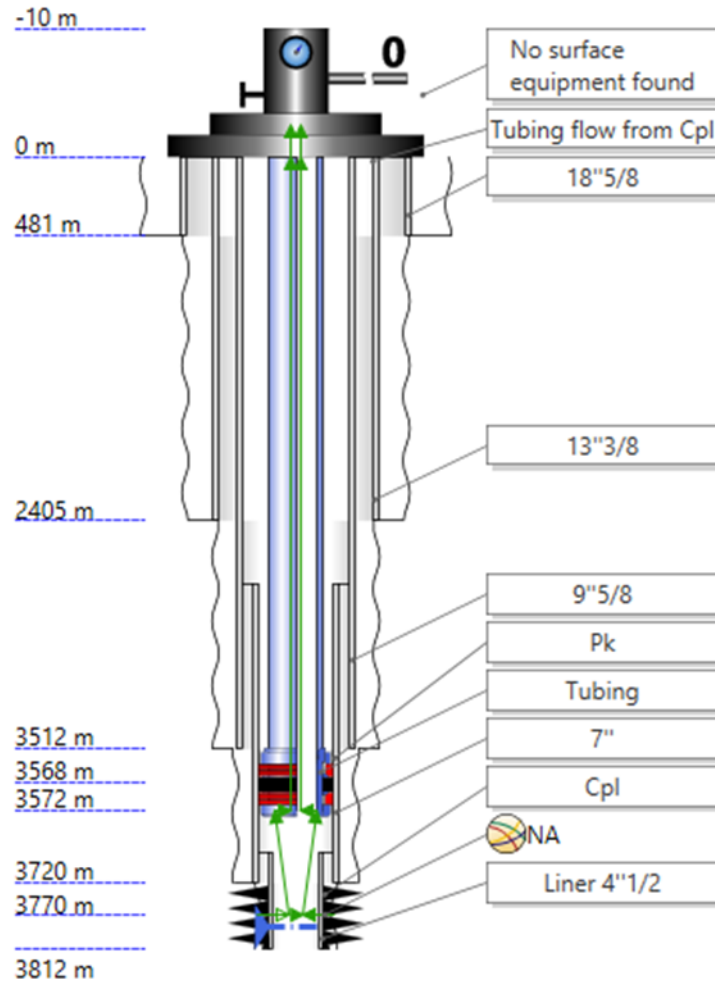


Figure IV.6 : modélisation de puits RDC18 par logiciel pipesim.

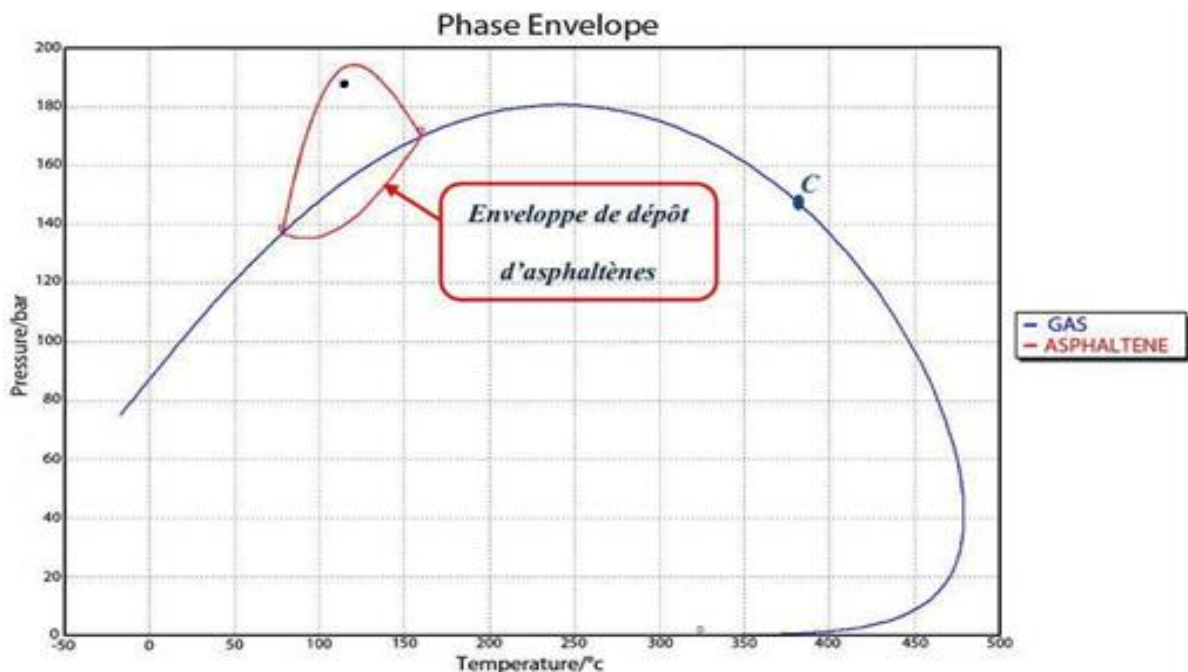
4. Le puits RDC 18 avant le traitement

Une analyse nodale est faite avant le traitement. A partir de cette analyse les résultats de la pression du fond et le débit sont indiqués dans le tableau IV.8.

Tableau IV.7 : Paramètres de Production Avant le Traitement.

	BHP (Kg/cm²)	Q (m³/j)	BHT (C°)
Avant traitement	190.172	362.14	110,83

Comme il est indiqué dans la figure IV.7, les paramètres de fond (pression et température) se situent à l'intérieur de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes, ce qui signifie qu'il y a un risque des dépôts des asphaltènes à l'intérieur du puits RDC 18.

**Figure IV.7 :** Enveloppe de Dépôts des Asphaltènes Avant le Traitement.

4.1. Traitement de puits RDC 18 avec Naphta / Xylène

Selon l'historique des puits, le RDC18 a tendance à former des asphaltènes, des paraffines et du sel dans le tube ou dans le puits de forage proche.

Tous les traitements de nettoyage et de reformatage / matrice de xylène qui ont été effectués ont contribué à restaurer la productivité du puits.

Sur la base des faits ci-dessus, les interventions suivantes sont recommandées.

Premier jour: nettoyer avec de l'eau traitée et un mélange de 80% naphta-20% xylène
Lavage intensif de la tubulure 4 "1/2 et 4" 1/2 LPP avec un outil de projection haute pression utilisant du TW nitrifié et 9 m³ de 80% Naphta-20% Xylène. À la fin, N2 Kick-off est nécessaire pour aider à faire circuler les fluides pompés.

Deuxième jour: Traitement de la matrice naphta-xylène Remplissez le puits avec 24 m³ d'huile morte et stimulez le puits de forage proche avec 45 m³ de 60% Naphta-40% Xylèneq au taux de la matrice. Laissez le traitement tremper pendant la nuit.

Troisième jour: Coup d'envoi du CT N2 Démarrez le puits le lendemain pour éliminer tous les fluides de traitement du puits.

5. RDC 18 après le traitement

Après le traitement du puits par Naphta/Xylène, on a obtenu une amélioration du débit de 362.14 m³/j à 473.32 m³/j. Les résultats montrent aussi une augmentation de la pression de fond à partir de 190.172 kg/cm² à 222.55 kg/cm². Cette amélioration des paramètres de production signifie que les dépôts d'asphaltènes sont dissous.

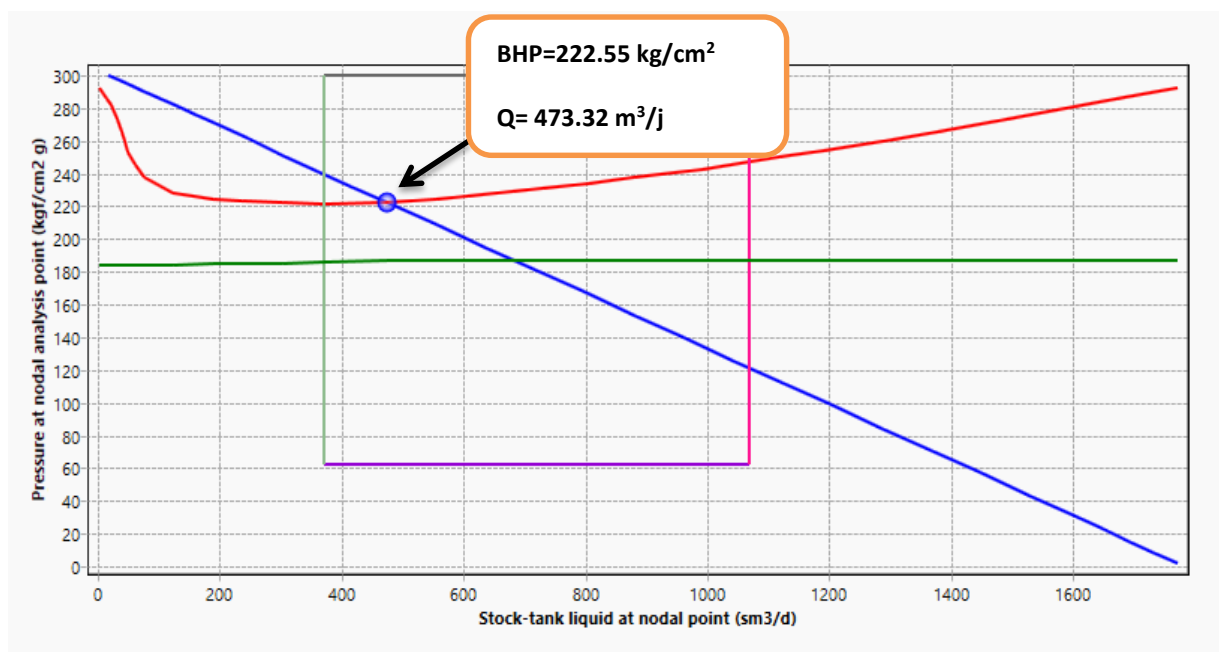


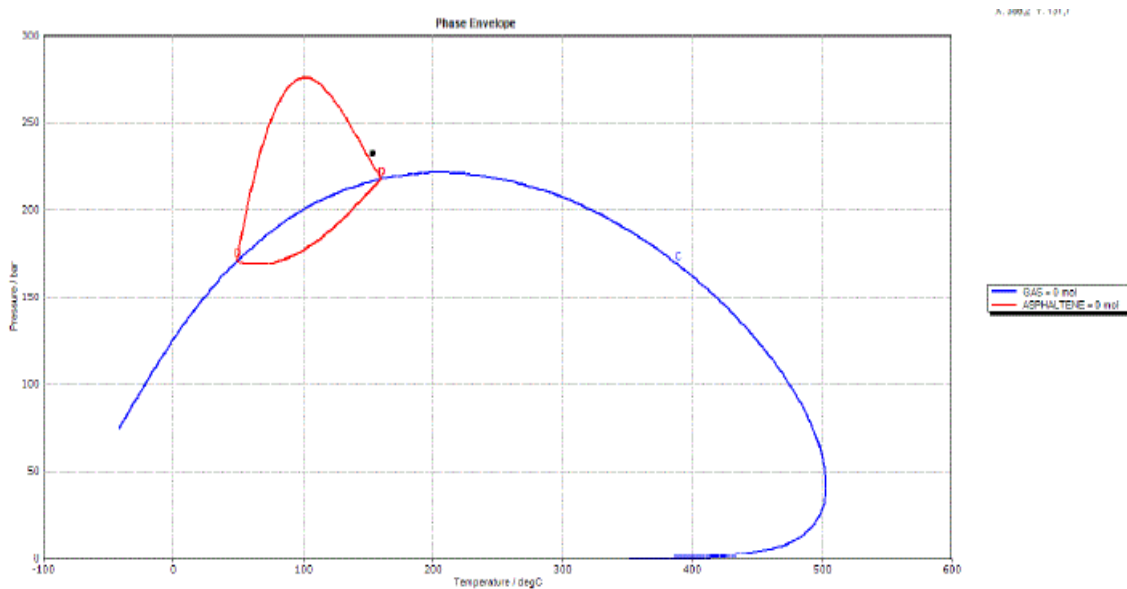
Figure IV.8 : Analyse Nodale Après le Traitement.

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

Tableau IV.8 : Paramètres de Production Après le Traitement.

	BHP (Kg/cm²)	Q (m³/j)	BHT (C°)
Après traitement	222.55	473.52	142.23

On remarque quand on représente les résultats obtenues après le traitement (BHP= 222.55 et Tf = 142.23) sur ce diagramme qu'ils sont quitté l'enveloppe des asphaltènes

**Figure IV.9 :** Enveloppe de Dépôts des Asphaltènes Après le Traitement.

6. Discussions des résultats

Le traitement du puits RDC 18 par le Naphta/xylène a permis d'améliorer la pression de fond ainsi que le débit. Une partie de l'efficacité de traitement est présentée dans le tableau IV.10.

Tableau IV.9: Paramètres de production avant et après traitement.

	BHP (Kg/cm²)	Q (m³/j)	BHT (C°)	Skin
Avant traitement	190.172	362.14	110,83	1.51
Après traitement	222.55	473.52	142.23	-3.88

Pour le puits RDC 18, le débit de production après le traitement a augmenté presque de la moitié par rapport au débit initial (avant le traitement).

- Après le traitement du puits par squeeze de Reformat, on obtient une amélioration de débit de 362.14 m³/J à 473.52 m³/J.
- Les résultats montrent une augmentation remarquable de la pression de fond à partir de 190.172Kg/cm² à 222.55Kg/cm². Cette amélioration des paramètres de production signifie que le traitement au reformat a éliminé l'endommagement causé par les asphaltènes.
- Le profile P/T montre que la pression de fond dynamique a glissé dans la zone stable mais le risque de dépôt d'asphalte persiste dans le tubing de production donc le traitement est retardé la création et la déposition d'asphaltènes.

7. Conclusion

A la fin de ce chapitre II n'y avait pas de différence significative entre les échantillons étudiés, sauf pour la présence Groupe sulfoxyde à 1030 cm⁻¹ dans l'échantillons b, la large bande dans les échantillons a et b correspondant à la présence importante de groupes N-H et O-H. Les liaisons d'étirement aliphatique C-H est attribué pour tous les échantillons. Les résultats de XRF et DRX donne tous les éléments et les minéraux existants dans les deux échantillons.

Conclusion général

CONCLUSION GENERAL

A la fin de notre travail, qui se présente sur l'étude et caractérisation des asphaltènes dans différents zones de champs Hassi Mesaoud, basé sur l'analyse élémentaire, extraction des Asphaltènes, l'infrarouge FTIR, diffraction par les rayons X et l'enveloppe des asphaltènes réalisées avec le logiciel de simulation numérique Pipesime, on peut tirer les conclusions suivantes :

- La localisation des dépôts d'asphaltènes est principalement au niveau des perforations (liaison couche trou) qui provoque un bouchage des perforations, ce qui conduit à une réduction remarquable de la productivité du puits.
- Cette étude a confirmé que le problème des dépôts des asphaltènes se généralisait dans tout le champ pétrolier de Hassi-Messaoud.
- Les résultats indiquent que les asphaltènes contiendraient des groupes aliphatiques, aromatiques, carboxyle et sulfoxyde avec des intensités différentes.
- Il est impossible de définir une structure spécifique des dépôts des asphaltènes
- Suivant les valeurs de pression et de température du fond des puits simulés par le logiciel PIPESIM, Les puits étudiés sont localisés dans l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes, ce qui signifie que l'endommagement est situé principalement au fond des puits, où l'accumulation des dépôts conduit à un colmatage dans la formation et dans les perforations, ce qui réduit considérablement la productivité des puits.
- Pour le puits **RDC 18**, le débit de production après le traitement a augmenté presque de la moitié par rapport au débit initial (avant le traitement).
- Les résultats ont montré aussi une augmentation remarquable de la pression, Cette amélioration des paramètres de production signifie que le mélange Naphta + xylène reste le meilleur solvant pour les asphaltènes

RECOMMENDATIONS

RECOMMANDATIONS

Afin d'éliminer des asphaltènes et dans le but de parvenir à une meilleure production, nous recommandons de tenir en compte les points suivants :

- Contrôler l'évolution des asphaltènes dans les puits.
- L'injection continue/discontinue des solvants (reformat) dans les puits qui ont une forte cadence de précipitation d'asphaltènes
- Assurer le maintien de la pression de gisement par l'injection d'eau ou gaz (puits injecteurs) pour but de retarder la déplétion de pression qui est considérée comme un paramètre favorable pour l'composition des dépôts d'asphaltes.
- Réaliser des modèles de simulation numérique des puits c'est à dire l'analyse nodale pour l'évaluation continue de la performance des puits.
- Circulation continue de la vapeur ou huile chaude à travers la colonne de production pour assurer le maintien de sa température.
- Optimiser le diamètre de la duse, de tel façon que la pression de fond du puits soit supérieure à la pression de la composition des dépôts d'asphaltes.
- Programmer des tests de puits Build up, Pour déterminer le Skin et le rayon d'endommagement causé par les asphaltes
- faire des tests au laboratoire pour les échantillons d'asphaltes extrais du puits, pour déterminer avec précision leur structures et les compositions chimique, pour l'aide de choisir le fluide de traitement efficace pour éliminer ces dépôts.

Références bibliographiques

- [1] : Joelle Eyssautier : Caractérisation et Modélisation des Asphaltènes en Conditions Réactionnelles d'Hydrotraitement , IFP Energies nouvelles
- [2]: Bernard TISSOT, président de la Commission nationale d'évaluation des recherches sur la gestion des déchets nucléaires, directeur général honoraire de l'Institut français du pétrole « PÉTROLE - Le pétrole brut », Encyclopædia Universalis , consulté le 16 avril 2021.
- [3] : Mémoire HARROUCHE Abdelhamid, BAKHOUYA Izzeddine, ABDALLAH Abdallah :Etude de la précipitation des asphaltènes dans la zone1 de Hassi Messaoud
- [4] : Mémoire de fin d'étude Malika BOUKHERISSA :Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action , ,13 novembre 2008 devant
- [5] : Francisco M. Vargas Mohammad Tavakkoli ,Asphaltene Deposition Fundamentals, Prediction, Prevention, and Remediation
- [6] : Mémoire fin d'étude thème : étude et traitement des dépôts d'asphaltène dans le puits HTF23 au niveau de champ HMD par : Diffalah Sofiane-Ouerd Benslama Ilyes. En 2020
- [7] : Mémoire Ouessai Yacine, Sebga Abderrahmane, Sandali Abdelkader :Caractérisation des asphaltènes Algériens extraits des différentes zones du champ de Hassi Messaoud
- [8] : MEMOIRE DJELTI FAYSSAL : Contribution à l'étude des propriétés des asphaltènes
- [9] : Yen T.F. Erdman J.G and Pollack S. S. Anal.Chem. 33, 1587, 1961
- [10] : THESE de Doctoral Valerie SZEWCZYK :MODELISATION THERMODYNAMIQUE COMPOSITIONNELLE DE LA FLOCCULATION DES BRUTS ASPHALTENIQUES institut français de pétrole
- [11] : Doctorate Guillaume VARET ,L'UNIVERSITE de PAU et des PAYS de l'ADOUR :CARACTERISATION DES BRUTS LOURDS EN PRESENCE DE SOLVANT
- [12] : Reprinted from Ge, Q. et al., 9th International Conference on Heat Transfer, Fluid Mechanics, and Thermodynamics, Malta, 2012
- [13] : Mémoire de fin d'études thème : Traitement Matriciel Par Acidification Du Puits ZR12
- [14] : Mémoire Mennaï Yacine" étude et remèdes de problème des dépôts des asphaltènes dans le champ de hmd zone 1A " univ m' Hamed bougara BOUMERDES 2012
- [15] : P. Herzog; «Macrostructure des asphaltènes de pétrole, leur comportement en milieu naturel et en solution ?, université pierre et marie curie. 1990.

Références bibliographiques

- [16] : Ahmed Tarek; «Equation of State and PVT analysis»; Applications for Improved Reservoir Modeling Gulf Publishing Company Houston, Texas.
- [17] : Karan K, Hammami A, Flannery M and Stankiewicz A, « Evaluation of Asphaltene Instability and a Chemical Control During Production of Live Oils », Petroleum Science and Technology 21, no. 3 and 4 (January 2003).
- [18] : <https://Dspace.univ-ouargla.dz/master/pdf/larbi-benseghiur.pdf?idmemoire=4557>
- [19] : <https://moodle.univ-ouargla.dz/course/index.php?categoryid=2967>
- [20] : <https://www.google.com/url?sa=i&url=http%3A%2F%2Fdocplayer.fr%2F88878118-Republique-algerienne-democratique-et-populaire-ministere-de-l-enseignement-superieur-et-de-la-recherche-scientifique.html&psig=AOvVaw1vaeryiLMjLBxkHgXTpulO&ust=1621045716446000&source=images&cd=vfe&ved=0CAIQjRxqFwoTCPCM7ZCQyPACFQAAAAAdAAAAABAD>
- [21] : Mémoire fin d'étude thème : Etude d'endommagement de la roche réservoir par le fluide de forage et le traitement à l'acide au champ BIR ROBAA NORD (SH/AGIP), puits ROD 17 par : RAMDANI Lakdar-REBBOUH Mousa-SENDJASNI Hamza
- [22] : Mémoire fin d'étude thème : Simulation de l'amélioration de l'indice de productivité d'un puits par la stimulation (acid/frac) en utilisant le logiciel PIPESIM par : MANSOURI Ahlem-DOKKAR Ibtissam-BENCASI Aroua
- [23] : Mémoire d'ingénieur d'état en production thème : Le choix entre la fracturation hydraulique et le short radius par la modélisation de l'indice de productivité par : GHESMOUNE M- BENDJIA I
- [24] : Cour de production 2^{ème} année License production hydrocarbures par Enseignant: fatima zohra belmiloud
- [25] : Mémoire de fin d'étude thème:évaluation et interprétation des résultats des acidifications dans le champ de HaoudBerkaoui. réalisé par : LAOUAR Abderrahmane et BOUBELLI Fateh en 2009.
- [26] : Asphaltene-problematic article in oilfiledreviwewjune , kamran akbarzadeh ,201
- [27] : (repting from haskett, C,E, and tartera, M, jpt,17,387-391, 1965.)
- [28] : Dake L.P, « Fundamentals of reservoir Engineering », Senior Lecturer in Reservoir Engineering, Shell Internationale Petroleum Maatschappij B. V., The Hague, The Netherlands
- [29] : Deepstar asphaltene discussion, Initec ingeneering, Taxaco inc USA, 2005
- [30] : Data Bank- Sonatrach DP- EP/service techniques puits, HBK, 2020

Références bibliographiques

- [31] : T. Yildiz, ‘‘Effects of Formation Damage and High Velocity Flow on the Productivity of Perforated Horizontal Wells’’. 2006.
- [32] : Institut Algérien du Pétrole ; pp 3-8.
- [33] : Mémoire fin d'étude licence production thème : etude de traitement par l'acidification matriciel par : memmou Boumediene, djdid mohammed abdeslam, medjaoui sidahmed madani en 2017
- [34] : <https://bu.univ-ouargla.dz/master/pdf/larbi-benseghiur.pdf?idmemoire=4557>.
- [35] : <https://pdfcoffee.com/11-ch3-les-endommagement-dans-un-puits-pdf-free.html>
- [36] : <https://fr.scribd.com/document/305226284/Skin-Factor-French>
- [37] : <https://docplayer.fr> Étude et évaluation de Skin à partir d'une interprétation de tests de puits dans le champ de Hassi-Messaoud (MD119, MD634, MD227, OMPZ812, HGA1)
- [38] : Mémoire fin d'étude thème : Simulation numérique d'un écoulement diphasique eau-huile dans un milieu poreux par : MOUHOUS Ouahab . univ tizi ouzou . en 2015
- [39] : Livre reservoir engineering Ahmed Tarik (second edition)...
- [40] : Mémoire de fin d'études thème : Traitement Matriciel Par Acidification Du Puits ZR12 (ZARZAITINE-IN AMENAS). Réalisé par : BECHIR Idriss et HIDJA Messaoud en 2013.
- [41] : https://www.merckmillipore.com/INTL/fr/product/n-Heptane,MDA_CHEM-104390
- [42] : Laboratoire de centre de recherche, université kasdi merbah ouargla
- [43] : <https://fr.wikipedia.org/wiki/Tolu%C3%A8ne>
- [44] : https://fr.wikipedia.org/wiki/Extracteur_de_Soxhlet
- [45]: https://fr.wikipedia.org/wiki/Spectroscopie_infrarouge_%C3%A0_transform%C3%A9e_de_Fouie
- [46]: Antoine Abragam. 1968. Principles of Nuclear Magnetic Resonance, Cambridge University Press: Cambridge, UK.
- [47]: <https://www.synchrotron-soleil.fr/fr/videos/smis-la-spectroscopie-infrarouge-transformee-de-fourier>
- [48] : <https://www.usherbrooke.ca/pram/fr/les-techniques/analyses-chimiques/analyse-elementaire-carbone-hydrogene-azote-soufre-oxygene/>
- [49] : Cour chimie organique chapitre VI : analyse élémentaire préparé par SALIBA William.
- [50] : https://fr.wikipedia.org/wiki/Analyse_%C3%A9l%C3%A9mentaire

Références bibliographiques

[51]:

https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.researchgate.net%2Ffigure%2FFigura-2-Analisador-elementar-Vario-Micro-cube_fig2_285417782&psig=AOvVaw14OQbuyWUX8uorW3z6AJeH&ust=1621508830581000&source=images&cd=vfe&ved=0CA0QjhqxqFwoTCOCD_c7N1fACFQAAAAAdAAAAABAJ

[52] : <https://www.lise.upmc.fr/diffractionx>

[53] : PIPESIM, production system analysis software, Version 2011.1.

[54] : M. Daaou, A. Larbi, B. Martínez-Haya, and M. Rogalski, “A Comparative study of the chemical structure of asphaltenes from Algerian petroleum collected at different stages of extraction and processing,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 138, pp. 50–56, 2016 .

[55] : A. Larbi, M. Daaou, and A. Faraoun, “Investigation of structural parameters and self- aggregation of Algerian asphaltenes in organic solvents,” *Pet. Sci.*, vol. 12, no. 3, pp. 509–517, 2015.

[56] : Y. Bouhadda, D. Bormann, E. Sheu, D. Bendedouch, A. Krallafa, and M. Daaou, “Characterization of Algerian Hassi-Messaoud asphaltene structure using Raman spectrometry and X-ray diffraction,” *Fuel*, vol. 86, no. 12–13, pp. 1855–1864, 2007.

[57]: <https://en.wikipedia.org/wiki/I%C3%A9vyne>

[58]

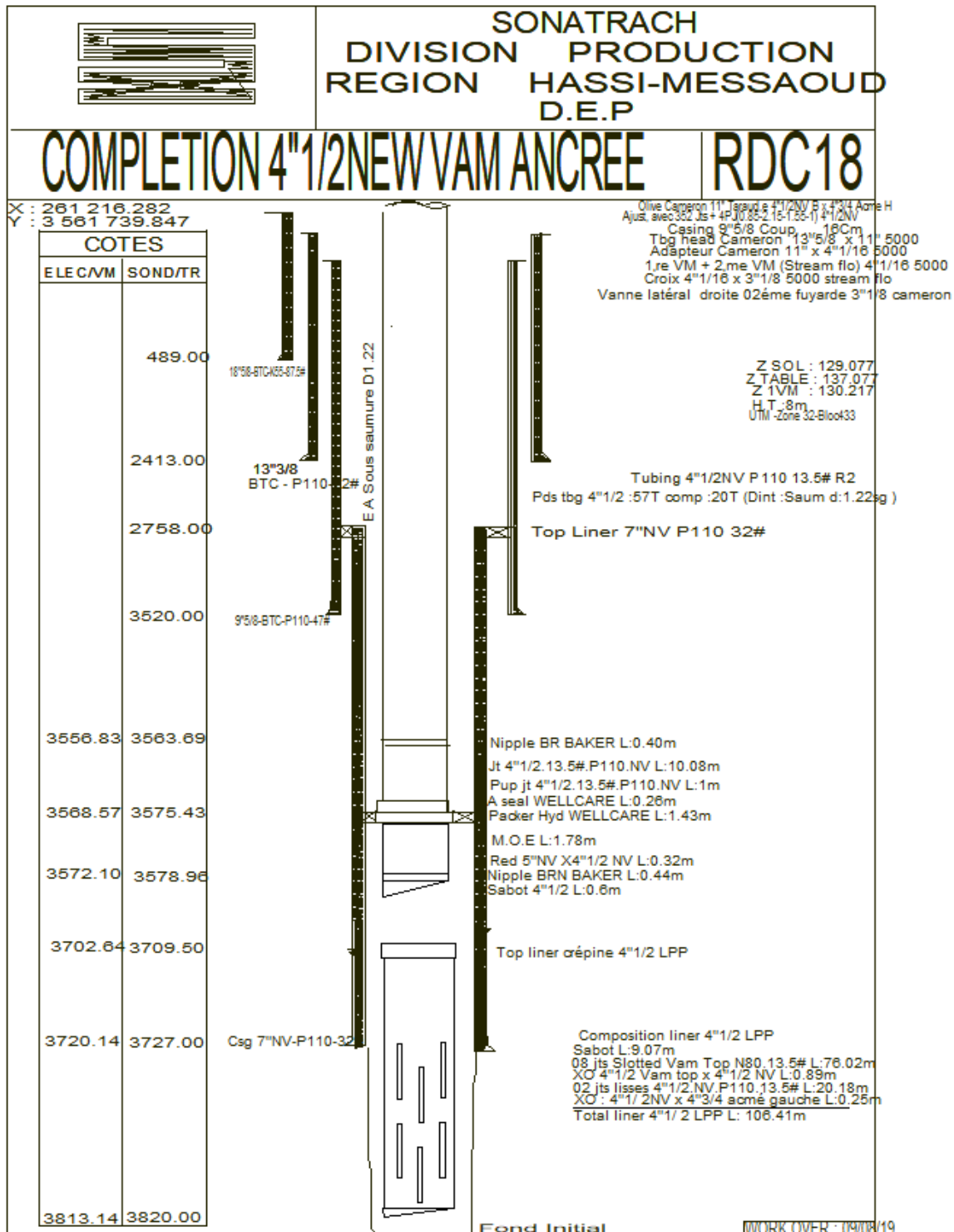
:https://fr.wikipedia.org/wiki/Ars%C3%A9niure_de_gallium#:~:text=L'ars%C3%A9niure%20de%20gallium%20est,famille%20des%20semiconducteurs%20III%20%2D%20V%20

.

Annexes

ANNEXES

Annexe A : Fiche technique de puits RDC 18.



ANNEXES

Annexe B : Historique des interventions du dernier puits.

Well Name				Remarks	
Zone Code					
Sonatrach Supervisor					
Service Company					
Completion	Slotted Liner • Cemented Liner •	Size			
	Tubing Size	CCE : Yes • No •	Size		
Rig Up	Equipment	Coiled Tubing Unit	Yes • No •		
		Pump Unit	Yes • No •		
		Nitrogen Unit	Yes • No •		
		Others	Yes • No •		
		Lines	Yes • No •		
	Pressure Tests	9 5/8" Annulus	Yes • No •		
		7" Annulus	Yes • No •		
TubeClean Stage	Date				
	WHP	Before kg/cm2	After kg/cm2		
	Well Flowing	Yes • No •	Yes • No •		
	Treatment	Reformat Wash	Yes • No •		
		TubeClean	Yes • No •		
		Treated Water	Yes • No •		
		Nitrified Fluids	Yes • No •		
	Quantities	Reformat Wash	m3		
		TubeClean	m3		
		Treated Water	m3		
		Nitrogen	m3		
		Others	m3		
	Flow Back	Yes • No •			
	Matrix Treatment Stage	Date			
WHP		Before kg/cm2	After kg/cm2		
Well Flowing		Yes • No •	Yes • No •		
Treatment		Preflush	7.5% HCl	•	
			Other	•	
		Main Treatment	Mud Acid	•	
			Reformat	•	
		Overflush	7.5% HCl	•	
			Other	•	
		Nitrified Fluids	Yes • No •		
Diversion		Foam	Yes • No •		
		Other	No •		
Quantities		Preflush	m3		
		Main Treatment	m3		
		Overflush	m3		
		Nitrogen	m3		
Flow Back		All Fluids	Yes • No •		
	Partial Flow Back	Yes • No •			
	Kick Off Needed	Yes • No •			
Samples Taken	Yes • No •				

ANNEXES

Annexe C : Exécution de l'opération

• Job Execution

Equipment & Products

Equipment

- ✓ One (01) Coiled Tubing Unit.
- ✓ One (01) High pressure pumping unit.
- ✓ One (01) High pressure nitrogen convertor.
- ✓ Three (03) Tanks for mixing products.
- ✓ One (01) High Pressure Jetting Tool.
- ✓ One (01) Jetting Nozzle.

Products

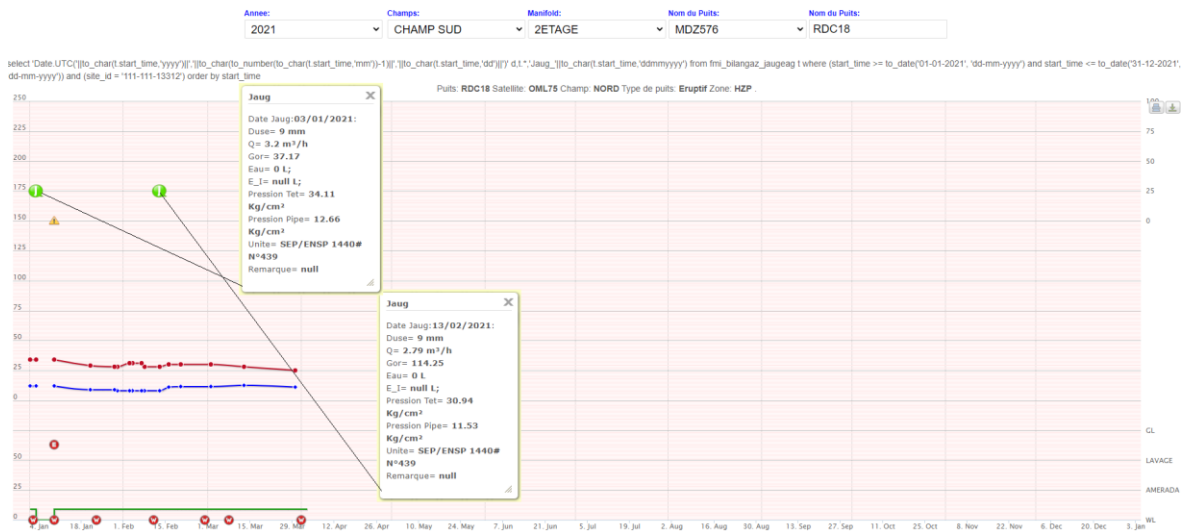
- 27m³ Treated Water – for cleaning
- 09m³ Naphtha/Xylene (80%:20%) – for cleaning
- 24m³ Dead oil for fill up well |
- 45m³ 60%Naphtha/40%Xylene– for squeeze
- 12m³ Liquid Nitrogen

Annexe D : Sample Lab Analysis

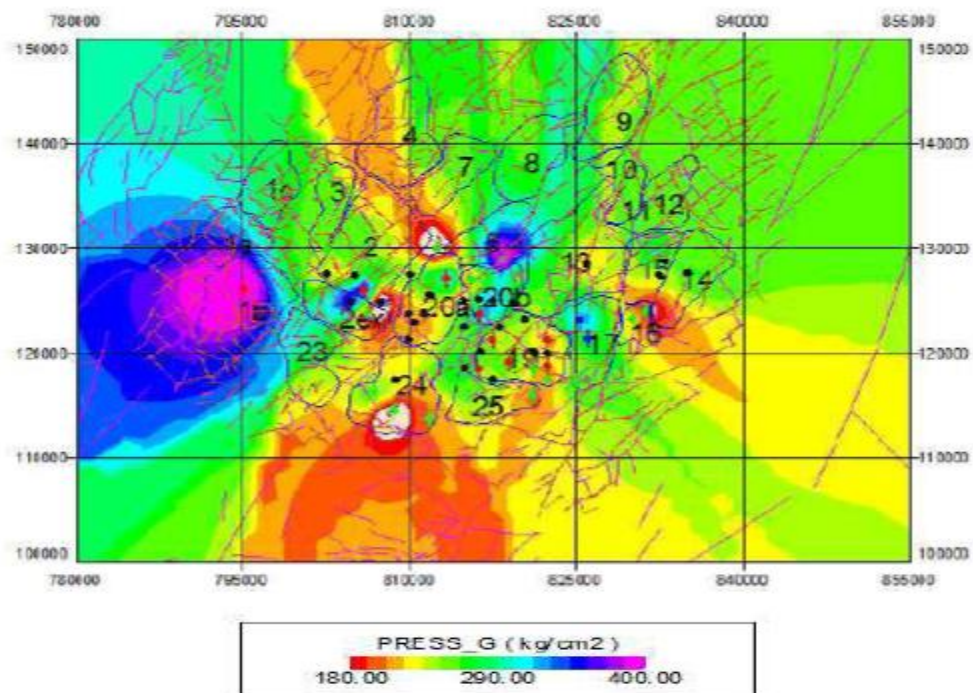
Date	Depth	Results
04/02/2017	3 744m	14,26% Sels (NaCl), 81,94% Asphaltènes , Reste : Grès fins de formation
21/02/2017	3750m	8,29% Sels (NaCl), 5,29% Matières organique, Reste: Grès fins de formation(Géologue)
26/02/2017	3757m	19%Sels(NaCl) 4%perte par calcination ,reste grès fins de formation
04/03/2017	3744m	2,63%Sels (NaCl) , 95% grés de formation+trace brut
11/03/2017	3768m	4%Sels (NaCl) , 2,3% perte par calcination, Reste: grés de formation
24/03/2017	3745m	81% (asphaltène+paraffine) , 5%Sels (NaCl) , Reste grés de formation.
04/05/2017	3742m	42% Sels (NaCl),5% Matières organiques,reste: grés de formation
05/06/2017	3737m	26% Asphaltène, 6% Sels , Reste grés fins de formation
14/09/2017	3737	7,01% Sels, 19,5% Asphaltène , 15,66% Paraffine, Reste: Grès fins de formation
13/06/2020	3810m	argile + grés de formation

ANNEXES

Annexe E : Comportement des paramètres de puits RDC 18 en 2020.

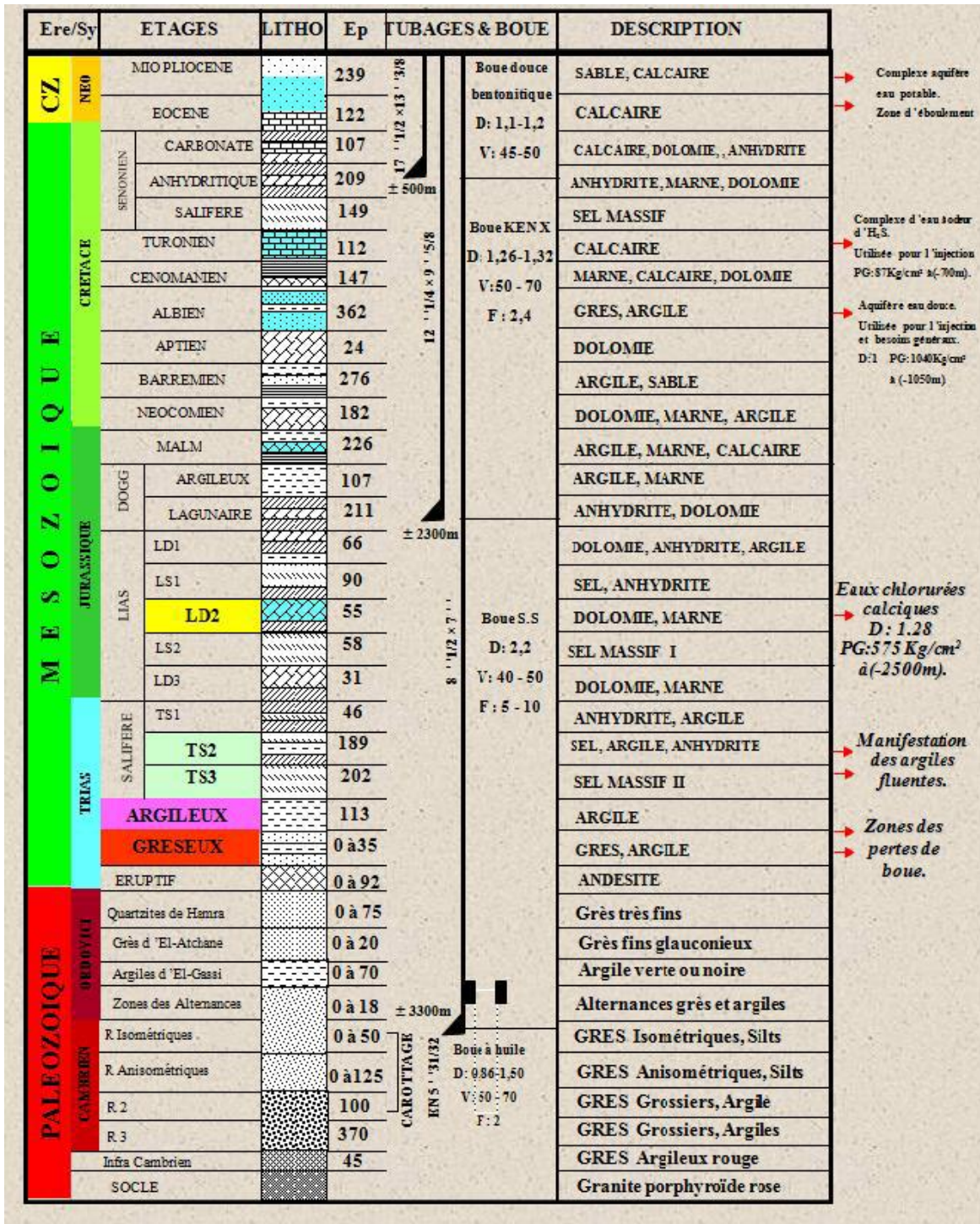


Annexe F : distribution La pression de champ HMD.



ANNEXES

Annexe G : Coupe stratigraphique et différents phase de forage du champ de Hassi-Messaoud.



ANNEXES

Annexes H: RDC 18 Well Production Tests (2016 & 2021).

Date Mesure	Diam. Duse (m)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Pres. Tete	Pres. s. Pipe	Pres. s. Separ.	Huile	Gaz	Pres. s. Reseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récupérée	Injectée	
06/07/2016	9.53	1440	15.58	1119.137	718	182.8	8.4	91.77	.78		-	-	-	41	0.679	20	0	-
04/08/2016	9.53	1440	9.24	2777.28	301	114.5	10	7.85	.795		-	-	-	37	0.717	0	0	-
07/10/2016	9	600	8.49	1842.92	217	90	10.8	4.28	.797		-	-	-	29	0.5535	0	0	-
01/11/2016	9	600	7.13	1625.51	228	75	9.5	4.28	.798		-	-	-	26	0.5494	0	0	-
01/01/2017	9	-	6.81	1604.58	236	69	14	4.28	.801		-	-	-	13	0.5286	0	0	-
11/02/2017	9	-	6.77	1155.45	171	67.1	11.6	4.28	.792		-	-	-	19	0.5171	0	0	-
01/03/2017	9	600	6.16	1341.93	218	61.8	11.5	3.98	.794		-	-	-	21	0.5233	0	0	-
28/03/2017	9	-	6.31	1011.90	160	62	14	4.28	.795		-	-	-	30	0.5129	0	0	-
19/04/2017	9	600	5.92	1049.65	177	59.8	14.2	4.28	.785		-	-	-	28	0.5269	0	0	-
04/06/2017	8	600	4.74	1029.50	217	50	11.5	3.87	.798		-	-	-	28	0.4453	0	0	-
16/07/2017	8	600	5.13	859.53	168	56	13.5	5.1	.796		-	-	-	29	0.4608	0	0	-
19/08/2017	8	600	5.12	959.32	188	54.2	9.8	5.71	.79		-	-	-	32	0.4474	0	0	-
04/10/2017	8	-	4.98	331.59	67	45.7	8.4	4.28	.804		-	-	-	19	0.3874	0	0	-
09/12/2017	8	-	4.98	719.15	144	47	8	4.28	.801		-	-	-	19	0.3984	0	0	-
24/01/2018	8	1440	5.2	854.94	164	49	9	3.87	.803		-	-	-	14	0.3975	0	0	-
10/09/2019	9	600	3.18	660.40	208	33.8	11.5	3.67	.801		-	-	-	21	0.5545	0	0	-
02/11/2019	9	600	2	689.78	345	45	11.8	3.57	.808		-	-	-	16	1.1755	0	0	-
06/12/2019	9	1440	5.01	524.91	105	42.2	10.2	4.68	.794		-	-	-	14	0.4403	0	0	-
24/01/2020	9	1440	3.21	490.71	153	34	10	3.87	.798		-	-	-	13	0.5535	0	0	-
19/03/2020	9	1440	4.75	407.60	86	39	9.5	3.57	.8		-	-	-	14	0.4284	0	0	-
04/06/2020	9	1440	2.95	481.31	163	33.5	12.3	4.08	.795		-	-	-	34	0.5935	0	0	-
11/07/2020	9	1440	2.85	368.49	129	27.9	12.2	12.09	.782		-	-	-	32	0.5116	33	0	-
21/07/2020	9	1440	2.38	347.42	146	26.5	12.4	12.34	.785		-	-	-	32	0.5795	50	0	-
27/10/2020	9	1440	3.54	478.12	135	36	12.3	12.48	.784		-	-	-	28	0.5307	0	0	-
03/01/2021	9	1440	3.2	118.84	37	34.1	12.7	4.3	.794		-	-	-	16	0.5569	0	0	-
13/02/2021	9	1440	2.79	318.96	114	30.9	11.5	--	.799		-	-	-	18	0.5784	0	0	-