



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

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

N° Série : /2017

Département de production

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production professionnelle

Présenté Par :

Sekhri Zegar Sid Ali Douib Mehamed Oussama

Kherroubi Ismail

-THEME-

**Modélisation de l'enveloppe des dépôts des asphaltènes
et son application sur les Performances des Puits
Producteurs d'huile, étude de cas puits OMM33**

Soutenu le: 28 / 05 / 2017

Devant le Jury :

Président :	ARBAOUI Ali	Univ. Ouargla
Encadreur :	CHETTI Djamel Eddine	Univ. Ouargla
Examineur :	MAMANOU Abdellatif	Univ. Ouargla

Année universitaire: 2016/2017



Dédicace

J'ai le plaisir de dédier ce modeste travail

*A ma chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a
jamais cessé de prier pour moi.*

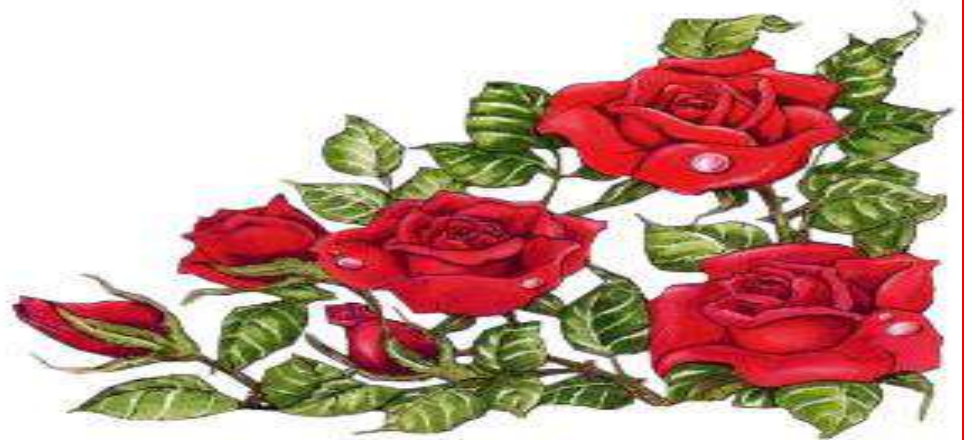
A mon cher père, pour ses encouragements.

A mes amis pour leur aide ,leur soutien.

A tous mes professeurs

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

DOUIB MOHAMED OUSSAMA





Dédicace

J'ai le plaisir de dédier ce modeste travail

*A ma chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a
jamais cessé de prier pour moi.*

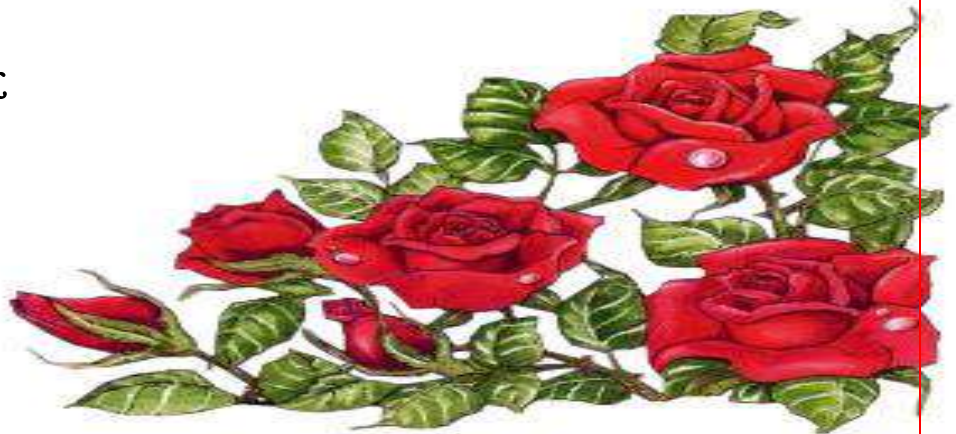
A mon cher père, pour ses encouragements.

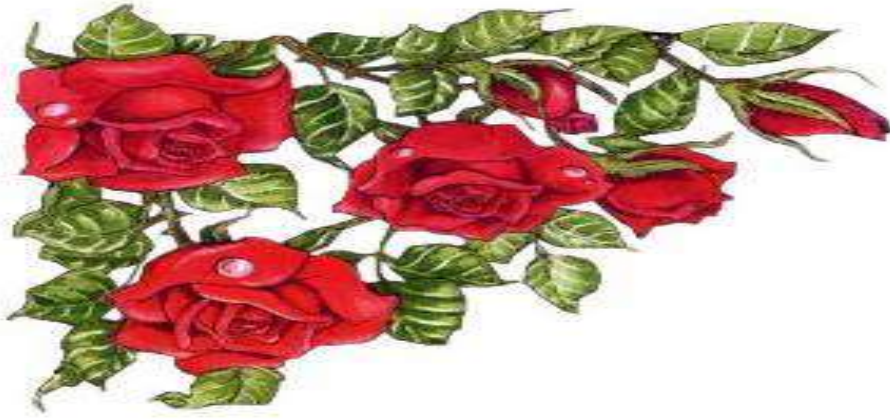
Et À toute ma famille.

A tous mes amis

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

KHERROUBI ISMAIL





Dédicace

J'ai le plaisir de dédier ce modeste travail

*A ma chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a
jamais cessé de prier pour moi.*

A mon cher père, pour ses encouragements.

*A ma très chère femme, qui m'a donné le sens de la vie pour son
aide, son soutien.*

A mes frères (Salah et Younes) et sœurs (Amina et Salsabil)

Et À toute ma famille.

A ma belle-famille Laroussi.

A tous mes amis

A Tous ceux que j'aime et je respecte.



SEKHRI ZEGGAR Sid

Remerciements

*Je remercie tout d'abord mon Dieu
qui m'a donné la force et la puissance
pour terminer ce modeste travail.*

*Tous mes remerciements à mon
encadreur CHATTI Djamel Eddine qui
m'a guidé à réaliser ce travail, pour son
suivi et ses orientations.*

*Mes sincères remerciements à tous le
personnel de l'EP de la DP Hassi
Messaoud*



*Enfin, à tous ceux qui ont
contribué de près ou de loin à
l'élaboration de ce travail. Qu'ils
trouvent ici l'expression de mes
reconnaisances les plus sincères*

Résumé :

L'instabilité des asphaltènes peut se produire lorsque des variations de pression, de température et de composition affectent les réservoirs d'huile. Cette instabilité conduit à une réduction de la perméabilité et au blocage de l'écoulement dans les puits et les conduites.

Les deux puits d'huile choisis pour cette étude ont subi un déclin remarquable de leurs productions du fait de plusieurs années d'extraction et la récupération assistée (Enhanced Oil Recovery, EOR). Par conséquent, dans ce projet, une étude détaillée basée sur des données de laboratoire est réalisée afin de prévoir les effets de changements de diamètre de la duse sur le profil P/T et les effets d'injection de différents type gaz . L'équation d'état avancée Redlich-Kwong-Soave (RKSA) a été choisie pour établir l'enveloppe APE en utilisant le logiciel Multi flash™ (Infochem Co).

Il a été constaté qu'avec l'injection de CO₂, en-dessous d'une certaine température, la stabilité des asphaltènes augmentait, ce qui peut être considéré comme un bon système d'inhibition à la précipitation de ces derniers.

Mots Clés : Asphaltènes , APE , Multi flash , Pipe Sim

Abstract :

Asphaltenes instability can occur when changes in pressure, temperature and composition affect oil reservoirs. This instability leads to a reduction of the permeability and to the blocking of the flow in the wells and the pipes.

The two oil wells selected for this study experienced a remarkable decline in production due to several years of extraction and Enhanced Oil Recovery (EOR). Therefore, in this project, a detailed study based on laboratory data is carried out in order to predict the effects of changes in diameter of the duse on the P / T profile and the injection effects of different gas types. The Redlich-Kwong-Soave advanced state equation (RKSA) was chosen to establish the APE envelope using the Multi Flash™ (Infochem Co) software.

It was found that, with CO₂ injection, below a certain temperature, the stability of the asphaltenes increased, which can be considered as a good inhibition system for the precipitation of the latter.

Keywords: Asphaltenes, APE, Multi flash, Pipe Sim

ملخص:

قد يحدث عدم استقرار الأسفلتية عند التغييرات في الضغط ودرجة الحرارة وبعض التركيبات تؤثر على خزانات النفط

.عدم الاستقرار هذا يؤدي إلى الحد من النفاية وحجب تدفق في الآبار وخطوط الأنابيب

تم اختيار بنزين لهذه الدراسة خضعا لانخفاض ملحوظ في إنتاجهما نظرا لعدة سنوات من الاستخراج والاستخلاص

المعزز للنفط

ولذلك، في هذا المشروع، يتم دراسة مفصلة استندت على البيانات المخبرية للتنبؤ بآثار التغييرات في قطر الملف (EOR).

علي P/T و معرفة اثار حقن مختلف انواع الغاز

وقد تم اختيار معادلة الحالة المتقدمة لرينش كوون سوافي (RKSA) لإنشاء مغلف لحماية البيئة باستخدام برنامج متعدد
Infochem الفلاش)(Co)

وقد وجد أن حقن مع CO₂ ، تحت درجة حرارة معينة، واستقرار ارتفاع asphaltene ، الذي يمكن اعتباره نظام كبح
جيد في هطول الأمطار من هذا الأخير..

كلمات البحث: الأسفلتية، القرد، MULTI FLASH ، PIPSIM

Abréviations :

μ_o : Viscosité d'huile cp

μ_g : Viscosité de Gaz cp

ρ_o :Masse volumique de l'huile g/cm³

Φ_{max} : Porosité maximum du réservoir %

Φ_{min} : Porosité minium du réservoir %

Φ_{moy} : Porosité moyen du réservoir %

K_{max} : Perméabilité maximum du réservoir md

K_{min} : Perméabilité minium du réservoir md

K_{moy} : Perméabilité moyen du réservoir md

V_{sh} : Volume d'argile %

S_w : Saturation en eau %

D : Densité API / Kg/cm³

GOR : Rapport du gaz sur l'huile sm³/sm³

B_o : Facteur volumétrique d'huile bbl/STB

P_b : Pression de bulle kg/cm²

P_{FD} : Pression de fond Dynamique kg/cm ou bar

P_r : Pression de réservoir kg/cm²

P_{sep} : Pression de séparateur kg/cm²

P_t : Pression de tête kg/cm²

Tf : Température de fond °c

Tr : Température de réservoir °c

Tt : Température de tête °c

CRD : Centre de Recherche et Développement.

SARA : Saturated; Aromatic; Resin; Asphaltene wt

NIRLSM : Near Infrared Light Scattering Method.

ADE : Enveloppe de dépôt d'asphaltènes.

AOP : Asphaltenes Onset Pressure kg/cm² ou bar

APE : Asphaltene Precipitation Envelope.

Ø : Diamètre de la Duse mm ou inch

EOR : Enhancing oil recovery.

HMD : Hassi Messaoud.

IP : Indice de productivité m³.J-1.bar-1

RKSA : Redlich Kwong Soave Advanced.

EOS : Equation of State.

MW : Masse Weight g/mol

S : Skin.

MFL : Multi flash module (PVT).

Uma : Unité masse atomique

SF : Seuil de Flocculation.

Dédicace

Remerciements

Résumé

Abréviations

Table des Matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Générale..... 1

Chapitre 1 : Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1. Introduction 3

I.2. Historique du champ 3

I.3. Description du réservoir 3

I.4. Stratigraphie du champ..... 4

I.5. Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir Cambrien..... 6

I.6. Caractéristique des fluides 6

I.7. Caractéristiques de l'huile..... 6

I.8. Caractéristiques du gaz associé..... 7

I.9. Définition de l'endommagement..... 7

I.10. Problèmes d'exploitation et les solutions qu'existent dans le champ HMD..... 7

Chapitre 2 : Généralité sur les asphaltènes

II. 1. Introduction..... 9

II.2. Définition, composition et structure des asphaltènes..... 9

II.2.1. Définition des asphaltènes	9
II.2.2. Composition des asphaltènes	9
II.2.3. Structure moléculaire des asphaltènes	11
II.3. Caractéristiques des asphaltènes	12
II.4. Dépôts organiques (les asphaltènes)	13
II.5. Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes.....	14
II.6. Facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes	15
II.6.1. Paramètre thermodynamiques et la composition de l'huile.....	15
II.6.2. Vitesse de filtration de l'huile	18
II.6.3. Injection du CO ₂	18
II.6.4. Eau de formation.....	18
II.6.5. Acidification matricielle	18
II.7. Problèmes de dépôts d'asphaltène	18
II.8. Localisation des dépôts d'asphaltène.....	19
II.10. Analyse SARA (SARA analysis)	20
 Chapitre 3 : Modélisation de la précipitation des asphaltènes	
III.1. Introduction	22
III.2. Modélisation mathématique l'APE	22
III.2.1. Analyse PVT de puits OMM33	24
III.2.2. Résultats de mesures AOP.....	26
III.3. Stabilité des asphaltènes	26
III.4. Résultats de simulations.....	28
III.5. Effet du gaz (hydrocarbure, N ₂ , CO ₂)	30

III.6. Historique des traitements de puits OMM33.....	33
III.7. Collecte des données	34
III.7.1. Test de jaugeage	34
III.7.2. Test de Build up.....	34
III.7.3. Analyse nodale	35
III.8. Effet de la duse	38
Conclusion.....	41
Recommandations	42
Références	
Annexe – A : Analyses PVT du puits OMM652.....	
Annexe – B : Modélisation de l’enveloppe de phase du puits OMM652.....	
Annexe - C : Simulation des performances de puits OMM652.....	

Liste des tableaux

Tableau I.1 Caractéristiques pétro-physiques moyennes du réservoir Cambrien	6
Tableau II.1 Analyse élémentaire des asphaltènes selon Speight 1975	10
Tableau II.2 Analyse élémentaire des asphaltènes du brut de Hassi Messaoud.....	10
Tableau II.3 Facteurs qui affectent la précipitation des asphaltènes pendant la récupération primaire d'huile.....	17
Tableau III.1 Propriétés des mélanges huileux de puits OMM33	24
Tableau III.2 Composition du mélange huileux de puits OMM33	25
Tableau III.3 Compositions moyennes SARA de puits OMM33.....	26
Tableau III.4 Points expérimentaux onset supérieures à différentes températures(OMM33) ...	26
Tableau III.5 Résultats de Jaugeage du puits OMM33	34
Tableau III.6 Résultat de Build Up du puits OMM33.....	34
Tableau III.7 Point de fonctionnement du puits OMM33	35
Tableau III.8 Point de fonctionnement du puits OMM33	37
Tableau III.9 Paramètres de production avant et après le traitement	37
Tableau III.10 Résultats de l'influence de la Duse sur la PFD	39

Liste des figures

Fig. I.1 Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.....	4
Fig. I.2 Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.....	5
Fig. II.1 Un échantillon des asphaltènes.....	9
Fig. II.2 Représente composition des asphaltènes.....	9
Fig. II.3 Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen	12
Fig. II.4 Représente l'asphaltène.....	13
Fig. II.5 Les zones asphalténiques dans le champ de Hassi Messaoud.....	13
Fig. II.6 Effet de pression sur la solubilité d'asphaltènes dans pétrole brut à la température de réservoir	15
Fig. II.7 Effet de la température sur la solubilité d'asphaltènes à une pression de 3034.7 psia..	16
Fig. II.8 Représente le problème de bouchage	19
Fig. II.9 Les emplacements possibles de dépôt d'asphaltène.....	19
Fig. II.10 Différentes fractions du pétrole (SARA).....	20
Fig. II.11 Présente la méthode proche infrarouge light-numérisation (NIRLSM)	21
Fig. III.1 Risques du potentiel de précipitation d'asphaltènes évalué par De Boer	27
Fig. III.2 Saturer / Aromatique en fonction asphaltènes / Résine pour échantillon de réservoir	27
Fig. III.3 Asphaltènes en fonction résine pour l'échantillon de réservoir.....	28
Fig. III.4 Diagramme de phase avec zone de précipitation des asphaltènes	29
Fig. III.5 Effet d'injection du méthane sur l'APE	31
Fig. III.6 Effet d'injection du N2 sur l'APE	32
Fig. III.7 Effet d'injection du CO2 sur APE	32

Fig. III.8 Historique de traitement de puits OMM33	34
Fig. III.9 Analyse Nodale™OMM33 avant traitement	35
Fig. III.10 Zone de précipitation des asphaltènes avec le profile de P/T en utilise le modèle Multiflash™ avant traitement.....	36
Fig. III.11 Analyse Nodale™OMM33 après traitement.....	37
Fig. III.12 Zone de précipitation des asphaltènes avec le profile de P/T en utilise le modèle Multiflash™ après traitement.....	38
Fig. III.13 montre l'effet du changement de diamètre de duse.....	39
Fig. III.14 Zone de précipitation des asphaltenes et le profile P/T avec les changements du diamètre de la duse	40



Introduction

L'exploitation des gisements de pétrole nécessite des investissements très coûteux qui, en plus des dépenses liées à l'exploitation, consistent essentiellement en forages, équipements de puits et installations de surface.

L'ensemble des équipements doit être amorti sur plusieurs années, éventuellement complété et maintenu constamment en bon état. Le gisement, tout spécialement, fait l'objet d'une attention particulière dans le but de lui assurer une durée de vie la plus longue possible, avec une productivité économiquement acceptable et de bonnes perspectives de récupérations secondaire et tertiaire.

Les ingénieurs doivent, par conséquent, veiller à conserver en bon état d'exploitation aussi bien le réservoir proprement dit que les équipements de puits et les installations de surface. Le gisement est un système complexe caractérisé par la roche réservoir et l'huile brute, les paramètres pétro physiques, tels que la porosité et la perméabilité, la composition chimique du pétrole brut, ainsi que les conditions thermodynamique différent d'un gisement à l'autre, certains bruts manifestent des phénomènes d'instabilité, se traduisant par des dépôts d'asphaltènes ou de paraffines qui peuvent apparaître dans les installations de surface, dans le tubing de production et dans la formation elle-même.

L'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement pendant la récupération secondaire, provoque des dépôts de sels et donc des baisses de productivité. La production des hydrocarbures, par injection de gaz et tout particulièrement l'injection de CO₂ ou des gaz enrichis au propane présente aussi des risques de formation de dépôts de matières organiques solides.

Nous nous intéressons ici en particulier au problème de dépôt des asphaltènes dans le tubing et les installations de surface, ces dépôts sont la cause des pertes de charge qui diminuent les débits et engendrent des dépenses supplémentaires d'entretien 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 du milieu poreux. Cette situation conduit à une baisse productivité du gisement et, dans les cas les plus graves, elle peut être la cause de la fermeture des puits. La compréhension des phénomènes qui sont à l'origine de ces dépôts d'asphaltènes aux abords des puits producteurs, dans le tubing et les installations de

surface, pourrait aboutir à la conception des mesures curatives ou préventives, et contribuer ainsi à l'amélioration de la productivité des gisements touchés par ce phénomène.

Les travaux de recherche dans ce domaine portent généralement sur des expériences effectuées en micro-modèle, ou sur l'étude des propriétés des solutions d'asphaltènes dans un solvant aromatique. Les études portant sur les propriétés des huiles asphalténiques en milieu poreux sont peu nombreuses ou ont fait l'objet de peu de publications.

Ce travail a été envisagé vue l'importance de la productivité de plusieurs puits appartenant à la zone 1 du champ de Hassi Messaoud en Algérie. Déjà dans les années 60 des dépôts d'asphaltènes avaient été constatés dans certains puits, au niveau du tubing. Depuis, parallèlement à la déplétion du réservoir, la situation s'est aggravée pour plusieurs puits, et dans les années 1990, un nombre important d'entre eux a été fermé.

Les conséquences économiques étant de taille, il était impératif d'entreprendre une étude sur le colmatage du milieu poreux par les bruts asphalténiques réels et dans des conditions de pression et de température proches de celles du gisement. Des études de caractérisation des asphaltènes, sont effectuées au Centre de Recherche et Développement de Sonatrach, tandis que sur le champ la remise en production de certains puits se faisait en utilisant des méthodes mécaniques (grattage) et chimiques (lavage avec des solvants).

La quantité de précipitation ou la déposition des asphaltènes peut provoquer un endommagement de la formation ou un bouchage (dans la formation, les perfos, la colonne de production, les installations de surface... etc.) , Ces problèmes de dépôt, sont non seulement produits pendant l'exploitation d'huile lourde avec un taux élevé en asphaltènes, mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes, comme dans le cas du champ de Hassi Messaoud (0.08 à 0.2 %), particulièrement dans la zone 1(1A, 1B, 1C) et 23 situées dans la partie occidentale du champ.

Les objectifs de notre étude sont:

- Étude sur les dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud.
 - L'impact de dépôts d'asphaltènes sur la production.
 - Modélisation de l'Enveloppe de Dépôt d'Asphaltènes (ADE). .
 - Propositions des solutions préventives et économiques contre ces dépôts.
-

I.1. Introduction

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

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale. [1]

I.2. Historique du champ

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1 ; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

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

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. [1]

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

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

I.3. Description du réservoir

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

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5. [1]

- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à microconglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab.

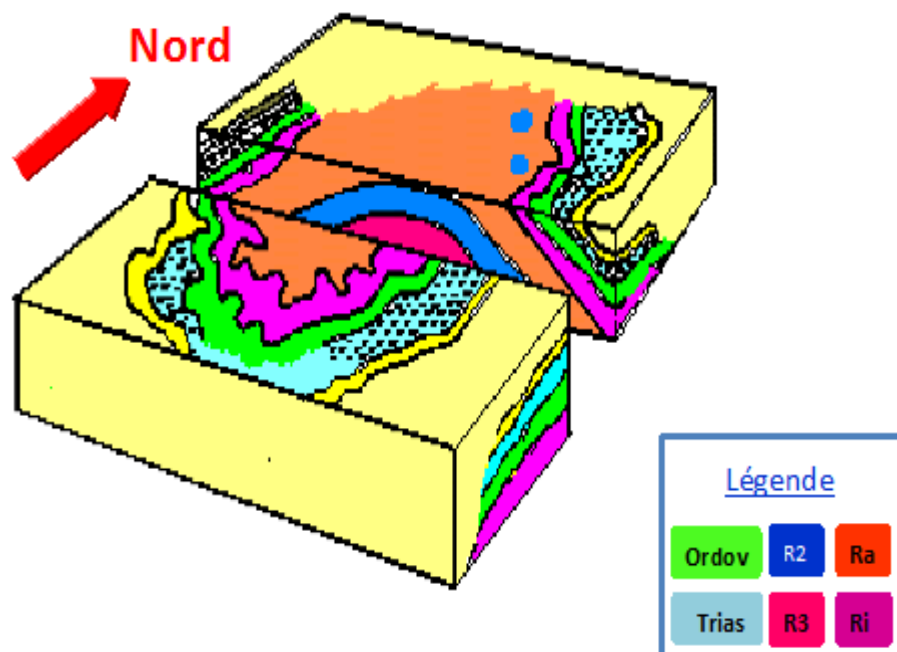


Fig. I.1. Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.

I.4. Stratigraphie du champ

Du point de vu stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par la figure suivante:

**CHAMP DE HASSI MESSAOUD
COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE
DIFFERENTES PHASES DE FORAGE**

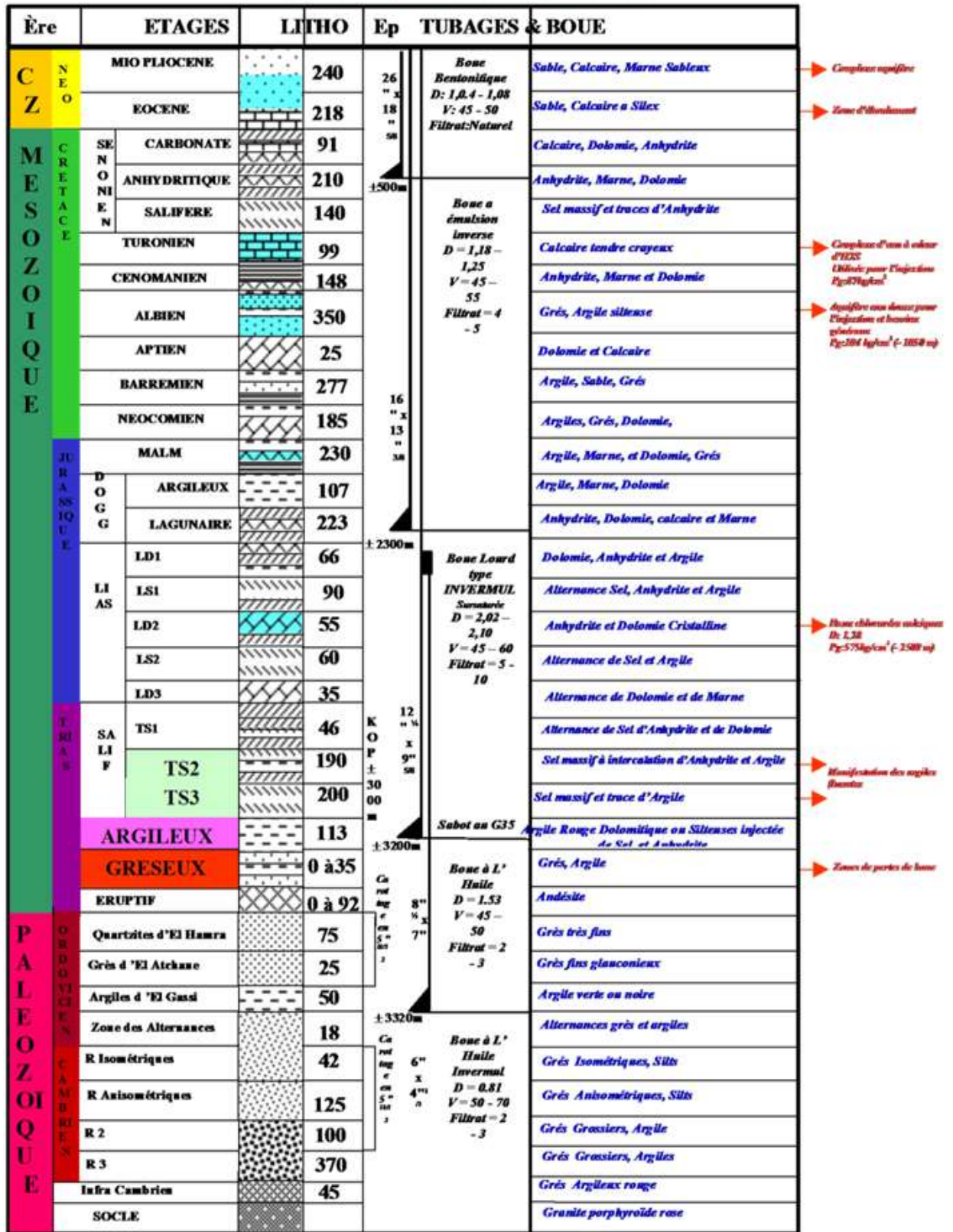


Fig.I.2.Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.

I.5. Caractéristiques pétro physiques moyenne du réservoir cambrien

Les caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien sont indiquées dans le tableau suivant : [1]

Tableau I.1 Caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien.

Réservoir	K_{min} (md)	K_{moy} (md)	K_{max} (md)	Φ_{min} (%)	Φ_{moy} (%)	Φ_{max} (%)	S_{wi} (%)	Vsh_{moy} (%)
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17	15
Ra	2	15	100	6	8	10	10	7
R2	1	2.5	7	-	10	-	17	20
R3		<1			0,11		0,17	30

I.6. Caractéristiques des fluides

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg/cm^2 pour un rapport de dissolution de gaz R_s égal à $240 \text{ stm}^3/\text{m}^3$. A l'Ouest il peut descendre jusqu'à 140 kg/cm^2 pour un rapport de dissolution de gaz égal à $160 \text{ stm}^3/\text{m}^3$.

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présents au niveau du réservoir de Hassi Messaoud. [1]

I.7. Les caractéristiques des huiles

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm^2 .
- La température est de l'ordre de 118°C .
- Le GOR est de $219 \text{ m}^3/\text{m}^3$ sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut atteindre $800 \text{ m}^3/\text{m}^3$ et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- La porosité est faible en moyenne: 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible : 2 md à 100 md.
- La viscosité est de 0,2 cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.
- un point de bulle de 160 kg/cm^2 . [1]
-

I. 8. Les caractéristiques de gaz associé

- Viscosité de gaz est 0.02 cp.
- La compressibilité est de 0.8 bar⁻¹. [1]

I. 9. Définition de l'endommagement

L'endommagement représente toutes les incrustations, qu'elles soient minérales ou organiques, pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production. L'endommagement peut donc être présent dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. [2]

I. 10. Les problèmes d'exploitation et les solutions qui existent dans le champ de HMD

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

A. Dépôts de sel :

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

B. Dépôts des sulfates de barium : (BaSO₄)

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

C. Migration des fines :

Ces particules provoquant l'endommagement et qui proviennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production [3]. La solution adoptée dans ce cas est le Mud Acid (HCl 6, HF 1.5

D. Dépôts organiques: pour lesquels on distingue deux catégories :

D.1. Dépôts des paraffines :

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

D.2. Dépôts d'asphaltènes :

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

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

II. 1. Introduction

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 les méthodes utilisées pour le traiter.

II. 2. Définition, composition et structure des asphaltènes

II. 2.1. Définition des asphaltènes

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants (fragiles). Ils constituent la partie lourde du pétrole (voir Fig. II.1). Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normale et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène, etc.). Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées.

II. 2.2. Composition des asphaltènes

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

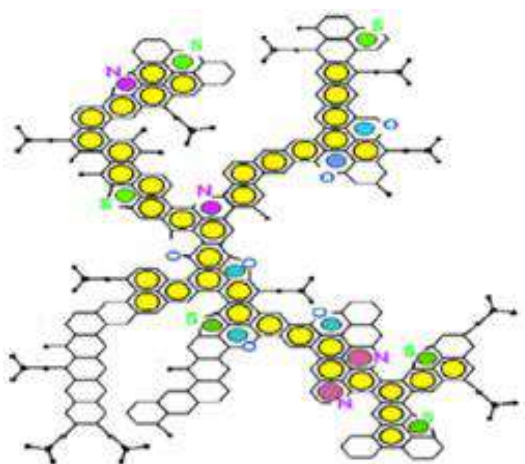


Fig. II.2 composition des asphaltènes



Fig. II.1 Un échantillon des asphaltènes.

Le tableau suivant donne les compositions élémentaires des asphaltènes :

Tableau II.1 Analyse élémentaire des asphaltènes selon **Speight** 1975.

Composition élémentaire	Poids(%)
C	80.43 – 88.65
H	7.44 – 11.10
N	0.6 – 3.3
S	0.3 – 10.3
O	0.3 – 4.9

Les asphaltènes, comme les résines, se distinguent des hydrocarbures par leur forte teneur en hétéroatomes (Soufre, Azote et Oxygène) qui peut varier de façon importante d'un échantillon d'asphaltènes à un autre ; ainsi que des composés contenant des éléments métalliques, tels que le Vanadium et le Nickel. Selon Speight :

Le Vanadium V : 1 – 1200 (ppm)

Le Nickel Ni : 1 – 150 (ppm)

Les données disponibles dans la littérature montrent que les proportions des éléments dans les bruts et les asphaltènes varient selon la nature et les caractéristiques du brut[5].

Tableau II.2 Analyse élémentaire des asphaltènes du brut de **Hassi Messaoud**.

Composition Élémentaire	Poids(%)
C	83.82
H	7.4
N	0.44
S	0.49
O	7.85
H/C	1.05

Le rapport atomique H/C

C'est le rapport entre les atomes de l'hydrogène et de carbone. C'est une manière simple et rapide pour déterminer le degré d'aromaticité d'huile ou de sa fraction, telle que les asphaltènes et les résines[6].

Par exemple, l'aromatique "benzène" C_6H_6 a 6 atomes d'hydrogène et 6 atomes de carbone avec un rapport de $H/C = 1,0$, tandis que, le paraffine "n-hexane" C_6H_{14} avec H/C de 2.3. La pluparts des asphaltènes ades rapports d' H/C s'étendant de 1,0 à 1,3.

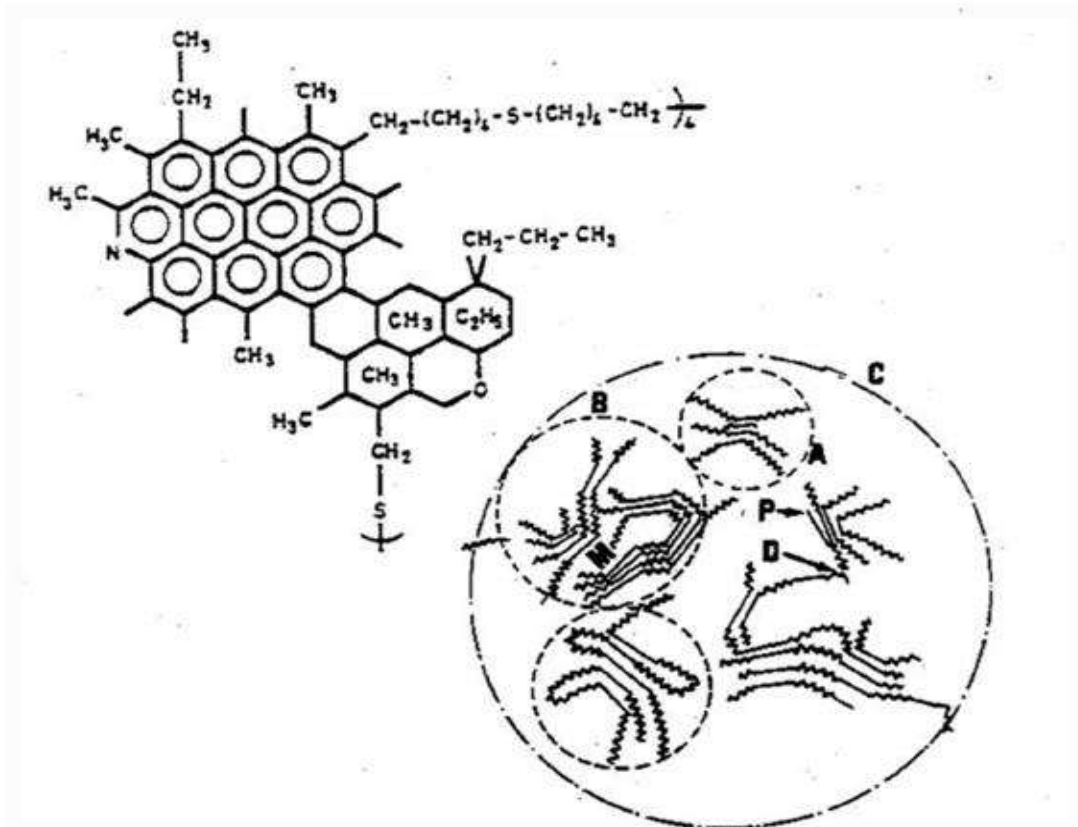
II. 2.3. Structure moléculaire des asphaltènes

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

- Macrostructure
- Microstructure

Dans la structure macromoléculaire, les particules (plusieurs molécules) peuvent former des quantités suffisantes des micelles. Considérant que dans la structure micromoléculaire la quantité de micelles est faible.

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 a été menée sur des asphaltènes préalablement précipités. Plusieurs modèles sont proposés pour décrire leur structure. La plus répandue est le modèle de Yen 1972. Yen a décrit les asphaltènes comme molécules. Il a développé un modèle tridimensionnel. La structure des asphaltènes est montrée dans Figure II.3. Selon Yen, des molécules d'asphaltènes dans la solution sont associées dans des "particules"(plusieurs molécules) et les particules peuvent former de plus grands agrégats (agglomérats) appelés les "micelles" [7].



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

P-Porphyrine

Fig. II.3 Structure des asphaltènes selon le modèle de **Yen1972**

II. 3. Caractéristique 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. (laboratoire SH HMD)

Ces analyses montrent une augmentation de la teneur en asphaltènes des puits de HMD, de l'Est vers l'Ouest. Le puits OMM33 présente la valeur la plus élevée. [7].

II. 4. Dépôts organiques (les asphaltènes)

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

Ces problèmes de déposition se produisent non seulement pendant l'exploitation des huiles lourdes avec un contenu élevé en asphaltènes [l'huile Sud-Américaine contient environ 10% d'asphaltènes],

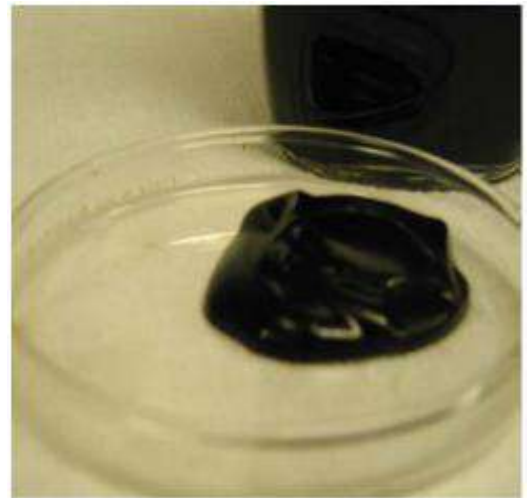


Fig. II.4 Représente l'asphaltène.

Mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes, comme celles du champ de HASSI MESSAOUD.

En effet, les problèmes graves ont été rencontrés dans les zones 1(1A ,1B et1C) et 23 situées dans la partie occidentale du champ (Fig. II.5) où plusieurs puits ont été totalement fermés à cause des problèmes de colmatage par les dépôts solides d'asphaltènes. Ce qui nous conduit à étudier les causes, les conditions et les facteurs qui provoquent ce problème. [6].

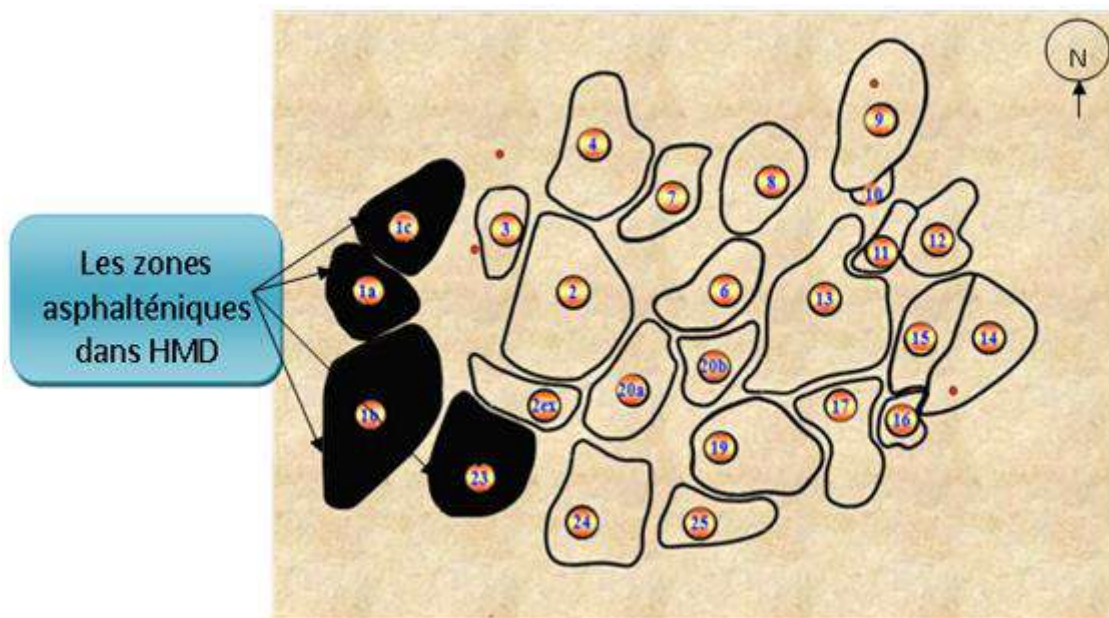


Fig. II.5 Les zones asphalténiques dans le champ de Hassi Messaoud.

II. 5. Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes

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

- Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- Pendant la production, le mouvement d'huile au sein de la matrice à travers le sable peut produire un champ électrique (potentiel), et cela semble être responsable de la formation des dépôts des asphaltènes.
- L'injection de CO₂ pour l'EOR a aussi conduit à la précipitation des asphaltènes.
- L'eau de formation et d'injection.
- Pendant l'acidification matricielle.

II. 6. Facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes

Les facteurs qui pourraient influencer sur la déposition d'asphaltènes à HMD sont dans la quasi-totalité ceux listés ci-après. Dans l'ordre de plus grande influence, on pourrait citer : l'évolution des paramètres thermodynamiques (surtout la pression) et la composition d'huile; la vitesse de filtration de l'huile dans la matrice; les injections de CO₂ et d'eau ; les venues d'eaux et l'acidification matricielle. [6].

II. 6.1. Paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile

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

II. 6.1.a. La pression

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

Thawer et al (1990) ont étudié les effets de la pression sur la précipitation des asphaltènes dans l'huile et ont constaté que les asphaltènes ont commencé à se précipiter quand la pression atteint une valeur en dessous d'une pression supérieure au point de bulle de l'huile brute. Au fur et à mesure que la pression diminue la quantité des asphaltènes augmente pour atteindre un maximum au point de bulle. Au-dessous du point de bulle de l'huile, une certaine réduction de précipitation des asphaltènes a été observée (voir Fig. II.6). [7].

Burke et al (1988) ont étudié la solubilité des asphaltènes dans les huiles avec une densité en API de 18 à 40. Il a été constaté que la solubilité des asphaltènes a diminué avec une diminution de la pression lorsque la pression était au-dessus du point de bulle, a atteint un minimum au point de bulle de l'huile, et la solubilité augmente avec la diminution de la pression lorsque la pression est inférieure au point de bulle (voir la Fig. II.6).

Leerlooyer et al (1995) ont également mené des expériences de réduction de pression et obtenu des résultats similaires [8].

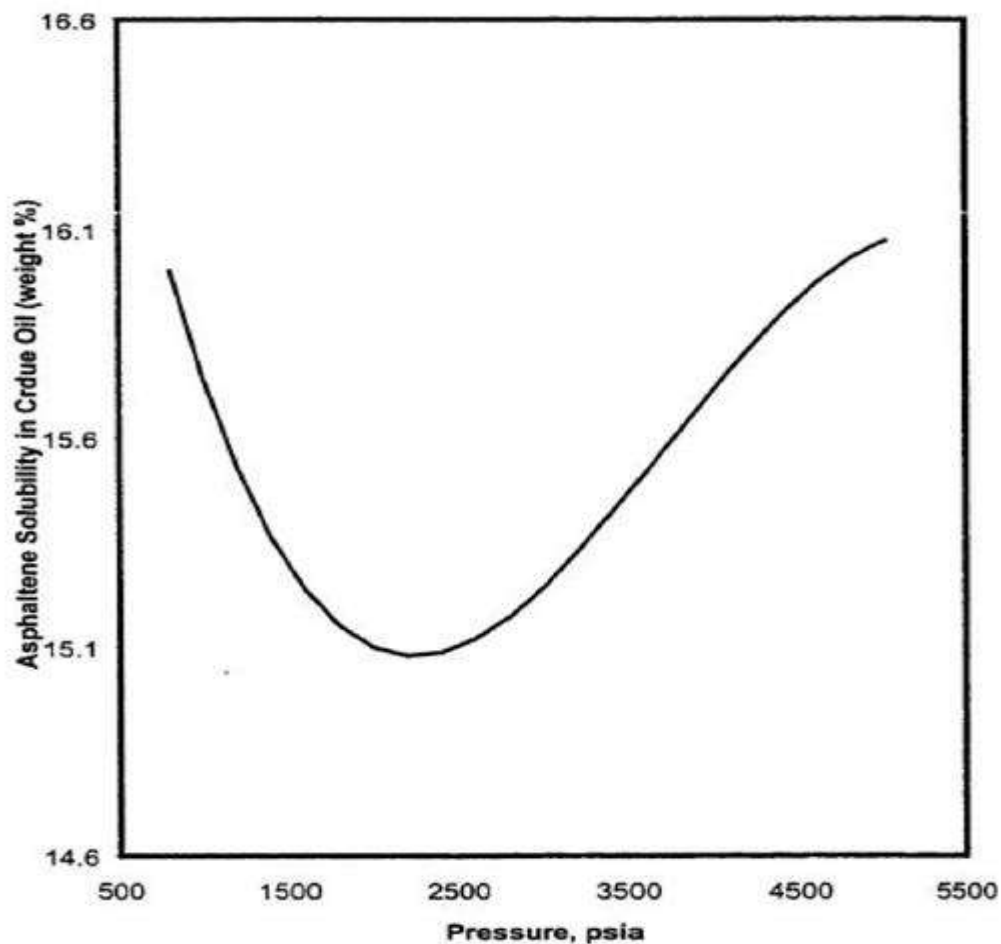


Fig. II.6 Effet de la pression sur la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut à la température de réservoir.

II. 6.1.b. La température

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

Thomas et al (1992) ont montré que la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut a augmenté avec la température (voir la Fig. II.7).

Burke et al (1988) ont démontré que la solubilité d'asphaltènes diminue avec l'augmentation de la température. Plus spécifiquement, Leontaritis (1996) et Paramanu et al (1999) proposent que la solubilité d'asphaltènes augmente avec la température lorsque celle-ci est inférieure à la température du réservoir, mais diminue avec l'augmentation de la température lorsqu'elle est supérieure à la température du réservoir (voir figure II.7) [8].

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

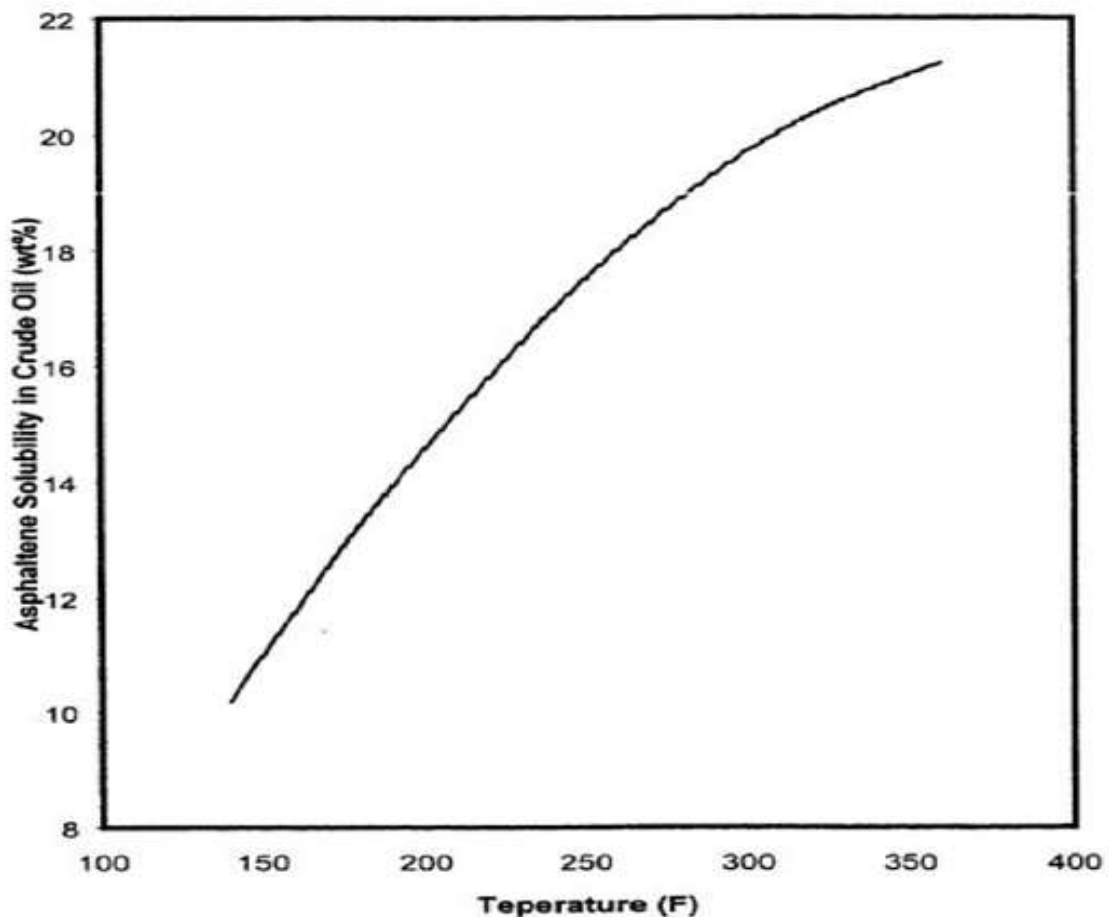


Fig. II.7 Effet de la température sur la solubilité des asphaltènes à une pression de 3034.7 psia.

II. 6.1.c. La composition

Burke et al (1988) ont également étudié l'effet du gaz dissous sur la solubilité des asphaltènes dans l'huile. Il a été constaté que l'augmentation de gaz dissous dans de l'huile est associée à une plus faible solubilité des asphaltènes dans l'huile. Ce résultat est également supporté par le fait de la solubilité des asphaltènes augmente avec la diminution de la pression lorsque celle ci est inférieure au point de bulle du fait que le gaz dissous dans le pétrole brut soit diminué[8].

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

Tableau II.3 Les facteurs qui affectent sur la précipitation des asphaltènes pendant la récupération primaire d'huile.

Facteurs	Changement des facteurs	Solubilité des asphaltènes	Références
Pression	La pression est au-dessus du point de bulle et diminue	Diminue	Haskett et Polumbus, 1965 Tuttle, 1983, Hirschberg et al, 1982, Burke et al, 1988, Thawer et al 1990, Leerlooyer et al, 1995
Pression	La pression est au-dessous du point de bulle et diminue	Augmente	Haskett et Polumbus, 1965, Tuttle, 1983, Hirschberg et al, 1982, Burke et al, 1988, Thawer et al, 1990, Leerlooyer et al, 1995
Température	Augmente	Augmente	Thomas et al, 1992
Température	Augmente	Diminue	Burke et al, 1988
Température	Augmente et au-dessous de la température de réservoir	Augmente	Leontaritis, 1996 Paramanu et al, 1999
Température	Augmente et au-dessus de la température de réservoir	Diminue	Leontaritis, 1996 Paramanu et al, 1999
Composition	Augmentation des gaz dissous	Diminue	Burke et al, 1988

II. 6.2. Vitesse de filtration de l'huile

La précipitation est possible avec l'application d'un champ électrique. Les expériences de potentiel streaming (potentiel de flux) ont démontré que le mouvement du brut à travers le sable produit un potentiel. Ainsi, ce dernier, peut être responsable de la déposition des asphaltènes lors du mouvement du brut à travers la roche-réservoir. Plus la vitesse du fluide dans le milieu poreux est élevée, plus grand est le potentiel généré. Une chute de pression excessive doit être évitée car cela entraînerait des vitesses plus importantes dans la matrice poreuse, provoquant des dépôts d'asphaltènes. Ce phénomène est encore plus important aux abords du puits où le volume de filtration est plus réduit. [6]

II. 6.3. Injection de CO₂

Le CO₂, est une cause de la déstabilisation de l'équilibre d'asphaltènes avec l'abaissement de pH et le changement de la composition d'huile. Il est également responsable de la formation des émulsions rigides en présence d'un brut asphalténique en raison d'une réduction de la solubilité d'asphaltènes due à la réduction de pH. La précipitation d'asphaltènes augmente lorsque la valeur de CO₂ disponible dans le pétrole brut augmente [8].

II. 6.4. Eau de formation

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

II. 6.5. L'acidification matricielle

L'addition de HCL pendant les opérations de stimulation des puits «acidification matricielle», entraîne aussi la formation d'amalgames des dépôts organiques solides (précipité asphalténique) et d'émulsions de films rigides [9].

II. 7. Problèmes de dépôts d'asphaltène

La précipitation et la déposition d'asphaltènes peut se produire au cours de la production pétrolière, le transport et le raffinage. Les dépôts d'asphaltènes entraînent le bouchage des canalisations de transport, la perte de la capacité du



Fig. II.8 Représente le problème de

réservoir, et un dysfonctionnement de l'équipement (down hole safety valve, duse et vannes...). Les asphaltènes instables flocculent, précipitent, et se déposent sur l'espace poreux de l'huile de formation pour finalement bloquer l'écoulement du pétrole brut dans les puits proches de la région. Pour cette raison, plusieurs puits pétroliers sont fermés dans la région de Hassi Messaoud.

On peut résumer ces problèmes dans les points suivants :

- Réduction de la perméabilité de la formation.
- Réduction de la productivité des puits.
- Bouchage des canalisations de transport.
- Dysfonctionnement des équipements.

II. 8. Localisation des dépôts d'asphaltène

Les problèmes de la précipitation d'asphaltènes ne sont toutefois pas limités au

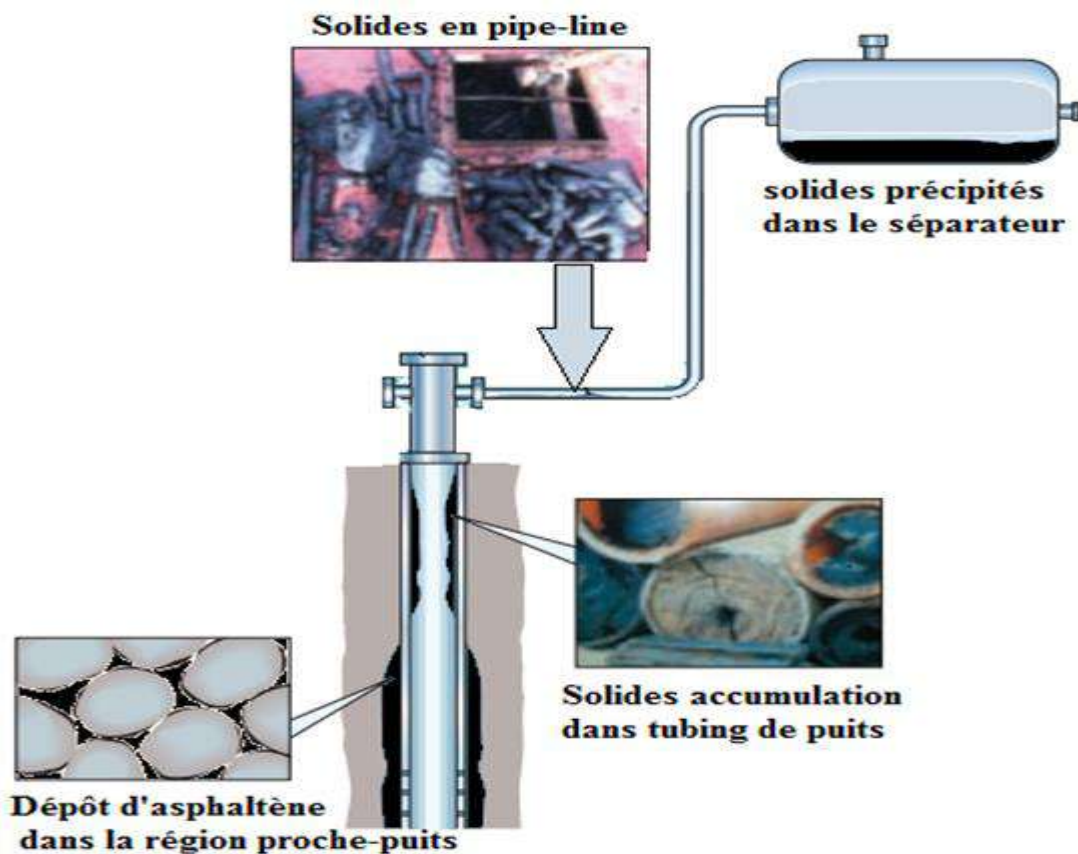


Fig. II.9 Les emplacements possibles de dépôt d'asphaltène.

niveaux de 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 (voir la Fig. II.9). [10]

II. 9. Analyse SARA (SARA analysis)

Saturate, Aromatic, Resin et Asphaltene (SARA) est une méthode d'analyse qui permet de classer les bruts selon leur polarité (voir la fig. II.12).

Les hydrocarbures saturés (Saturate) sont des composés non polaire comprenant les hydrocarbures saturés linéaires, embranchés, et cycliques (Paraffine). Les composés aromatiques (Aromatic), qui contiennent un ou plusieurs anneaux aromatiques, sont polarisables. Les deux fractions restantes, résines et l'asphaltènes (Resin & Asphaltene) ont des substituants polaires. La distinction entre les deux est que les asphaltènes soient insolubles dans un excès d'heptane (ou de pentane) tandis que les résines sont miscibles avec de l'heptane (ou le pentane). [10]

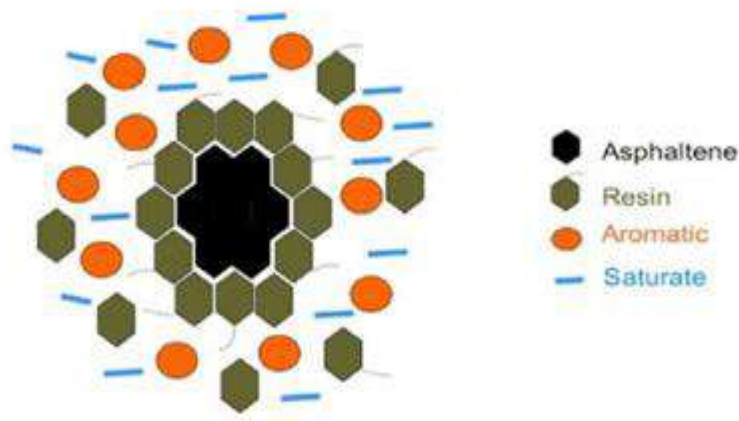


Fig. II.10 Différentes fractions du pétrole (SARA).

II. 10. Technique de dispersion de la lumière (Light scattering technique)(LST)

Cette méthode utilise la lumière infrarouge pour détecter le taux de précipitation des asphaltènes dans le fluide de réservoir. Cette technique peut être utilisée dans les deux cas : baisse de pression isotherme et baisse de température isobarique. Lorsque les asphaltènes

précipitent dans la solution, les particules solides formées réduisent la transmittance de la lumière qui traverse la solution. Cette dernière qui est détectée par un capteur en fibre optique situé de l'autre côté de la cellule.

Cette méthode est appelée aussi système de détection de solide (SDS). Elle ne n'exige pas une grande quantité de fluide. [12]

Ces expériences ont été effectuées à des températures spécifiques 120, 75 et 35 ° C.

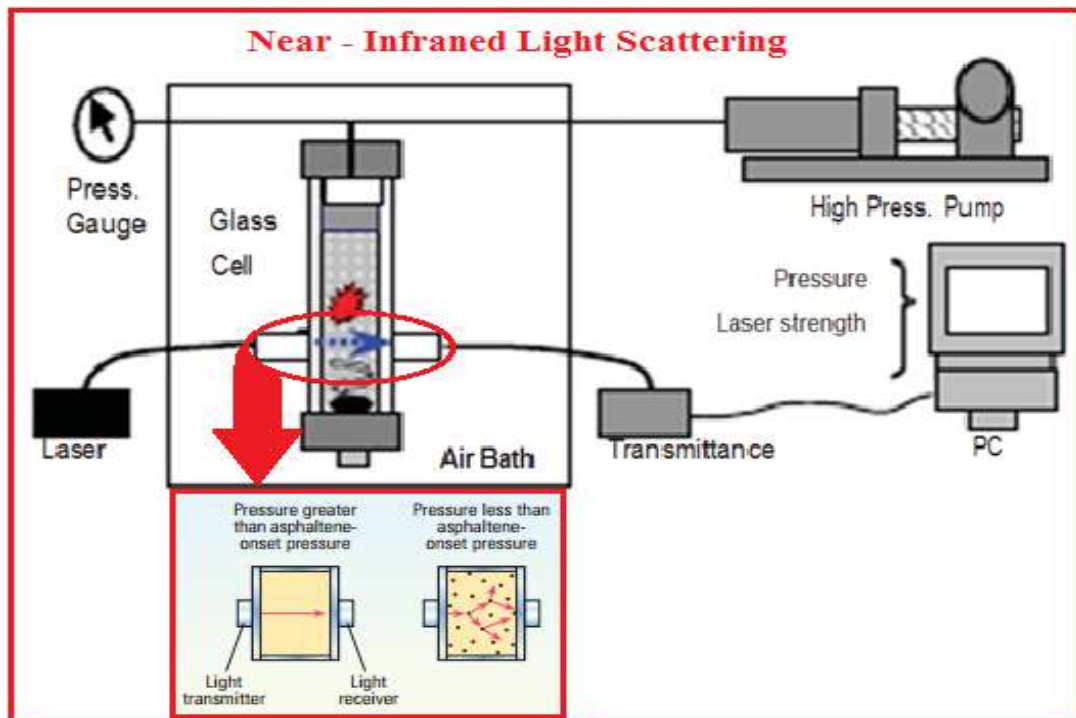


Fig.II.11 Présente la méthode proche infrarouge light-numérisation (NIRLSM).

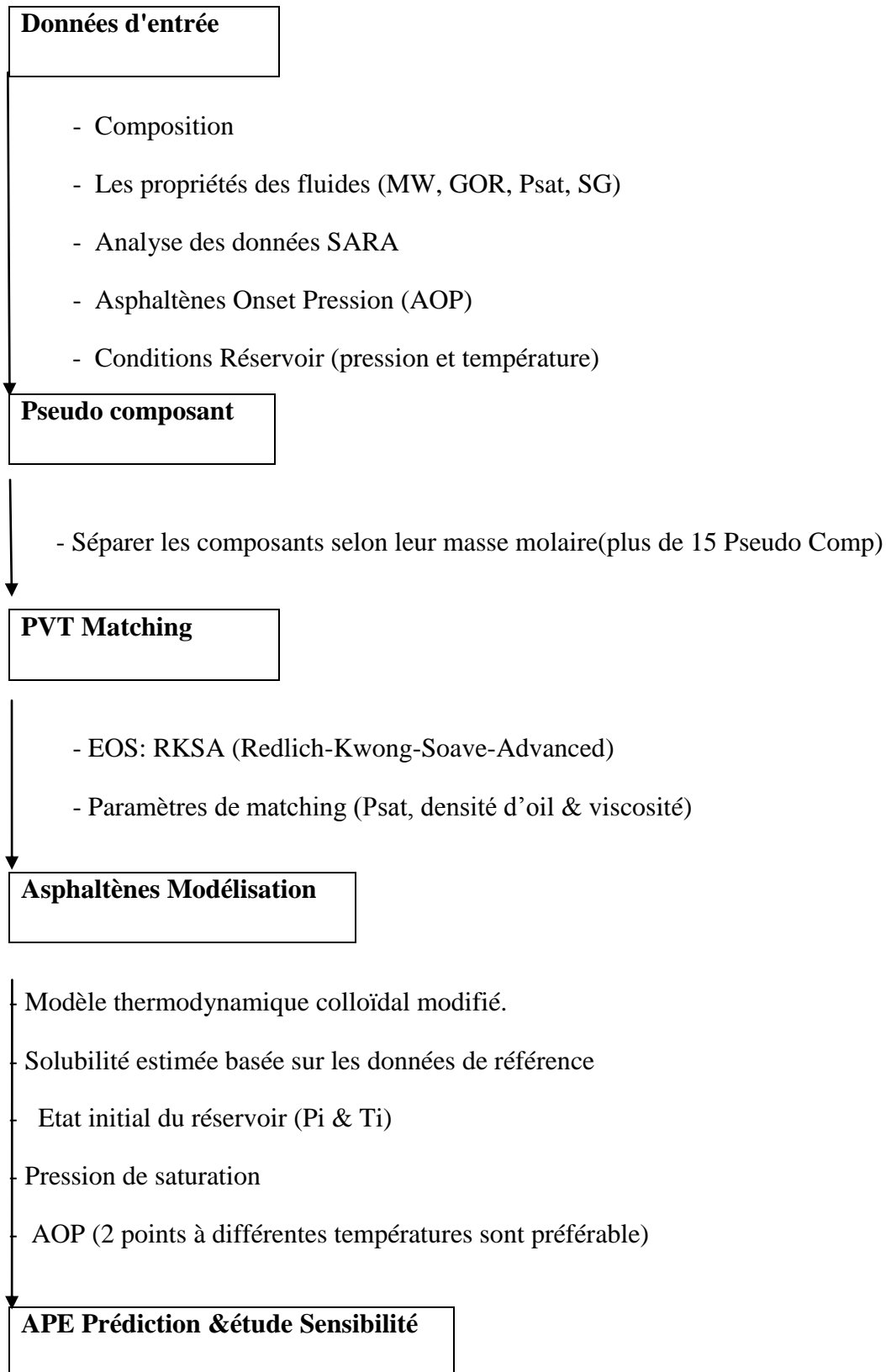
III.1. Introduction

La floculation des asphaltènes dépend de la composition des hydrocarbures, de la température et de la pression. En termes de composition, la possibilité de maintenir les asphaltènes en suspension stable dépend des quantités relatives de paraffines, des aromatiques et des résines dans l'huile. Leontaritis Etal (1994) souligne le fait que les asphaltènes sont déposés juste après la floculation. Au cours de la floculation, les micelles d'asphaltènes (agrégats) forment des particules d'asphaltènes de plus grandes, causant l'endommagement par le bouchage des pores et la réduction de la perméabilité effective. Lorsque la floculation des asphaltènes se produit dans la matrice rocheuse, certaines particules d'asphaltènes peuvent rester dans les pores en raison de leur grande taille. D'autres peuvent être transportés par le fluide coulant jusqu'à ce qu'ils arrivent simultanément à la gorge des pores pour combler et réduire la perméabilité effective.

III. 2. Modélisation mathématique l'APE

Nous avons utilisé le module Multi flash™ du logiciel PIPESIM™ pour la création de l'APE. Il est basé sur une équation d'état cubique. Les paramètres du modèle (analyse SARA, analyse compositionnelle de l'huile vivante, la pression de bulle) ont été initialement déterminés à partir d'une étude de près de trente séries de mesures expérimentales de dépôts d'asphaltènes. Ce modèle est complexe et il garantit des résultats fiables. Notons ici que le modèle d'asphaltènes dans le Multi flash™ est principalement destiné au calcul de la floculation des asphaltènes à partir de l'huile. [9]

La modélisation a été effectuée sur la base du workflow suivant [13]:



III. 2.1. Analyse PVT du puits OMM33 (Puits OMM652 voir annexe A):

Les données PVT présentées dans les tableaux ci-dessous sont basées sur les expériences réalisées en laboratoire. Ces résultats sont basés sur un échantillon de fond du puits OMM33.

Tableau III.1 propriétés du mélange huileux de puits OMM33.

La pression de bulle	P_b	143 kg /cm ²
la pression de réservoir	P_{ws}	380 kg /cm ²
La température de réservoir	T_r	120 °C
La masse moléculaire de l'huile	MW_h	180.28 g/mol
Masse volumique de l'huile	ρ_o	0.819 g/cm ³
Gaz Oil Ratio	GOR	164.5 sm ³ /sm ³

Tableau III.2 Composition du mélange huileux de puits OMM33.

Component	MW g/mol	Gas		Oil		Overall	
		Wt %	Mole %	Wt %	Mole %	Wt %	Mole %
N2	28.01	2.59	3.04	0.00	0.00	0.52	1.76
CO2	44.01	3.95	2.95	0.00	0.00	0.79	1.71
H2S	34.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C1	16.04	20.12	41.24	0.00	0.00	4.01	23.80
C2	30.07	18.27	19.98	0.07	0.43	3.70	11.71
C3	44.10	22.55	16.82	0.38	1.56	4.80	10.37
i-C4	58.12	3.70	2.09	0.17	0.52	0.87	1.43
n-C4	58.12	12.75	7.22	0.93	2.88	3.29	5.38
i-C5	72.15	3.26	1.49	0.63	1.57	1.15	1.52
n-C5	72.15	5.21	2.37	1.42	3.54	2.17	2.87
C6	84.00	4.01	1.57	2.99	6.41	3.19	3.62
Mcylo-C5	84.16	0.41	0.16	0.51	1.09	0.49	0.55
Benzene	78.11	0.23	0.10	0.29	0.66	0.28	0.34
Cyclo-C6	84.16	0.22	0.09	0.40	0.87	0.37	0.42
C7	96.00	1.47	0.51	3.65	6.85	3.21	3.19
Mcylo-C6	98.19	0.31	0.10	1.02	1.87	0.88	0.85
Toluene	92.14	0.09	0.03	0.35	0.68	0.29	0.30
C8	107.00	0.50	0.15	4.44	7.48	3.65	3.25
C2-Benzene	106.17	0.01	0.00	0.23	0.38	0.18	0.16
mp-Xylene	106.17	0.02	0.01	0.50	0.84	0.40	0.36
o-Xylene	106.17	0.01	0.00	0.24	0.41	0.20	0.18
C9	121.00	0.21	0.06	4.30	6.41	3.49	2.74
C10	134.00	0.08	0.02	5.32	7.16	4.27	3.04
C11	147.00	0.02	0.01	4.59	5.63	3.68	2.38
C12	161.00	0.01	0.00	4.19	4.69	3.35	1.98
C13	175.00	0.01	0.00	4.11	4.24	3.30	1.79
C14	190.00	0.00	0.00	3.59	3.41	2.88	1.44
C15	206.00	0.00	0.00	3.61	3.16	2.89	1.34
C16	222.00	0.00	0.00	3.20	2.60	2.57	1.10
C17	237.00	0.00	0.00	2.92	2.22	2.34	0.94
C18	251.00	0.00	0.00	2.79	2.01	2.24	0.85
C19	263.00	0.00	0.00	2.59	1.78	2.08	0.75
C20	275.00	0.00	0.00	2.38	1.56	1.90	0.66
C21	291.00	0.00	0.00	2.29	1.42	1.83	0.60
C22	305.00	0.00	0.00	2.14	1.27	1.72	0.54
C23	318.00	0.00	0.00	2.02	1.14	1.62	0.48
C24	331.00	0.00	0.00	2.13	1.16	1.71	0.49
C25	345.00	0.00	0.00	2.31	1.21	1.85	0.51
C26	359.00	0.00	0.00	2.44	1.23	1.96	0.52
C27	374.00	0.00	0.00	2.58	1.24	2.07	0.53
C28	388.00	0.00	0.00	2.51	1.17	2.01	0.49
C29	402.00	0.00	0.00	2.25	1.01	1.80	0.43
C30	416.00	0.00	0.00	2.02	0.87	1.61	0.37
C31	430.00	0.00	0.00	1.67	0.70	1.33	0.30
C32	444.00	0.00	0.00	1.54	0.63	1.24	0.27
C33	458.00	0.00	0.00	1.26	0.50	1.01	0.21
C34	472.00	0.00	0.00	1.13	0.43	0.91	0.18
C35	486.00	0.00	0.00	1.00	0.37	0.80	0.16
C36+	580.13	0.00	0.00	8.92	2.77	7.14	1.17
Calculated MW			32.89		180.28		95.22
Mole Percent			57.71		42.29		

Tableau III.3 Analyses SARA de puits OMM33.

Huile	Saturate	Aromatique	Résine	Asphaltène
Massique %	56.22	38.76	3.97	1.05

III. 2.2. Résultats de mesures AOP

À la demande de la DP Sonatrach, un échantillon de fluide réservoir du fond du puits a été analysé par la lumière procheinfrarouge pour détecter les asphaltènes au cours de leur précipitation. Trois essais isothermes de dépressurisation (sur chaque échantillon) pour détecter la formation d'asphaltènes à la température du gisement de 120 °C, 75 °C et 35 °C ont été effectués. Chaque partie de l'échantillon a été filtrée avant et après l'analyse l'appareil a été rincé après chaque essai avec du toluène (voir le tableau III.4).

Tableau III.4 Points onsetsupérieuresexpérimentaux à différentes températures (OMM33).

Température (°C)	35	75	120
Les points onsetsupérieure	260.14	253.11	246.07

III. 3. Stabilité des asphaltènes

Les résultats des mesures sont présentés dans le tableau III.3. Trois abaques sont utilisés pour évaluer le risque de précipitation d'asphaltènes dans les deux puits (fig.1, 2 et 3).

L'abaque de De Boer (de Boer et al, 1995) a été utilisé pour l'évaluation préliminaire des risques de précipitation asphaltènes.

Cette évaluation suggérée par De Boer et al. utilise la densité d'huile et la pression de sous-saturation comme paramètres d'évaluation. Cet abaque Fig. III.1 montre que le risque est plus élevé dans la zone de haute pression et faible densité d'huile. Dans notre cas les fluides du réservoir se situent dans la zone " problèmes graves " de cet abaque.

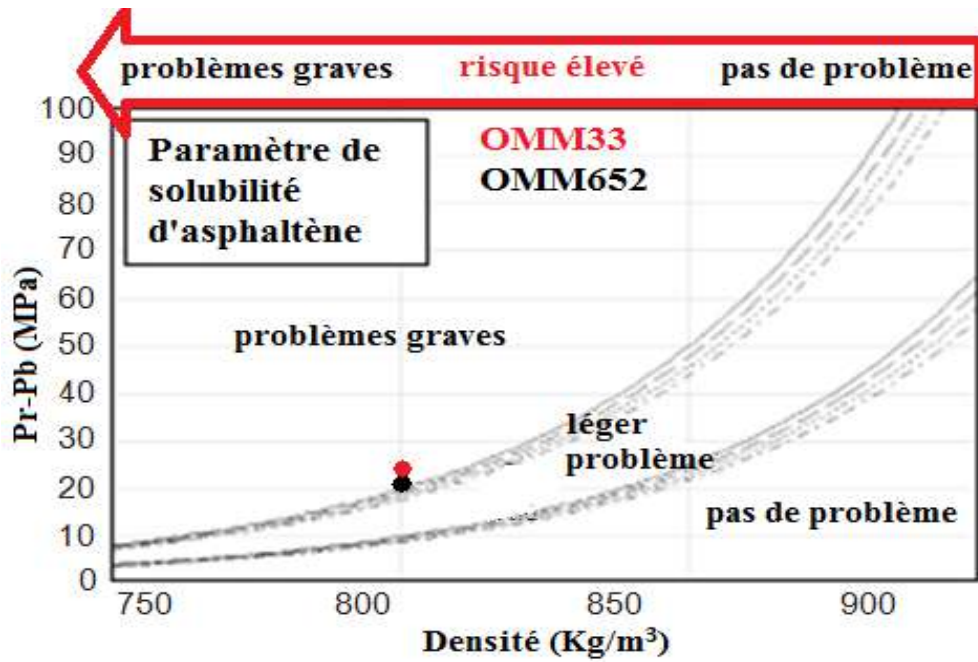


Fig. III.1 Risques du potentiel de précipitation d'asphaltènes évalué par De Boer.

Une autre approche pour vérifier le potentiel de précipitation des asphaltènes est le "cross-plot" des deux rapports saturé/aromatique (S/A) en fonction asphaltène/résine (A/R) proposé par Stankiewicz et al. (2002) (Fig. III.2). Ce graphe donne une identification rapide du risque de précipitation des asphaltènes.

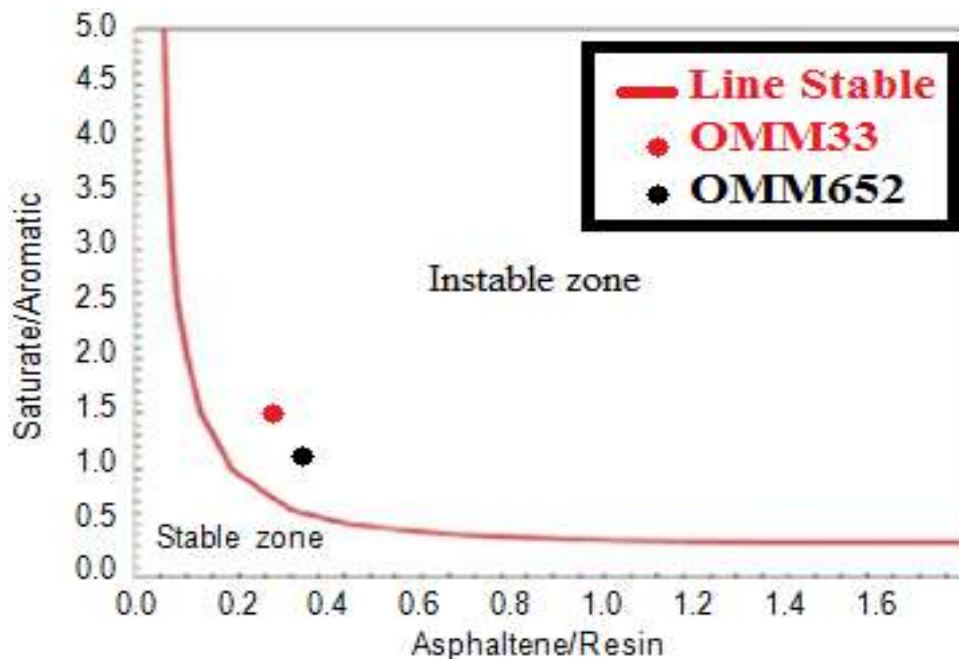


Fig. III.2 Saturé/Aromatique en fonction Asphaltènes/Résine pour échantillon de réservoir.

Le dernier critère que représente la figure III.3 est le rapport (asphaltènes / résines): Ce rapport mesure la stabilité des asphaltènes. Un faible rapport (asphaltènes / résines) implique une bonne stabilisation.

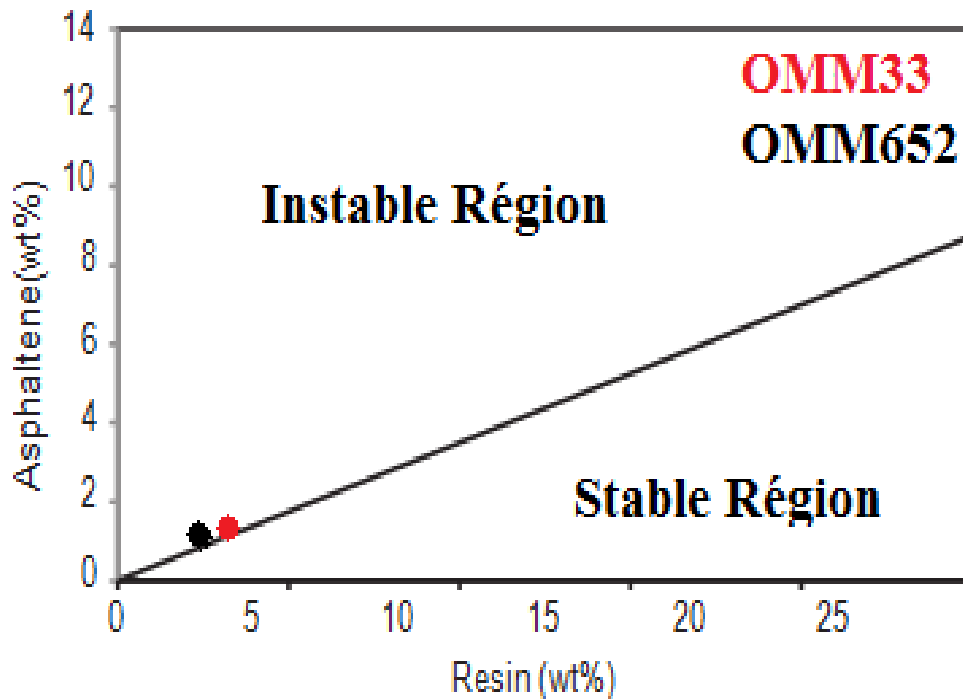


Fig. III.3 Asphaltènes en fonction résine pour l'échantillon de réservoir.

Les abaques de fluides de réservoir étaient situés dans la zone instable.

Ces résultats de traçage séparés étaient tout à fait compatibles avec l'historique réel (par exemple, les problèmes d'asphaltène remarquables se produisent dans le réservoir).

III.4. Résultats des simulations

La figure suivante montre l'enveloppe de précipitation d'asphaltènes (APE).

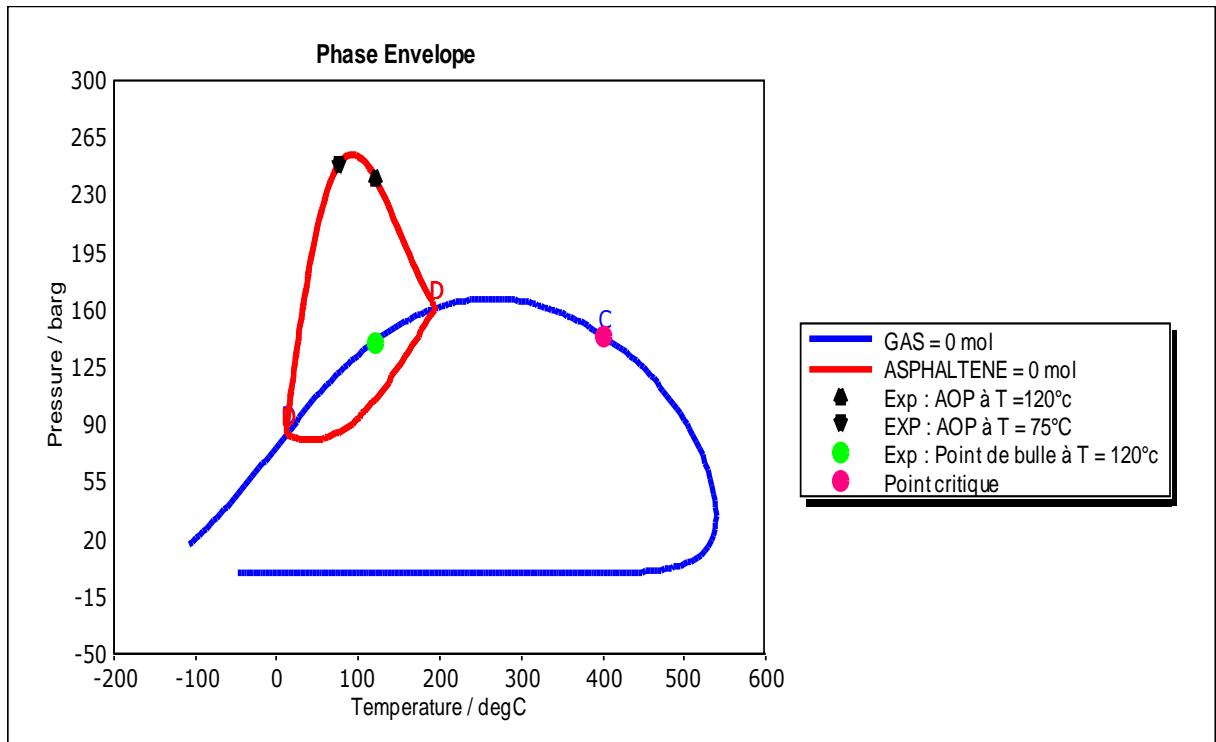


Fig. III.4 Diagramme de phase avec l'enveloppe de précipitation des asphaltènes (Résultats des expériences et de la modélisation de la déposition des Asphaltène).

Au cours de la déplétion isotherme le fluide du réservoir et tant que la pression n'atteint pas le seuil de pression de floculation P_{AOP} , l'asphaltène reste dans la phase liquide et il n'y a aucune floculation des asphaltènes. L'instabilité des asphaltènes a lieu lorsque la pression est comprise entre les points onset supérieur et le point de bulle. La substance comporte deux phases : huile asphaltènes. Entre le point de bulle et le point onset inférieur, nous avons trois phases : gaz / huile / asphaltènes.

Quand la pression de réservoir chute en dessous du point onset inférieur les particules d'asphaltènes sont ré-dissoutes complètement dans la phase liquide où le fluide est dans la zone diphasique (gas-oil).

La figure III.4 présente l'APE, pour le fluide de réservoir, les courbes du point de bulle et les pressions onset supérieures et inférieures en fonction de la température. Comme on peut le constater, il y a un bon accord entre les résultats calculés et ceux expérimentaux. L'huile est d'origine instable, probablement en raison de sa haute teneur initiale en composants légers, ce qui a un effet important sur la stabilité des asphaltènes.

Les asphaltènes sont des composés polaires qui sont stabilisées dans l'huile brute par la présence de résines. Quand l'huile est diluée par des hydrocarbures légers, la concentration de résines diminue et un point peut être atteint où les asphaltènes ne sont plus stabilisés. À

ce point, les particules d'asphaltènes commencent à croître en taille, et enfin ils flocculent et forment un dépôt.

Comme la résine, les stabilisants asphalténiques agissent avec mécanisme d'interactions polaires, leur effet devient plus faible lorsque la température augmente favorisant ainsi la floculation. En outre, une diminution de la densité du fluide est une autre raison de la précipitation des asphaltènes.

Lorsque la température est inférieure à 90 ° C, la densité de l'huile diminue et provoque la floculation d'asphaltènes (des particules d'asphaltènes) lorsque la température augmente, et au-dessus de cette température, le phénomène de ré-dissolution est plus fort. Selon la figure III.4, la température joue un rôle plus significatif de la pression on set supérieure à la pression on set inférieure. A des pressions plus élevées la non-idéalité de fluide est plus forte comparée à celle relative aux pressions inférieures. Elle est liée à l'interaction entre les molécules. À des pressions élevées, les molécules ont une mobilité plus faible, mais l'augmentation de la température modifie la mobilité significativement. Cependant, à basse pression la non-idéalité est faible et la mobilité de fluide est plus élevée, donc la température joue un rôle moins important. Pour cela, à des pressions et des températures plus élevées, le changement d'on set supérieur est plus important que dans l'on set inférieur.

L'enveloppe de dépôt d'asphaltènes est un outil efficace pour évaluer le potentiel et la sévérité des problèmes d'asphaltènes. L'ADE indique le chemin thermodynamique qui doit être respecté lors de la récupération d'huile du réservoir pour éviter ou minimiser les problèmes d'asphaltènes. Si possible, l'huile doit être maintenue à l'extérieur ou le plus loin possible du centre de l'ADE.

III. 5. Effet du gaz (hydrocarbure, N₂, CO₂)

Le modèle adopté est basé sur le test d'épuisement naturel. L'effet des différents gaz légers a été observé sur le début de la précipitation des asphaltènes. La possibilité de floculation d'asphaltène augmente lorsque les gaz légers sont exposés à l'huile au cours des procédés d'injection de gaz miscibles.

Les courbes de point de bulle et la limite de stabilité d'asphaltène augmente lorsque différentes compositions de méthane et N₂ sont ajoutés au fluide original, comme représenté sur les figures 5-6. Un comportement différent est observé lors de l'addition de CO₂. Comme représenté sur la figure 7, pour une quantité connue de CO₂ injecté, en dessous d'une

température de croisementspécifique, la stabilité des asphaltènes s'améliore (par exemple, à 10% en moles du gaz injecté, la température de croisement est d'environ 50°C).

Ce comportement peut être expliqué par le paramètre de solubilité du CO₂. A des températures inférieures au point de croisement, le paramètre de solubilité d'huile du réservoir est inférieur au paramètre de solubilité du CO₂, donc la probabilité de précipitation des asphaltènes dans l'huile originale est plus forte que l'asphaltène induit par le CO₂. Au-dessus de la température de croisement, la solubilité des asphaltènes diminue et la pression d'onset augmente à des températures plus élevées.

La pression de début du mélange augmente à n'importe quelle température quand le méthane et le N₂ sont ajoutés. C'est la raison pour laquelle les courbes à début supérieure de la figure 5 et 6 ont toujours des pentes positives. Ce comportement est complètement différent pour le CO₂. A des températures inférieures au point d'intersection, le CO₂ agit comme un inhibiteur et les courbes d'onset supérieures ont des pentes négatives ou nulles, tandis qu'à des températures supérieures à ce point, il agit comme un agent de précipitation d'asphaltène et donc les courbes d'onset supérieures montent.

Ce gaz peut se comporter comme un inhibiteur ou un précurseur de précipitation des asphaltènes, en fonction de la température du système à une pression fixe et composition d'huile vivante. Ce double effet n'est pas observé avec d'autres gaz tels que le méthane, N₂ qui élargissent toujours l'APE.

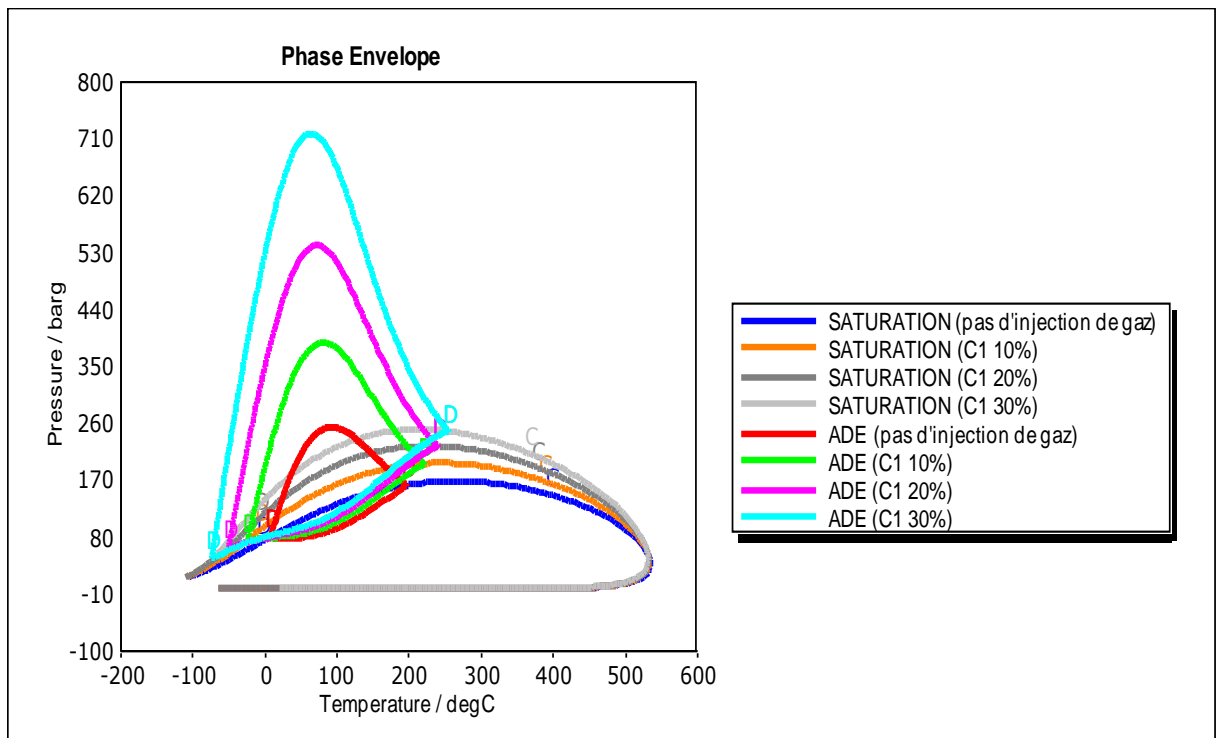


Fig. III.5 Effet d'injection du méthane sur l'APE.

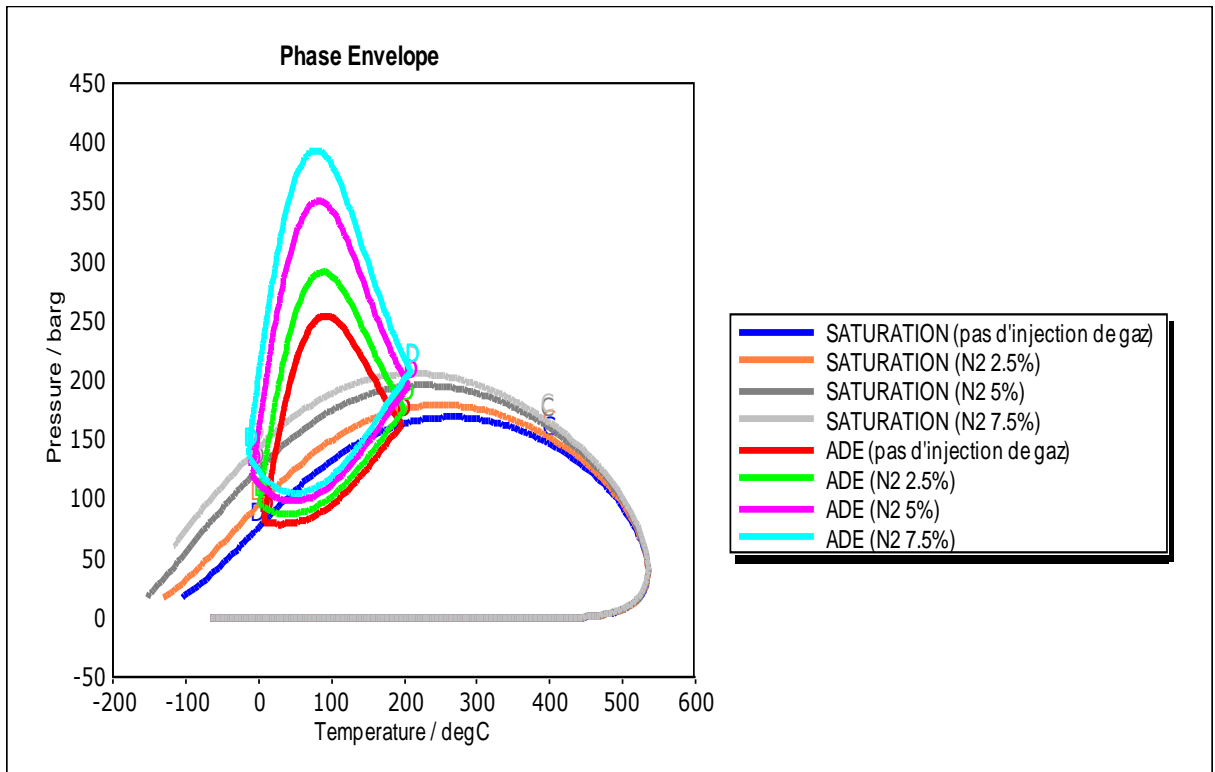


Fig. III.6 Effet d'injection du N2 sur l'APE.

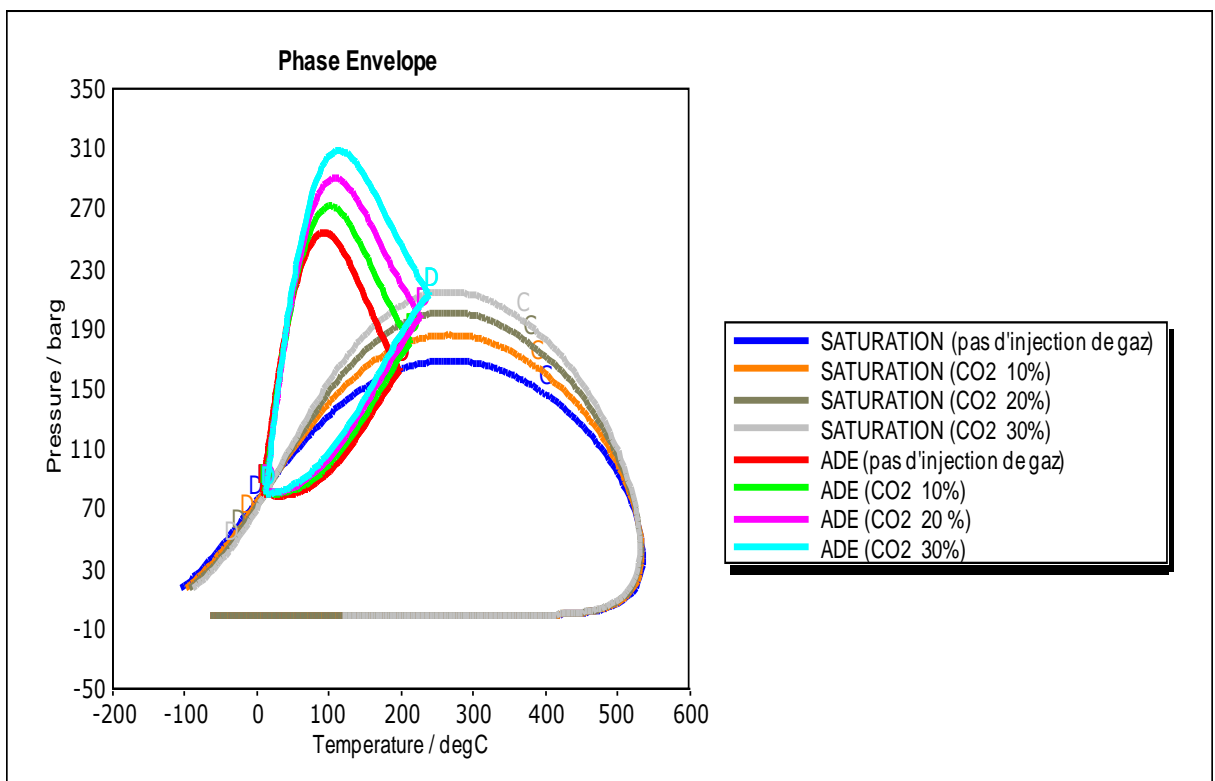


Fig. III.7 Effet d'injection du CO2 sur APE.

III.6. Historique des traitements de puits OMM33

Jusqu'à présent, le puits OMM33 pose le problème de dépôt d'asphaltènes. Il a subi plusieurs opérations de traitement par différents types de solvants fournis par les entreprises étrangères ou par le reformat. L'efficacité de ces produits est limitée dans le temps. L'historique de production de ce puits depuis 2016 et les différents traitements sont illustrés dans la figure III.8.

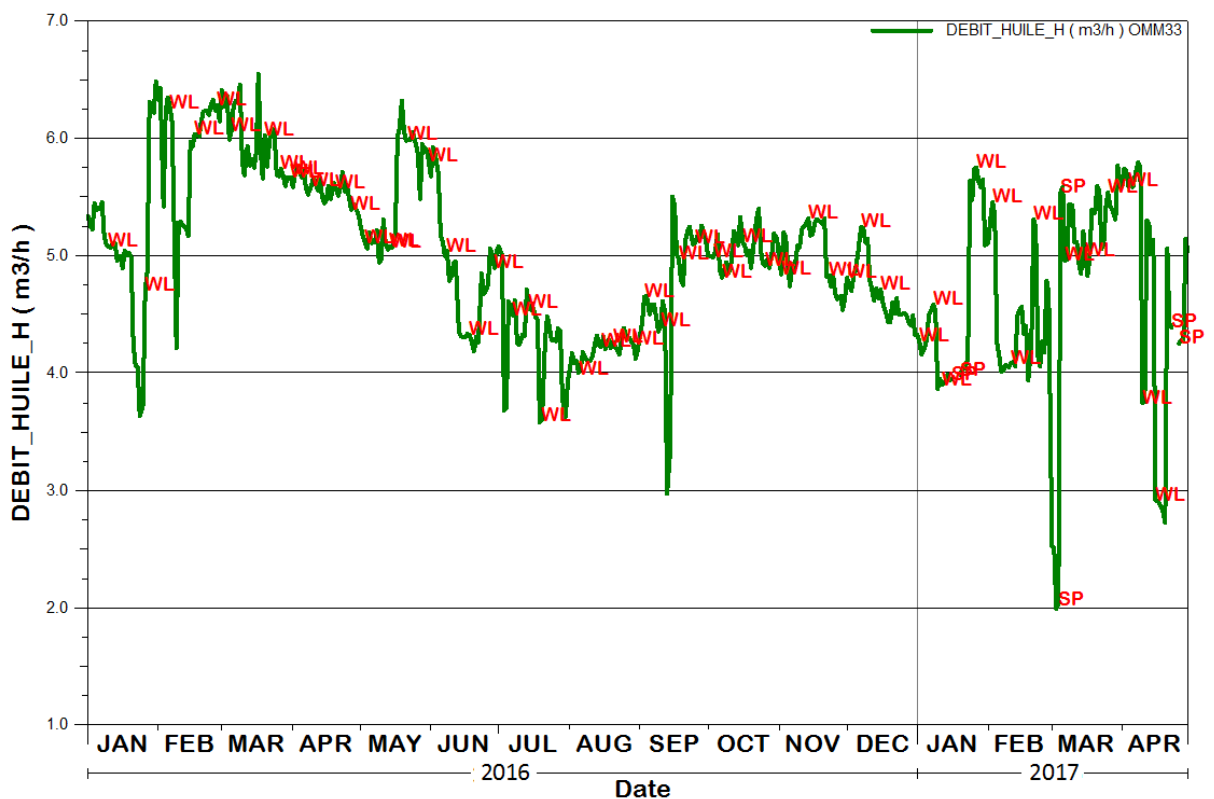


Fig. III.8 Historique des traitements de puits OMM33.

Le puits OMM33 produit avec un faible débit. En raison de cette situation et afin d'éviter l'endommagement ou le bouchage total de la formation avec les asphaltènes, il est fortement recommandé de stimuler le puits avec un solvant approprié.

III. 7. Collecte des Données

Le puits OMM33 est candidat pour l'étude du problème de dépôts d'asphaltènes. Plusieurs étapes sont accomplies afin d'identifier ce problème et mettre en évidence son effet sur la production, entre autres :

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

III. 7. 1-Résultat de jaugeage

A partir des résultats de jaugeage (Tableau III.5), nous constatons que le débit (mesuré) a chuté en atteignant la valeur 103,2 m³/J.

Tableau III.5 Résultats de Jaugeage du puits OMM33

Date de mesure	Ø Duse (mm)	Q Huile (m ³ /d)	Pression (Kg/cm ²)		T Huile (°c)
			Tête	Pipe	
Avant l'endommagement 21/04/2017	10	121.68	35	14.6	65
Pendant l'endommagement 27/04/2017	10	103.2	19	16	65

III. 7. 2- Résultat de TEST

Le but de ce test est de déterminer certains paramètres, notamment la pression du réservoir et le Skin, les résultats de **Build Up** sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau III.6 Résultat de Build Up du puits OMM33.

Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h) Q	I P	Skin	Duse Ø
		PG	PFD	PT				
BUILD UP	17/02/2017	380.3	255.4	27.5	8.03	0.0634	4.15	9.5

III. 7. 3- Analyse Nodale

Nous avons utilisé le logiciel PIPESIM™ pour simuler les performances de puits OMM33.

a)Analyse nodale avant traitement

Une analyse nodale est faite avant le traitement. A partir de cette analyse les résultats de la pression du fond et le débit sont indiqués dans la figure III.9.

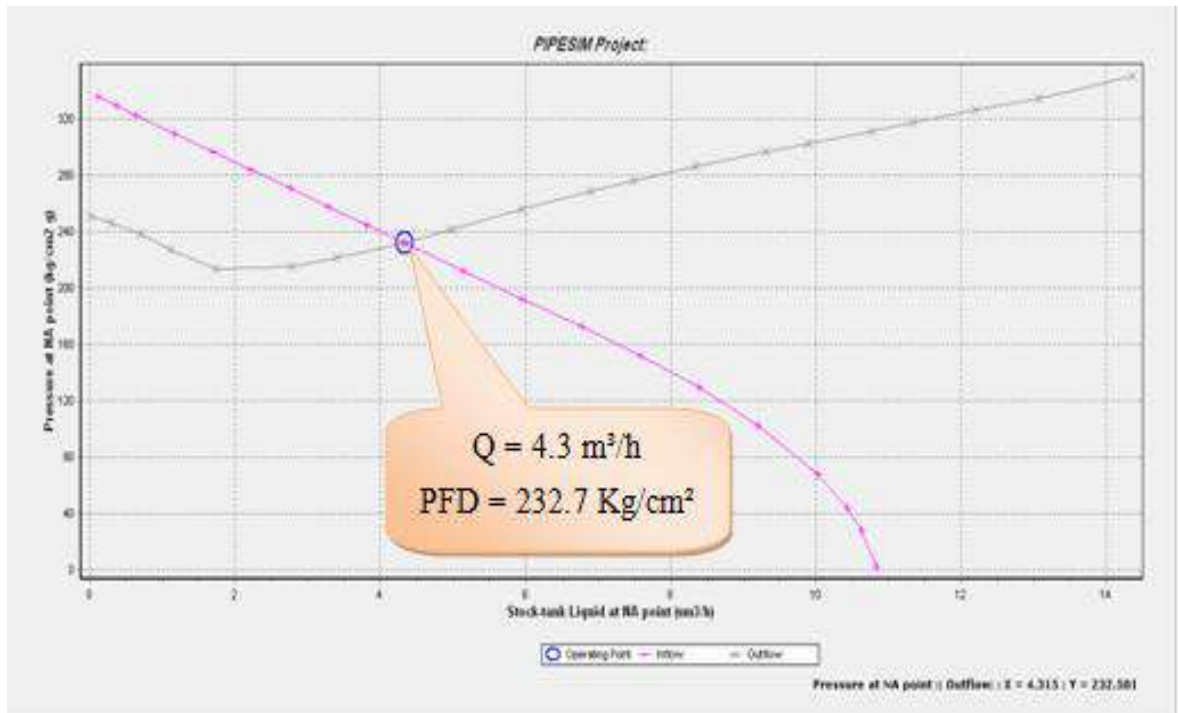


Fig. III.9Analyse Nodale™OMM33 avant traitement.

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

TableauIII.7 Point de fonctionnement du puits OMM33.

Les paramètres	Débit Q (m³/d)	PFD (Kg/cm²)
point de fonctionnement	103.3	232.7

A partir des données de puits OMM33 de la zone 1a, une Analyse Nodale™ est effectuée afin de déterminer le profil des puits (situation actuelle) et d'identifier la possibilité de déposition des asphaltènes en tenant compte des paramètres thermodynamiques de fond du puits.

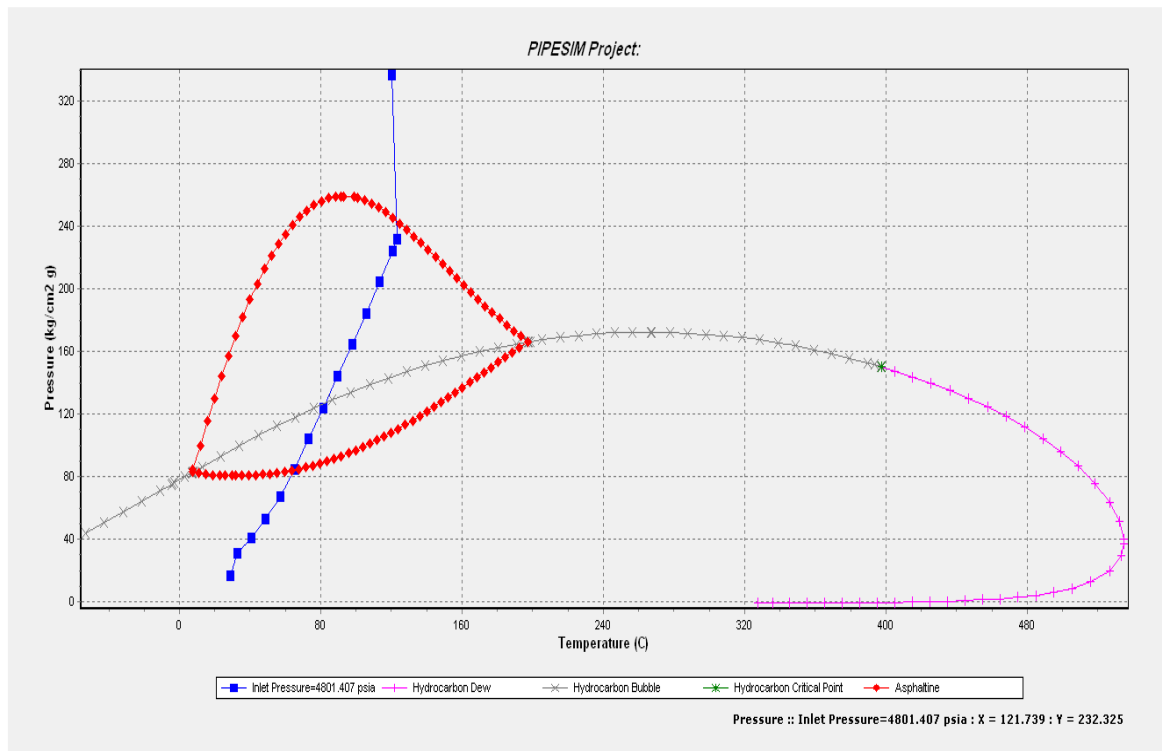


Fig. III.10 Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T en utilisant le modèle Multi flashTM avant traitement.

Comme illustré dans la figure III.10, le profil P / T (du réservoir jusqu'au séparateur) est pénétré dans la zone de risque de l'enveloppe de dépôt des asphaltènes. Ceci signifie qu'il y a un problème des dépôts d'asphaltènes dans le tubing et aux alentours du puits OMM33.

b) Analyse nodale après traitement

Une analyse nodale est faite après le traitement au reformat. A partir de cette analyse nous pouvons déterminer le débit et la pression de fond comme il a montré dans la fig.III.11:

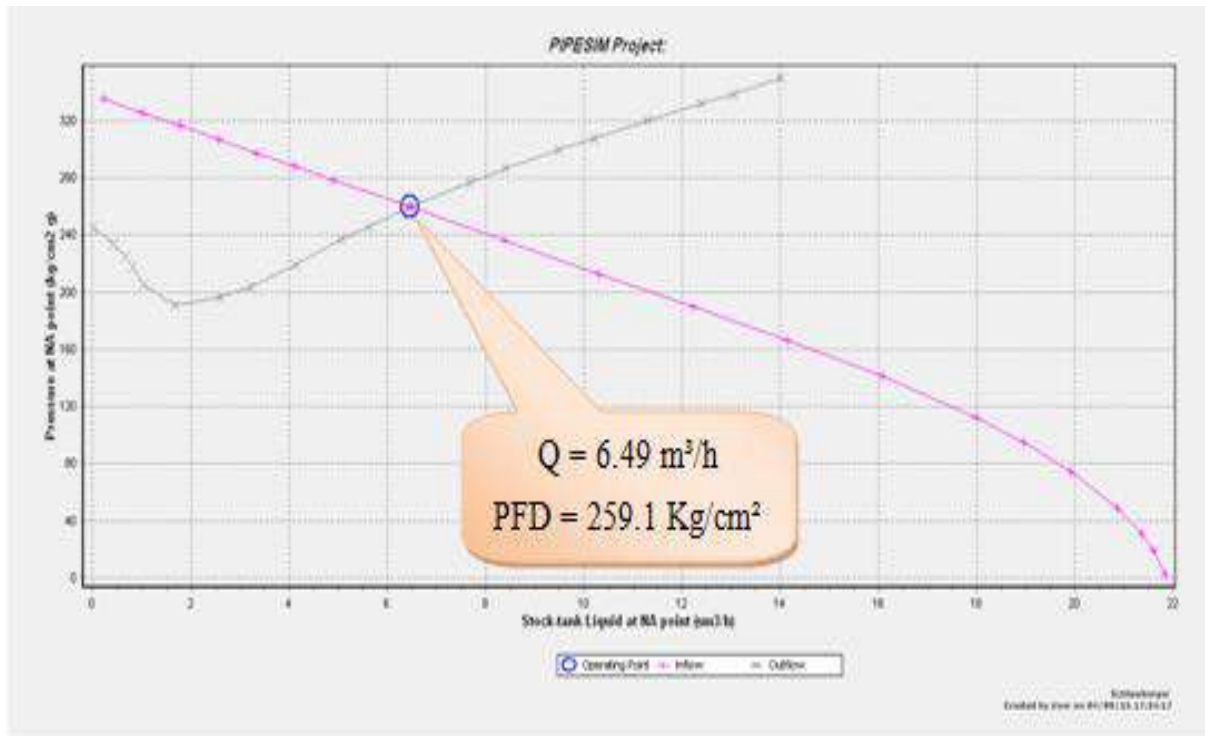


Fig. III.11 Analyse Nodale™OMM33 après traitement.

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

Tableau III.8 Point de fonctionnement puits OMM33.

Les paramètres	Débit Q (m³/d)	PFD (Kg/cm²)
point de fonctionnement	155.76	259.1

Le traitement du puits OMM33 par le reformat a permis d'améliorer la pression de fond ainsi que le débit. Une partie de l'efficacité de traitement est présentée dans le tableau III.9.

Tableau III.9 Paramètres de production avant et après traitement.

paramètres temps	Pression (bar)		Température (°c)		Débit Q (m³/d)
	Fond	Tête	Fond	Tête	
Avant le traitement	232.7	19	123	65	103.3
Après le traitement	259.1	34.3	123	65	155.76

Pour le puits OMM33, 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 importante de débit de 103.2 m³/J à 155.76 m³/J. Les résultats montrent une augmentation remarquable de la pression de fond à partir de 232.7 Kg/cm² à 259.1 Kg/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 vers la zone stable mais le risque de dépôt d'asphalte persiste dans le tubing de production. (Figure III.12).

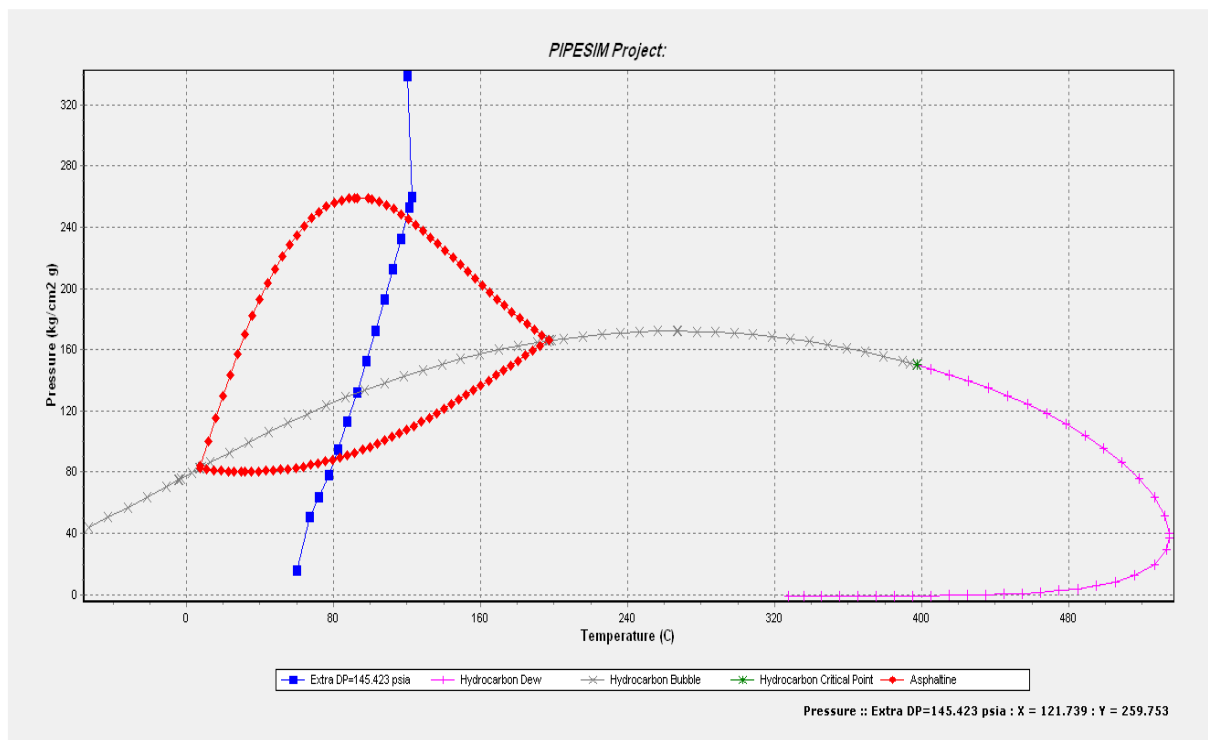


Fig. III.12 Zone de précipitation des asphaltènes avec le profile de P/T (le modèle Multi flash™) après traitement.

Afin de résoudre le problème de dépôts d'asphaltènes ou de le retarder, une autre solution est proposée pour maintenir la pression de fond élevée.

III.8. Effet de la duse

Nous pouvons utiliser une duse réglable pour contrôler la pression du fond. La figure III.13 montre l'effet de changement du diamètre de la duse. La PFD augmente avec la diminution du diamètre de duse. On peut donc appliquer cette technique afin d'augmenter la pression du fond.

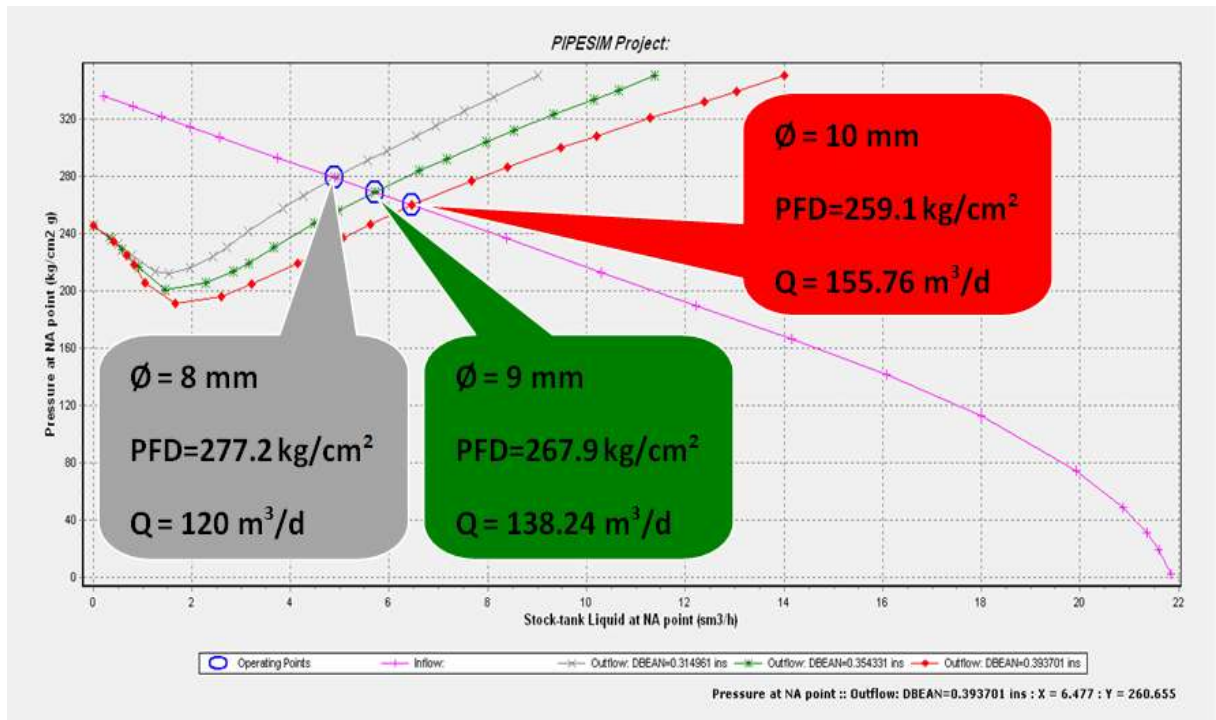


Fig. III.13 Effet du changement de diamètre de la duse.

Les différents résultats obtenus à partir de la figure III.13 sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau III.10 Influence de laduse sur le débit et la pression.

Couleur	Ø Duse (mm)	PFD (kg/cm ²)	Q (m ³ /d)
	10	259.1	155.76
	9	267.9	138.24
	8	277.28	120

Cette technique permet d’éviter le problème de déposition d’asphaltènes au fond de puits. Elle permet de diminuer l’ampleur et la sévérité de ce problème mais génère un manque à produire.

Le profil P/T du puits OMM33 obtenu après le changement du diamètre de la duse montre une amélioration en terme de pression de fond dynamique. Le point de fonctionnement a glissé encore vers la zone stable. (Figure III.14).

Autrement dit, le changement des conditions d'exploitation (diamètre de la duse) influe directement sur le profil de pression et de température dans le tubing. Ceci implique un grand changement du taux de précipitation selon la profondeur.

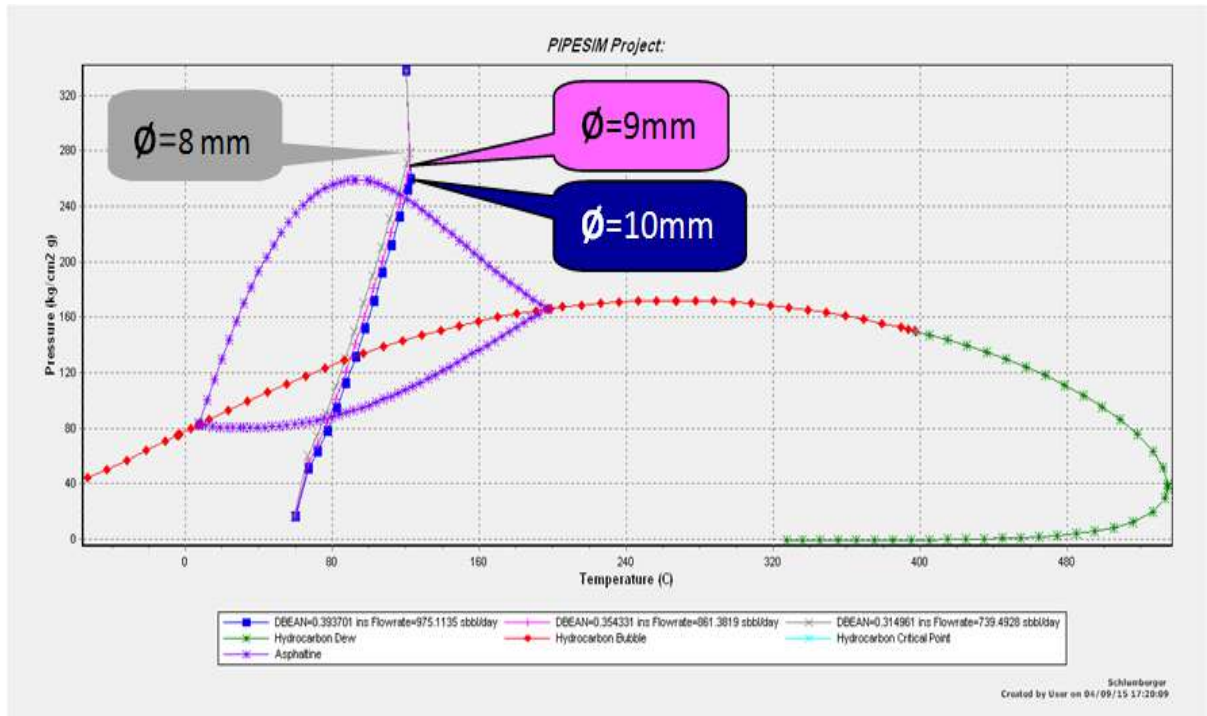


Fig. III.14 Zone de précipitation des asphaltènes et le profil P/T avec les changements du diamètre de la duse.

Pour éviter l'entrée du profil P/T (du réservoir au séparateur) dans l'enveloppe de risque de dépôt d'asphaltène, il faut augmenter la température du réservoir jusqu'au 240°C (solution pratiquement impossible) on adopte une autre solution qui est le changement de composition de fluide avec l'addition des inhibiteurs.

Conclusion

Nous avons étudié le problème des dépôts d'asphaltènes dans deux puits situés dans le champ de Hassi Messaoud (zone 1A).

En se basant sur l'analyse SARA et la composition de l'huile, l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes est construite en utilisant le logiciel PIPESIM™ (model MFL), ce qui nous a permis de déterminer les conditions thermodynamiques de dépôt.

Partant du réservoir jusqu'au séparateur, le profil pression/température simulé par le modèle PIPESIM™ montre que les zones de dépôt des puits étudiés se situent à l'intérieur de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes, qui est localisé principalement dans le tubing de production. Dans cette zone, l'accumulation des dépôts conduit à un colmatage de la formation et des perfos, ce qui réduit considérablement la productivité des puits.

L'injection de CO₂ provoque la précipitation des asphaltènes qui augmente lorsque la température est élevée mais en dessous d'un certain croisement, les asphaltènes sont plus stables. Par conséquent, le CO₂ peut se comporter comme un inhibiteur ou catalyseur de la précipitation des asphaltènes;

Bien que dans l'injection de N₂ et C₁, l'APE se dilate plus à l'injection N₂; Le CO₂ est un agent de précipitation fort à une température spécifique, qui conduit à une plus forte teneur en précipitations des asphaltènes.

Recommandations

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

- 1) Pompage continu de l'inhibiteur de dépôt des Asphaltène avec un tube capillaire tubing ou un concentrique 1''660 dans le tubing.
- 2) Utilisation d'une double complétion qui produit du même réservoir. L'huile est produite à partir d'un des deux tubings. Cette technique permet de nettoyer le tubing bouché sans que la production soit interrompue.
- 3) Circulation de l'huile chaude pour décoller les dépôts des parois du puits et dissoudre la partie paraffinée présente dans le dépôt colmaté aux parois de la conduite.
- 4) Utiliser la technique du pistonage pour le démarrage du puits au lieu de l'injection de l'azote pour éviter de provoquer la floculation des Asphaltène et l'apparition du dépôt dans l'huile.
- 5) Contrôler l'évolution des asphaltènes dans les puits.
- 6) Traiter l'eau d'injection.
- 7) Optimiser l'injection de gaz dans les zones asphalténique.
- 8) Optimiser le diamètre de la duse.



Références

- [1] DJIMTEMADJI Charles et BENAICHA Hani et Morsli Hamza (Mémoire de Fin d'Etudes) Université de Boumerdès 2008.
- [2] H, BOUNEFLA ; B, MIHOUBI ; << Acidification matricielle Programmation et Analyse (HBK)>>, mémoire fin d'étude université Kasdi Merbah 2008.
- [3] Cour de stimulation de réservoir Université Kasdi Merbah et Université de Boumerdès.
- [4] Szewczyk V, "Modélisation thermodynamique compositionnelle de la floculation des bruts asphalténiques" Technip, Paris (1997).
- [5] Bouhadda ,y.,Bendedouch, D.,Sheu,E.,and Krallafa,a.,Energy& Fuels.2000.
- [6] Malika BOUKHERISSA, "Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action", Docteur de l'Université Paul Verlaine – Metz.
- [7] Guille Veronique, "Etude de la structure des solutions d'asphaltènes et d'un résidu sous vide".
- [8] SIMULATION OF ASPHALTENE DEPOSITION IN PETROLEUM RESERVOIRS DURING PRIMARY OIL RECOVERY by SHAOJUN ZANG Norman OKLAHOMA 2000
- [9] P. Herzog, " Macrostructure des asphaltènes de pétrole, leur comportement en milieu naturel et en solution ", université pierre et marie curie. 1990.
- [10] Ahmed Tarek, "Equation of State and PVT analysis, "Applications for Improved Reservoir Modeling Gulf Publishing Company Houston, Texas.
- [11] Centre de Recherche et Développement (CRD), SONATRACH.
- [12] (Raport PVT Schlumberger puits OMM33, OMM652, année 2010).
- [13] Hideharu Yonebayashi, Inpex; Tsutomu Masuzawa and Chawki Dabbouk, Zarco; and Daisuke Urasaki, Inpex/Jodco.2011.Ready for Gas Injection: Asphaltene Risk Evaluation by Mathematical Modeling of Asphaltene-Precipitation Envelope (APE) With Integration of All Laboratory Deliverables

