

N° Série: ..... /2016

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures, énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers*

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**HARROUCHE Abdelhamid, BAKHOUYA Izzeddine,  
ABDALLAH Abdallah**

-THEME-

---

**Etude de la précipitation des asphaltènes dans la  
zone1 de Hassi Messaoud**

---

Soutenue le : 25 / 05 / 2016 devant la commission d'examen  
12h-14h

Jury:

<b>Président:</b>	M. GAREH Salim	MAA	
<b>Rapporteur:</b>	M. HAMZIOUI. Louanes	M CA	Univ. Ourgla
<b>Examineurs:</b>	M. MILOUDI. Mustapha	MAB	

**2015/2016**

## Remerciements

*Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés  
La volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.*

*Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur  
Mr. Hamzioui Louanes pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qui  
nous a apporté malgré ses occupations.*

*nous tenons à remercier Mr. Gareth Salim pour l'honneur qu'il nous a fait en  
acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Nous présentons également notre profonde reconnaissance à  
Mr. Miloudi Mustapha qui a accepté d'examiner notre travail.*

*Nous ne saurons oublier de remercier également tout le personnel de la  
direction Engineering et Production de Hassi Messaoud, OC TOUAT en  
particulier, Mr. Bakhouya Abderrahman, Mr. Hadjadj Foudil, Mr. Boulal  
Mebark, Mme. Belmir.*

*Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du  
département production qui ont contribué à notre formation.*

*Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles  
et nos amis de la FHC qui ont été nombreux  
à nous aider et à nous encourager.*

*Abdalah Izzeddine & Abdelhamid*

# Dédicace

*Je dédie ce modeste travail*

*A ma très chère Mère et mon très cher Père*

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

*Mes dédicaces s'adressent également à mes  
chers frères.*

*À toutes mes soeurs.*

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

*BAKHOUYA.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis*

*A tous les enseignants et toutes les  
enseignantes d'hydrocarbures*

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

*A tous mes camarades du FHC.*

*Izzeddine Bakhouya*

# Dédicace

*Ce travail est dédié particulièrement à mes  
Parents qui m'ont soutenu tout au long de ma  
vie scolaire et universitaire.*

*À mes très chers frères et mes très chères sœurs et  
ses petites familles.*

*À mes oncles et mes tantes*

*Et la famille HARROUCHE*

*À Tous mes amis*

*À tous ceux qui mon aider de près de loin pour la  
réalisation de ce Modeste travail.*

*À tous mes collègues de la promotion Master II  
Production  
et tous les autres sans exception.*

*HARROUCHE Abdelhamid*

# Dédicace

*Je dédie ce modeste travail à Avant tous  
À mes chers parents*

*Mes dédicaces s'adressent également  
À mes chers frères  
mes très chères sœurs  
et  
ma grande mère  
À mes oncles et mes tantes*

*Ainsi à tous les membres de ma famille  
et toute personne qui porte le nom ABDALLAH.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis*

*A tous ceux qui mon aider de près de loin pour la  
réalisation de ce Modest travail.*

*ABDALLAH Abdallah*

## ملخص

استغلال النفط يواجه صعوبات بسبب انسداد في المكمن و الأنايبب نتيجة تكون الإسفلت. لتجنب هذا الإشكال يبحث المستغلون عن تحديد الظروف التي تتشكل فيها هذه الترسبات. أنجز هذا العمل على المنطقة 1 بحقل حاسي مسعود, المنطقة التي تعاني من مشاكل كثيرة بسبب ترسب الإسفلت.

الهدف من هذا العمل هو دراسة شروط ترسب و استقرار الإسفلت, وإنشاء منحنيات تشكلها لتحديد مناطق آمنة من أجل السماح للمستغلين بالعمل خارج هذه الشروط. كما تم دراسة تأثير المذيبات على استقرار الإسفلت. تم الحصول على هذه المنحنيات باستخدام البرمجيات الرقمية (PVTsim, PIPEsim), بالاعتماد على النتائج المتحصل عليها تجريبيا عن طريق قياس ضغط تشكل الإسفلت لكل مستوى من مستويات درجة الحرارة. الكلمات الدالة: إسفلت, البترول الخام, دراسة المختبر, المذيب, المحاكاة.

## RESUME

L'exploitation du pétrole brut s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par les dépôts des asphaltènes. Pour éviter ce problème, les exploitants cherchent à déterminer les conditions aux quelles se forment ces dépôts.

Ce travail a été réalisé sur la zone 1 du champ de hassi messaoud, une zone qui a connu beaucoup de problèmes de formation des asphaltènes lesquels ont provoqué beaucoup d'accidents.

L'objectif de ce travail est d'étudier les conditions de précipitation et de stabilité des asphaltènes, et d'établir les courbes de précipitation des asphaltènes qui déterminent les zones de sécurité permettant aux exploitants de travailler en dehors de ces conditions. Aussi, il a été étudié l'influence des dissolvants sur la stabilité des asphaltènes.

Ces courbes ont été obtenues numériquement à l'aide des logiciels commerciaux (PVTsim et PIPEsim), en utilisant les résultats expérimentaux de la pression de formation des asphaltènes pour chaque palier de température.

**Mots clés : Asphaltène, Pétrole Brut, Etude Laboratoire, Dissolvant, Simulation.**

## ABSTRACT

The exploitation of crude oil has encountered difficulties due to plugging of pipelines by asphalt deposits (plugs formation). To avoid this problem, operators seek to determine the conditions which form these plugs.

This work has been done on the zone 1 of hassi messaoud field, a field that has many problems of asphaltening formation which have caused many accidents.

The objective of this work is to study the conditions of formation and stability of petrol and to establish the curves of asphalt precipitation, determining the safety zones to allow operators to work outside these conditions. Also it was studied the influence of dissolvent on the formation and stability of asphaltening.

These curves were obtained numerically using commercial software (PVTsim and PIPEsim). Using experimentally result by measuring asphaltening formation presser for each level of temperature.

**Keywords: Asphalt, Petrol, Laboratory Study, dissolvent, Simulation**

# Sommaire

SOMMAIRE.....	I
LISTE DES FIGURE .....	Iii
LISTE DES TABLEAUX .....	V
NOMENCLATURE.....	v i
INTRODUCTION GENERALE.....	01
<b>CHAPITRE I: Généralités sur les endommagements dans le champ de Hassi Messaoud</b>	
I.1- Introduction.....	03
I.2- Généralité sur le champ HMD.....	03
I.2.1- Situation géographique .....	03
I.2.2- Caractéristique des fluides.....	04
I.2.3- Les zone du champ de Hassi Messaoud.....	04
I.3- Types et Analyse des Endommagements dans le Champ HMD.....	05
I.4- Détection des Endommagements.....	07
<b>CHAPITRE II: GENERALITE SUR LES ASPHALTENES</b>	
II.1- Généralités sur le pétrole brut .....	10
II.2- Définition, Composition et Structure des Asphaltènes .....	11
II.3- Caractérisation des Asphaltènes .....	13
II.4- Conditions de floculation et de déposition des Asphaltènes.....	13
II.5- Problèmes des Asphaltènes .....	16
II.6- Enveloppe de Précipitation des Asphaltènes.....	17
II.7- Traitement des Problèmes de déposition des Asphaltènes.....	18
<b>CHAPITRE III :Etude de simulation de problème dans champ Hassi Messaoud</b>	
III.1- Introduction.....	22
III.2- Condition de précipitation des Asphaltènes de brut HMD.....	22

- Mesures de laboratoire .....	23
- Prédiction des Conditions de Formation des Asphaltènes.....	24
III.3- Évaluation de l'écart entre l'expérimental et la simulation.....	27
III.4- Traitement des Asphaltènes du brut de Hassi Messaoud.....	28
<b>CHAPITRE IV : ETUDE DU CAS PUIITS OMM33</b>	
IV.1- Introduction.....	30
IV.2- Historique du puits OMM33.....	30
IV.3- Problème du puits OMM33.....	30
IV.4- Étude du puits OMM33.....	30
IV.5- Prédiction de dépôt des Asphaltènes du puits OMM33.....	40
IV.6- Solution propose.....	41
CONCLUSION.....	46
REFERENCES	
BIBLIOGRAPHIQUES.....	
ANNEXE.....	



# LISTE DES FIGURES

<b>Figure I.1</b> Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	03
<b>Figure I.2</b> Les zones du champ de Hassi Messaoud .....	04
<b>Figure I.3</b> Type d'endommagement sur le champ de HMD.....	07
<b>Figure I.4</b> Position des différents nouds.....	09
<b>Figure II.1</b> Les différentes fractions du pétrole (SARA).....	10
<b>Figure II.2</b> Schéma d'un dépôt d'asphaltène.....	11
<b>Figure II.3</b> Composition des asphaltènes .....	11
<b>Figure II.4</b> Structure des Asphaltènes selon le Modèle de Yen .....	12
<b>Figure II.5</b> Phénomène de floculation d'asphaltènes .....	15
<b>Figure II.6</b> Dépôt d'asphaltène dans une roche réservoir.....	16
<b>Figure II.7</b> Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production.....	17
<b>Figure II.8</b> Dépôt d'asphaltène dans le réseau de collecte.....	17
<b>Figure II.9</b> Diagramme de phase avec zone de précipitation des asphaltènes.....	17
<b>Figure II.10</b> Schéma de la circulation de l'huile chaude dans le puits.....	21
<b>Figure III.1</b> Schéma représentatif des différentes étapes d'établissement des courbes P – T de formation des Asphaltènes de brut.....	23
<b>Figure III.2</b> Courbe P–T de précipitation des asphaltènes de gaz brut obtenue par PVTsim ‘‘Puits OMM33’’ .....	24
<b>Figure III.3</b> Courbe P–T de précipitation des asphaltènes obtenue par PVTsim ‘‘Puits MDZ615’’ .....	25
<b>Figure III.4</b> Courbe P–T de précipitation des asphaltènes obtenue par PVTsim ‘‘Puits OMM652’’.....	26
<b>Figure III.5</b> Histogramme de l'efficacité du traitement.....	28
<b>Figure IV.1</b> Analyse Nodale avant le traitement.....	34
<b>Figure IV.2</b> Enveloppe des dépôts d'asphaltènes avant le traitement.....	35
<b>Figure IV.3</b> Historique de Traitement du Puits OMM33.....	35
<b>Figure IV.4</b> Analyse Nodale après le traitement.....	37
<b>Figure IV.5</b> Enveloppe des dépôts d'asphaltènes après le traitement.....	38

<b>Figure IV.6</b> Prédiction de dépôt d'asphaltene puits OMM33.....	40
<b>Figure IV.7</b> Influence du diamètre de la Duse sur BHP.....	41
<b>Figure IV.8</b> Influence du diamètre de la Duse sur les dépôts des asphaltènes.....	42
<b>Figure IV.9</b> Analyse Nodale (complétion chemisage).....	43
<b>Figure IV.10</b> Influence du diamètre de la duse sur BHP et Qh (complétion chemisage)	44
<b>Figure IV.11</b> Analyse Nodale (complétion Avec CCE).....	45

# LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau II-1</b> Analyse élémentaire des asphaltènes du brut de Hassi Messaoud .....	12
<b>Tableau III-1</b> Conditions de précipitation des Asphaltènes mesuré au laboratoire des puits étudiés.....	23
<b>Tableau III-2</b> T - P de précipitation des Asphaltènes dans le gaz brut de puits ‘‘OMM33’’ obtenue par PVTsim.....	24
<b>Tableau III-3</b> T - P de précipitation des Asphaltène dans le gaz brut de puits ‘‘MDZ615’’obtenue par PVTsim.....	25
<b>Tableau III-4</b> T - P de précipitation des Asphaltènes dans le gaz brut de puits ‘‘OMM652’’obtenue par PVTsim.....	26
<b>Tableau III-5</b> Ecart entre l’expérimental et la simulation .....	27
<b>Tableau III-6</b> Quantité des Asphaltènes calculé du puits étudié .....	28
<b>Tableau III-7</b> : La composition du Reformat .....	29
<b>Tableau IV-1</b> Résultats des tests de Jaugeage .....	31
<b>Tableau IV-2</b> Résultats des tests de Build up .....	31
<b>Tableau IV-3</b> données des équipements du puits OMM33.....	32
<b>Tableau IV-4</b> Erreur moyenne des corrélations utilisées.....	33
<b>Tableau IV-5</b> Paramètres de production avant le traitement .....	34
<b>Tableau IV-6</b> Paramètres de production après le traitement .....	37
<b>Tableau IV-7</b> Coût technique de l’opération du traitement avec le Reformat.....	39
<b>Tableau IV-8</b> dernier test PFD (puits OMM33).....	40
<b>Tableau IV-9</b> Influence du diamètre de la duse sur les paramètres de production .....	42
<b>Tableau IV-10</b> Influence du diamètre de la duse sur BHP et Qh (complétion chemisage)	44

## NOMENCLATURE

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

## ABREVIATIONS

<b>ADE</b>	Enveloppe de dépôt d'asphaltène
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>Asp</b>	Asphaltène
<b>BETX</b>	Benzène, éthyle benzène, toluène, xylène
<b>BHP</b>	Bottom hole pressure
<b>CCE</b>	Concentrique
<b>CRD</b>	Centre de Recherche et de développement
<b>HMD</b>	Hassi Messaoud
<b>IPR</b>	Inflow performance relationship
<b>POT</b>	Pay Out time
<b>SARA</b>	Saturé, Aromatique, Résine, Asphaltène

# INTRODUCTION GENERALE

## INTRODUCTION GENERALE

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

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

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

Dans l'objectif de mettre les conditions de production, de transport et de traitement de brut de ce champs en dehors de la zone de formation et de stabilité d'asphaltène, Sonatrach et ses partenaires cherchent à réaliser une étude pour déterminer les conditions de formation et la stabilité d'asphaltène de brut et aussi de savoir l'influence des différents solvants sur la stabilité des asphaltènes formés.

Donc, les principaux objectifs de ce travail sont résumés comme suit ;

- ✓ Améliorer les connaissances sur les asphaltènes de brut, leurs structures et les différentes solutions possibles pour la prévention de leur formation ;
- ✓ Déterminer les conditions de formation des asphaltènes dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud ;
- ✓ Etudier l'influence des dissolvants aromatiques sur la stabilité des asphaltènes formés.
- ✓ Proposer des solutions préventives et économiques contre les dépôts des asphaltènes.

# CHAPITRE I

## Généralités sur les endommagements champ de Hassi Messaoud



## I.1- Introduction

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

Cette partie d'étude a pour but d'identifier et d'analyser les différents endommagements dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud.

## I.2- Généralité sur le champ de Hassi Messaoud

### I.2.1- Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850Km au Sud-Est d'Alger. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km<sup>2</sup>, il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

- Sa localisation en coordonnées géographiques est la suivante ;
  - Au nord par la latitude 32°15.
  - Au sud par la latitude 31°30.
  - A l'ouest par la longitude 5°40.
  - A l'est par la longitude 6°35.
- En coordonnées Lambert ;
  - X= 790.000 à 840.000 Est.
  - Y= 110.000 à 150.000 Nord.

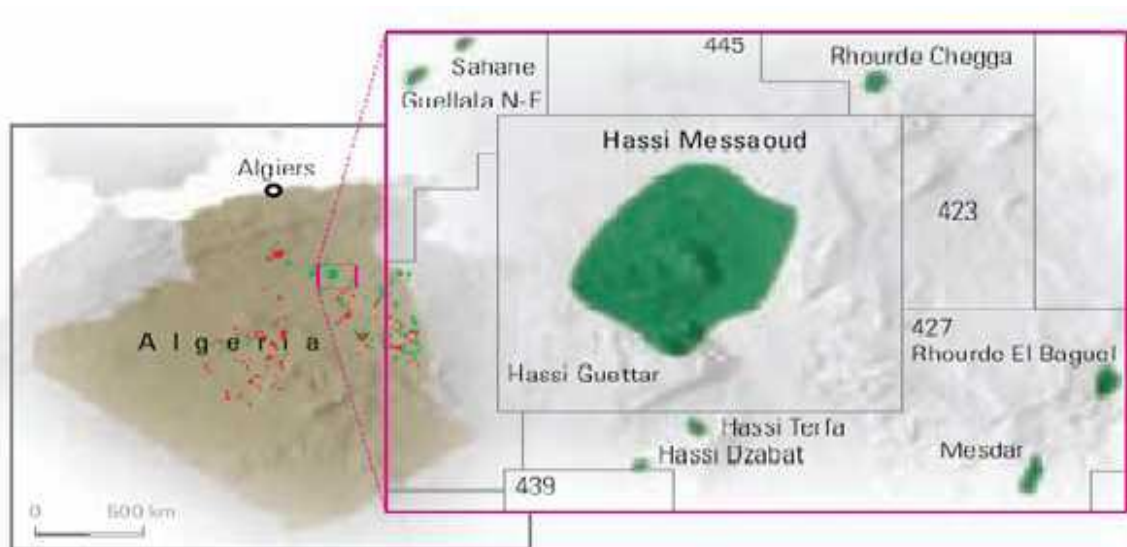


Fig I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

### I.2.2- Zonation du Champ de Hassi-Messaoud

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices [1].

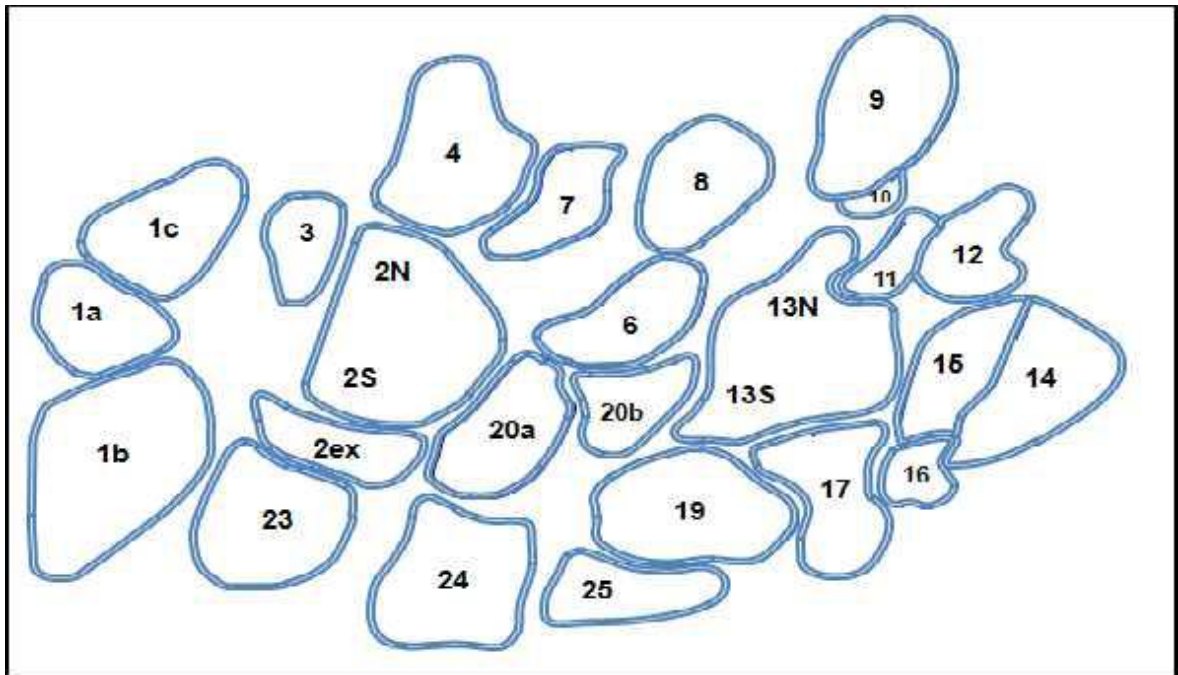


Fig I.2 : Les Zones du Champ de Hassi Messaoud.

### I.3- Types d'endommagement à Hassi Messaoud

Dans le champ de Hassi Messaoud, on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, injection des solvants, ou bouchon d'eau. Les endommagements les plus fréquents à Hassi Messaoud sont ;

#### I.3.1- Endommagements dû à la Formation

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. Parmi lesquels nous citerons ;

- ✚ Dépôts de Sel

Le sel, a été dès le début de la mise en exploitation du champ de Hassi Messaoud 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 (NaCl). Malgré l'injection continue de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter provoquant ainsi la fermeture totale des puits.

#### **Dépôts des Sulfates**

C'est le problème le plus rencontré dans le champ de Hassi Messaoud. Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

#### **Dépôts de Matières Organiques (Asphaltènes)**

Le dépôt d'asphaltène est un problème courant dans le champ de Hassi Messaoud. L'endommagement causé par le dépôt d'asphaltènes est un problème difficile et sévère, pas facile de l'enlever par une opération simple. Ces dépôts causent le colmatage des canalisations de transport et la perte de capacité du réservoir qui diminuent les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante.

#### **Migration des fines**

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité [2].

### **I.3.2- Endommagement dû aux Opérations de Workover et de Snubbing**

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, Work-Over et par fois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère ;

#### **Le Colmatage des Perforations**

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

#### **Filtrat du Fluide de Forage (Invasion par la boue)**

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.

#### **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 Emulsions**

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



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

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle.

Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser.

### **I.3.3- Endommagement dû à l'eau d'injection**

L'injection d'eau dans le champ de Hassi Messaoud est très nécessaire soit pour le maintien de pression 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.

L'organigramme suivant représente les types d'endommagements les plus rencontrés à Hassi Messaoud.

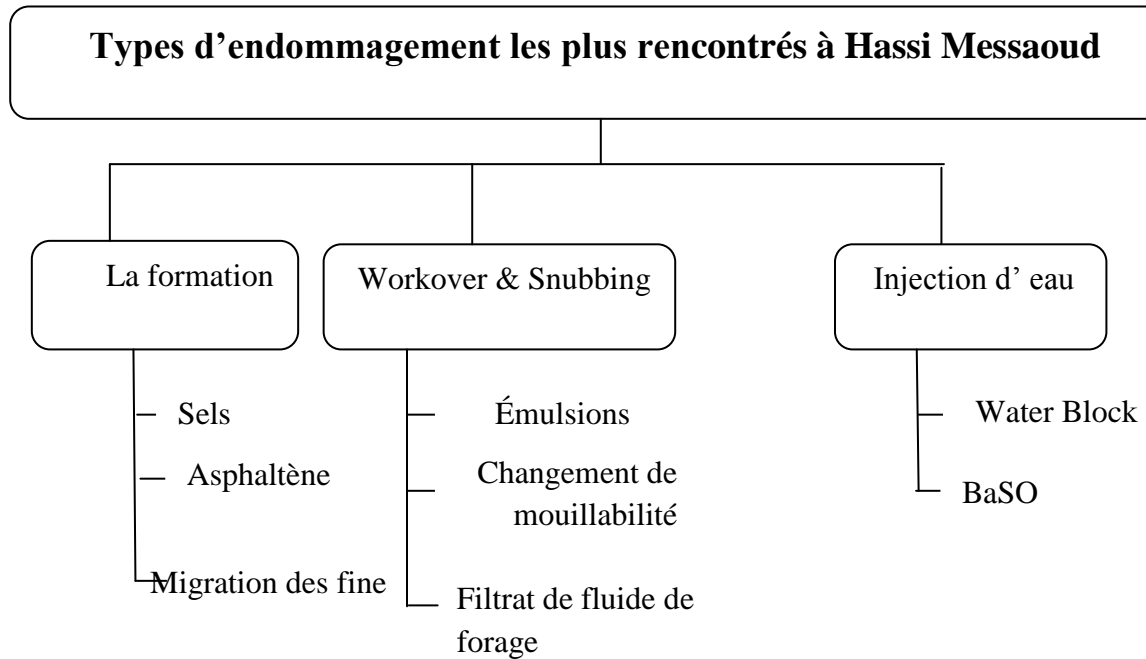


Fig I.3 : Type d'endommagement sur le Champ de HMD.

#### I.4- Détection des Endommagements

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

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

**I.4.2- Essais de puits :** Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une restriction à la production des réservoirs existe.

**I.4.3- Historique complet des puits :** L'historique d'un puits est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes des quelques d'endommagement.

**I.4.4- Analyse du système de production :** L'Analyse nodale est une méthode utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et de prévoir le débit. Cette méthode peut être

employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz [3].

### ❖ Procédure, objectif et application de l'analyse nodale

L'approche de l'analyse du système, ou l'Analyse Nodale a été appliquée pour analyser la performance des systèmes formés des composants ayant une interaction mutuelle.

La procédure consiste à sélectionner un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud, les nœuds les plus utilisés sont montrés dans figure I.4.

Tous les composants sont soit en amont du nœud (inflow), soit en aval (outflow).

### ✚ Procédure de l'analyse nodale

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

### ✚ Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- Sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gaz lift) et optimiser cette méthode.
- Vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- Permettre à la gestion de l'opérateur et personnels des ingénieurs de reconnaître rapidement de chemins d'augmenter des taux de la production.

### ✚ Application de l'analyse nodale

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement



# CHAPITRE II

## Généralité sur les Asphaltènes



## II.1 Généralités sur le Pétrole Brut

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

### Composition Chimique des bruts Pétroliers

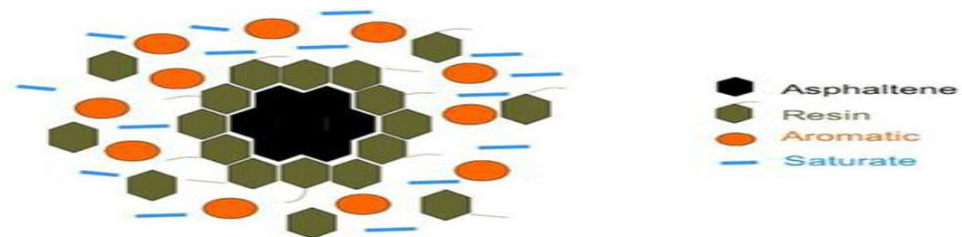
Les différentes méthodes d'analyses telles que l'analyse SARA, L'analyse élémentaire, et la séparation chromatographique ont permis de déterminer la composition chimique des bruts pétroliers. Les pétroliers proposent de classer les bruts en fonction de la proportion des différentes familles: **Saturés**, **Aromatiques**, **Résines** et **Asphaltènes** ainsi que de leur teneur en soufre.

- Hydrocarbures saturés : sont des composés apolaires (n-alcanes, iso-alcanes, cycloalcanes);

- Composés aromatiques : (hydrocarbures mono- et poly-aromatiques, naphthéno-aromatiques et composés thiophéniques). Ce sont des composés qui sont physiquement et chimiquement très différents des paraffines et des naphthènes. Ils contiennent un ou plusieurs noyaux similaires à ceux du benzène.

- Résines et asphaltènes : constitués de molécules polycycliques à haut poids moléculaire, contenant de l'azote, du soufre et de l'oxygène. Les 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.

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 [5].



**Fig II.1** : Les différentes fractions du Pétrole (SARA)

## 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 constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans les paraffines à bas poids moléculaire (n-heptane, n-pentane) mais solubles dans certains solvants aromatiques comme le toluène et le benzène [5].



Fig II.2 : Schéma d'un dépôt d'asphaltène.

### II.2.2- Composition des Asphaltènes

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

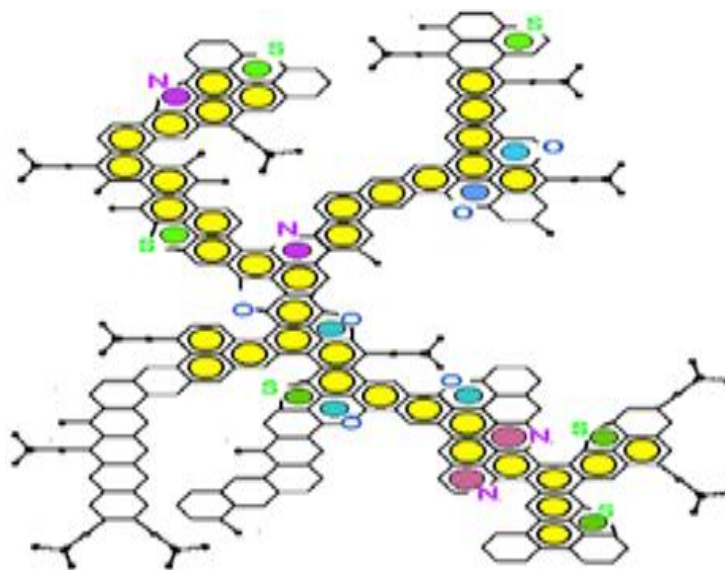


Fig II.3 : Composition des Asphaltènes.

Tableau II.1 Analyse élémentaire des asphaltènes du brut de Hassi Messaoud

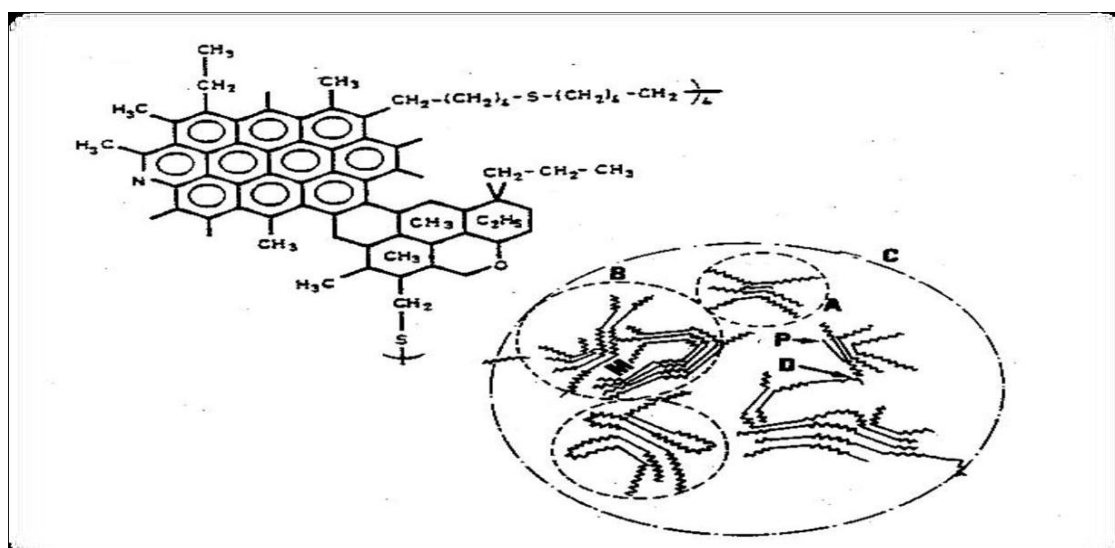
Compositions Élémentaires	Teneurs(%)
C	83.82
H	7.4
N	0.44
O	7.85
S	0.49
H/C	1.05

### II.2.3- Structure des Asphaltène

○ **Modèle de YEN**

L'un des modèles les plus acceptés par la communauté internationale est celui de l'équipe de T.F YEN qui a proposé un modèle constitué de 4 niveaux :

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



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

Fig II.4 : Structure des Asphaltènes selon le Modèle de Yen.

### II.3- Caractérisation des Asphaltènes

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

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

- Densité de 0,8 à 0.835 (°API: 37,9 à 45,3).
- Fraction d'asphaltènes dans l'huile: 0,08 à 0,2 %
- Poids moléculaire moyen des asphaltènes ; 840 à 4900. Ces analyses montrent une augmentation de la teneur en asphaltènes des puits de HMD, de l'Est vers l'Ouest.

### II.4- Conditions de Flocculation et de Déposition des Asphaltènes

Le mécanisme de flocculation et précipitation d'asphaltènes est très complexe et dépend de plusieurs facteurs. Dans l'ordre de plus grande influence, on pourrait citer : l'évolution des paramètres thermodynamiques (surtout la pression) et la composition d'huile ; la vitesse de filtration de l'huile dans la matrice ; les injections de CO<sub>2</sub> et d'eau ; les venues d'eaux et l'acidification matricielle.

#### II.4.1- Les Paramètre Thermodynamiques et la Composition de l'huile

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

##### a) La Pression

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

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

Les effets de pression sur la précipitation des asphaltènes ont été expliqués qualitativement par les changements de la puissance des solvants dispersants avec la pression. Une augmentation de pression affecte la densité du liquide à condition qu'il n'ait aucun changement de la composition de l'huile. Ainsi, à température constante et à composition constante en huile, une augmentation de pression améliore la solubilité des asphaltènes [7].

### **b) La Température**

Lors de la récupération primaire du pétrole, la température du réservoir reste presque constante. Par conséquent, la température n'est pas aussi étudiée avec soin comme la pression. Seuls quelques chercheurs ont étudié l'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes. . Speight déclare que la précipitation des asphaltènes augmente avec la température, alors que l'équipe d'Anderson ont apporté un effet inverse. En effet, lors de la précipitation à l'aide du propane, la quantité de précipité peut s'accroître au fur et à mesure que la température augmente. Cependant pour les composés précipitant n-alcanes avec un nombre d'atomes de carbones au dessus de 5, la quantité d'asphaltènes précipités diminue avec l'augmentation de la température. Les fractions précipitées à des températures diverses peuvent être différentes en raison de la variation du paramètres de solubilité et du processus de diffusion des molécules du solvant précipitant avec la température.

### **c) 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.

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.



### II.4.3- 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.

### II.4.4- 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.

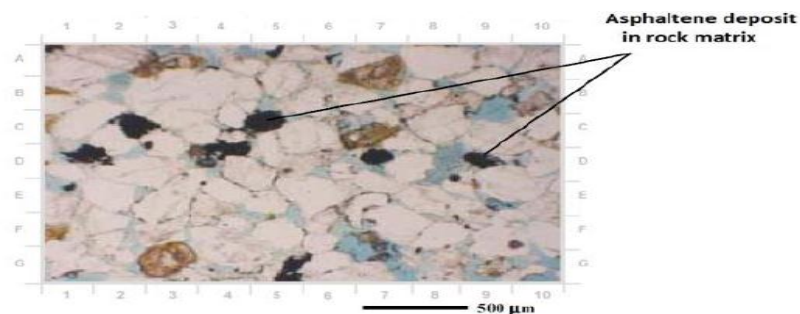
### II.4.5- L'acidification matricielle

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 appelés (Sludge) [8].

## II.5- Problèmes des Asphaltènes

La formation de dépôt asphalténique constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. Ces dépôts causent le colmatage des canalisations de transport et la perte de capacité du réservoir qui diminuent les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante.

**II.5.1- 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 a une baisse de productivité du gisement et, dans le cas le plus grave elle peut être la cause de fermeture de puits.



**Fig II.6 :** Dépôt d'Asphaltène dans une roche réservoir.



**II.5.2- Dans le tubing et les installations de surface :** ces dépôts sont la cause de perte de charge qui réduit la section de passage du fluide et le débit de production.



**Fig II.7 :** Dépôt d'Asphaltène dans les Tubings de Production.

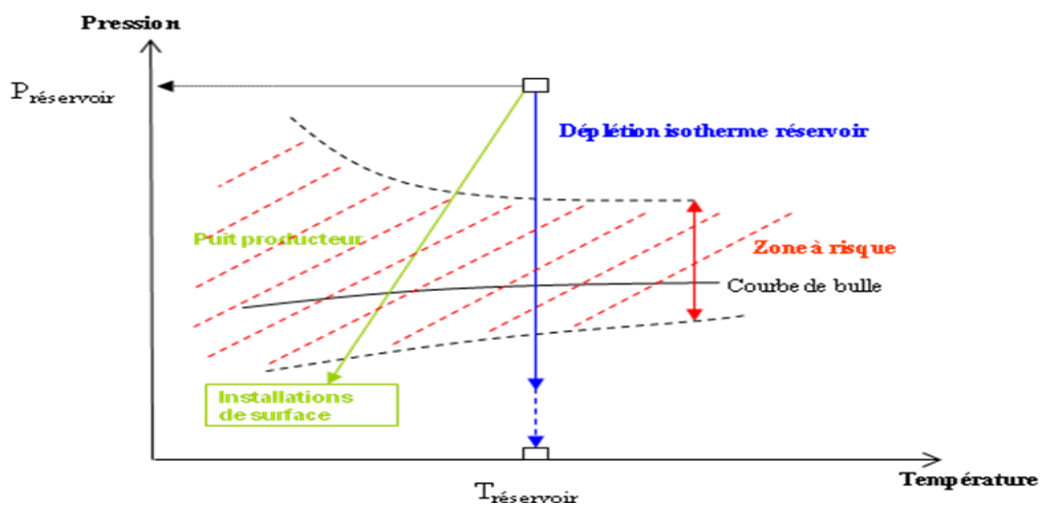


**Fig II.8 :** Dépôt d'Asphaltène dans le réseau de collecte.

### II.6- Enveloppe de Précipitation des Asphaltènes

La zone de l'enveloppe de précipitation des asphaltène (zone en rouge figure II.9) délimite la zone de stabilité du brut vis-à-vis des Asphaltènes avec le changement de pression et de température. Pour des valeurs de pression et température de réservoir données, la déplétion primaire baisse la pression.

Lorsque la pression atteint la limite supérieur de l'enveloppe qui est appelée aussi seuil de floculation, les asphaltènes commencent à précipiter. Plus la pression diminue, plus la quantité de dépôt est importante jusqu'à la pression de saturation. Si la pression continue à baisser au-dessous du point de bulle, la libération de gaz se fera de plus en plus et la quantité de dépôt est réduite. Lorsque la limite inférieure de l'enveloppe est atteinte, le dépôt d'asphaltène commence à disparaître [9].



**Fig II.9 :** Diagramme de phase avec Zone de Précipitation des Asphaltènes.



## II.7- Traitement des Problèmes de Déposition des Asphaltènes

### 1) 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. Notant que l'injection de gaz est un peu délicate à cause de l'effet du gaz sur la précipitation des Asphaltènes, les quantités de gaz doivent être bien contrôlées [10].

### 2) Au niveau des Perforations et des abords du Puits

#### a) 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 [10].

#### b) 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 [11].

#### c) Squeeze avec un inhibiteur de dépôt dans la formation

Une nouvelle technique a été développée par la société **Nalco Energy Services** durant ces dernières années. Elle consiste à injecter l'inhibiteur de dépôts d'asphaltène dans l'huile pendant qu'il est dans la formation par une opération de squeeze. Avant que la floculation commence. Les tests sur puits déjà effectués montrent que le squeeze de l'inhibiteur seul dans la formation n'est qu'une solution de courte durée. Lorsque l'huile est produite, l'inhibiteur est entraîné par l'écoulement [12].

Parmi les excellents solvants : 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 leur utilisation est dangereuse. Il est toxique, explosif avec un point d'inflammabilité de  $-22^{\circ}\text{F}$  ( $-30^{\circ}\text{C}$ ) et de température d'auto-inflammation  $212^{\circ}\text{F}$  ( $100^{\circ}\text{C}$ ).

#### 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 et économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits avec des bons résultats après le traitement. Mais leur utilisation est très dangereux (point d'inflammabilité  $-5^{\circ}\text{C}$ ) [13].

### **3) Au niveau du tubing**

#### **a) Modification de la Complétion**

Durant le déplacement de l'huile du réservoir vers la surface, le fluide passe toujours par l'intervalle de pression de floculation des asphaltènes. Si l'huile est instable (favorise la déposition des asphaltènes) et la quantité d'asphaltène dans le brut est importante, la déposition se produit dans le tubing. 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 (faible pression du réservoir), dans le cas où la déposition se produit dans le tubing, une modification de la complétion est envisagée pour réduire le taux de déposition [14].

## b) Méthode Mécanique

Les méthodes mécaniques pour le traitement des dépôts d'asphaltènes peuvent être utilisées fréquemment et périodiquement pour gratter les parois des tubings, les lignes de collecte et les pipes. Les dépôts des asphaltènes peuvent être parfois très difficiles à enlever contrairement aux dépôts de paraffines. Les opérations les plus utilisées sont ; [11]

### ➤ Wireline Cutting (ou Travail au Câble)

C'est une méthode mécanique très efficace pour enlever les dépôts colmatés sur les tubings à l'intérieur des puits lorsque l'accès est possible (c'est-à-dire absence de bouchons durs qui bloquent le passage), on utilise des outils spéciaux qu'on fait descendre à l'intérieur à l'aide d'un câble métallique rigide où l'outil est vissé à la tête du câble.

Au fur et à mesure que l'outil descend, il gratte les parois du tubing. Les formes des outils sont différentes selon la nature des dépôts.

### ➤ Coiled Tubing

Comme le wireline cutting, le coiled tubing peut être utilisé pour enlever les dépôts des asphaltènes collés aux parois des tubings à l'intérieur des puits. Le principe de l'opération consiste à introduire un tube de diamètre 2 pouces (5 cm) dans le tubing et à injecter un fluide ou solvant sous pression. La tête du tube possède des orifices et elle peut tourner et éjecter le fluide sous pression en même temps. Sous l'effet de la pression le dépôt se décolle de la paroi [11].

## c) Circulation d'huile chaude

La circulation d'huile chaude dans le tubing réduit la quantité de dépôt colmatée sur les parois. 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 [14].

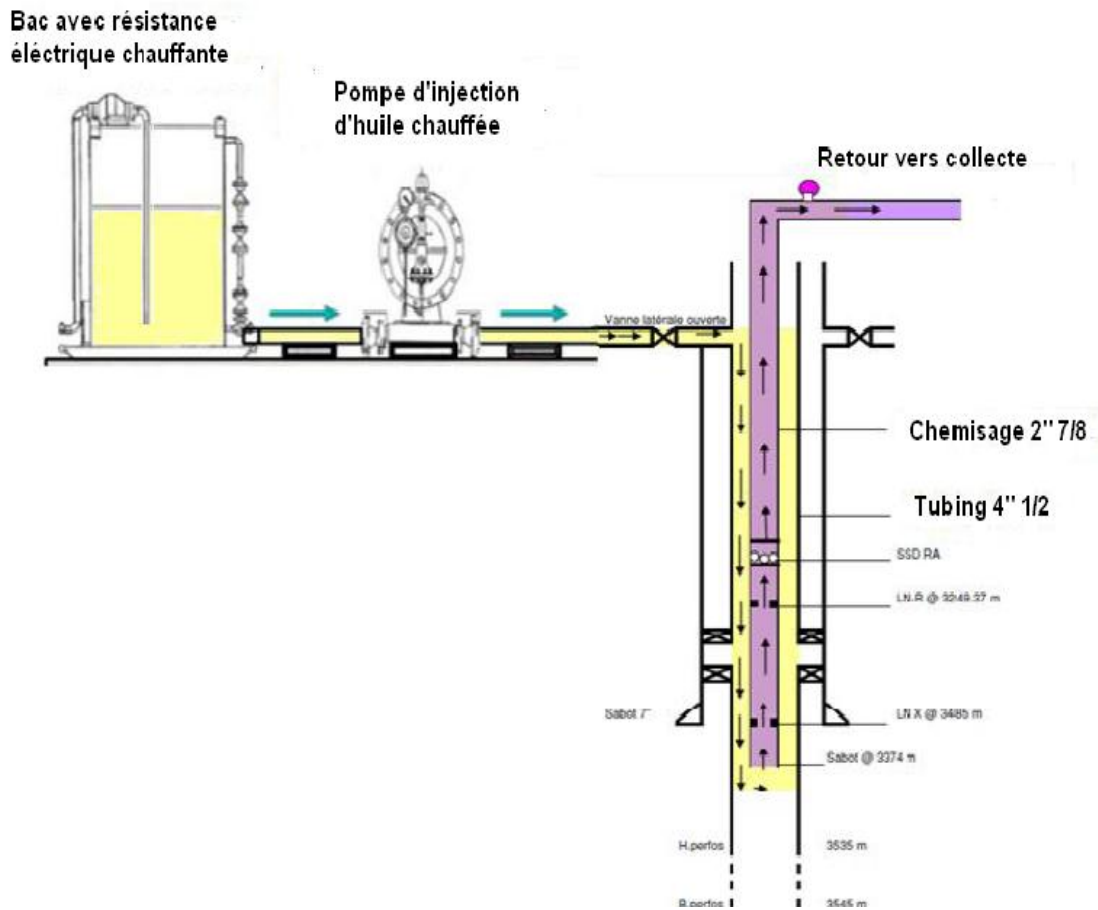


Fig II.10 : Schéma de la circulation de l'huile chaude dans le puits.

**d) 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) [11].

## CHAPITRE III

# Etude de simulation le problème Asphaltènes dans Hassi Messaoud

### III.1- Introduction

Le champ de Hassi-Messaoud, particulièrement la zone 1 de celui-ci, connaît le problème de dépôts des asphaltènes. Cette zone, découpée en trois parties (1a, 1b et 1c) est située à la périphérie ouest du champ. Le but de ce chapitre est d'aborder les points suivants ;

- ✚ Étudier les conditions de précipitation des asphaltènes dans le gaz brut dans la zone 1 (courbe P – T de formation des asphaltènes de gaz brut) ;
- ✚ Étudier l'influence de l'utilisation des différents solvants sur la dissolution des asphaltènes ;

Les courbes P – T de formation des asphaltènes ont été construites afin de définir les zones de sécurité (absence d'asphaltène), et les zones de formation et stabilité des asphaltènes pour le brut étudié.

### III.2- Conditions de précipitation des asphaltènes de brut Hassi Messaoud

A partir des données expérimentales de certains puits de la zone 1. Utilisant les modèles des asphaltènes existés dans le PVTsim, il est possible de simuler et prévoir les conditions de formation des asphaltènes dans les mélanges de gaz et de pétrole. Ce logiciel peut aussi estimer la quantité d'asphaltène formée.

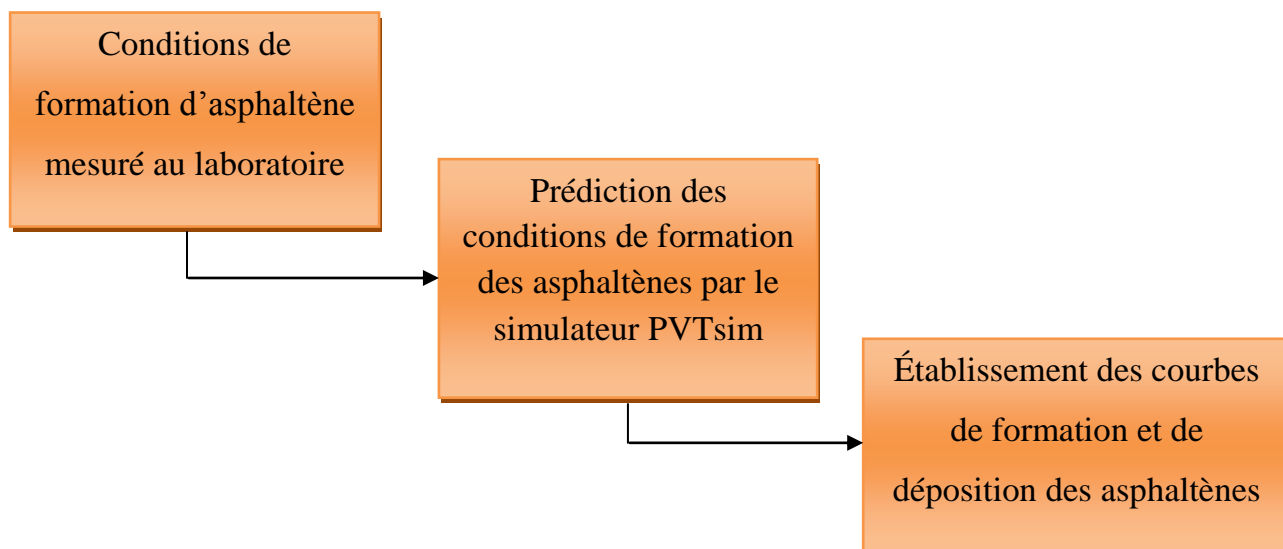
Le logiciel PVTsim est un outil de calcul utilisé pour modéliser les propriétés volumétriques des fluides pétroliers à l'aide d'une expression mathématique ;

$$F(P, V, T) = 0.$$

Pour exécuter ces calculs, le logiciel PVTsim nécessite les données suivantes ;

- ✓  $P_{OAP}$  (pressure at Onset of Asphaltène Précipitation) ;
- ✓ Certains paramètres thermodynamique telle-que ( $T_R$ ,  $P_b$ ) ;
- ✓ La composition de mélange à étudier ;
- ✓ La quantité d'asphaltènes dans l'huile, souvent déterminés à partir l'analyse SARA ;

Dans notre étude, nous avons utilisé l'équation d'état Soave-Redlich-Kwong « SRK » car c'est le modèle le plus utilisé aux laboratoires PVT et il reproduit avec les résultats expérimentaux plus que les autres modèles.



**Fig III.1 :** Schéma représentatif des différentes étapes d'établissement des courbes P – T de formation des asphaltènes de brut.

**a) Mesures de laboratoire**

Dans cette étude, Les tests de précipitation des asphaltènes ont été réalisés sur 3 puits dans le laboratoire PVT (Schlumberger). Les résultats des tests sont résumés dans le tableau suivant ;

*Tableau III.1 : Conditions de précipitation des Asphaltènes mesurés au laboratoire des puits étudiés.*

Puits	Zone	T <sub>f</sub> (°C)	P <sub>b</sub> (kg/cm <sup>2</sup> )	Asphaltène Weight (%)	P <sub>OAP</sub>	
					T (°C)	P (kg/cm <sup>2</sup> )
MDZ615	1B	117.4	149	< 0.05	120	182.7
					75	189
					35	228.7
OMM-33	1A	120	143	0.11	120	246.1
					75	253.1
					35	260.1
OMM-652	1C	114	137.7	< 0.05	120	200
					75	210
					35	270

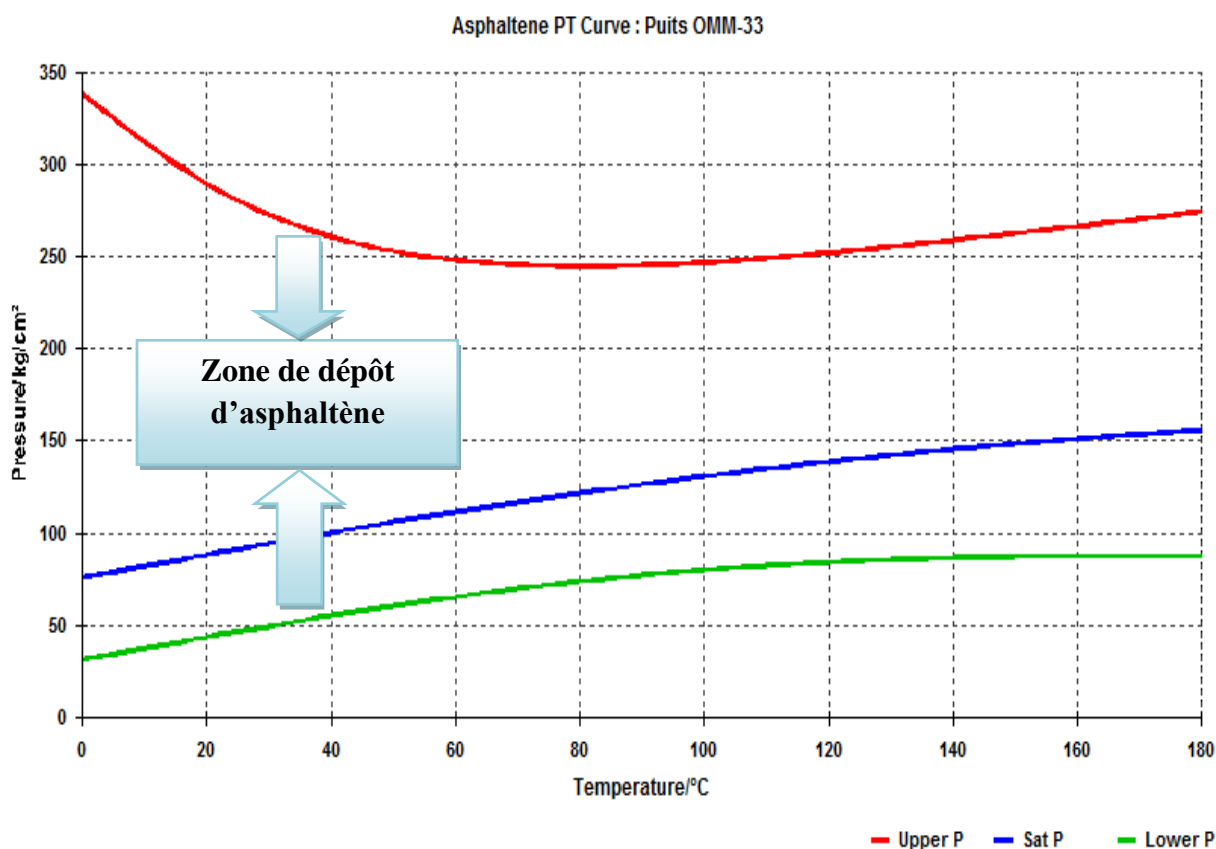
**b) Prédiction des Conditions de Formation des Asphaltènes**

❖ **PUITS OMM-33**

La simulation des conditions de formation des asphaltènes du puits **OMM33** nous a donné les résultats suivants ;

*Tableau III.2 : T – P de précipitation des asphaltènes dans le gaz brut de puits ‘‘OMM33’’ obtenue par PVTsim.*

Température \ Pression	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
<b>Upper P (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	339.9	286.03	258.5	246.5	243.6	246.2	251.9	259.3	267.3	275.26
<b>Sat P (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	77.22	90.21	102.6	114.2	124.9	134.4	142.9	150.2	165.2	161.19
<b>Lower P (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	32.50	45.57	57.96	68.88	77.91	84.77	89.67	92.73	94.24	94.55



**Fig III.2 :** Courbe P–T de précipitation des asphaltènes obtenue par PVTsim.

‘‘ Puits OMM-33’’



❖ PUITES MDZ 615

La simulation des conditions de formation des asphaltènes du puits MDZ615 nous a donné les résultats suivants ;

Tableau III.3 : T – P de précipitation des asphaltènes dans le gaz brut de puits ‘MDZ615’ obtenue par PVTsim

Température / Pression	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Upper P (kg/cm <sup>2</sup> )	362.4	269.8	220.5	195.4	184.5	182.03	184.5	189.8	196.4	203.54
Sat P (kg/cm <sup>2</sup> )	80	94.08	107.5	120.1	131.6	141.8	150.8	158.5	164.9	170.07
Lower P (kg/cm <sup>2</sup> )	34.08	53.38	73.09	91.64	107.9	121.4	131.8	139.5	144.5	147.39

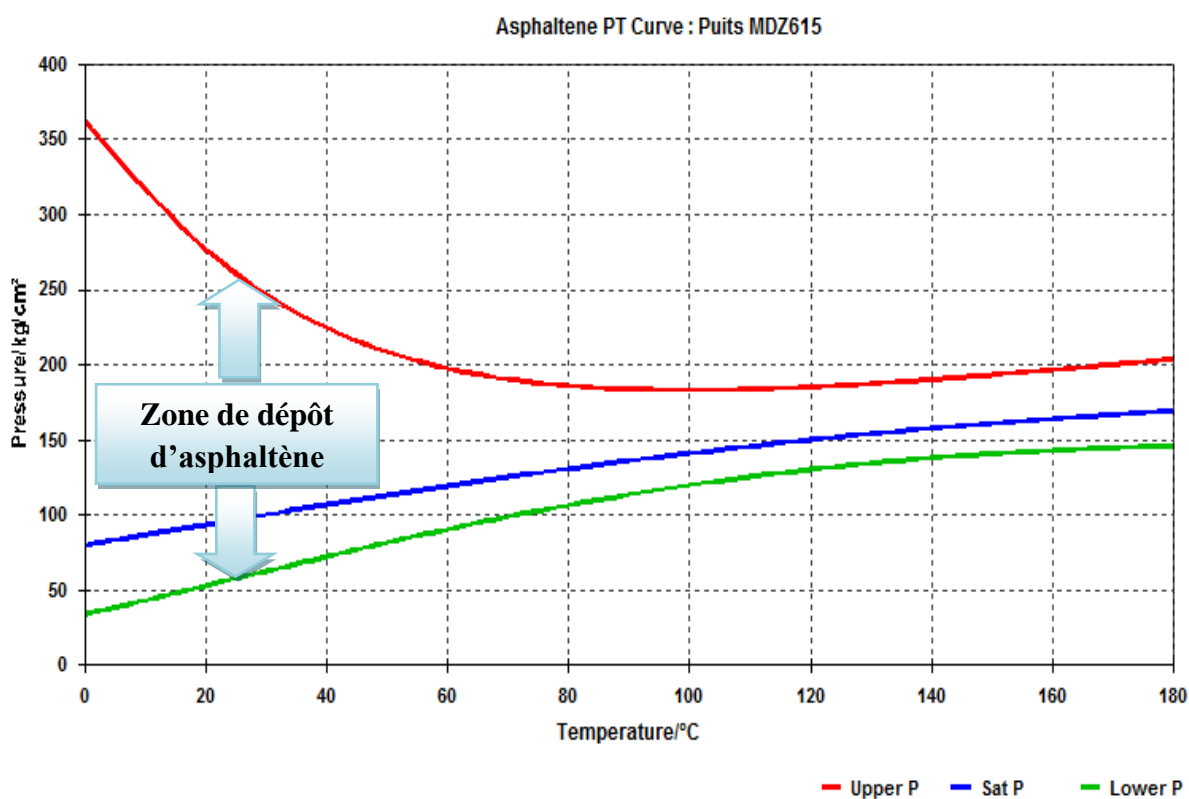


Fig III.3 : Courbe P–T de précipitation des asphaltènes obtenue par PVTsim ‘ Puits MDZ615’.

❖ PUITES OMM652

La simulation des conditions de formation des asphaltènes du puits OMM652 nous a donné les résultats suivants ;

Tableau III.4 : T – P de précipitation des asphaltènes dans le gaz brut de puits ‘‘OMM-652’’ obtenue par PVTsim.

Température / Pression	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Upper P (kg/cm <sup>2</sup> )	431.5	319.3	257.6	224.18	207.3	200.5	199.7	202.5	207.4	213.09
Sat P (kg/cm <sup>2</sup> )	75.81	88.6	100.8	112.2	122.6	131.9	140	147	152.8	157.4
Lower P (kg/cm <sup>2</sup> )	23.10	39.52	56.59	72.79	87.13	98.9	108	114.5	118.7	121.08

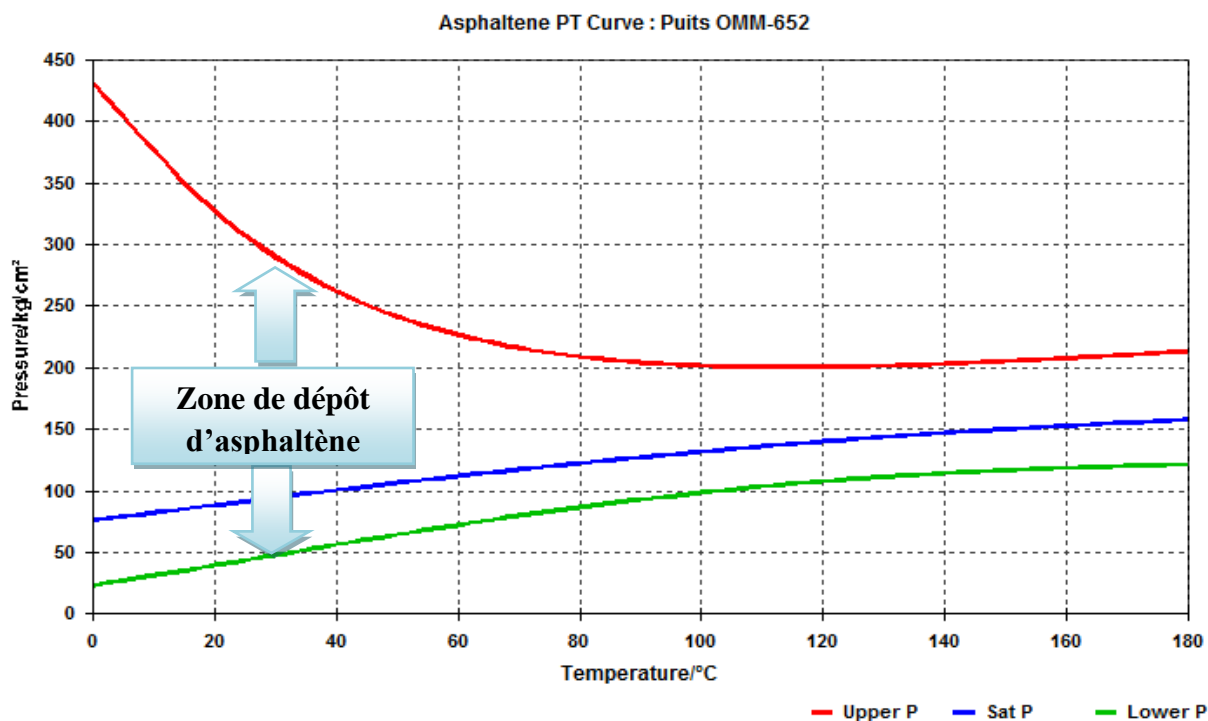


Fig III.4- Courbe P–T de précipitation des asphaltènes obtenue par PVTsim Puits OMM652.

D'après les résultats obtenus nous constatons que les trois puits se situent dans la zone de formation des asphaltènes (zones de formation et déposition d'asphaltène),<sup>2</sup> ce qui signifie qu'il y a un problème des dépôts des asphaltènes dans ces puits étudiés.

### III.3- Évaluation de l'écart entre l'expérimental et la simulation

Nous avons utilisé le logiciel PVTsim pour illustrer les écarts entre les valeurs expérimental et celles de la simulation. Cet écart est défini comme suit :

$$E (\%) = \left| \frac{e_{\text{exp}} - e_{\text{cal}}}{e_{\text{exp}}} \right| \times 100$$

Le tableau ci – dessous montre les résultats de ce calcul;

*Tableau III.5 : Écart entre l'expérimental et la simulation*

Température (°C)			120	75	35
Puits MDZ615	Onset Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Valeur expérimental	182.70	189.00	228.70
		Valeur simulation	184.52	186.27	230.02
		Écart (%)	1.0	1.44	0.6
Puits OMM33	Onset Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Valeur expérimental	246.10	253.10	260.10
		Valeur simulation	251.93	243.74	263.68
		Écart (%)	2.4	3.7	1.37
Puits OMM652	Onset Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Valeur expérimental	200	210	270
		Valeur simulation	199.79	210.29	269.82
		Écart (%)	0.1	0.14	0.66

D'après le **Tableau III.5**, nous constatons que les écarts de pressions du début de formation des asphaltènes entre les résultats de simulation par rapport aux résultats expérimentaux varient entre 0.1% et 3.7% .Ce sont des écarts acceptables.

Dans cette étude, une comparaison a été faite entre la quantité des asphaltènes calculée et celle de l'expérimentale, les résultats sont les suivants ;

Tableau III.6 : quantité des asphaltène calculée de puits étudié.

Puits	Exp (%)	Cal (%)
MDZ615	< 0.05	0.02
OMM-33	0.11	0.11
OMM-652	< 0.05	0.042

### III.4- Traitement des Asphaltènes du Brut de Hassi Messaoud

Différents solvants fournis par plusieurs compagnies sont utilisés pour la dispersion et la dissolution des asphaltènes. En se basant sur les tests de laboratoire effectués sur 3 échantillons (Traitement de la roche réservoir endommagée par les différents mélange de solvants et détermination du gain de perméabilité) à différents rapports, il a donné les résultats suivants ;

- Gain moyen au Reformat = 54.86%
- Gain moyen au Reformat/Xylène 75/25 = 58.66%
- Gain moyen au Reformat/Xylène 85/15 = 58.06%
- Gain moyen au Reformat/Xylène 95/5 = 55.13%
- Gain moyen au Xylène seul = 32%

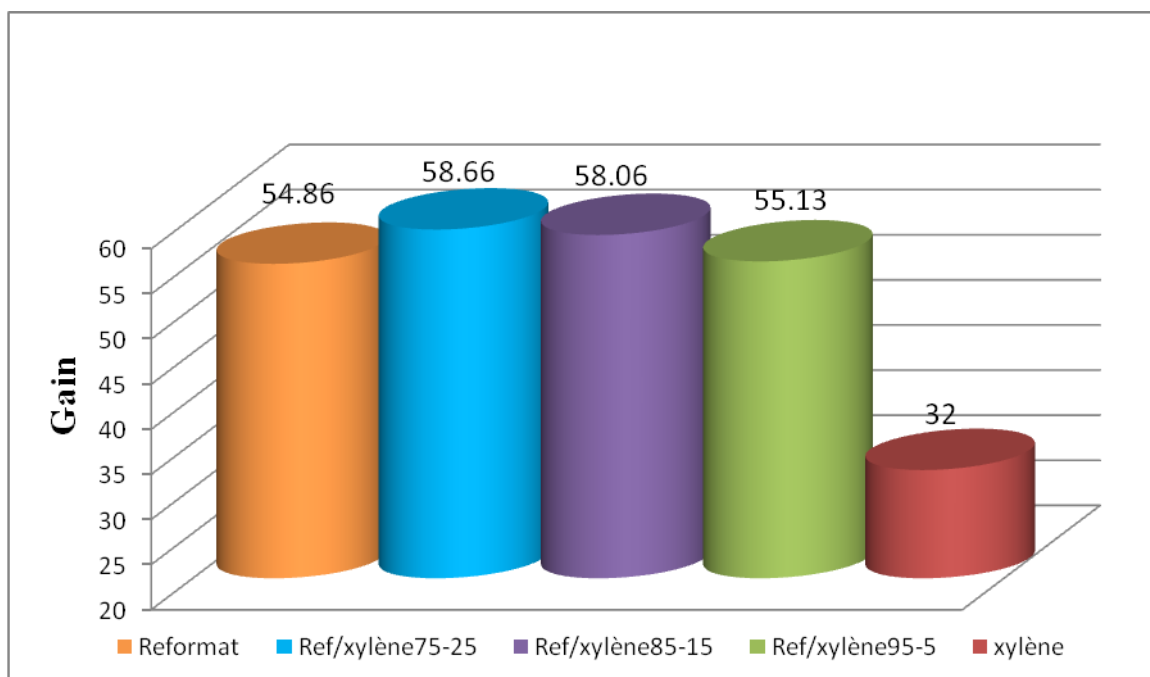


Fig III.5 : Histogramme de l'efficacité du traitement.

Dans le champ de Hassi Messaoud, le solvant choisi pour le traitement des asphaltène est le reformat pur, car il permet de bien solubilisé les asphaltènes, et leur solubilité est de 54,86 %.

✓ **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<sup>er</sup> distillation, essentiellement constitué par la paraffine, des naphènes et des l'aromatiques (PNA).

*Tableau III.7 : La composition du Reformat*

Composés	Pourcentage en poids
Paraffines	42%
Naphtènes	5%
Aromatiques	53%

# CHAPITRE IV

Cas d'étude – Puits OMM33

## IV.1- Introduction

Le puits **OMM33** 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 OMM33 afin de confirmer la formation des asphaltènes.
- ✚ L'efficacité du traitement de dépôt par le dissolvant Reformat afin d'étudier sa performance à l'aide d'un logiciel « PIPESIM ».
- ✚ Étude économique du traitement chimique.
- ✚ 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.

## IV.2- Historique du Puits OMM33

Le puits **OMM-33** est un puits producteur d'huile vertical foré en 26/01/1981 (date fin de forage) dans la zone **1A** du champ de Hassi Messaoud. Le puits est complété par tubing 4"1/2 et LTC 4"1/2.

D'après le test DST effectué le 28/01/1981, le puits avait une production de 10.12 m<sup>3</sup>/h. Il est sous exploitation depuis Mars 1981.

## IV.3- Problème du Puits

Le puits OMM-33 est connu par le problème des asphaltes, qui est la cause du bouchage fréquent des perfos et par conséquent du tubing qui a engendré une chute de la production du puits.

## IV.4- Étude du Puits OMM-33

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

### IV.4.1- Test de Jaugeage

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

Tableau IV.1 : Résultats des Tests de Jaugeage

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°C)
				Tête	Pipe	sép	
01/05/2015	10	6.49	80	34.3	16	16.21	29
12/03/2015	10	5.09	166	33.5	17	-	15
31/01/2015	10	5.27	109	34.2	15.4	-	19
14/09/2014	10	5.61	70	31.7	15.4	15.4	30
05/06/2014	10	5.06	123	33.4	14.3	-	32
02/09/2013	10	4.34	163	34.5	15.5	4.28	29
15/08/2013	10	6.18	85	38.82	15.79	16.47	26
09/03/2013	10	6.86	122	44.8	15.9	-	-

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

- La diminution du débit de **6.86 m<sup>3</sup>/h** jusqu'au **4.34 m<sup>3</sup>/h** correspond à une chute de **2.52 m<sup>3</sup>/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.

### A. 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.

Tableau IV.2 : Résultats des Tests de Build up

Tests	Date de mesure	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	Skin
		Gisement	Fond	Tête		
<b>BUILD UP</b>	17/02/2007	380.29	255.39	27.5	8.03	4.15
<b>BUILD UP</b>	13/06/2002	382.67	269.93	66	9.33	-1.79
<b>BUILD UP</b>	16/12/1993	397.16	222.62	38.6	6.06	12
<b>BUILD UP</b>	27/12/1990	397.28	207.03	29.5	4.71	22



## B. Analyse Nodale

Pour simuler les performances de puits OMM-33, nous avons utilisé le logiciel **PIPESIM** et le test de Build up réalisé en 17/02/2007.

➤ Les données essentielles pour créer le modèle sont ;

- Données de derniers tests build up telle que ;
  - Pression de gisement PG = 380.29 (Kg/cm<sup>2</sup>).
  - Pression de fond PF = 255.39 (Kg/cm<sup>2</sup>).
- 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 = 143 kg/cm<sup>2</sup>.
  - Rs = 190 sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>.
  - GOR : Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur de GOR. Pour ce puits on a utilisé les données de Build-Up de 17/02/2007, donc le GOR de jaugeage choisi sera le plus proche de cette date (jaugeage de 08/01/2007).

- Données des équipements du puits ;

Les données nécessaires des équipements du puits OMM33 sont résumées dans le tableau suivants ;

*Tableau IV.3 : données des équipements du puits OMM33.*

<b>DOWHHOLE EQUIPMENT</b>			
<b>Data</b>	Measured Depth (m)	Inside Diameter (inch)	Inside Roughness (inch)
<b>Tubing</b>	2515.5	3.92	0.0006
<b>Casing</b>	3396	6.366	0.0006
<b>Liner</b>	3445	3.92	0.0006
<b>SURFACE EQUIPMENT</b>			
<b>Choke diameter (mm)</b>	10		
<b>GEOHERMAL GRADIENT</b>			
<b>Measured Depth (m)</b>	0 – 3445		
<b>Formation Température (C°)</b>	25 – 120		

## ➤ Étude des pertes de charges

### Choix de corrélation

Dans le calcul des pertes de charge dans le tubing, on fera le choix entre les corrélations existantes dans le logiciel Prosper, et voir celles qui répondent aux caractéristiques des puits étudiés.

On calcule le débit correspondant pour chaque corrélation et on compare la valeur obtenue avec la valeur du débit mesuré puis on calcule l'écart relatif de chaque corrélation pour différent puits.

$$E (\%) = \left| \frac{Q_m - Q_c}{Q_m} \right| \times 100$$

La corrélation choisie est celle qui donne moins d'erreur.

Les corrélations qui répondent aux caractéristiques des puits étudiés sont :

- Ansari.
- Duns et Ros.
- Gray Modified.
- Hagedorn et Brown.
- Beggs et Brill.

Le tableau suivant résume les résultats de calcul de l'erreur moyenne des corrélations utilisées ;

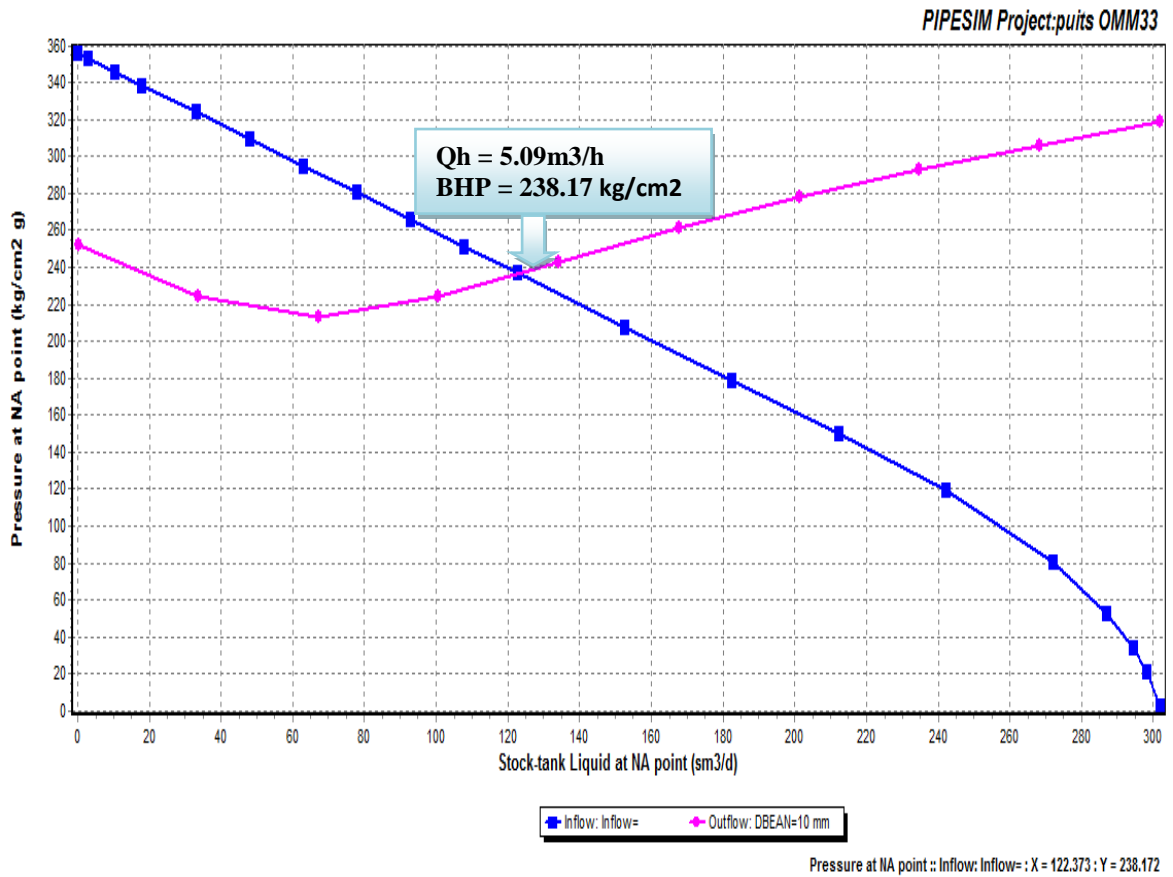
*Tableau IV.4 : Erreur moyenne des corrélations utilisées.*

Corrélation Puits	Ansari	Duns et Ros	Gray Modified	Hagedorn et Brown	Beggs et Brill
OMM33	0.88	2.17	4.78	5.58	2.51

D'après les résultats ci-dessus, nous constatons que la corrélation d'Ansari est le plus fiable pour le puits, donc tous les calculs concernant les pertes de charge à travers la colonne de production seront basés sur cette dernière.

**B.1- OMM33 Avant le Traitement**

En Mars 2015, on a constaté une chute de pression en tête du puits ainsi qu'une diminution du débit du puits OMM33 jusqu'à 5.09 m<sup>3</sup>/h .Après du calage le modèle a ces paramètres, les résultats de la pression de fond et du débit calculé par le logiciel PIPESIM sont indiqués dans la figure IV.1.



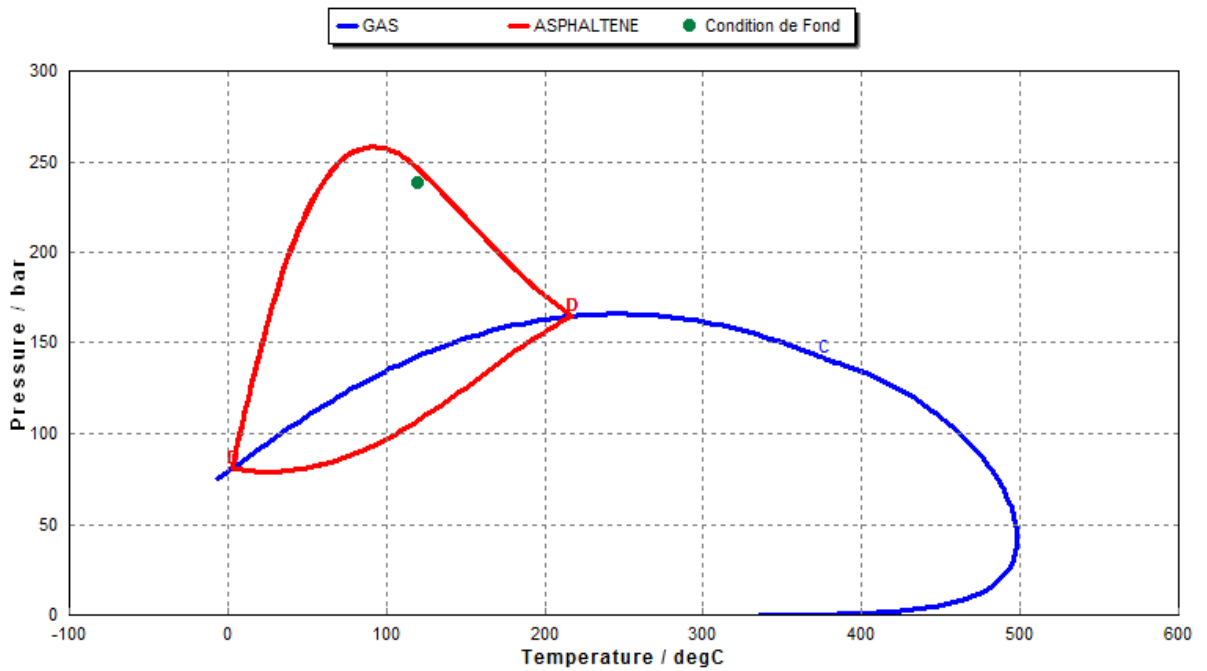
**Fig IV.1 : Analyse Nodale Avant le Traitement.**

Le tableau IV.5 présente les valeurs de Q, BHP, BHT et WHP avant le traitement.

*Tableau IV.5 : Paramètres de Production Avant le Traitement.*

	<b>BHP (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>BHT (°C)</b>	<b>Q (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>WHP (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
<b>Avant traitement</b>	238.172	120	5.09	33.5

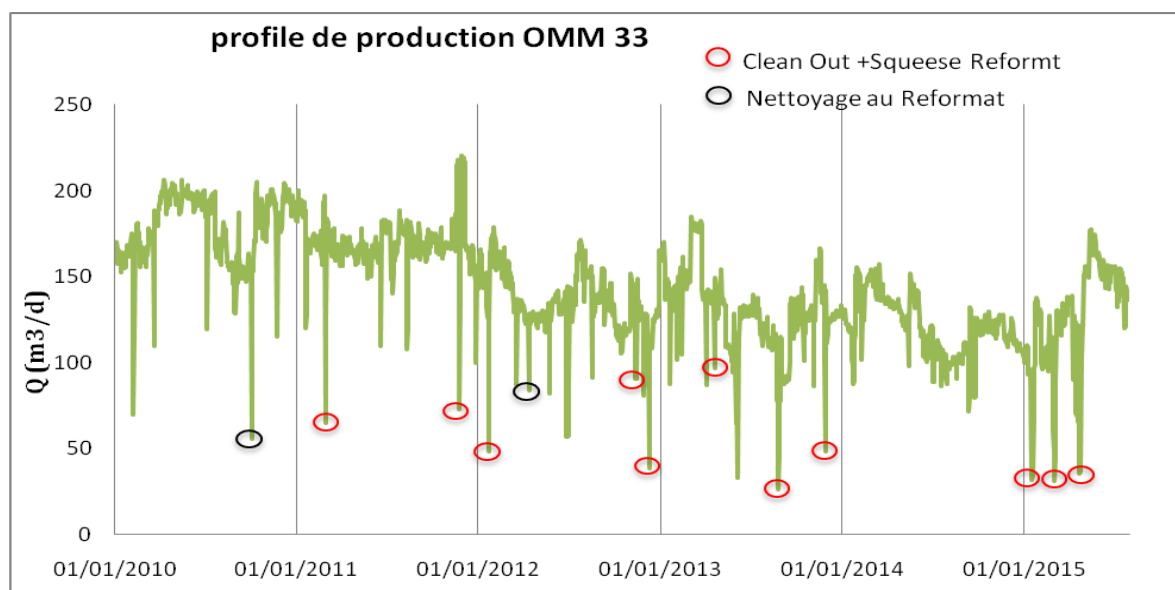
Les valeurs de BHP et BHT sont reportées sur le diagramme pression-température suivant ;



**Fig IV.2 :** Enveloppe de Dépôts des Asphaltènes Avant le Traitement.

Comme il est indiqué dans la figure IV.2, 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 OMM33.

### 🛠 Historique d'intervention sur le Puits OMM33



**Fig IV.3 :** Historique de Traitement du Puits OMM33

D'après la courbe, on constate que le puits OMM33 a subi plusieurs traitements de nettoyage à cause d'un bouchage et après chaque traitement on observe une augmentation importante du débit. La courbe montre que le puits a subi de traitement au reformat depuis 2010 jusqu'à l'année en cours (2015).

### **Traitement de puits OMM33 avec le Reformat**

Le Reformat est choisi comme un solvant approprié pour le traitement du puits OMM33. Le but de ce traitement est de nettoyer les restrictions d'asphaltènes et de rétablir la productivité du puits par le nettoyage de fond, la matrice et même le tubing. Cette opération est effectuée par l'utilisation de l'Unité de Coiled Tubing (CTU) qui appartient à BJSP. Les équipements détaillés de CTU et leurs produits et ainsi le schéma de complétion de puits sont présentés dans l'annexe.

#### **a) Nettoyage des perforations et le tubing**

- Descente "jetting tool" dans le trou à la profondeur 3480 m par "CTU" pour laver les perforations avec Reformat.
- Nettoyage pour éliminer les dépôts organique et inorganique. - Fermeture du puits pendant le traitement (1 à 2 jours).
- Dégorger tout les fluides avec l'azote pour démarrer le puits.

#### **b) Traitement de la matrice**

- Stimuler le puits par squeeze de Reformat pur dans les perforations par CTU.
- Gardez le puits plein de Reformat pur (1 à 2 jours).
- Démarrer le puits avec l'Azote.

Pour plus des détails concernant la procédure de traitement d'OMM33 voir (l'annexe).

### **B.2- OMM33 après le traitement**

Après le traitement du puits par squeeze de reformat, on a obtenu une amélioration du débit de 5.09 m<sup>3</sup>/h à 6.49 m<sup>3</sup>/h. Les résultats montrent aussi une augmentation de la pression de fond à partir de 238.17 kg/cm<sup>2</sup> à 246,75 kg/cm<sup>2</sup>. Cette amélioration des paramètres de production signifie que les dépôts d'asphaltènes sont dissous.

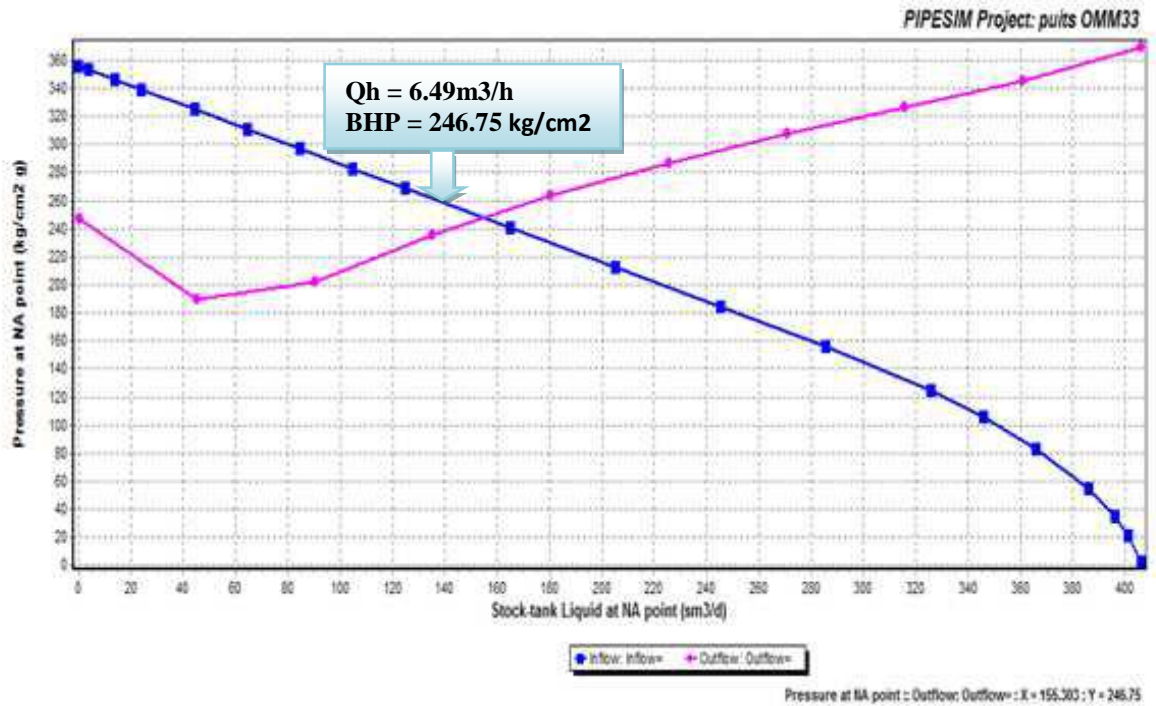


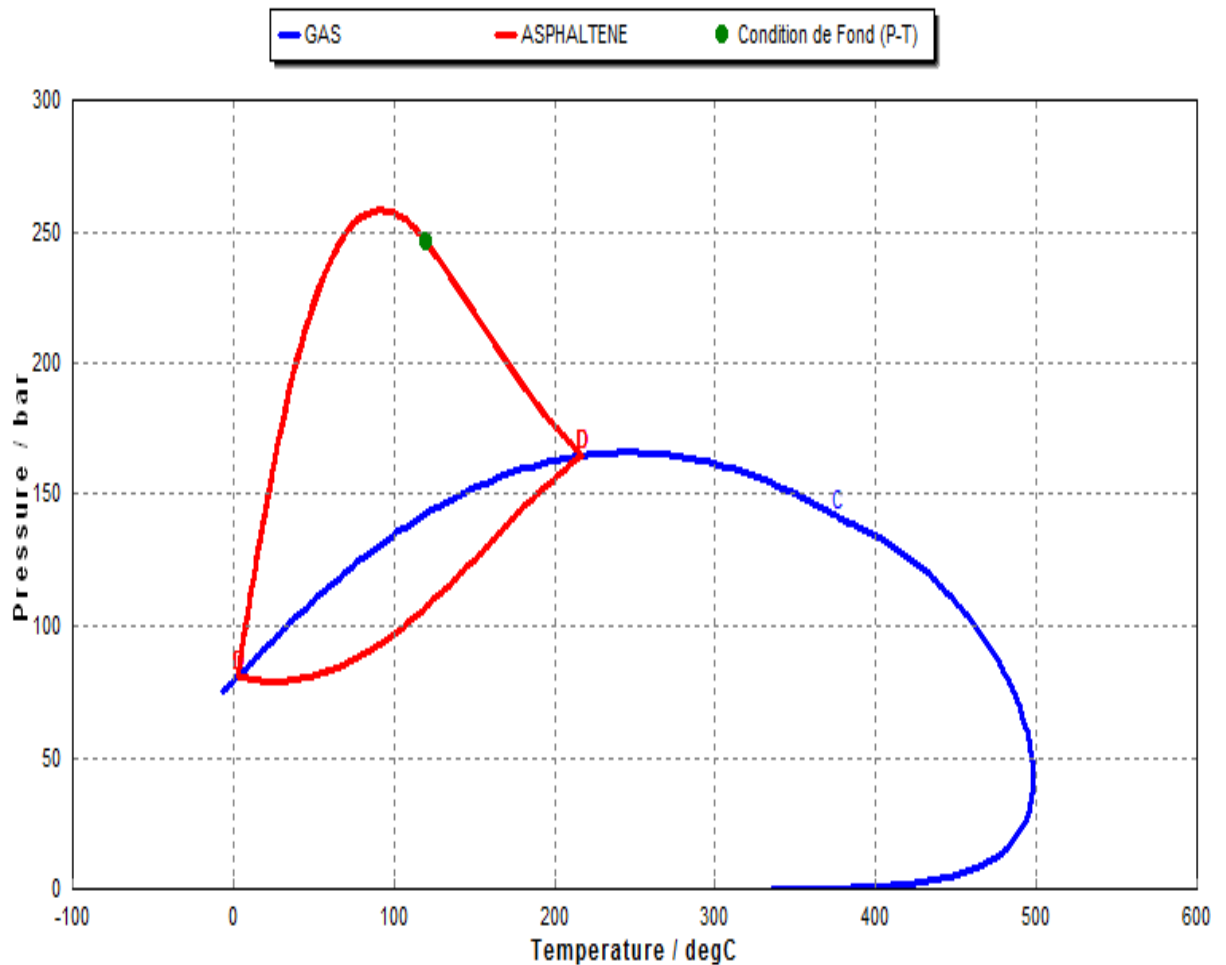
Fig IV.4 : Analyse Nodale Après le Traitement.

Le tableau IV.6 présente les valeurs de Q, BHP, BHT et WHP après le traitement.

Tableau IV.6 : Paramètres de Production Après le Traitement.

	BHP (Kg/cm2)	BHT (°C)	Q (m3/h)	WHP (Kg/cm2)
Après traitement	246.75	120	6.49	34

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



**Fig IV.5 :** Enveloppe des Dépôts d'asphaltènes Après le Traitement.

Lors du traçage des paramètres thermodynamiques de fond du puits OMM33, on observe que le point (BHT, BHP) est dans la ligne critique de l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes.

#### **✚ Efficacité de Traitement**

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

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

**E** : efficacité de traitement.

**Q après** : débit après traitement.

**Q avant** : débit avant traitement.

Le calcul de l'efficacité de traitement est :  $E = (6.49 - 5.09)/5.09 = 0.275$

**L'efficacité de traitement est :  $E = 27.50\%$**

### Coût technique

Pendant l'opération périodique du traitement au Reformat, le puits était fermé pendant 02 jours ce qui a causé une perte de production.

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

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

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

**Avec ;**

- Coût total (DA).

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

- Q gain = le gain en débit (bbl/j).

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

- Perte de production (DA).

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

Le tableau suivant montre le coût technique total de l'opération de stimulation du puits OMM33.

On considère que : 1baril = 50.00 USD. 1USD = 80 DZD. 1 m<sup>3</sup> = 6.29 bbl.

**Tableau IV.7 : Coût Technique de l'opération du Traitement avec le Reformat.**

	<b>Le coût DA</b>
<b>Coût de l'opération</b>	4334057.2
<b>Coût de Reformat</b>	1098198
<b>Perte de production (fermeture de puits)</b>	9220636.8
<b>Coût total</b>	14652892



**Calcul du Délai de Récupération**

- Le débit après le traitement  $Q_2 = 6.49 \text{ (m}^3\text{/h)} \times 24 = 155.76 \text{ m}^3\text{/j} = 979.73 \text{ bbl/j}$ .
- Le débit avant le traitement  $Q_1 = 5.09 \text{ (m}^3\text{/h)} \times 24 = 122.16 \text{ m}^3\text{/j} = 768.38 \text{ bbl/j}$ .
- Le Pay Out  $POT = (14652892 / 4000 * 211.35) = 17,33$ .  
 $POT \approx 17$  donc le délai de récupération de cette opération est dix-sept jours.

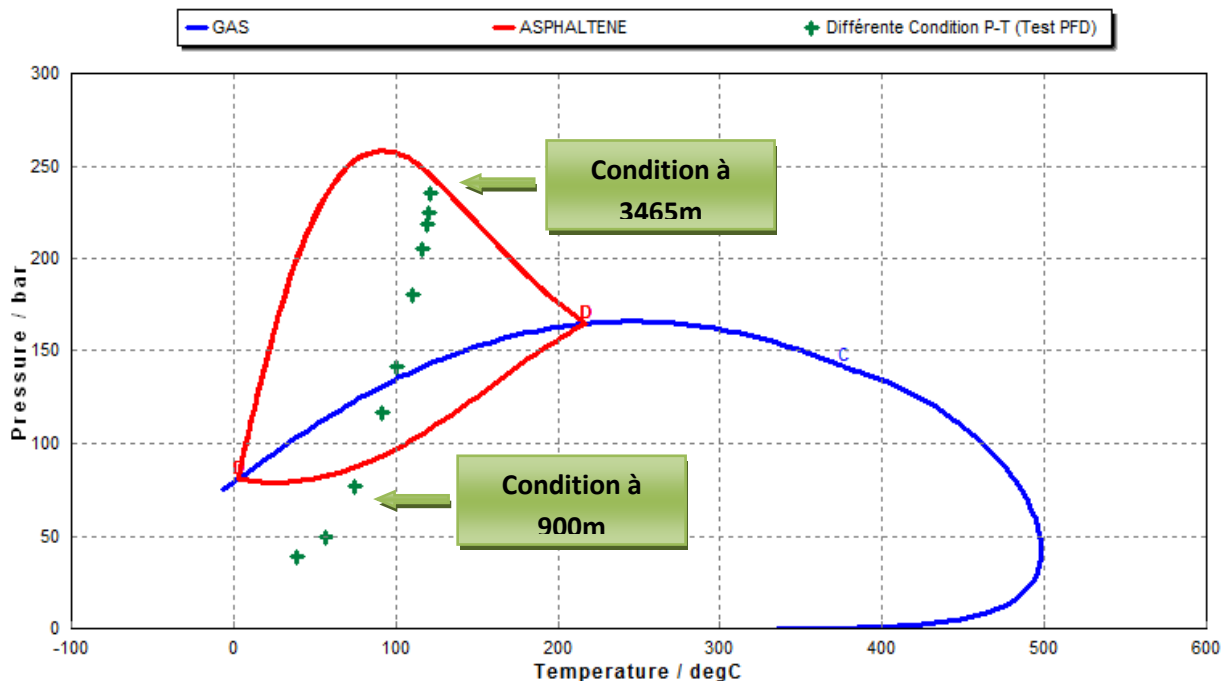
**IV.5- Prédiction de Dépôt des Asphaltènes du Puits OMM33**

A partir des résultats du dernier test PFD effectué en juin 2015, on a procédé à prédire le comportement de précipitation des asphaltènes dans le puits. Les résultats sont illustrés dans le tableau suivants ;

*Tableau IV.8 : Dernier Test PFD (Puits OMM33).*

Profondeur(m)	0	300	900	1600	2000	2600	3000	3200	3300	3465
P (kg/cm2)	38.9	49.59	76.58	116.4	141.8	180.3	205.6	218.5	224.9	235.5
T °C	38.5	56.4	74.03	91.33	100.4	110.4	116.4	118.7	119.7	120.8

La figure suivante montre la chance de précipitation des asphaltènes aux différentes niveaux du puits selon la différente condition de pression et de température.



**Fig IV.6 : Prédiction de Dépôt des Asphaltènes du Puits OMM33.**

A partir de la courbe de prédiction, on constate que le risque de dépôt des asphaltènes se manifeste dans l'intervalle (- 3465, - 900 m).

### IV.6- Solutions proposées

Afin de résoudre le problème des dépôts des asphaltènes ou de les retarder, d'autres solutions attendues sont proposées pour maintenir la pression de fond élevée.

#### a) Réglage de la duse

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

#### Analyse nodale

Le but de cette analyse est de choisir le diamètre optimum de la duse pour le puits (OMM33). L'étude a été faite pour les diamètres suivants : 10mm, 9.5mm, 9mm et 8.5mm. La figure (IV.7) montre l'effet du changement du diamètre de Duse sur la pression de fond.

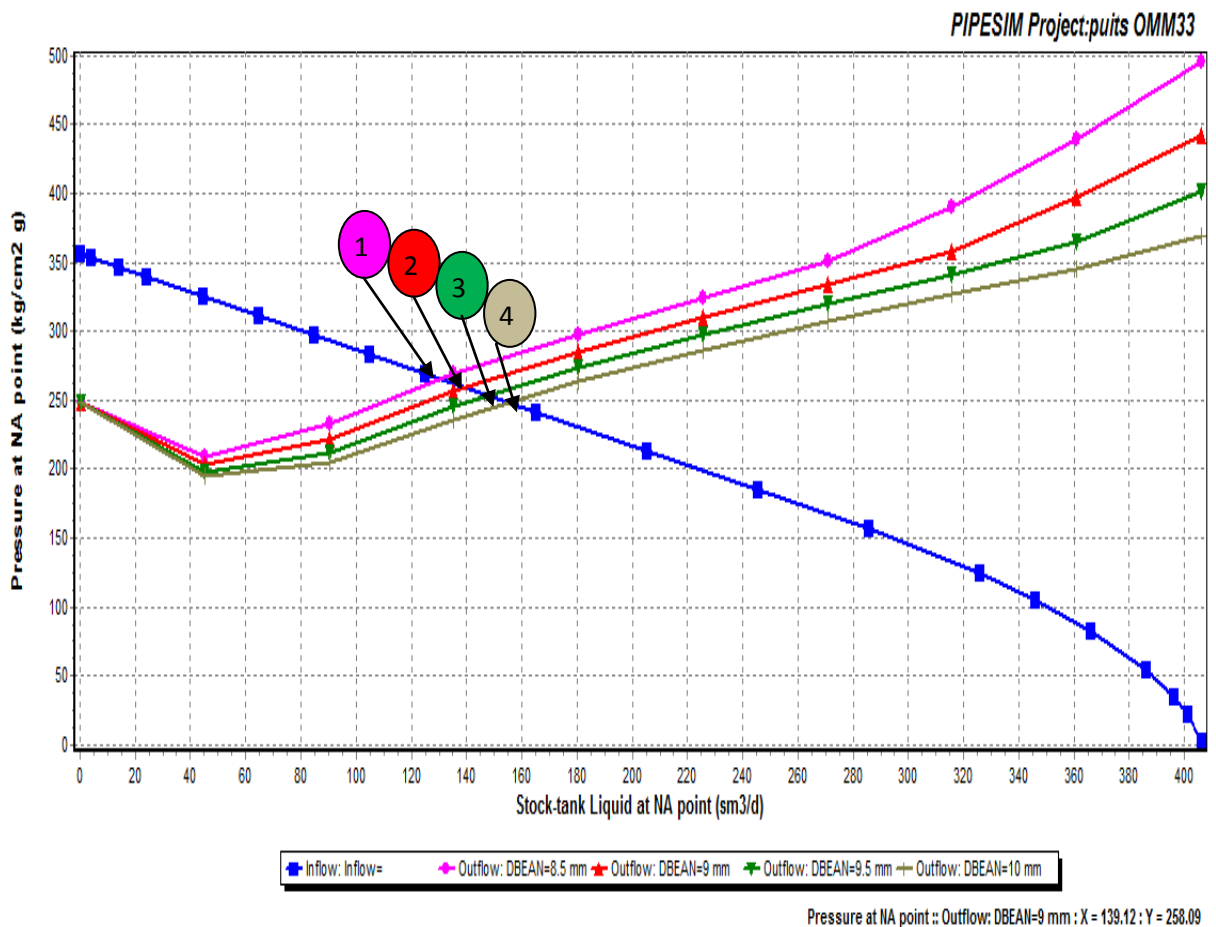






Fig IV.7 : Influence du diamètre de la Duse sur BHP.

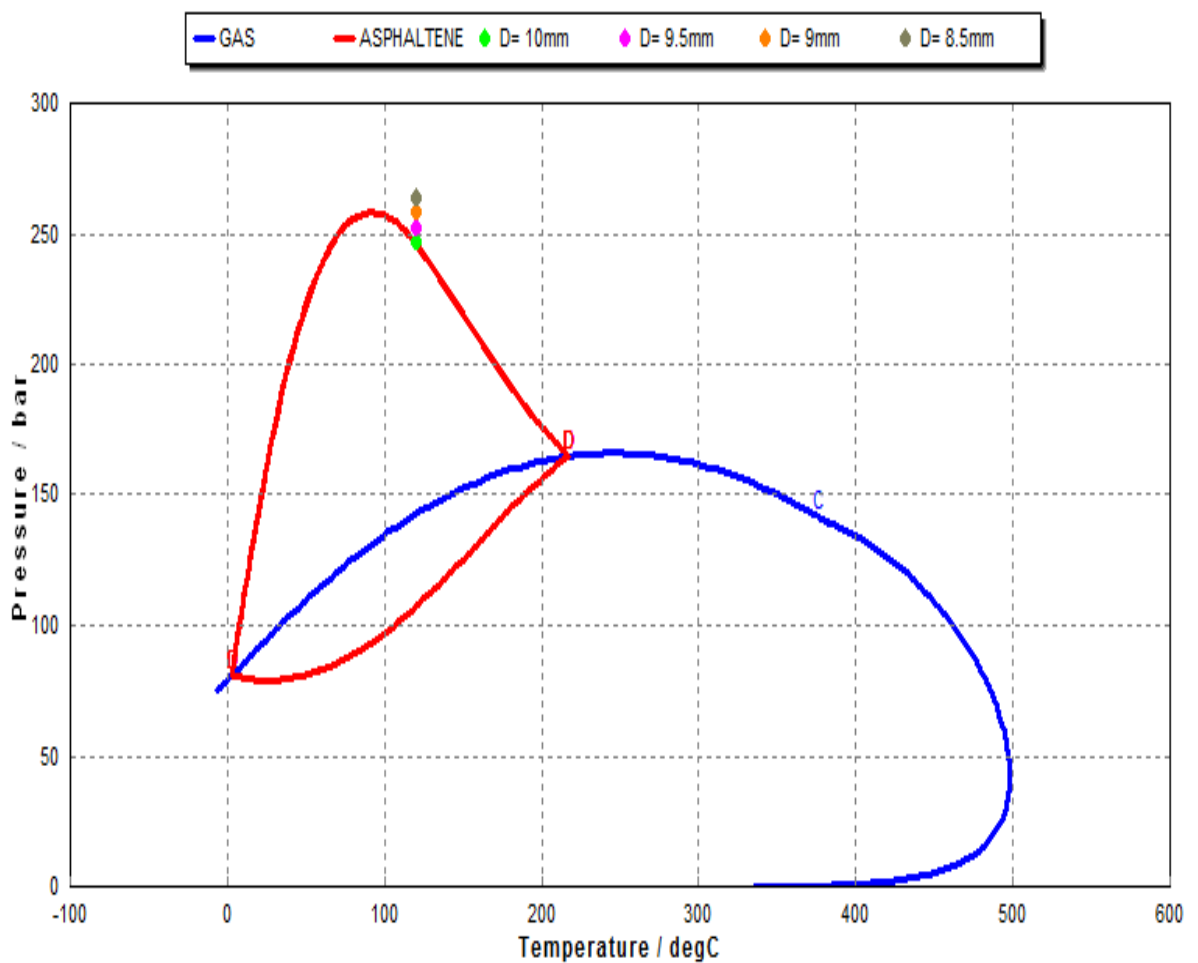
Les différents résultats obtenus à partir la figure IV.7 sont présentés dans le tableau IV.9.

**Tableau VI.9 :** Influence du diamètre de la duse sur les Paramètres de Production.

Point	D duse (mm)	BHP (kg/cm <sup>2</sup> )	T <sub>f</sub>	Q (m <sup>3</sup> /h)
1 	8.5	263.79	120	5.42
2 	9	258.09	120	5.79
3 	9.5	252.47	120	6.16
4 	10	246.75	120	6.47

Le choix du diamètre de la duse influe sensiblement sur les paramètres de production telle que la pression de fond. D'après le tableau (VI.9) on constate qu'au fur et à mesure le diamètre de la duse augmente, la pression de fond diminue.

Les résultats de BHP et BHT sont illustrés sur le diagramme pression-température suivant ;



**Fig IV.8 :** Influence du diamètre de la Duse sur les dépôts des Asphaltènes.

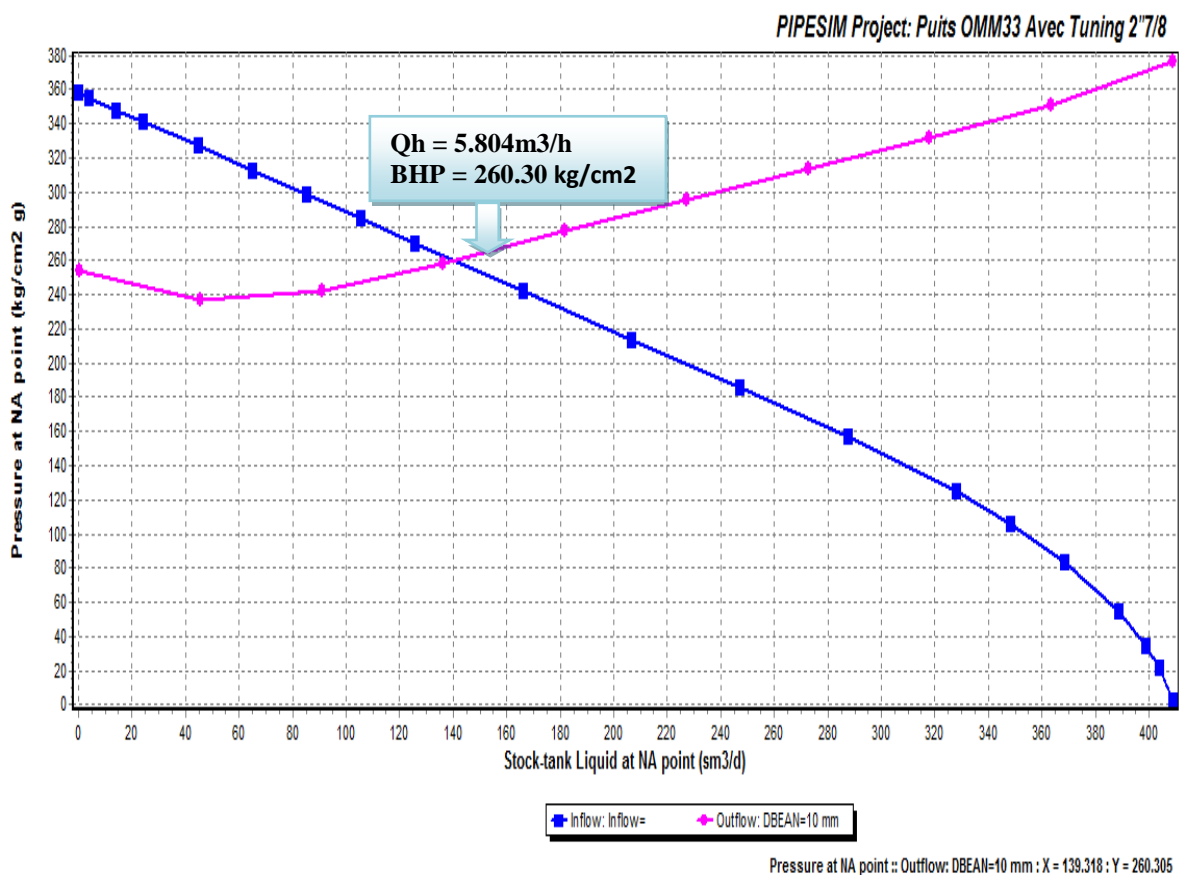
La constatation du diagramme montre que la diminution du diamètre de la duse provoque l'augmentation de la pression de fond et par conséquent minimiser le risque de formation et de précipitation des asphaltènes au fond de puits.

**b) Changement de la Complétion**

➤ **Complétion chemisage**

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

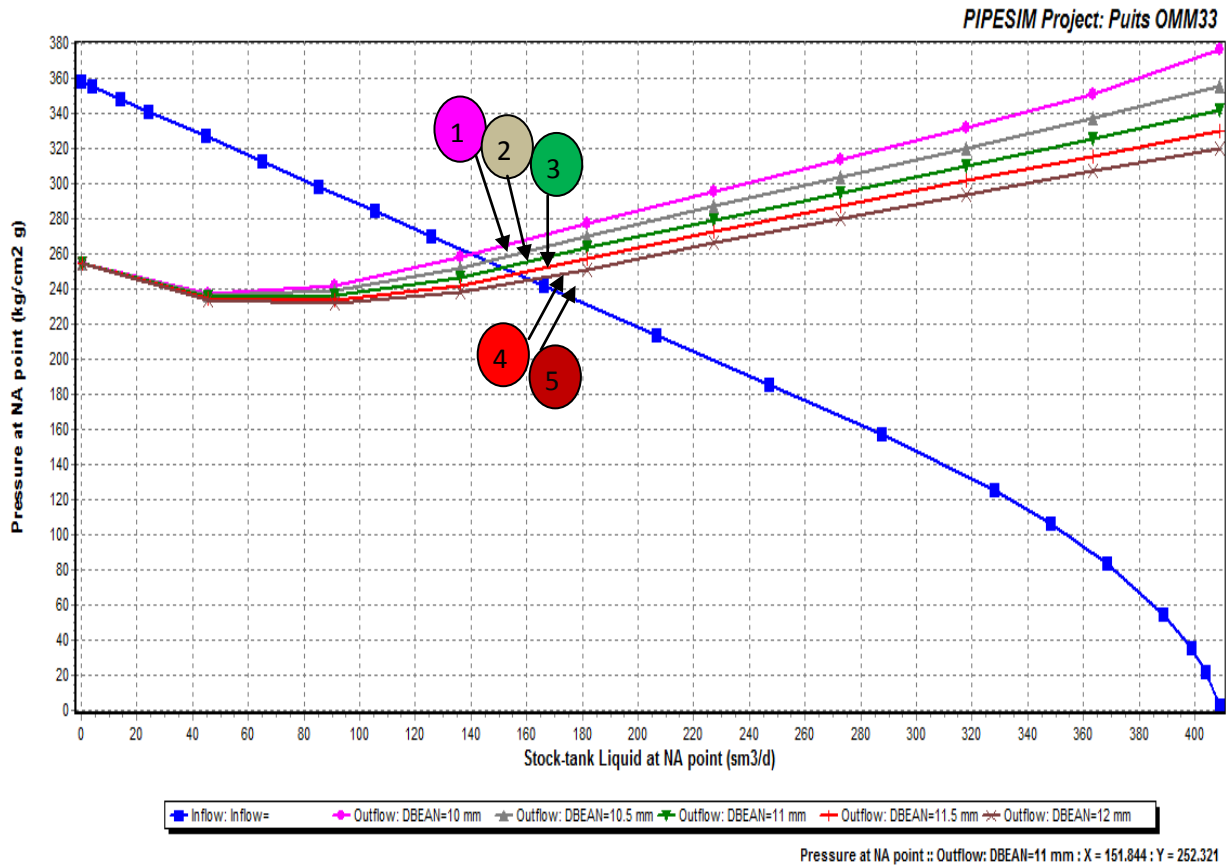
Les Résultats obtenus par l'analyse nodale sont indiqués dans la figure suivante ;



**Fig. IV.9 :** Analyse Nodale (complétion chemisage).

La constatation du diagramme montre que la diminution du diamètre de tubing provoque une augmentation de la pression de fond et diminution du débit de production. Pour cette raison on estime le diamètre de duse adéquat pour cette complétion.

L'étude a été faite pour les diamètres suivants : 10mm, 10.5mm, 11mm, 11.5mm, et 12mm. La figure (IV.10) montre l'effet du changement du diamètre de duse sur la pression de fond et le débit optimum de cette complétion.



**Fig IV.10 :** Influence du diamètre de la duse sur BHP et Qh (complétion chemisage).

Les différents résultats obtenus à partir la figure IV.10 sont présentés dans le tableau IV.10.

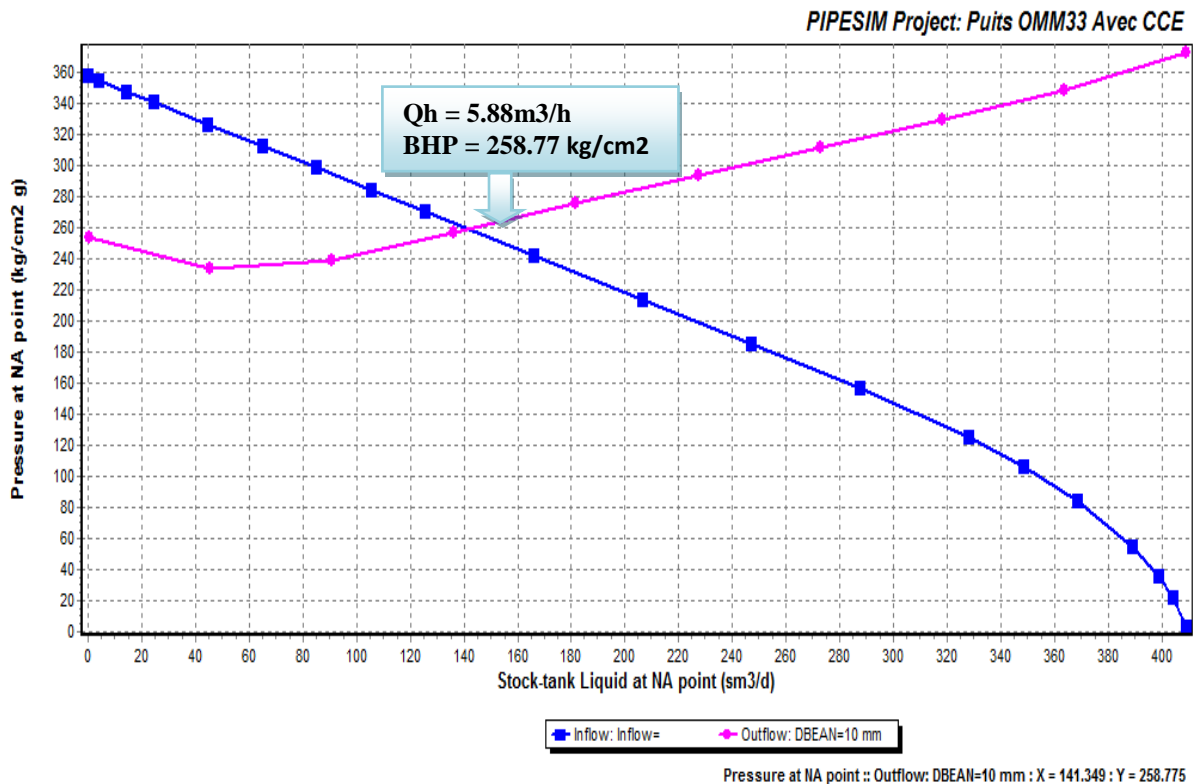
**Tableau IV.10 :** Influence du diamètre de la duse sur BHP et Qh (complétion chemisage).

Point	D duse (mm)	BHP (kg/cm2)	Q (m3/h)
1 <span style="color: magenta;">■</span>	10	260.324	5.804
2 <span style="color: grey;">■</span>	10.5	256.322	6.064
3 <span style="color: green;">■</span>	11	252.321	6.326
4 <span style="color: red;">■</span>	11.5	248.320	6.516
5 <span style="color: brown;">■</span>	12	245.119	6.705

### ➤ Complétion concentrique

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

Les Résultats obtenus par l'analyse nodale sont indiqués dans la figure suivante ;



**Fig IV.11 :** Analyse Nodale (complétion Avec CCE).

La figure VI.11 montre l'augmentation de pression du fond (258.77 kg/cm<sup>2</sup>) et la diminution de débit (6.49 à 5.88m<sup>3</sup>/h) celle - ci est dû à la nouvelle complétion par l'installation du concentrique.

Donc nous pouvons dire que le choix de l'utilisation de CCE permet d'éviter le dépôt des asphaltènes au fond du puits OMM33 et le bouchage des équipements de fond par le changement des conditions du fond.

Les avantages de l'emploi de CCE sont:

- Le pompage du Reformat pendant le traitement et le nettoyage du tubing.
- Réduction du coût de traitement (sans l'utilisation de l'unité de Coiled Tubing).

Mais l'installation de CCE a des inconvénients :

- Facilité de bouchage du tubing (restriction de diamètre hydraulique).
- Impossibilité de grattage le tubing.

# Conclusion et Recommandations

### *Conclusion et Recommandations*

Le present travail présent focalise sur l'analyse de la précipitation des asphaltènes dans le pétrole brut de la zone 1 au champ pétrolier de Hassi Messaoud. Un autre objectif parait complémentaire qui est l'étude de la performance du traitement des asphaltènes par des produits chimique à savoir le Reformat. Ce dernier a été appliqué comme solvant sur le puits OMM33 caractérisé par le problème des dépôts des asphaltènes. Cette étude nous a permet de conclure les résultats suivants:

- ✚ Le problème des dépôts des asphaltènes est fréquent dans la région de Hassi Messaoud.
- ✚ Avec des logiciels de simulation tel que PVTsim et PIPEsim, on a pu simuler l'enveloppe de précipitation des asphaltènes. Cette enveloppe est basé sur les résultats de précipitation des asphaltènes (étude expérimental), l'analyse SARA et la composition chimique de l'huile.
- ✚ Le puits étudié (OMM33) se situe dans l'enveloppe de dépôt des asphaltènes. Donc l'endommagement réside dans le fond de puits où l'accumulation des dépôts conduit à un colmatage de la formation et des perforations, ce qui réduit considérablement la productivité du puits.
- ✚ Une étude économique a été faite afin de bien choisir le solvant approprié pour traiter ces dépôts. D'après nos calculs, on a trouvé que le Reformat est le solvant le plus approprié contre ces dépôts et il donne des résultats positifs avec un délai de récupération de 17 jours pour un gain en débit de **1,4m<sup>3</sup>/h**. On a constaté que le Reformat est le plus rentable économiquement que les autres solvants mais du coté sécuritaire il est très dangereux.

Suite à l'analyse des résultats obtenus, on recommande :

- ❖ Contrôle de l'évolution des asphaltènes des puits atteints.
- ❖ Confirmation des résultats obtenus au laboratoire par un essai sur puits avec les mélanges (Reformat /Xylène) de rapport (75/25 et 85/15).
- ❖ Changement du diamètre de la duse du puits (OMM33) à 9.5mm.
- ❖ Chamisage 2'' 7/8 pour le puits OMM33 avec un diamètre de duse de 11mm.
- ❖ Sélection et études de l'efficacité des inhibiteurs de dépôt.



# Références bibliographiques

## Références Bibliographiques

- [1]-A. Allouti, A. Ziada, W.Eamses and F.E.Fragachan: “damage characterization and production optimization of the Hassi-Messaoud field”, paper SPE 39485.
- [2]-Institut Algérien du Pétrole ; pp 3-8.
- [3]- D. Veillon ; «La liaison couche-trou», Editions Technip, France2001, pp 278-299.
- [4]- A. DEROUICHE, B. BENLAÏB «Modélisation et optimisation du système de production de la série inférieur» Mémoire ingénieur université Ouargla 2011 ; pp, 10, 13,18.
- [5]-Malika Boukherissa ; « Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d’action », Thèse de doctorat de l’université Paul Verlaine Metz, Novembre 2008.
- [6]- Guille Veronique, « Etude de la structure des solutions d’asphaltènes et d’un résidu sous vide ».
- [7]-Pan H.and Firoozabadi A, SPE, Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 1997.
- [8]- Mémoire de MENNAÏ Yacine et NID Abdelbaki « Etude et remède de problème des dépôts d’asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud » univesité de Boumerdes 2012 pp, 55, 56,57.
- [9]- 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).
- [10]- Dake L.P, « Fundamentals of reservoir Engineering », Senior Lecturer in Reservoir Engineering, Shell Internationale Petroleum Maatschappij B. V., The Hague, The Netherlands.
- [11]- Deepstar asphaltene discussion, Initec ingeneering, Taxaco inc USA, 2005
- [12]- Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, « Asphaltenes Problematic but Rich in Potential » Slumberger Oilfield Review Summer 2007, Edmonton, Alberta, Canada.

## Références bibliographiques

---

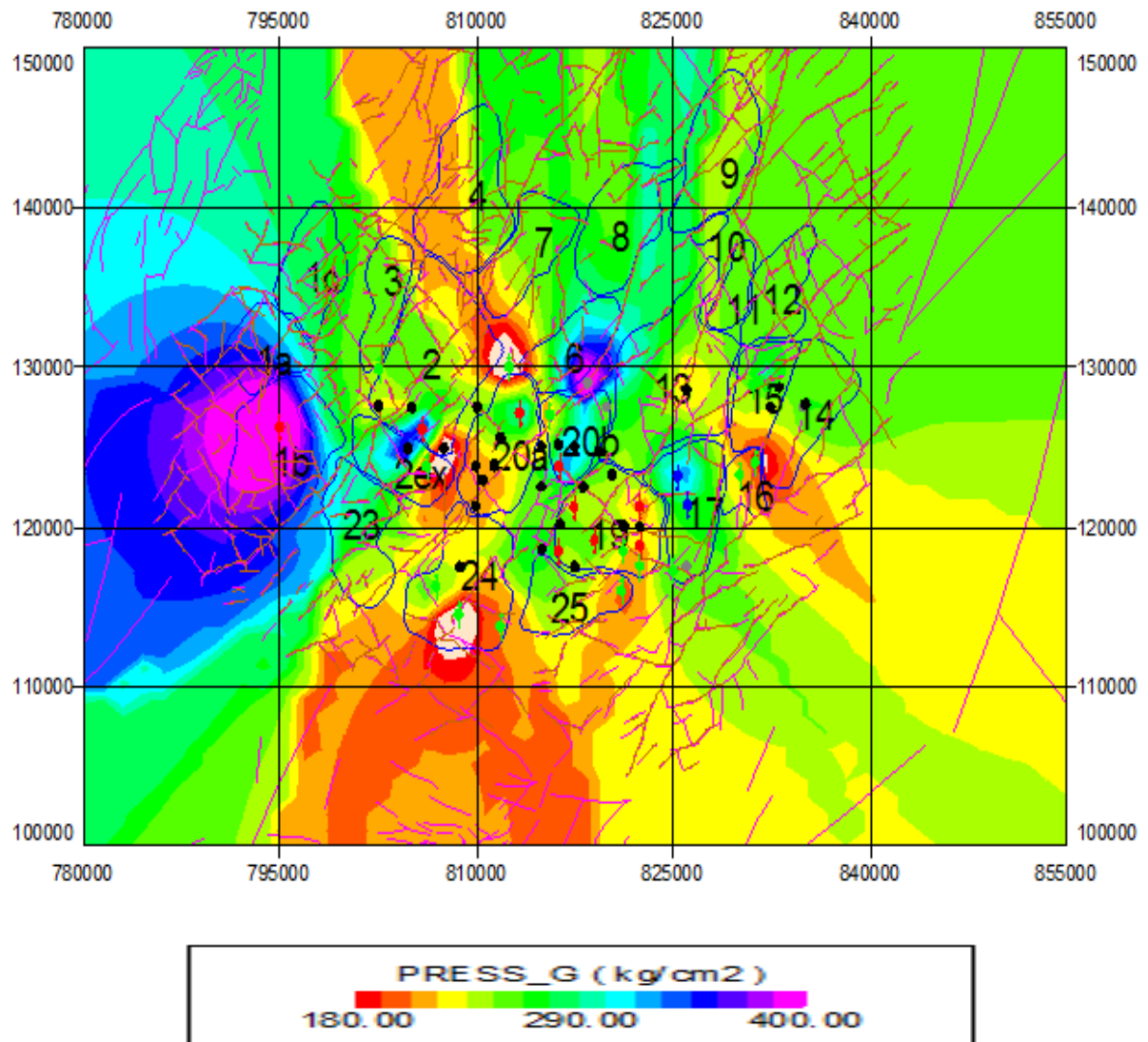
[13]- IFP Training «formation damage prevention through organic deposit control in hassi messaoud oil field », pp 13, 14,39.

[14]- Soltani Soulgani, Bahram; Rashtchian, Davood, "A Novel Method for Mitigation of Asphaltene Deposition in the Wellstring ", Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, P.O. Box 11365-8639 Tehran, I.R. IRAN

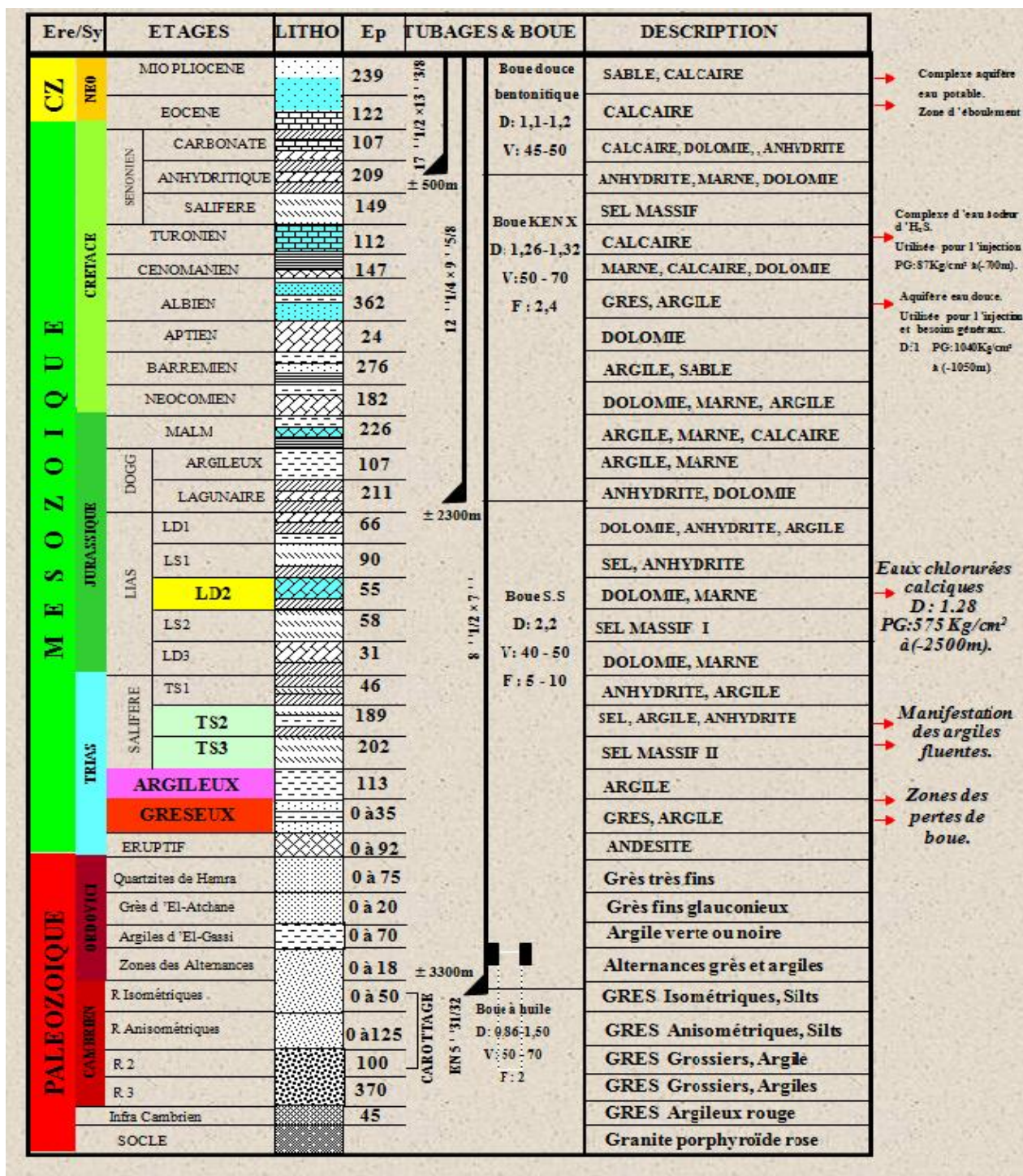
- PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide, Schlumberger, 2006.

- Data Bank- sonatrach hassi messaoud.

# Annexes

**A. DESCRIPTION DU CHAMP HASSI MESSAOUD****A.1- distribution de La pression de champ HMD**

## A.2- Coupe stratigraphique et différentes phase de forage du champ de Hassi-Messaoud



## B- Cas d'étude puits OMM 33

### B.1- Localisation du puits OMM33

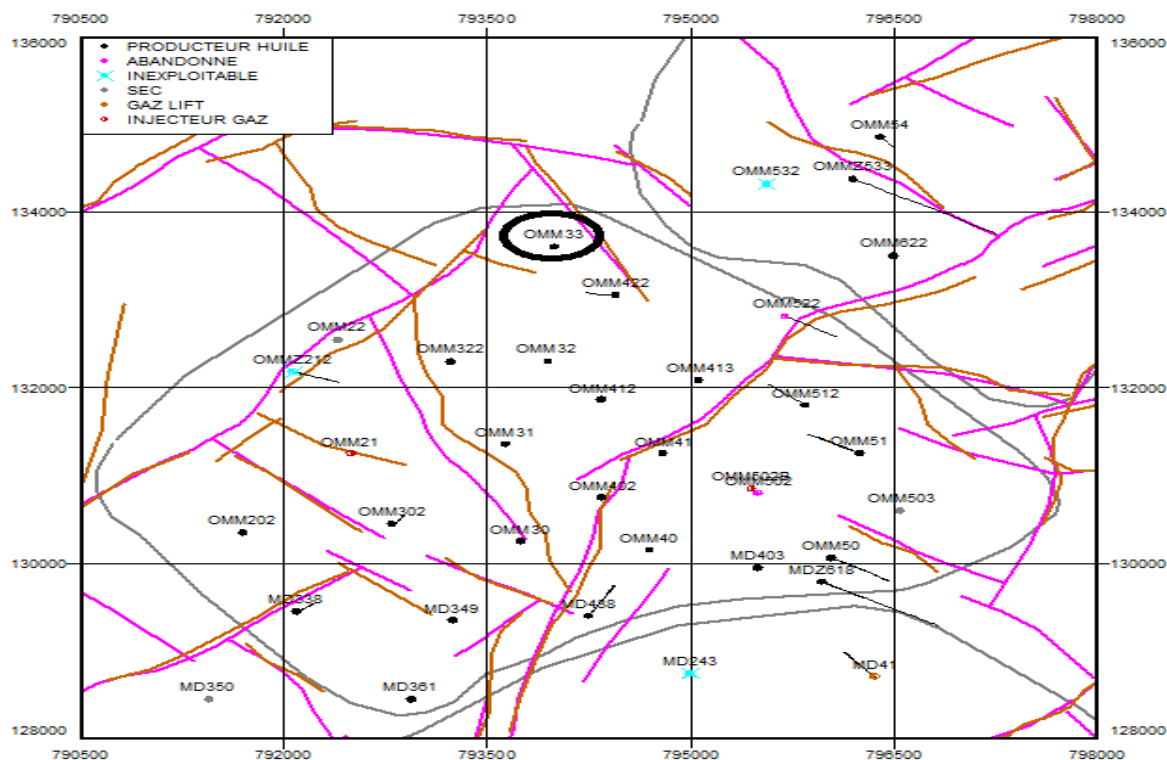


Fig B.1 : Localisation du puits OMM33 Zone 1A.

### B.2- Programme de stimulation

#### ❖ But du traitement

- Nettoyage tubing + Perfos à l'eau traitée et au Tubeclean avec un outil de haute pression.
- Traitement des abords du puits au Pure Reformat.

#### ❖ Perforations

3421.00 m à 3423.00 m

3426.00 m à 3429.00 m

3436.00 m à 3439.00 m

3443.00 m à 3448.00 m

3450.00 m à 3456.00 m

3459.00 m à 3469.00 m



### ❖ **Traitement préconisé**

- Nettoyage intensif du tubing et des perforations avec CT équipé d'un outil a haute pression avec circulation d'eau traitée, TubeClean nitrifiés et pure reformat, puis évacuation les produits de lavage à l'azote sur torche.
- Traitement des abords du puits au pure reformat (squeeze), en trois étages séparé par deux bouchant de diversion.

### ❖ **Actions à entreprendre**

#### 1- **Moyens à mettre en œuvre**

##### **Equipement**

- Une (01) Unité de CT avec outil de haute pression.
- Une (01) Unité de pompage; haute pression.
- Une (01) Unité de pompage d'azote; haute pression.
- Deux (02) citernes pour transport de produits.

##### **Produits**

- 54 m<sup>3</sup> d'eau traitée.
- 06 m<sup>3</sup> de TubeClean (HCl 7.5%).
- 54 m<sup>3</sup> Pure Reformat.
- 12 m<sup>3</sup> d'azote liquide.
- 02 m<sup>3</sup> mousse de diversion.

## 2- **Procédure**

### **Premier jour Nettoyage Perfos**

1. Vérification de circuit tête de puits/ gare racleur/ torche/ etc....
2. Mise en place des unités de Coiled Tubing et de pompage de fluides, d'Azote et des citernes des produits.
3. Gonflage des annulaires comme suit:
  - 9"5/8 x 7" à 20 kgf/cm<sup>2</sup>
  - 7" x 4"1/2 à 35 kg/cm<sup>2</sup>
4. Montage de l'ensemble des équipements ; remplissage et test en pression jusqu'à la vanne maîtresse à 5000 psi à l'eau traitée pendant 15 minutes.
5. Ouverture du puits sur torche et descente du CT muni d'outil de haute pression avec circulation à l'eau traitée à faible débit jusqu'au TD @3475.00m.



6. Remonté CT jusqu'au top Perfs @3415.00m\VM par rapport VM, Nettoyage des Perfs avec pompage en jetting des fluides de nettoyage tout en manipulant le CT le long de l'intervalle perforé 3415 – 3463 m\VM, en plusieurs passes comme suit :
- 03 m<sup>3</sup> d'eau traitée nitrifiée à 500 scf/bbl.
  - 03 m<sup>3</sup> de pure reformat.
  - 03 m<sup>3</sup> de Tube Clean nitrifié à 500 scf/bbl.
  - 03 m<sup>3</sup> d'eau traitée nitrifiée à 500 scf/bbl.
  - 03 m<sup>3</sup> de pure reformat.
  - 03 m<sup>3</sup> de Tube Clean nitrifié à 500 scf/bbl.
  - 02 m<sup>3</sup> d'eau traitée nitrifiée à 500 scf/bbl.
7. CT au fond atteint, pomper 1m<sup>3</sup> de nitrogène avec maximum débit ensuite remonter le ct à 2500m et continue le kick-off jusqu'à l'évacuation total des produits du traitement sur torche.

### **Deuxième jour Nettoyage Perfes**

1. Vérification de circuit tête de puits/ gare racleur/ torche/ etc.
2. Mise en place des unités de Coiled Tubing et de pompage de fluides, d'Azote et des citernes des produits.
3. Montage de l'ensemble des équipements ; remplissage et test en pression jusqu'à la vanne maîtresse à 5000 psi à l'eau traitée pendant 15 minutes.
4. Ouverture du puits sur torche et descente du CT muni d'outil de haute pression avec circulation à l'eau traitée à faible débit jusqu'au TD @3475.00m.
5. Positionner le CT à 3454m par rapport a la VM et procéder au remplissage du puits avec 22m<sup>3</sup> du pure reformat, fermer le puits et commencer le traitement comme suit :

#### **CT à 3454 (VM)**

08 m<sup>3</sup> du pure reformat  
 0,5 m<sup>3</sup> spacer (eau traité)  
 01 m<sup>3</sup> diversion  
 0,5 m<sup>3</sup> spacer (eau traité)

#### **CT à 3439 (VM)**

08 m<sup>3</sup> du pure reformat  
 0,5 m<sup>3</sup> spacer (eau traité)  
 01 m<sup>3</sup> diversion  
 0,5 m<sup>3</sup> spacer (eau traité)

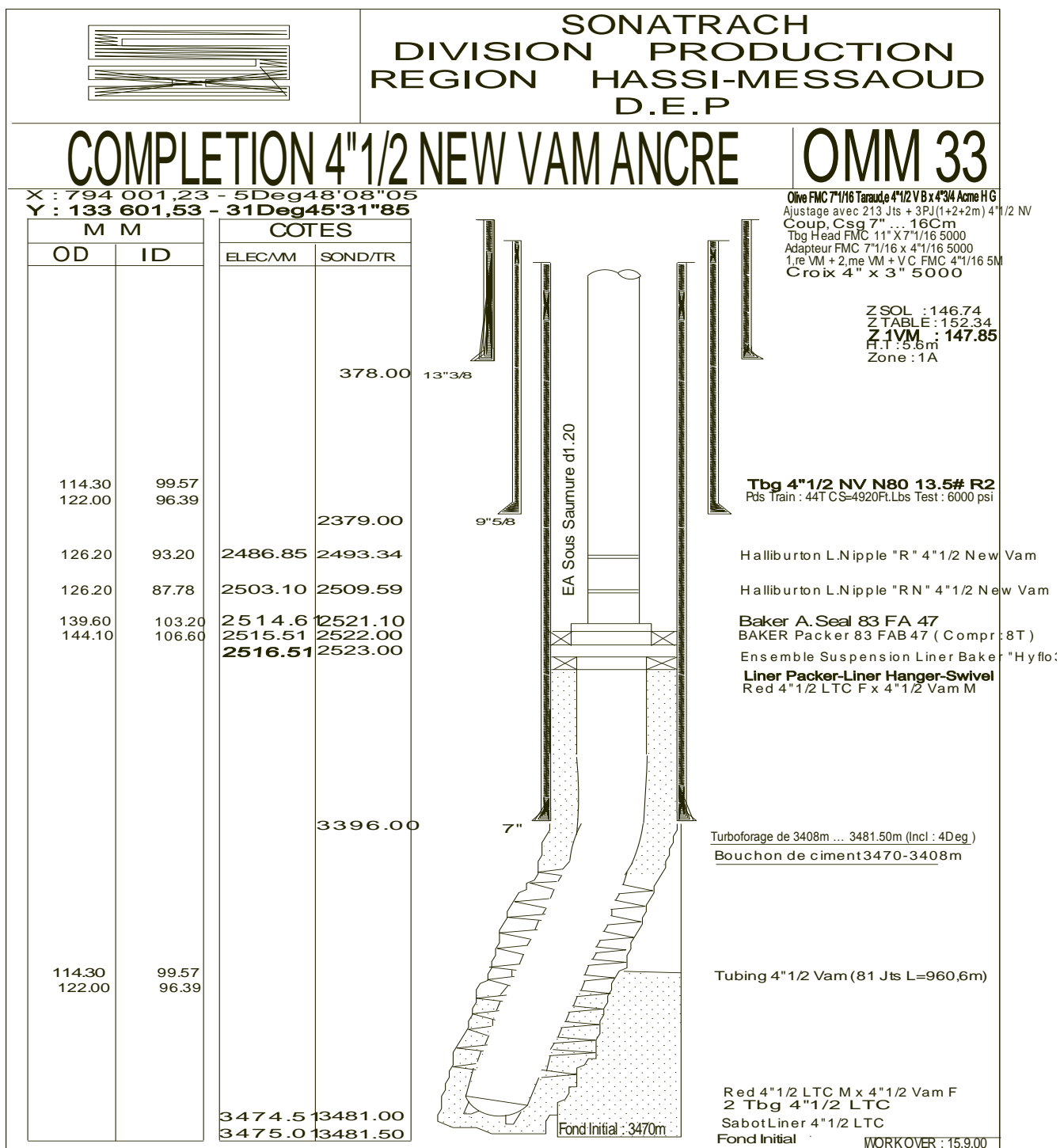
CT à 3415 (VM)

Pomper le reste du pure reformat suivi de 4 m<sup>3</sup> d'eau traitée

Remonter CT au jour sous pression de squeeze et attente réaction toute la nuit.

Démarrage du puits le jour suivant et remise du puits en production.

❖ Complétion du puits OMM33



## ✚ Création de l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes

On procède les étapes suivantes pour créer l'enveloppe d'asphaltènes :

### ➤ Création et définition de modèle d'asphaltènes

1. Sélectionner **Setup** » **MFL File**.
2. Sélectionner **Create New**.

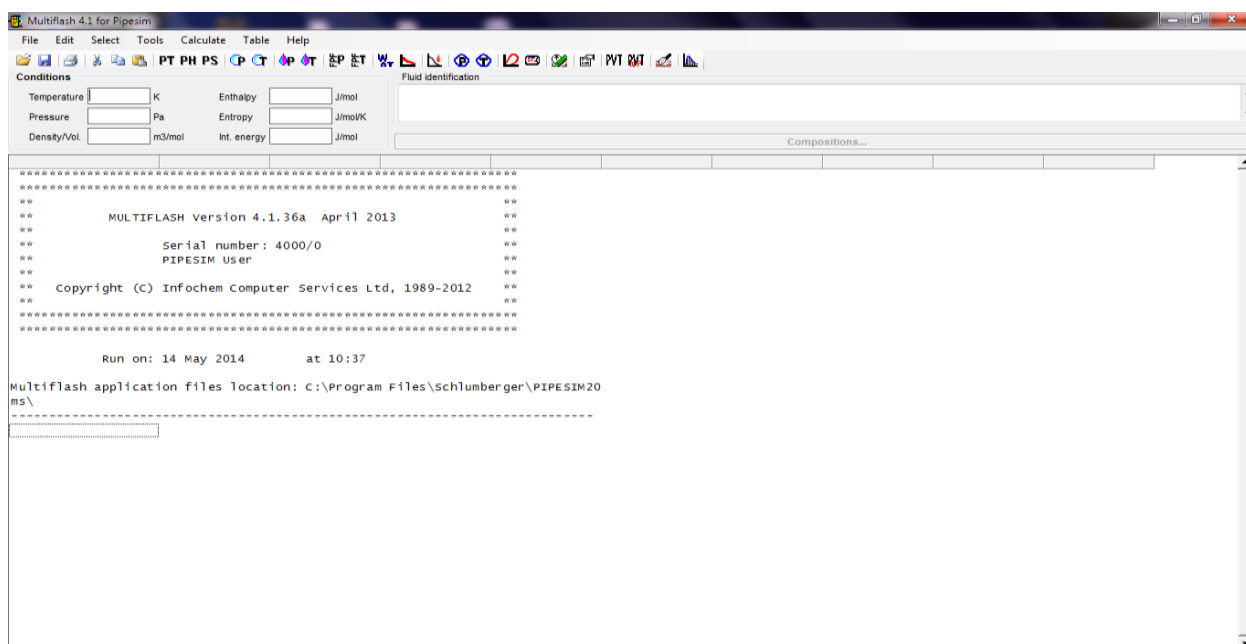


Fig.1. création du modèle d'asphaltène

3. Sélectionner **Select** » **Model set** à partir de la barre d'outils de **Multiflash**.
4. Sélectionner l'onglet **Asphaltènes**.
5. Définir les **Transport properties** (viscosité, tension de surface, conductivité thermique) en choisissant leur corrélation..
6. Sélectionner les phases d'hydrocarbures pour le modèle d'asphaltènes qui sont : **Gaz, liquide** (huile) et **asphaltènes**.
7. Cliquer sur **Define model**.

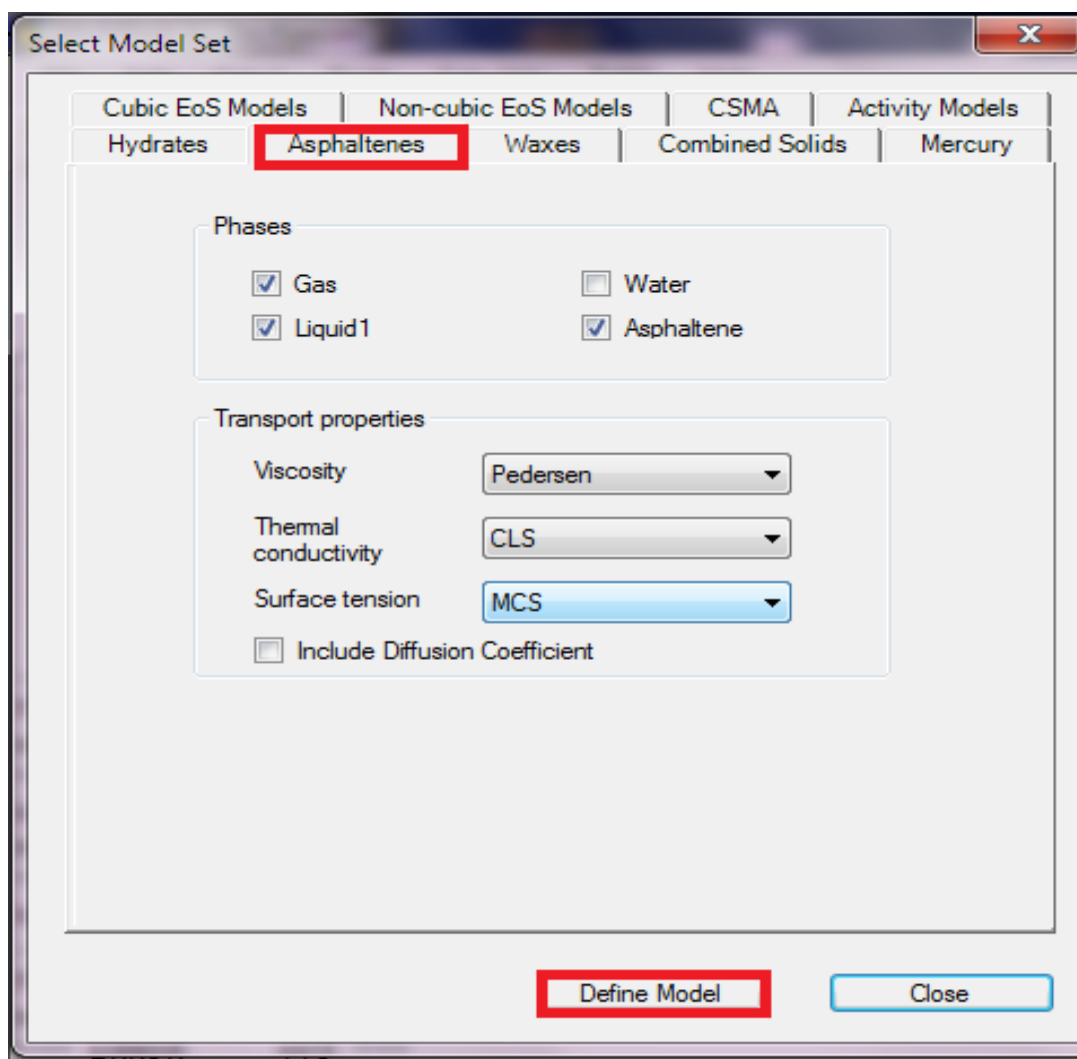


Fig.2. Sélection et définition de modèle d'asphaltène

➤ **Caractérisation du fluide pétrolier**

1. Aller à **PVT Analysis**.
2. Définir la méthode de l'analyse **Infochem Data Bank Infodata**.
3. Définir le **Start pseudocomponents** à C6 et le **Number of pseudocomponents Required**.
4. Insérer la composition chimique totale de fluide pétrolier( en mol% ).
5. Insérer **Specific Gravity** et **Molecular Weight**.
6. Insérer l'analyse **SARA** .
7. Cliquer sur **Do Characterisation**.
8. après voir la boîte de message **the characterisation has been successfully completed** cliquer sur **OK**.

PVT Lab Fluid Analysis

Defined component data: Infochem fluids databank (Infodata)

Single Fluid | Liquid + Gas | Black Oil Analysis | Distillation Curves

Component Insert  
Component Delete

Components	Fluid
	mole %
NITROGEN	0,249
H2S	
CO2	0,309
METHANE	33,254
ETHANE	10,663
PROPANE	8,77
ISOBUTANE	2,177
N-BUTANE	2,472
ISOPENTANE	1,27
NEOPENTANE	2,011
N-PENTANE	2,571
C6	1,622
METHYLCYCLOPENTANE	
BENZENE	0,179
CYCLOHEXANE	
C7	3,48
METHYLCYCLOHEXANE	
TOLUENE	1,806
C8	2,6
ETHYL BENZENE	0,066
Total % 100	

Total fluid  
Total amount of fluid mole

Display SCN Distribution

Do Characterisation Close

Pseudocomponents  
Start pseudocomponents at  
C6 n-paraffins N6  
Number of pseudocomponents required  
15 n-paraffins 15  
User-defined cuts  
 n-paraffins  
Define Cuts Define Cuts

Molecular weight  
425  
Stock Tank Oil   
Heaviest SCN   
Single fluid

Specific gravity  
0,880  
Stock Tank Oil   
Heaviest SCN

SARA Analysis ( STO ) mass %  
Saturates 45,58  
Aromatics 46,73  
Resins 7,19 Estimate RA  
Asphaltenes(nC7) 0,5

Total Wax Content  
mass %  
Estimate Wax Content

Water Cut (as % of total liquid)  
volume %  
Water Present

PVT Lab Fluid Analysis

Defined component data: Infochem fluids databank (Infodata)

Single Fluid | Liquid + Gas | Black Oil Analysis | Distillation Curves

Component Insert  
Component Delete

Components	Fluid
	mole %
ETHYLBENZENE	0,066
M-XYLENE	2,1195
P-XYLENE	0,1195
O-XYLENE	2,663
C9	2,25
C10	1,95
C11	1,8
C12	1,6
C13	1,47
C14	1,406
C15	1,22
C16	1,041
C17	0,95
C18	0,84
C19	0,75
C20	0,631
C21	0,554
C22	0,496
C23	0,44
C24	0,396
Total % 100	

Total fluid  
Total amount of fluid mole

Display SCN Distribution

Do Characterisation Close

Pseudocomponents  
Start pseudocomponents at  
C6 n-paraffins N6  
Number of pseudocomponents required  
15 n-paraffins 15  
User-defined cuts  
 n-paraffins  
Define Cuts Define Cuts

Molecular weight  
425  
Stock Tank Oil   
Heaviest SCN   
Single fluid

Specific gravity  
0,880  
Stock Tank Oil   
Heaviest SCN

SARA Analysis ( STO ) mass %  
Saturates 45,58  
Aromatics 46,73  
Resins 7,19 Estimate RA  
Asphaltenes(nC7) 0,5

Total Wax Content  
mass %  
Estimate Wax Content

Water Cut (as % of total liquid)  
volume %  
Water Present

PVT Lab Fluid Analysis

Defined component data: Infochem fluids databank (Infodata)

Single Fluid | Liquid + Gas | Black Oil Analysis | Distillation Curves

Component Insert

Component Delete

Components	Fluid	mole %
C24		0,396
C25		0,356
C26		0,327
C27		0,296
C28		0,27
C29		0,24
C30		0,218
C31		0,195
C32		0,174
C33		0,156
C34		0,142
C35		0,127
C36		1,304
C37		
C38		
C39		
C40		
C41		
C42		
C43		

Total % 100

Total fluid

Total amount of fluid mole

Pseudocomponents

Start pseudocomponents at C6 n-paraffins N6

Number of pseudocomponents required 15 n-paraffins 15

User-defined cuts

Define Cuts Define Cuts

Molecular weight 425

Stock Tank Oil Heaviest SCN Single fluid

Specific gravity 0,880

Stock Tank Oil Heaviest SCN

SARA Analysis ( STO )

	mass %	Estimate RA
Saturates	45,58	
Aromatics	46,73	
Resins	7,19	
Asphaltenes(nC7)	0,5	<input type="checkbox"/>

Total Wax Content mass %

Estimate Wax Content

Water Cut (as % of total liquid) volume %

Water Present

Display SCN Distribution

Do Characterisation Close

Fig.3. Caractérisation de fluide pétrolier

### ➤ Calage des données

1. sélectionner **Tools** » **Matching** » **asphaltène phase**, pour afficher la boîte de dialogue et insérer les valeurs appropriées.
2. Insérer les données nécessaires et cliquer sur **Match** et **Close**.

Fig.4. Insertion des données pour le calage

Le modèle d'asphaltènes est défini maintenant.

➤ **Détermination des conditions de floculation d'asphaltènes**

Après introduire les paramètres et définir le modèle, on peut maintenant effectuer des calculs de floculations.

1. Utiliser **Calculat »Phase enveloppe** . et choisir **GAS** , et une valeur de fraction de Phase gazeuse égale à **0.**( pour tracer la courbe de l'enveloppe de comportement de phase ou la courbe de bulle).
2. Choisir la valeur initiale de pression égale à **75.**

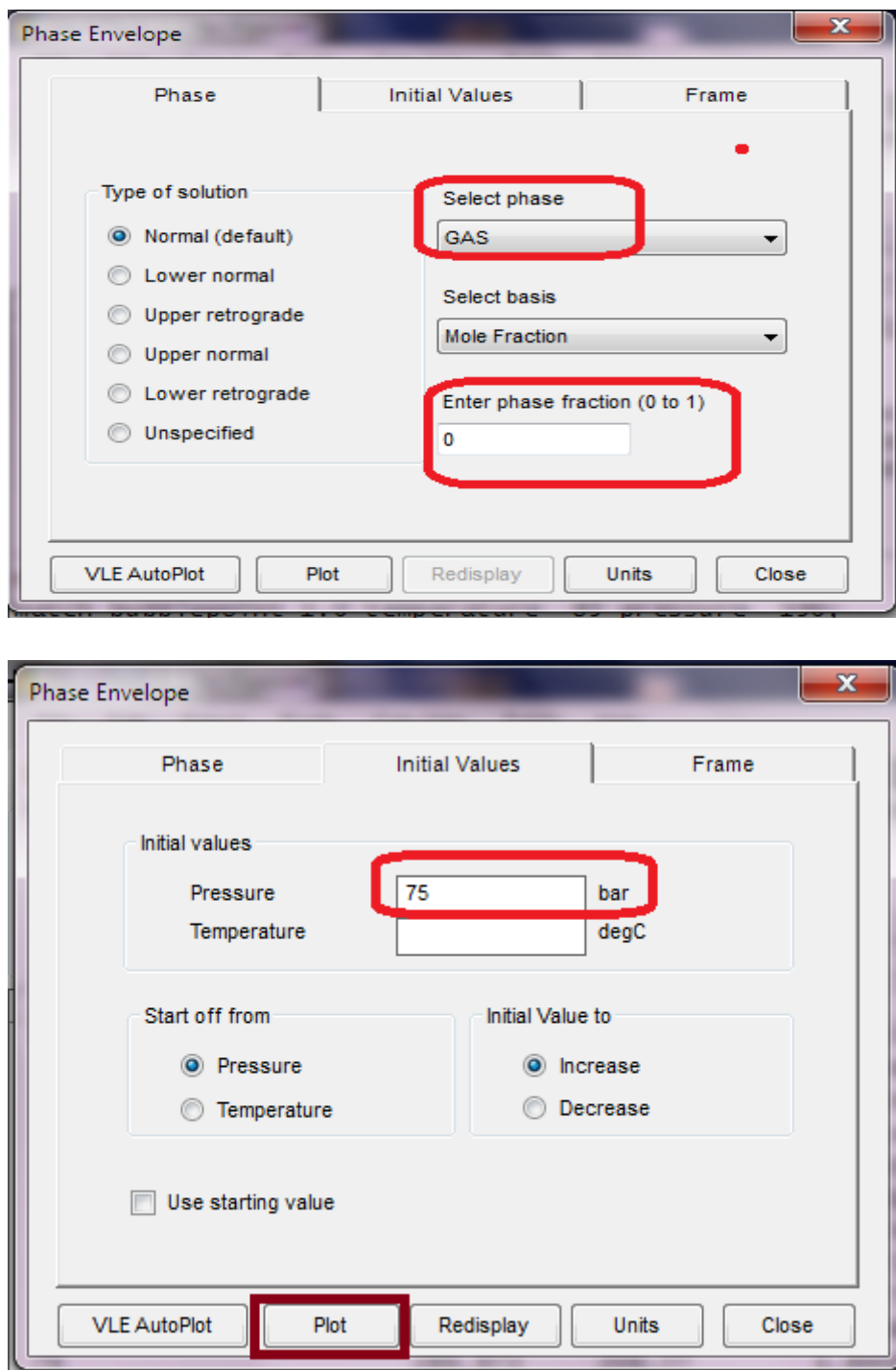


Fig.5. Création de la courbe de bulle

3. Cliquer sur Plot, l'enveloppe sera affiché, on observe deux points de discontinuité D ces sont les points où l'enveloppe de déposition d'asphaltènes franchit la courbe de bulle, ces points peuvent être très utiles pour établir une pression de démarrage appropriée de l'enveloppe de déposition où de fournir des valeurs de départ.



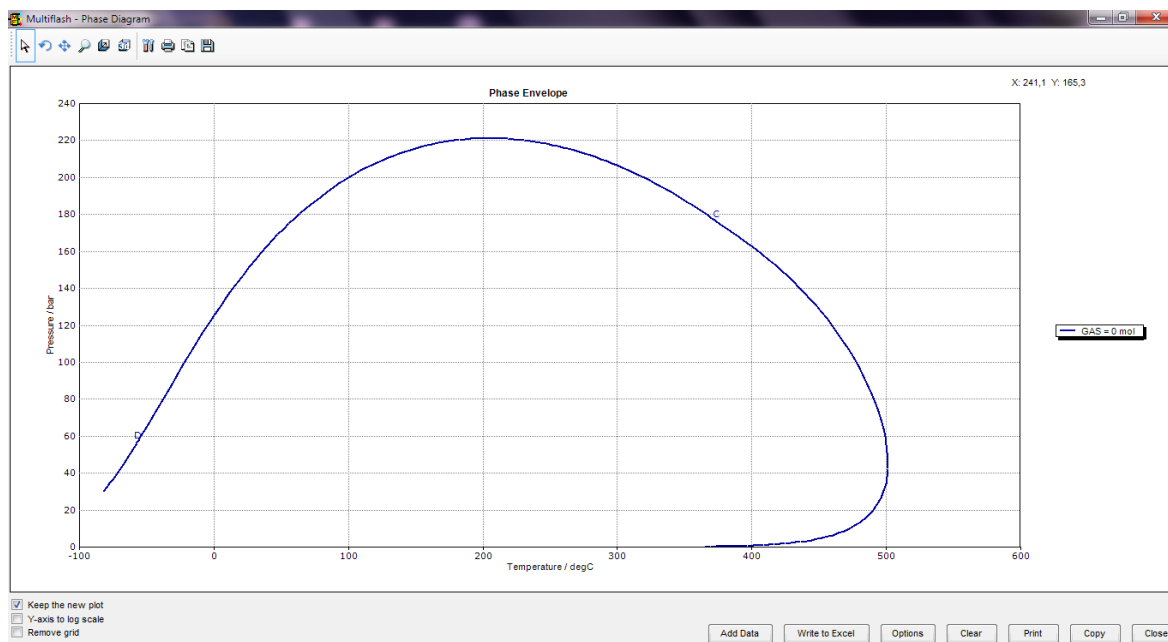
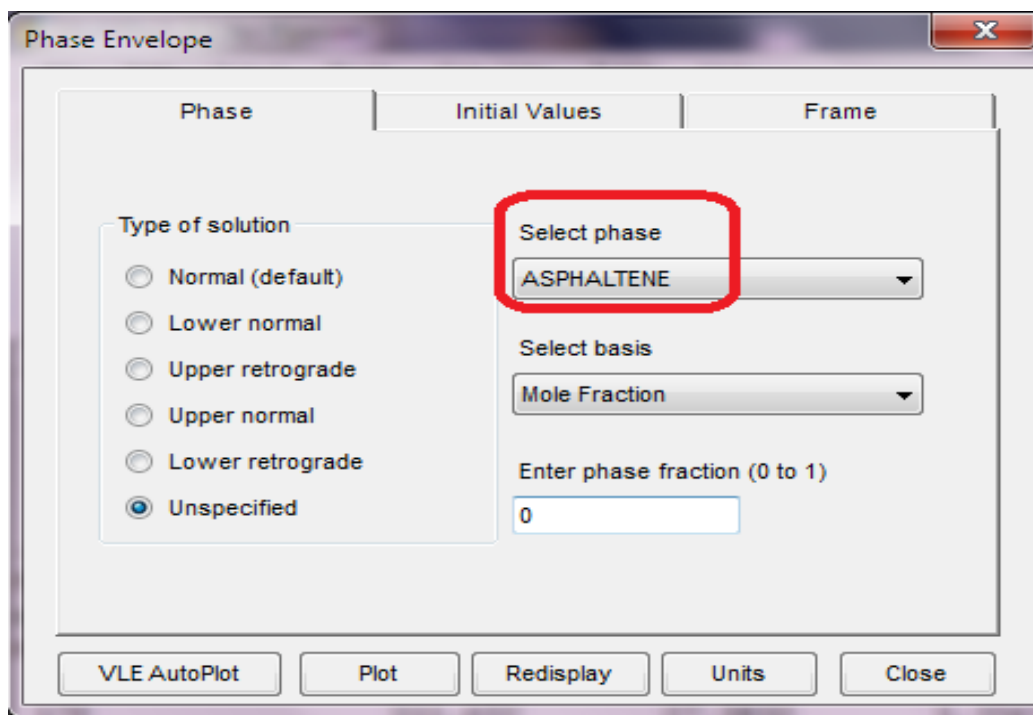


Fig.6. Enveloppe de phase de comportement de fluide pétrolier

4. Aller à Phase enveloppe et choisir ASPHALTENE, et une valeur de fraction égale à 0.  
(Pour tracer l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes)
5. Choisir la valeur initiale de pression égale à 175



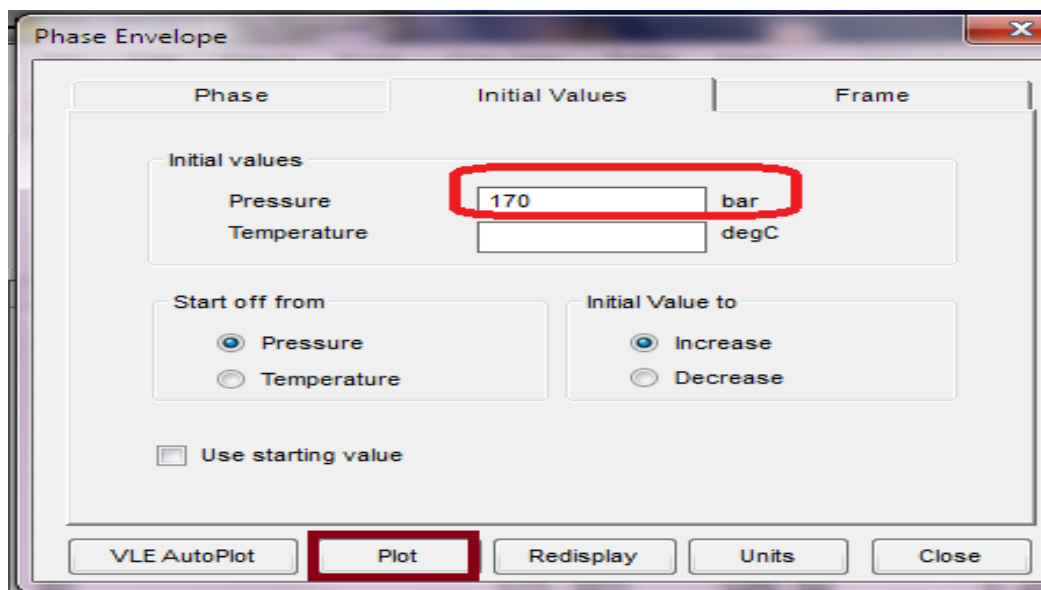


Fig.7. Création de l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes

6. Cliquer sur **Plot**, l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes sera affiché avec ces limites en interceptant l'enveloppe du comportement de phase.

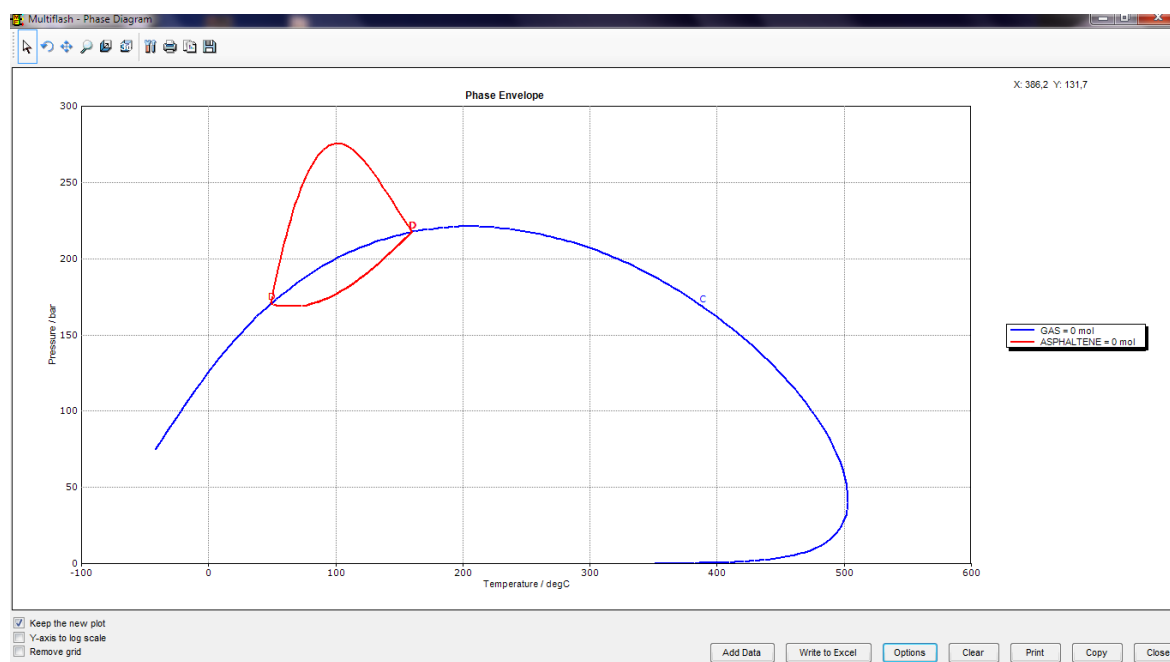


Fig.8. L'enveloppe de dépôts d'asphaltènes