

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Département de gisements miniers et pétroliers

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

**MASTER**

Présenté par :

**NEHLIL SAMIR**

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

***Thème***

---

**ETUDE DE LA DEPOSITION DES ASPHALTENES DANS LE  
CHAMP DE HASSI MESSAOUD CAS DU Puits OMM-33**

---

**Devant le jury :**

HADJADJ Ahmed	Pr	UMBB	Président
AKKOUCHE Fadila	Ing	Sonatrach	Examinatrice
GHEZALI Said	Dr	Sonatrach	Examineur
BEHNOUS Dounia	MA.A	UMBB	Encadreur

Année Universitaire : 2016/2017

## *Dédicace :*

*Je dédie ce travail :*

*A ma mère, de m'avoir donnée la vie et la joie de vivre. Ta bonne éducation, tes conseils et tes bénédictions n'ont jamais fait défaut. Que dieu le tout puissant vous garde pour nous.*

*A mon père, en signe de l'immense bien que vous avez fait pour moi concernant mon éducation qui aboutit aujourd'hui à la réalisation de cette étude.*

*Recevez à travers ce travail, toute ma gratitude et mes profonds sentiments.*

*A ma chère sœur SOLTANA qui m'a beaucoup aidée et soutenue durant mon parcours.*

*A mes chers frères ZINEDDINE et ACHRAF BILAL.*

*A mon meilleur ami ISHAK TOUATI qui m'a aidé moralement.*

*A mes chers amis qui ont partagé avec moi ces cinq longues années pleines de bonheur et de joie.*

*NEHLIL SAMIR*

## *Remerciements*

*Tout d'abord, je remercie ALLAH le tout puissant pour nous avoir éclairé la voie du savoir et de nous avoir donné la santé, la volonté et la force pour achever ce travail dans les meilleures conditions.*

*Je tiens à exprimer mes vifs remerciements pour notre grand et respectueux professeure Mlle BEHNOUS DOUNIA, d'avoir acceptée de m'encadrer pour mon projet de fin d'études Master 2 en production des hydrocarbures, ainsi que pour son soutien et ses encouragements et ces précieux conseils qui m'ont permis de mener à bien ce travail de recherche.*

*Je remercie les honorables membres du jury d'avoir accepté d'examiner ce travail et de bien vouloir m'apporter leurs cautions scientifiques.*

*Je remercie mes chers professeurs qui m'ont donné tant de savoir et de conseils et qui m'ont permis d'atteindre mon but.*

*Je tiens à remercier aussi toutes les personnes qui m'ont soutenu dans mon travail de recherches et particulièrement messieurs BENSEDDIK MOHAMMED ALHADJ ALI, ingénieur réservoir à la direction de production de HASSI MESSAOUD SONTRACH et l'ensemble des membres du département contrôle puits et stimulation qui n'ont pas cessé de me soutenir durant toute la période de mon travail de recherches.*

*NEHLIL SAMIR*

## 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.

Le puits d'huile OMM-33 situé dans la zone 1 du champ de HASSI MESSAOUD choisis pour cette étude a subi un déclin remarquable de sa production et il a aussi enregistré une chute de pression en tête suite à la formation des dépôts d'asphaltènes au niveau des perforations et à la paroi du tubing, ce problème est résolu par différentes méthodes entre autres grattage des parois du tubing ,et par traitement chimique (solvant).

Par conséquent, il est crucial d'étudier le comportement des asphaltènes pour différentes conditions thermodynamiques en connaissant leur enveloppe de précipitation (Asphaltène Precipitation Envelope, APE) de manière préventive pour limiter les opérations coûteuses de nettoyage.

Les conditions thermodynamiques ainsi que l'enveloppe de précipitation des asphaltènes sont déterminés par le simulateur PIPESIM à partir des tests expérimentaux tels que les tests PVT et les tests de pression d'apparitions des asphaltènes.

De nombreuses analyses de sensibilité ont été réalisées pour différents gaz (méthane, N<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub>) dans le but de comparer leurs taux de risque de chaque gaz pour différentes stratégies de récupération EOR et d'activation du puits par gaz lift.

**Mots clés : Asphaltène, enveloppe de précipitation des asphaltènes, floculation, SARA.**

## NOMENCLATURES

$\mu_o$	Viscosité d'huile	cp
$\mu_g$	Viscosité de Gaz	cp
$\rho_o$ :	Masse volumique de l'huile	g/cm <sup>3</sup>
$\Phi_{max}$	Porosité maximum du réservoir	%
$\Phi_{min}$ :	Porosité minium du réservoir	%
$\Phi_{moy}$ :	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	%
GOR :	Rapport du gaz sur l'huile	sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup>
$B_o$ :	Facteur volumétrique d'huile	bbl/STB
$P_b$ :	Pression de bulle	kg/cm <sup>2</sup>
PFD :	Pression de fond Dynamique	kg/cm <sup>2</sup> ou bar
$P_r$ :	Pression de réservoir	kg/cm <sup>2</sup>
$P_{sep}$ :	Pression de séparateur	kg/cm <sup>2</sup>
$P_t$ :	Pression de tête	kg/cm <sup>2</sup>
$T_f$ :	Température de fond	°c
IP	Index de productivité	m <sup>3</sup> /h.bar
MW	Masse moléculaire	g/mol

## Abréviations

EOR	Enhancing oil recovery
SARA	Saturated; Aromatic; Resin; Asphaltene
CRD	Centre de Recherche et Développement
NIOC	National Iranian Oil Company
MFL	Multi flash module (PVT)
HPM	High Pressure Micrograph
LST	Technique Light scattering
RKSA	Redlich Kwong Soave Advanced
AOP	Asphaltenes Onset Pressure
HMD	Hassi Messaoud
NIRLSM	Near Infrared Light Scattering Method.
CII	Indice d'instabilité colloïdale
BETX	Benzene, Toluene, Ethyl-benzene, and Xylene
IPR	Inflow performance relationship
TPC	Tubing performance curves
PSA	Particule size analysis
SDS	Système de détection des solides

## Liste des Figures

Figure I.1	Situation géographique du champ de HASSI MESSAOUD.	4
Figure I.2	Situation géologique du champ de HASSI MESSAOUD.	5
Figure I.3	Zonation du champ de HASSI MESSAOUD.	7
Figure I.4	Gisement de HASSI MESSAOUD.	8
Figure II .1	Echantillon des asphaltènes.	14
Figure II .2	Pyrogrammes de pyrolyse du kérogène et des asphaltènes.	15
Figure II .3	Microstructure des asphaltènes d'après le modèle de Yen (Feuillet).	17
Figure II .4	Représentation schématique de a : Molécule d'asphaltène.      b : Agrégat d'asphaltène.	17
Figure II .5	Microstructure et Macrostructure des asphaltènes.	18
Figure II .6	Peptisation des asphaltènes par des résines.	19
Figure II .7	Effet de la pression sur le taux de floculation à 118°C condition du réservoir (Brut Hassi Messaoud CRD -SONATRACH).	20
Figure II .8	Effet de la pression et de la température sur la déposition (huile iranienne).	21
Figure II .9	Huile synthétique Kuh-e-Mond à 90 ° C pour différentes pressions,(sans injection de CO <sub>2</sub> ).	23
Figure II .10	Huile synthétique Kuh-e-Mond à 90 ° C pour différentes pressions, (10% en moles de CO <sub>2</sub> ).	23
Figure II .11	Effet de différents pourcentage en mole de CO <sub>2</sub> sur le dépôt à 90 ° C et de 100 bars pour l'échantillon de Kuh-e-Mond asphaltène.	24
Figure II .12	Détection gravimétrique des asphaltènes.	27
Figure II .13	Détection des asphaltène avec la méthode ART.	28
Figure II .14	Light scattering technique (LST).	28
Figure II .15	Technique Light scattering (LST) avec image HPM.	30
Figure II .16	Distribution statistique de la taille des particules d'asphaltènes à différentes pression.	30
Figure II .17	Fractionnement SARA.	31
Figure II .18	Rapport Asphaltènes-resine.	32
Figure II .19	Stabilité des Asphaltènes sur une population de pétrole brut.	32
Figure II .20	Graphe de Boer.	33
Figure II .21	Endommagement des bords du puits et du tubing.	34
Figure II .22	Vue sur microscope de dépôt d'asphaltène dans une roche réservoir (lame mince).	34
Figure II .23	Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production.	35

Figure II .24	Dépôt asphaltène après une opération de raclage.	35
Figure II .25	Dépôt d'asphaltène dans un échangeur de chaleur.	36
Figure II .26	Différents étapes de Squeeze de l'inhibiteur en utilisant un activateur.	39
Figure II .27	Schéma de l'installation du capillary tubing en injection continue dans le fond du puits.	40
Figure II .28	complétion du puits proposé pour atténuer les asphaltènes.	41
Figure III .1	Pertes de charge au niveau du système de production.	44
Figure III .2	Position des nœuds.	46
Figure III .3	Point de fonctionnement.	47
Figure IV.1	Zones asphalténiques.	52
Figure IV.2	Localisation du puits OMM-33.	54
Figure IV.3	Diagramme de phase avec l'enveloppe de précipitation des asphaltènes.	58
Figure IV.4	Risques du potentiel de précipitation d'asphaltènes évalué par De Boer.	59
Figure IV.5	Saturé/Aromatique en fonction Asphaltènes/Résine pour échantillon de réservoir.	60
Figure IV.6	Asphaltènes en fonction résine pour l'échantillon de réservoir.	61
Figure IV.7	Historique de production et de traitement du puits OMM-33.	64
Figure IV.8	Analyse nodale pendant l'endommagement du puits OMM-33.	65
Figure IV.9	Enveloppe des Dépôts d'asphaltènes avant le Traitement.	66
Figure IV.10	Profile de pression et de température en fonction de la profondeur.	67
Figure IV.11	Zone de précipitation des asphaltènes dans le profile de P/T avant traitement.	68
Figure IV.12	Histogramme de l'efficacité du traitement.	69
Figure IV.13	Analyse nodale après traitement du puits OMM-33	70
Figure IV.14	Enveloppe des Dépôts d'asphaltènes Après le Traitement.	71
Figure IV.15	Profile de pression et de température en fonction de la profondeur.	72
Figure IV.16	Zone de précipitation des asphaltènes dans le profile de P/T après traitement.	73
Figure IV.17	Influence du diamètre de la Duse sur la pression de fond et le débit.	74
Figure IV.18	Influence du diamètre de la Duse sur les dépôts des Asphaltènes	75
Figure IV.19	L'influence de l'injection du C1 sur l'APE.	76
Figure IV.20	L'Influence de l'injection du N2 sur l'APE.	77
Figure IV.21	L'Influence de l'injection du $CO_2$ sur l'APE.	77

## Liste des Tableaux :

Tableau I.1	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir cambrien	9
Tableau II .1	Effet de l'injection de l'azote et de méthane sur la Précipitation de l'asphaltène.	25
Tableau IV .1	La composition du mélange du fluide OMM-33.	55
Tableau IV .2	Les propriétés du mélange du fluide OMM-33.	56
Tableau IV .3	Analyses SARA du puits OMM-33.	56
Tableau IV .4	AOP à différentes températures.	57
Tableau IV .5	Résultat du test de jaugeage.	62
Tableau IV .6	Résultat du test de build-up du puits OMM-33.	62
Tableau IV .7	Données des équipements du puits OMM33.	63
Tableau IV .8	Paramètres de Production Avant le Traitement.	65
Tableau IV .9	Pression et température en fonction de la profondeur pendant l'endommagement.	67
Tableau IV .10	Paramètres de Production après Traitement.	70
Tableau IV .11	Pression et température en fonction de la profondeur après traitement.	72
Tableau IV .12	Influence du diamètre de la Duse sur la pression de fond et le débit.	75

# Sommaire

Dédicace	
Remerciement	
Résumé	
Nomenclature	
Abréviation	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Sommaire	
Introduction générale .....	1
<b>Chapitre I : Présentation du champ de Hassi-Messaoud</b>	
<b>I . 1</b> Historique Du Champ.....	3
<b>I . 2</b> Situation du champ de Hassi-Messaoud.....	3
* Situation Géographique.....	3
* Situation géologique .....	4
<b>I . 3</b> Structure du champ.....	6
<b>I . 4</b> Zonation et numérotation des puits .....	6
<b>I . 5</b> Description du réservoir.....	7
<b>I . 6</b> Genèse et origine de l'huile.....	9
<b>I . 7</b> Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien.....	9
<b>I . 8</b> Caractéristiques des fluids.....	10
* Caractéristique des huiles .....	10
* Caractéristiques de gaz associés.....	10
<b>I . 9</b> Liaison couche-trou.....	11
<b>I . 10</b> Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud.....	11
<b>Chapitre II : Généralité sur les Asphaltènes</b>	
Introduction .....	13
<b>II . 1</b> Définition des asphaltènes.....	13
<b>II . 2</b> Origine géochimique des asphaltènes .....	14
<b>II . 3</b> Composition et structures des asphaltènes .....	15
<b>II . 3.1</b> Composition chimique des asphaltènes .....	15
<b>II . 3.2</b> Structure moléculaire des asphaltènes .....	16
<b>II . 3.2.1</b> La microstructure .....	16
<b>II . 3.2.2</b> La macrostructure .....	18
<b>II . 4</b> Propriétés colloïdales des asphaltènes .....	19
<b>II . 5</b> Les facteurs influençant la déposition des asphaltènes .....	20
<b>II . 5.1</b> Influence de la température et de la pression sur la floculation des asphaltènes.....	20
<b>II . 5.2</b> Influence du changement de la composition du fluide de réservoirs.....	22
<b>II . 5.3</b> Variation de la composition par les fluides d'injection.....	22
<b>II . 5.3.1</b> Injection du CO <sub>2</sub> .....	22
<b>II . 5.3.2</b> Injection du nitrogène et du méthane.....	24
<b>II . 5.4</b> Influence de l'eau de formation.....	25
<b>II . 5.5</b> Vitesse de filtration de l'huile.....	26
<b>II . 5.6</b> L'acidification matricielle.....	26

<b>II . 6</b>	Méthode de détectetion des asphaltenes.....	26
<b>II . 6.1</b>	Méthode gravimétrique .....	26
<b>II . 6.2</b>	La technique de résonance acoustique (ART) .....	27
<b>II . 6.3</b>	Technique de dispersion de la lumière (Light scattering technique) (LST).....	28
<b>II . 6.4</b>	Méthode par Filtration .....	29
<b>II . 6.5</b>	Image HPM (High Pressure Micrograph) .....	29
<b>II . 7</b>	Caractéristiques des huiles asphalténiques .....	31
<b>II . 7.1</b>	Analyse SARA .....	31
<b>II . 7.2</b>	Graphe de boer .....	33
<b>II . 8</b>	Localisation de la déposition des asphaltènes .....	34
<b>II . 9</b>	Traitement du problème de déposition des Asphaltènes.....	36
<b>II . 9.1</b>	Au niveau du réservoir .....	36
<b>II . 9.2</b>	Au niveau des perforations et des abords du puits .....	37
❖	Ajustement des paramètres de production .....	37
❖	Injection de solvant pour nettoyer les perforations et la zone endommagé .....	37
❖	Squeeze avec un inhibiteur de dépôt dans la formation .....	37
<b>II . 9.3</b>	Au niveau du tubing.....	39
❖	Circulation du reformat .....	39
❖	Utilisation des inhibiteurs (dispersants d’asphaltènes) .....	40
❖	Injection continue en utilisant un capillary tubing.....	40
❖	Modification de la Complétion du puits .....	41
❖	Traitement mécanique par grattage.....	42
❖	Revêtement du tube .....	42
<b>Chapitre III : Analyse Nodale</b>		
	Introduction .....	43
<b>III . 1</b>	Le système de production.....	43
<b>III . 2</b>	Procédure de l’analyse nodale .....	46
<b>III . 3</b>	Inflow performance relationship (IPR) .....	48
<b>III . 4</b>	Tubing performance curves (TPC).....	49
<b>III . 5</b>	Objectifs de l’analyse nodale.....	50
<b>III . 6</b>	Application de l’analyse nodale.....	50
<b>III . 7</b>	Aperçu sur le logiciel PIPESIM.....	51
	Conclusion.....	51
<b>Chapitre IV : Etude du puits OMM-33</b>		
	Introduction.....	52
<b>IV . 1</b>	Etude du puits OMM-33.....	53
<b>IV . 1.1</b>	Modélisation de l’enveloppe de dépôt d’asphaltènes.....	55
<b>A</b>	Analyse PVT.....	55
<b>B</b>	Analyse SARA.....	56
<b>C</b>	Mesure de la Pression de précipitation des asphaltenes (AOP).....	57
<b>IV . 1.2</b>	Stabilité des asphaltenes.....	59
<b>IV . 1.3</b>	Analyse nodale.....	62
<b>A</b>	Test de jaugeage.....	62
<b>B</b>	Test Build-up.....	62

C	Données des équipements du puits.....	63
<b>IV . 1.4</b>	Application de l'analyse nodale.....	63
A	Historique de la production et du traitement.....	64
B	Premier cas « avant traitement ».....	65
C	Traitement des problèmes des dépôts d'asphaltènes.....	68
D	Deuxième cas (après traitement) .....	70
<b>IV . 2</b>	Influence de la duse.....	74
<b>IV . 3</b>	Influence de l'injection des gaz sur la précipitation des asphaltènes.....	76
	Conclusion générale.....	79
	Recommandations pour le puits OMM-33.....	81
	Annexes	
	Référence Bibliographique	

# INTRODUCTION GENERALE

## **Introduction Générale :**

Le pétrole est une huile d'origine minérale naturelle composée d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures qui se subdivisent en quatre familles : les hydrocarbures saturés, aromatiques, les résines et les asphaltènes, piégées dans des formations géologiques particulières. L'exploitation de cette source d'énergie fossile et d'hydrocarbures est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides et cette exploitation requiert des équipements de forage et des installations de surfaces très coûteuses, ainsi la roche qui retient les hydrocarbures fait l'objet d'une attention particulière dans le but d'assurer une durée de vie la plus longue possible, mais la production des hydrocarbures est fréquemment entravée par différents problèmes dont l'origine de ces derniers dépend de plusieurs facteurs qui sont la composition chimique du brut et la nature de la roche et les changements des propriétés thermodynamiques de l'effluent au cours de son cheminement du réservoir vers la surface ainsi que les divers techniques utilisées pour l'amélioration du taux de récupération du brut tels que la récupération secondaire et tertiaires.

Parmi les problèmes rencontrés c'est la formation des dépôts de matières organiques solides telles que le dépôt des asphaltènes qui représentent la fraction la plus lourde du pétrole. Bien que ces produits soient souvent présents en faible quantité, ils ont une influence considérable sur les propriétés physico-chimiques du brut. Leurs capacités à flocculer, à s'adsorber sur des surfaces et à former des dépôts solides, sont à l'origine de nombreux problèmes aussi bien du point de vue exploitation des gisements que du raffinage.

Les asphaltènes s'avèrent être responsables du colmatage de la roche réservoir et les abords des puits qui induisent une diminution de la perméabilité du milieu poreux et l'augmentation de la densité du fluide. Ainsi ces dépôts sont la cause de pertes de charge au niveau du tubing, au niveau des installations de surface et influent négativement sur le fonctionnement des équipements de raffinerie qui tendent à la diminution de la production, d'où une perte économique très importante incluant des charges supplémentaires d'entretien.

# INTRODUCTION GENERALE

---

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 en ALGERIE, particulièrement dans la zone 1.

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

L'objectif de ce mémoire de fin d'étude est l'étude et l'analyse du problème de la formation des dépôts d'asphaltènes au niveau du champ pétrolier de HASSI MESSAOUD et ce afin d'identifier les propriétés qui influent sur le processus d'accumulation des asphaltènes qui causent le déclin de la production des puits.

Cette étude nous permettra de cerner ce phénomène après analyse de certaines données pour arriver à expliquer le mécanisme de déposition. Aussi, notre approche a consisté à mettre en œuvre les propriétés du fluide et la fraction de chaque composant du pétrole obtenus à partir des tests de laboratoires afin de connaître le domaine de précipitations de manière préventive pour choisir la méthode la plus adéquates et ce pour améliorer le taux de production altéré par ces dépôt et limiter les opérations coûteuse de nettoyage.

Ce mémoire s'articule autour de quatre chapitres :

Le premier chapitre décrit le champ de HASSI MESSAOUD.

Le deuxième chapitre est consacré à des généralités sur le thème des asphaltènes.

Le troisième chapitre présente la méthode d'optimisation et d'évaluation du système de production (analyse nodal).

Le quatrième chapitre consiste à l'étude d'un puits qui dispose d'un problème d'asphaltène par la modélisation de l'enveloppe de déposition des asphaltènes ADE.

# **Chapitre 1**

## **PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

## I. 1 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.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

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

## I. 2 Situation du champ de Hassi-Messaoud

### ❖ Situation Géographique: (Figure I.1)

Le champ de **Hassi Messaoud** se situe au Nord-est du Sahara Algérien, à 850Km au Sud-est d'Alger et 350Km de la frontière Algéro-tunisienne. 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.

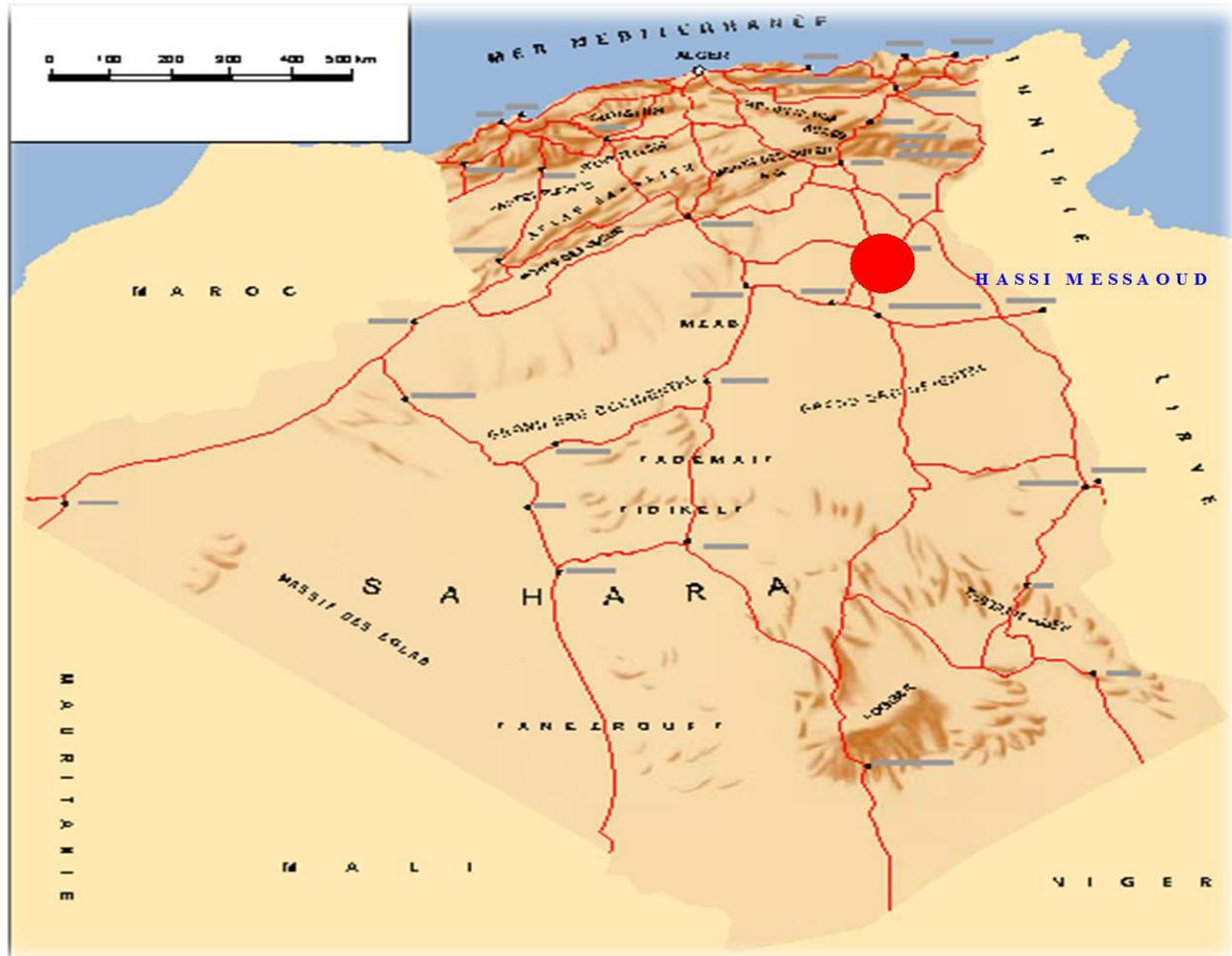


Figure I.1 : Situation géographique du champ de HASSI MESSAOUD

## ❖ Situation géologique :

Le champ de **Hassi Messaoud** occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeïfère. C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étende sur 53x44 km de superficie.

Par rapport aux gisements le champ de hassi messaoud est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'**Ouargla** [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au sud-ouest par les gisements d'**El Gassi, Zotti et El Agreb**.
- Au sud-est par les gisements **Rhourde El Baguel et Mesdar**.

# CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD

Géologiquement est limité : (Figure I.2)

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkine

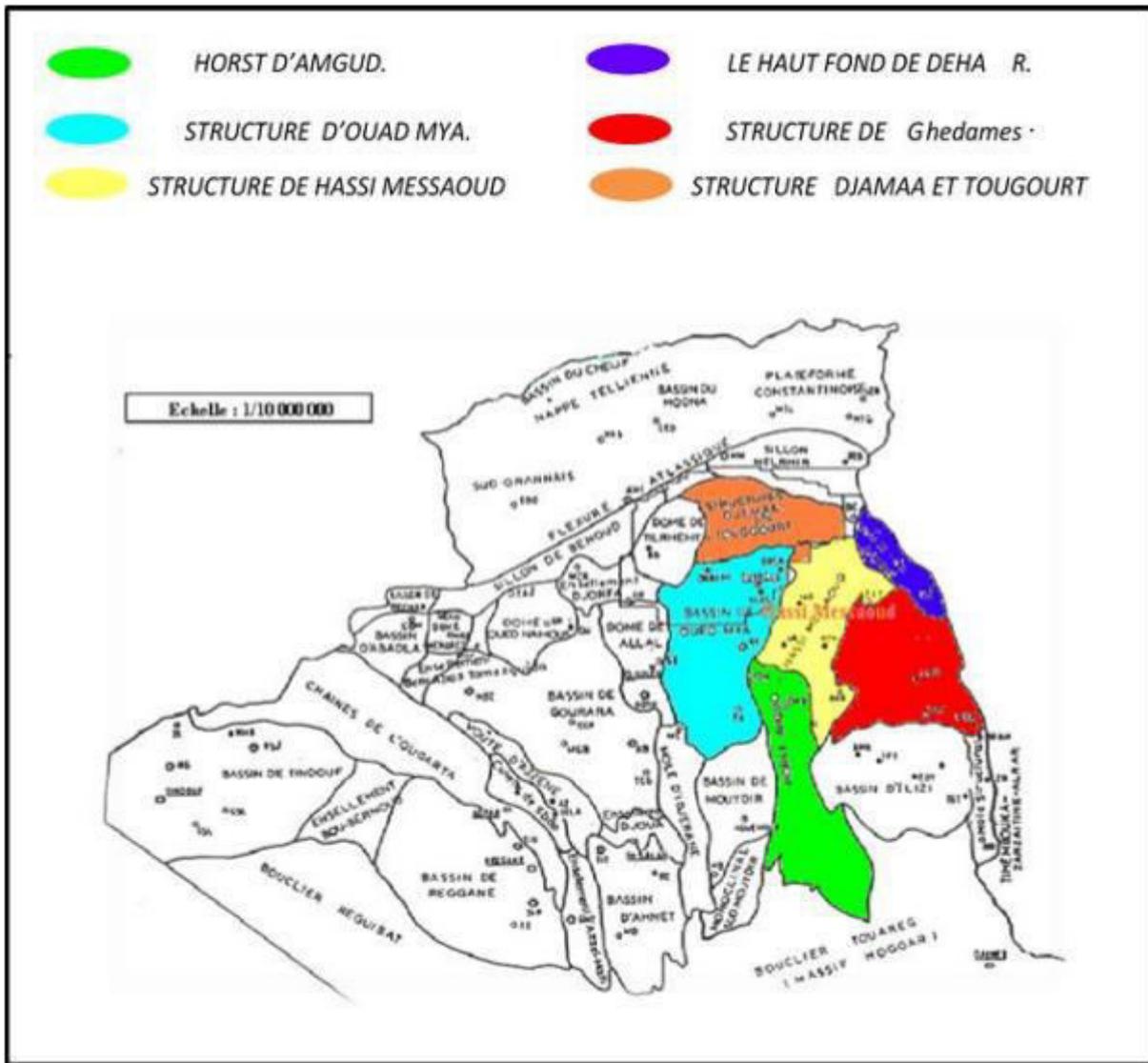


Figure I.2 : Situation géologique du champ de HASSI MESSAOUD

## I. 3 Structure du champ

La structure de **Hassi Messaoud** se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord – Est / Sud - Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale.

Les accidents affectant le réservoir sont les deux types :

- Les failles de direction subméridienne et ainsi que d'autres failles qui sont perpendiculaire de direction Nord-Ouest / Sud-Est, ce qui fait ressortir le caractère tectonique.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir

Les puits secs sont généralement liés aux accidents tectoniques aux fractures qui leurs sont associées.

Du point de vue caractéristique du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène : sur une verticale et sur un plan.
- Discontinu : par l'écoulement des fluides.
- Anisotrope : par la présence de silt.

## I. 4 Zonation et numérotation des puits :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie. (**Figure I.3**).

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone (ex : **la zone 1**) peut être subdivisée en sous zones (ex : 1a, 1b, 1c).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes :

Le champ Sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

## CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOU

• **Le Champ Nord** : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12\*

**O** : Majuscule, permis d'Ouargla.     **m** : superficie de la zone à huile: 1600 km<sup>2</sup>.

**o** : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km<sup>2</sup>,     **3** : Abscisse et **8** : Ordonnée.

• **le Champ Sud**: La numérotation des zones est chronologique. Ex: MD1, MD2, MDZ509.

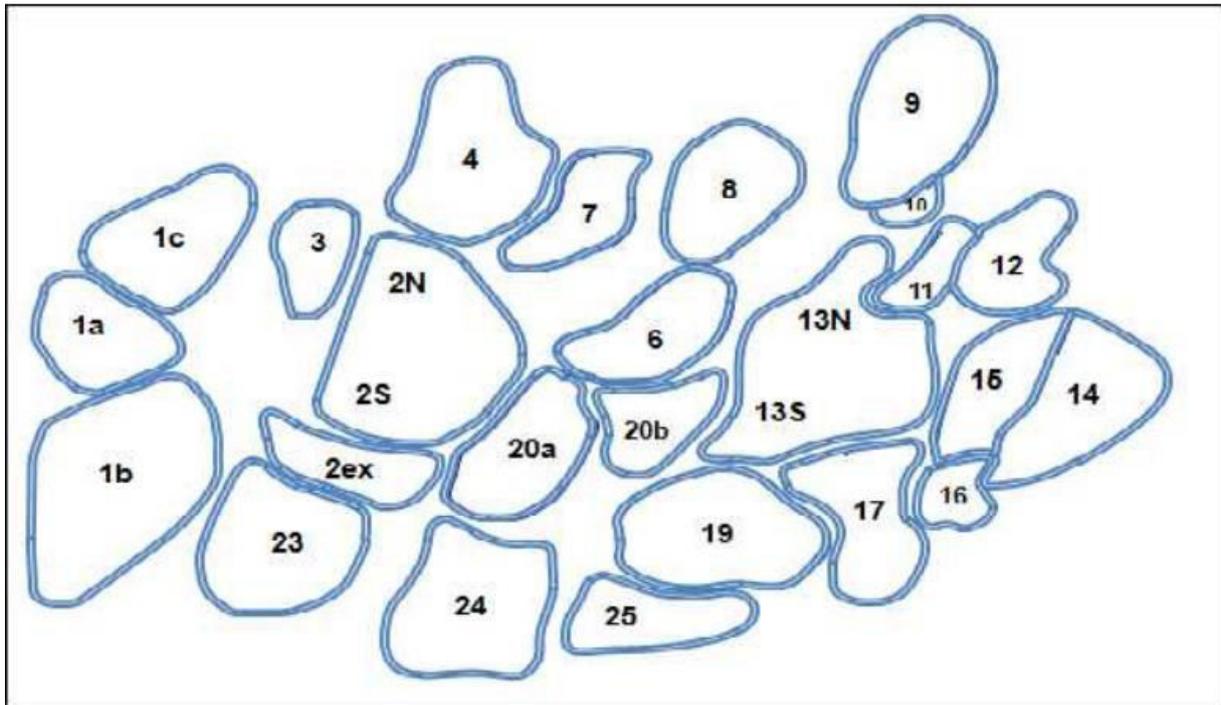


Figure I.3 : Zonation du champ de Hassi Messaoud

### I. 5 Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud a 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 poste paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas :

#### ➤ Réservoir Ri

Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5, il présente 13 % des réserves.

## ➤ Réservoir Ra

Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120m 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

## ➤ Réservoir R2 :

Il se caractérise par une série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m. il possède des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production.

68% des réserves, ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie.

## ➤ Réservoir R3

Il se caractérise par une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose.

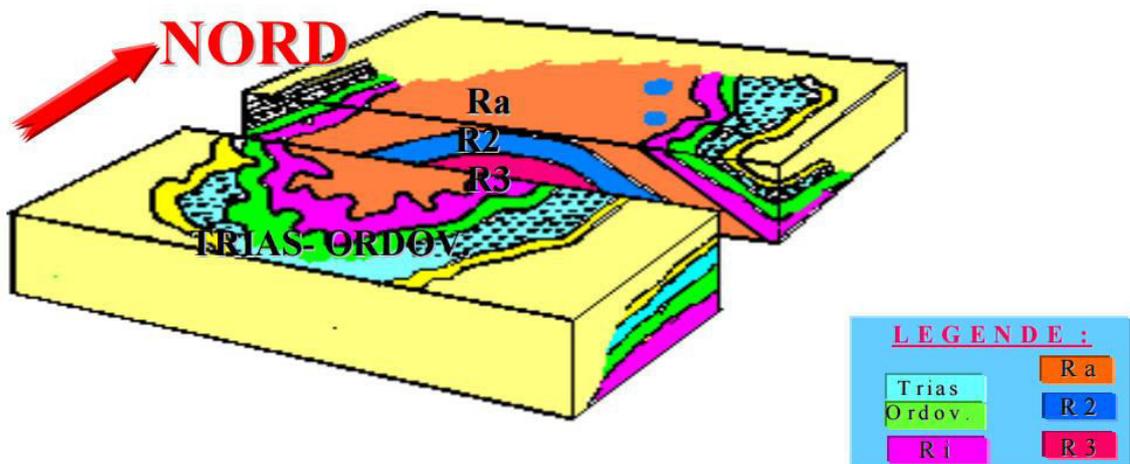


Figure I.4 : Gisement de Hassi Messaoud

### I. 6 Genèse et origine de l'huile:

Le réservoir de **Hassi Messaoud** est à 3350 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du Cambrien.

D'après la datation du Cambrien de **Hassi Messaoud** par Mobile Field Research Laboratoire, deux sources possibles sont à l'origine de l'huile :

- Les bancs argileux des argiles d'EL- Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures.
- Les argiles du Silurien, puissante série riche en matières organiques situées de part et d'autre du gisement ont de grandes profondeurs.

D'après les tests géochimiques, ces argiles représentent les principales roches mères potentielles qui ont généré une grande partie de l'huile de **Hassi Messaoud**

Les huiles formées ont migré vers le début du Jurassique jusqu'au Crétacé inférieur où le piégeage a eu lieu.

### I. 7 Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien :

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

<b>réservoir</b>	<b>Kmin</b>	<b>Kmax</b>	<b>Kmoy</b>	<b>Ømin</b>	<b>Ømax</b>	<b>Ømoy</b>	<b>Swi</b>	<b>Vsh</b>	<b>Hu/Ht</b>
	<b>(md)</b>	<b>(md)</b>	<b>(md)</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>	<b>fraction</b>
<b>Ri</b>	0.3	2	1	6	8	7	17	15	0.5-0.9
<b>Ra</b>	2	100	15	6	10	8	10	7	0.8 - 1
<b>R2</b>	1	7	2.5	-	-	10	17	20	0.65-0.8
<b>R3</b>			< 1			11	17	30	0.65

**Tableau I-1** : Caractéristiques pétrophysiques du réservoir cambrien

### I. 8 Caractéristiques des fluides

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg /cm<sup>2</sup> pour un rapport de dissolution de gaz  $R_s$  égal à 240 stm<sup>3</sup> /m<sup>3</sup>, à l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg / cm<sup>2</sup> pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 stm<sup>3</sup> / m<sup>3</sup>. Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présentées à **Hassi Messaoud**.

#### ❖ Caractéristique des huiles

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

#### ❖ Caractéristiques de gaz associés :

- un point de bulle de 160 kg/cm<sup>2</sup> ;
- Viscosité de gaz est 0.02 cp ;
- La compressibilité est de 0.8 bar<sup>-1</sup>.

### **I. 9 Liaison couche-trou :**

Jusqu'à la fin des années 60, les puits étaient en majorité complétés en trou ouvert (open hole). Quelques puits cependant ont été équipés d'un liner cimenté ; depuis, l'utilisation de crépines (5" FJ Hydril) s'est généralisée vers le milieu des années 80, la chute de production inexplicée de certains puits de la périphérie ouest du champ, équipés de crépines, à permis de constater un bouchage de l'espace annulaire entre les parois du trou et la crépine par des dépôts organiques. Cette constatation à été faite à la suite de la destruction de la crépine au cours d'un Work-over. Depuis, il a été décidé d'éliminer les crépines. Les nouveaux puits ou ceux repris en Work-over sont systématiquement équipés d'un liner 4"1/2 cimenté ou laissés en découvert.

### **I. 10 Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud :**

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement.

Le premier problème est dû aux dépôts d'asphaltènes dans le tubing. Le second est dû à la présence, dans la formation, d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

## CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD

---

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans la collecte.

## **Chapitre II**

# **GENERALITE SUR LES ASPHALTENES**

### **Introduction :**

Le pétrole brut est un mélange de composants avec différentes températures d'ébullition qui peuvent être séparés en une variété de fractions par distillation et par fractionnement.

En fait, c'est par de telles méthodes que les molécules du pétrole peuvent être définies pour donner une meilleure idée de la composition générale du pétrole et de la manière dont il pourrait se comporter pendant le raffinage. Ainsi, certaines huiles brutes ont des proportions plus élevées des constituants à bas point d'ébullition, tandis que d'autres, comme les bitumes ou l'asphalte naturel, ont des proportions plus élevées des constituants à ébullition plus élevée.

### **II. 1 Définition des asphaltènes:**

Les asphaltènes sont une classe de composants d'hydrocarbures foncés (brun noir), durs et cassants avec des fractions à poids moléculaire élevé constituant la partie lourde du pétrole, le terme est né en 1837 lorsque JB Boussingault définit les asphaltènes comme résidu de la distillation du bitume, insoluble dans l'alcool et soluble dans la térébenthine foncée (brun noir), et selon le concept moderne, les asphaltènes sont insolubles dans les paraffines à bas poids moléculaire (n-heptane, n-pentane) mais solubles dans les solvants aromatiques comme le toluène et le benzène.

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. La partie centrale des micelles d'asphaltènes consiste en un composant de grande masse moléculaire. Ce dernier est entouré et peptisé par des résines neutres de masse plus petite et des hydrocarbures paraffiniques de petite masse moléculaire et hydrophile aux aromatiques et aux résines. <sup>(1)</sup>

---

(1) T.F.YEN and G.V CHILINGARIN, Asphaltenes and asphalt, 1994 Elsevier science B.V



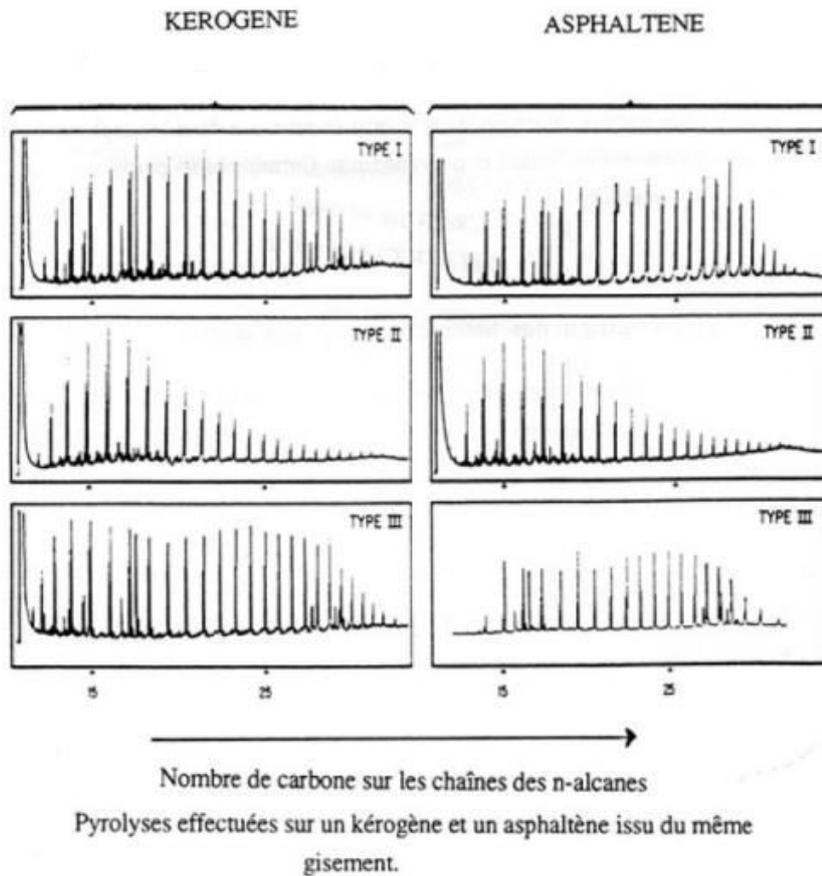
**Figure II .1** Echantillon des asphaltènes

### **II. 2 Origine géochimique des asphaltènes :**

Les asphaltènes peuvent être considérés comme des fragments de kérogène, de poids moléculaire plus faible, formés à partir du celui-ci par rupture des liaisons hétéroatomique ou autres au cours de la première partie de son évolution thermique. Les géochimistes ont comparé par pyrolyse des asphaltènes d'huile brute présents dans la roche mère et avec le kérogène de la même roche, ils ont démontré que pour les divers types de kérogène **I, II, III**, il existe une grande similarité entre les produits de pyrolyse du kérogène et ceux des asphaltènes et que chaque type de matière organique présente un pyrogramme caractéristique.<sup>(2)</sup>

---

(2) Collection Colloques et séminaires, Caractérisation des huiles lourdes et des résidus pétroliers Technip 2000



**Figure II .2 :** Pyrogramme de pyrolyse du kérogène et des asphaltènes

- On peut conclure de ces résultats que le kérogène et les asphaltènes de roche mères ont des structures comparables, et sont capables de produire les mêmes types de produits par évolution thermique.

## II. 3 Composition et structures des asphaltènes :

### II.3.1 Composition chimique des asphaltènes :

Les asphaltènes issus d'une dégradation organique, sont composés essentiellement d'atomes de carbone et d'hydrogène.

**C : 81% ± 3.5% en masse.**

**H : 7.8 % ± 1% en masse.**

Ces valeurs correspondent à un rapport atomique H/C variant entre 1 et 1,3, ce rapport est une manière simple et rapide de déterminer le degré d'aromaticité d'huile, telle que les asphaltènes et les résines, par exemple le benzène  $C_6 H_6$  a un rapport de H/C =1 et puisque les asphaltènes sont constitués majoritairement de carbone et d'hydrogène et la valeur du rapport H/C est proche de 1, cela indique que les asphaltènes sont des composés fortement aromatiques.

Ils contiennent également des hétéroatomes tels que le **Soufre (S)**, **Azote(N)**, et l'**Oxygène(O)** avec des quantités significatives :

**N : de 0.5 % à 3.3 %.**

**S : de 0.3 à 10.3 %.**

**O : de 0.3 à 4.9 %.**

Les asphaltènes contiennent aussi des métaux, Il s'agit principalement du nickel et du vanadium avec des valeurs qui varient de 150 à 1200 ppm.

### **II.3.2 Structure moléculaire des asphaltènes :**

La structure détaillée des asphaltènes est encore mal connue jusqu'à présent, plusieurs modèles sont proposés pour décrire leurs structures et la plus répandue est le modèle de Yen.

En 1967, Yen a proposé un modèle de micro et de macrostructures asphalténiques qui permet de tenir compte de la capacité des asphaltènes à former des agrégats au sein d'un brut.

#### **II.3.2.1 La microstructure :**

La microstructure des asphaltènes d'après le modèle proposé par Yen, se compose des éléments suivants :

##### **❖ Le feuillet :**

C'est l'élément de base de la microstructure des asphaltènes, Il est constitué de cycles aromatiques condensés portant des chaînes aliphatiques, des cycles naphthéniques ou encore des hétéroatomes.

La masse molaire du feuillet est de l'ordre de 500 à 1000 g/mol et la taille est de l'ordre d'un nanomètre.

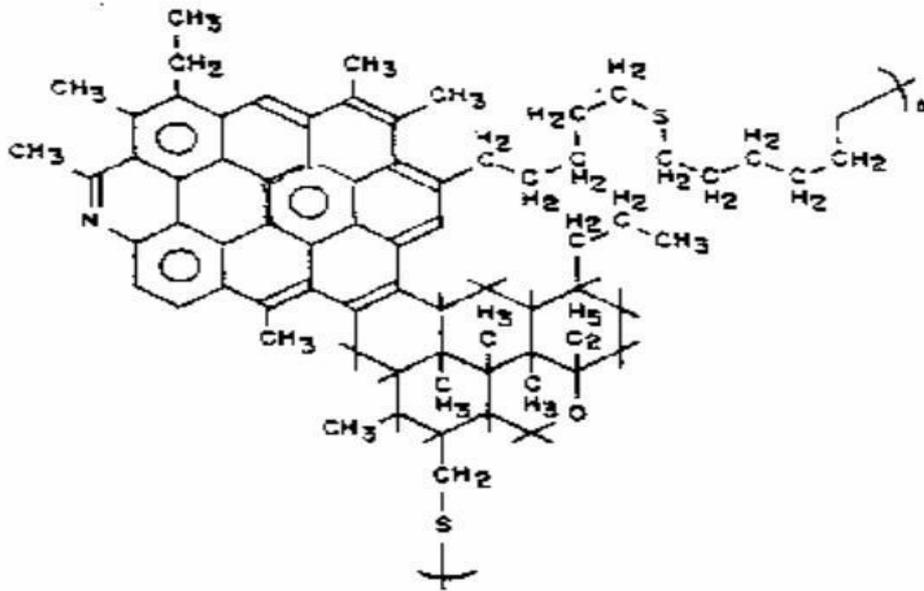


Figure II .3 Microstructure des asphaltènes d'après le modèle de Yen (Feuillet)

- ❖ **La particule** : Elle est constituée de l'empilement de quelques feuillets de 3 à 5

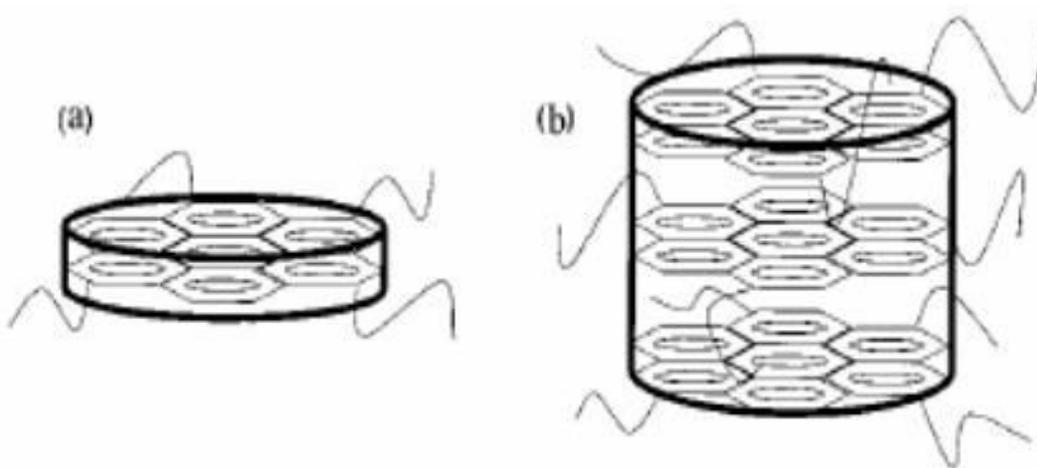


Figure II .4 Représentation schématique de (a): Molécule d'asphaltènes et (b) : Agrégat d'asphaltènes

- ❖ **La Micelle** : deux à trois particules pourraient s'associer pour former des micelles.

### II.3.2.2 La macrostructure :

L'agrégation de micelles d'asphaltènes conduit à la formation de structures supramoléculaires caractérisées par une masse molaire de l'ordre de  $10^5$  à  $10^6$  g/mol.<sup>3</sup>

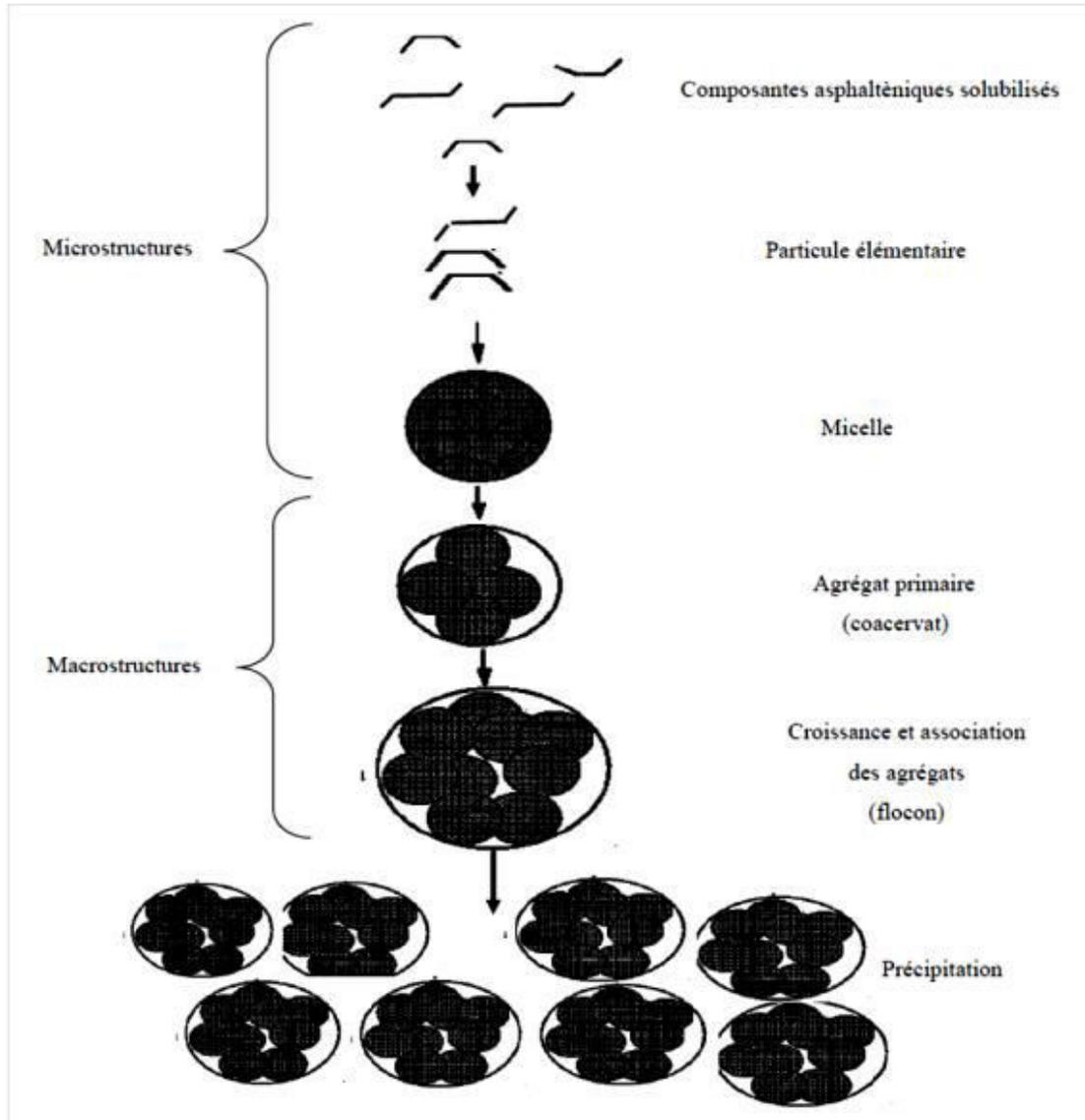


Figure II .5 : Microstructure et Macrostructure des asphaltènes

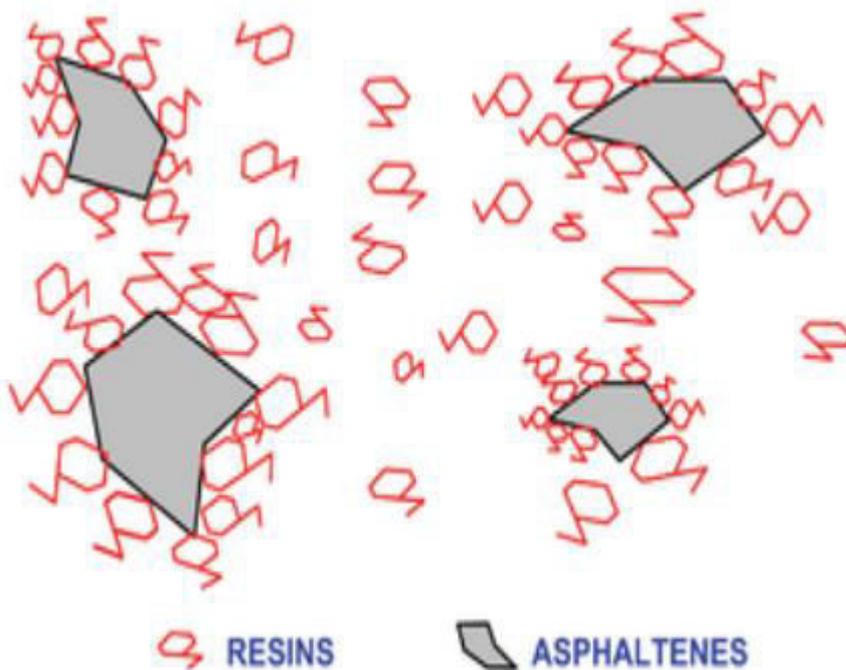
(3) Collection Colloques et séminaires, Caractérisation des huiles lourdes et des résidus pétroliers Technip 2000

### II. 4 Propriétés colloïdales des asphaltènes :

Les asphaltènes en solution dans le pétrole brut ont été considérés par de nombreux chercheurs comme un système colloïdal, les enquêteurs ont révélé que les asphaltènes comportent une charge intrinsèque qui peut être positive ou négative en fonction de la composition de l'huile.

Les résines hautement polaires agissent comme agents de peptisation pour les asphaltènes et sont attirées par leur charge. Ils sont adsorbés par les asphaltènes et agissent comme une couche protectrice.

L'ensemble résines et asphaltènes s'appellent micelles comme le montre la **Figure II .6**, ces micelles sont des entités moléculaires distinctes du pétrole brut et sont soumises à tous les changements thermodynamiques. L'addition d'une quantité adéquate de flocculant, par exemple : n-pentane, provoque la destruction de la micelle qui peut entraîner une floculation des asphaltènes. <sup>4</sup>



**Figure II .6** : Peptisation des asphaltènes par des résines

(4) SPE 29787 Sunil L. KokalWand Selim G. Sayegh , Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum .

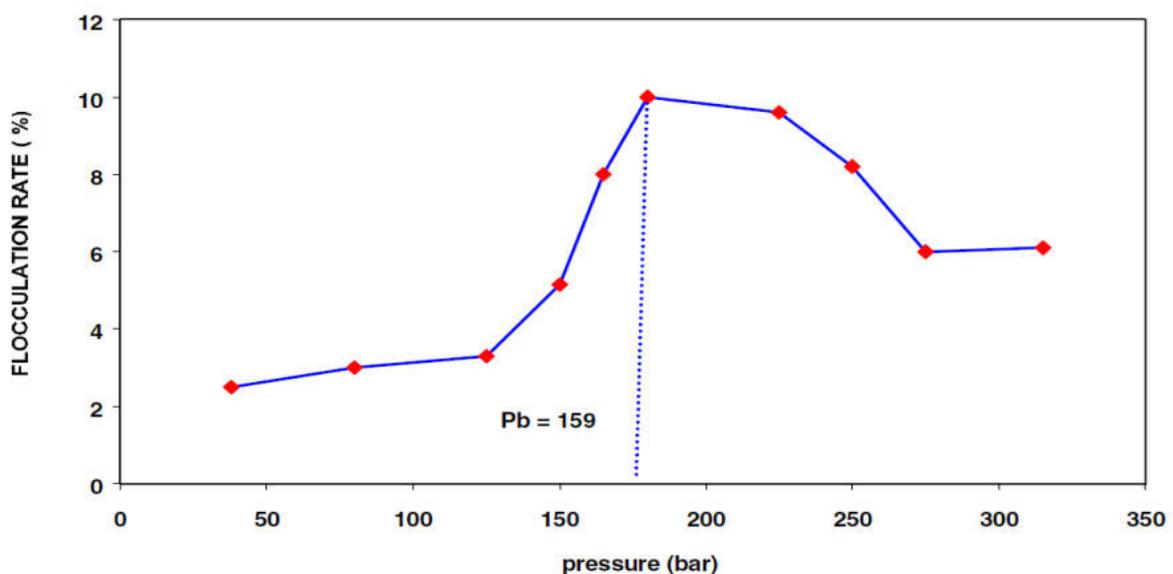
## II. 5 Les facteurs influençant la déposition des asphaltènes :

La précipitation de l'asphaltène dans le pétrole brut dépend d'un certain nombre de facteurs tels que la pression, la température, la composition du fluide. Ces facteurs peuvent être induits par une variété de processus, y compris la déplétion primaire, l'injection de gaz naturel ou de dioxyde de carbone, les traitements acidifiants et la production mélangée de fluides incompatibles.

### II.5.1 Influence de la température et de la pression sur la floculation des asphaltènes :

Les résultats des expériences effectués pour définir le comportement des asphaltènes avec le changement de pression sur différents bruts sont présentés par la **Figure II .7** .

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

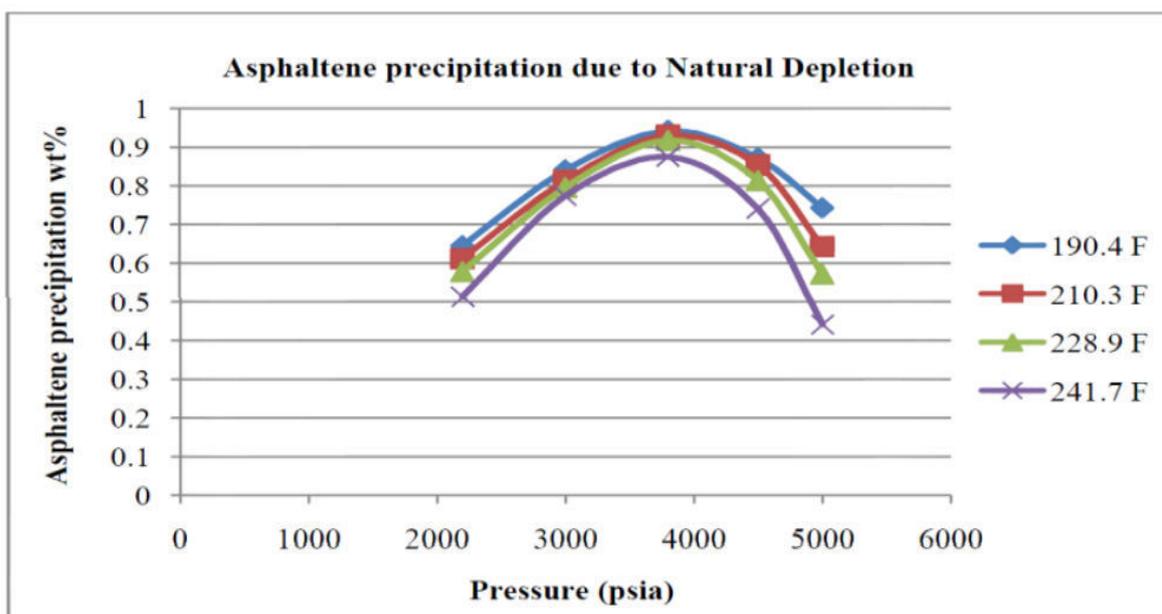


**Figure II .7** Effet de la pression sur le taux de floculation à 118°C condition du réservoir

(Brut Hassi Messaoud CRD -SONATRACH)

Lorsque la pression diminue au-dessous du point de bulle, les composants légers du brut se séparent de l'huile pour former la phase gazeuse. Durant cette phase, on a observé une diminution du taux de déposition qui explique une résolution du dépôt d'asphaltène dans l'huile. Les figures (**figure II .7** et **figure II .8**) montrent que le maximum de quantité de dépôt est observé à la pression près du point de bulle. Certains bruts peuvent ne pas avoir ce comportement, si les particules sont très bien stabilisées dans l'huile soit par une quantité de résine ou une quantité aromatique suffisante, la diminution de la pression n'aurait aucun effet sur la déposition.

Un autre effet qui a été remarqué dans ces expériences, c'est l'effet de la température sur la précipitation. Dans notre cas la stabilité du brut augmente en fonction de la température, car cette dernière provoque la désorganisation de l'arrangement des particules de base, d'où une diminution de la taille des agrégats. Ceci peut être expliqué par le changement du volume molaire des composants du brut qui mènent au changement de la solubilité de l'huile.<sup>(5)</sup>



**Figure II .8** Effet de la pression et de la température sur la déposition (huile iranienne)

(5) Sajjad Afshari, Riyaz Kharrat, and Mohammad Hosein, "Asphaltene Precipitation Study during Natural Depletion at Reservoir Conditions" spe 130071

### II.5.2 Influence du changement de la composition du fluide de réservoirs :

La composition d'un fluide de réservoir changera en conséquence de l'épuisement normal pendant la production primaire du réservoir. Cela entraînera la perte de composants plus légers de l'huile entraînant une diminution du rapport gaz-huile (GOR) et une augmentation de la densité des fluides. En règle générale, ces deux effets réduiront la tendance à la floculation d'asphaltènes du fluide du réservoir. Lorsque l'huile perd ses extrémités légères, plus d'asphaltènes peuvent entrer en solution. En conséquence, à mesure que le réservoir en âge de production augmente, la pression diminue et l'huile devient plus lourde et les problèmes d'asphaltènes devraient diminuer.

### II.5.3 Variation de la composition par les fluides d'injection :

Pendant l'injection de gaz, un fluide miscible, par exemple le dioxyde de carbone, le gaz naturel, etc., est injecté dans le réservoir pour déplacer l'huile résiduelle. La miscibilité du fluide avec l'huile du réservoir est la propriété qui peut également conduire à la précipitation d'asphaltènes à l'intérieur de la matrice du réservoir et à son dépôt sur la roche du réservoir. La plupart des fluides miscibles ont le potentiel de provoquer la floculation d'asphaltènes comme de plus en plus de fluides qui sont dissouts dans le pétrole brut.

#### II.5.3.1 Injection du $CO_2$ :<sup>(6)</sup>

Après la récupération primaire et secondaire, la saturation typique de l'huile résiduelle dans de nombreux réservoirs est dans la gamme 50-60% de l'huile originale sur place. Les résultats des études approfondies montrent que les processus EOR contribuent de manière significative dans la production de pétrole. Il convient de mentionner que l'injection de  $CO_2$  en tant que technique EOR a été approuvée pour son efficacité de balayage du pétrole. Mais l'un des principaux défis techniques dans l'injection de  $CO_2$  est la précipitation des asphaltènes.

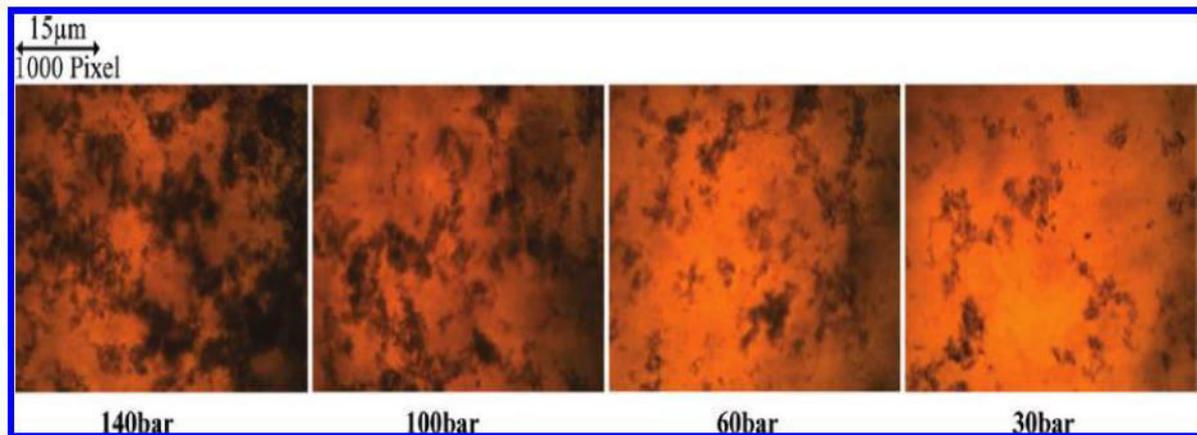
Une étude a été réalisée sur un échantillon d'huile brute provenant de champs iraniens Kuh-e-Mondet. L'asphaltènes provenant de cet échantillon a été extraite et utilisée pour préparer l'huile modèle synthétique, comme un mélange heptane-toluène.

---

(6) Abdolmohammad Alamdari, Hossein Dashti, and Shahin Kord, Asphaltene Deposition during  $CO_2$  Injection and Pressure Depletion: A Visual Study, Enhanced Oil Recovery (EOR) Shiraz University Iran 2011

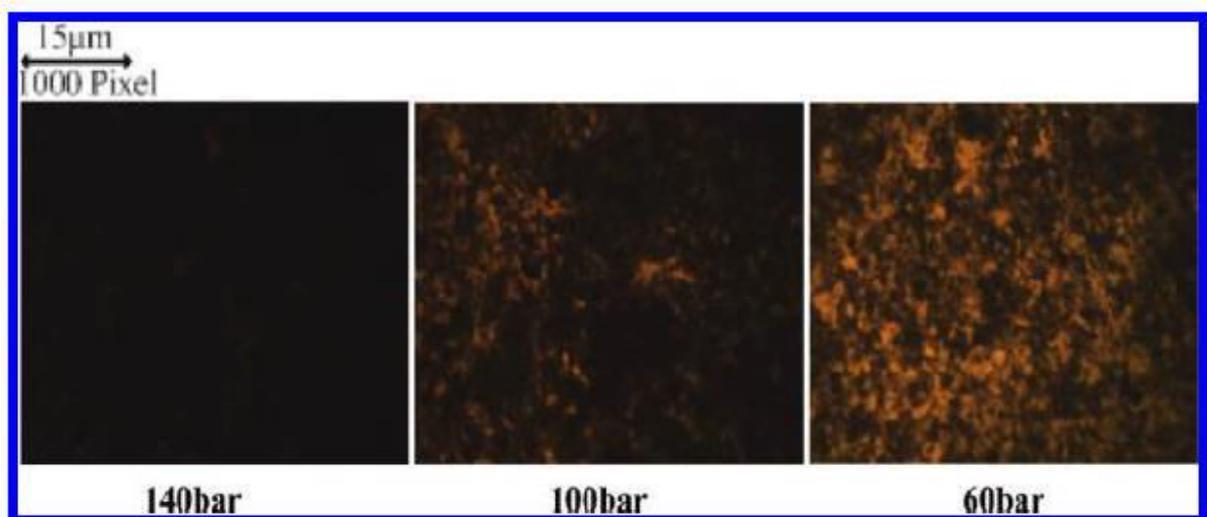
## CHAPITRE II GENERALITE SUR LES ASPHALTENES

À l'aide d'une cellule PVT à haute pression, une analyse a été faite pour démontré la formation et le dépôt de particules d'asphaltène à différents stades de l'expérience par l'évolution de la pression et la variation du volume molaire injecté du  $\text{CO}_2$ . Les images prises à différentes pressions ont montré qu'en augmentant la pression, la quantité de dépôt a augmenté. La figure II .9 montre les résultats indiquant les effets des changements de pression sur le dépôt d'asphaltènes.

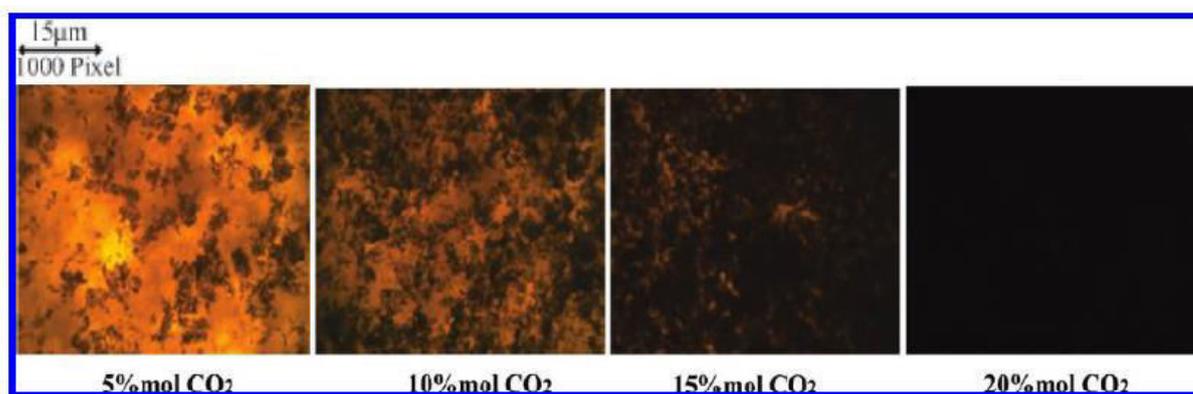


**Figure II .9 :** Huile synthétique Kuh-e-Mond à 90 ° C pour différentes pressions, (sans injection de  $\text{CO}_2$ )

Pour étudier l'effet de l'injection de  $\text{CO}_2$  sur le dépôt d'asphaltènes, 10% en moles de  $\text{CO}_2$  ont été injectés dans la cellule. Les images prises à différentes pressions sont représentées sur la Figure II .10. Les tests ont été répétés en utilisant différents pourcentages molaires de  $\text{CO}_2$ .



**Figure II .10** Huile synthétique Kuh-e-Mond à 90 ° C pour différentes pressions, (10% en moles de  $\text{CO}_2$ )



**Figure II .11** Effet de différents pourcentages en mole de CO<sub>2</sub> sur le dépôt à 90 ° C et de 100 bars pour l'échantillon de Kuh-e-Mond asphaltènes.

Une comparaison des résultats montre que l'injection de CO<sub>2</sub> conduit à une augmentation de la précipitation d'asphaltènes et à chaque fois que le pourcentage de co<sub>2</sub> injecté augmente, le dépôt d'asphaltènes s'accroît comme le montre la figure ci-dessus.

### II.5.3.2 Injection du nitrogène et du méthane <sup>7</sup>

Les précipitations d'asphaltènes pendant la déplétion naturelle et l'injection de gaz miscible (**nitrogène et du méthane**) sont un problème fréquent dans les champs pétrolifères à travers le monde.

Une étude expérimentale a été élaborée par National Iranien Oil Company (NIOC) dans l'objet est l'influence de l'injection des gaz nitrogène et du méthane sur la précipitation des asphaltènes.

Deux tests ont été réalisés à l'aide d'une cellule PVT sur deux échantillons provenant du réservoir de pétrole du sud-ouest de l'Iran, le premier test a permis d'examiner si la précipitation d'asphaltènes pourrait se produire à la température du réservoir en absence de l'injection de gaz pendant le processus conventionnel de la déplétion et le deuxième test s'est effectué en tenant compte de l'injection des gaz.

7 SPE 143454 Comprehensive Study of Asphaltene Precipitation due to Gas Injection: Experimental Investigation and modeling

## CHAPITRE II GENERALITE SUR LES ASPHALTENES

Les quantités mesurées de la précipitation de l'asphaltènes par rapport à la pression sont listées dans le tableau ci-dessous. Les résultats montrent que les asphaltènes sont sensible à la déplétion naturelle. Pour étudier l'effet de l'injection de gaz sur la précipitation des asphaltènes, des expériences d'injection de méthane et d'azote ont été effectués avec différents pourcentage en mole, les résultats sont listés dans le tableau ci-dessous.

Echantillon A (T=185 °F)			Echantillon B (T=255 °F)		
	Pressure (psi)	Precipitated Asphaltene (wt%)		Pressure (psi)	Precipitated Asphaltene (wt%)
Natural Depletion	3418	1.03	Natural Depletion	5021	1.07
	3218	1.16		3516	1.99
	2918	1.25		2016	2.54
	2216	0.94		1315	1.86
	1015	0.34		1015	1.38
Nitrogen Injection – 10 Mole %	7054	1.14	Methane Injection 43 % MOL	715	0.93
	6043	1.46		6543	8.49
	4933	1.93		6043	8.95
	4033	1.25		5537	9.04
	3028	0.65		4537	6.93
Nitrogen Injection – 20 Mole %	8561	2.26	3531	4.88	
	8058	2.36			
	7554	2.44			
	6043	2.25			
	4033	1.67			
2022	1.1				

**Tableau II .1** Effet de l'injection de l'azote et de méthane sur la Précipitation de l'asphaltène.

- ❖ En conclusion de ces expériences, il a été déterminé que la précipitation de l'asphaltène augmente avec l'injection des gaz.

### II.5.4 Influence de l'eau de formation :<sup>(8)</sup>

Une formation d'eau de faible pH peut dépeptiser 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.

(8) Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d'asphaltènes à Hassi-Messaoud

### **II.5.5 Vitesse de filtration de l'huile :**

La précipitation est possible avec l'application d'un champ électrique. Les expériences de potentiel streaming (potentiel de flux) ont démontré que le mouvement du brut à travers le sable produit un potentiel. Ainsi, ce dernier, peut être responsable de la déposition des asphaltènes lors du mouvement du brut à travers la roche-réservoir. Plus la vitesse du fluide dans le milieu poreux est élevée, plus le potentiel généré est grand.

Une chute de pression excessive doit être évitée car cela entraînerait des vitesses plus importantes dans la matrice poreuse, provoquant des dépôts d'asphaltènes. Ce phénomène est encore plus important aux abords du puits où la vitesse sera élevée.

### **II.5.6 L'acidification matricielle : <sup>(9)</sup>**

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.

## **II. 6 Méthode de détection des asphaltènes :**

### **II.6.1 méthode gravimétrique : <sup>(10)</sup>**

D'après cette méthode, les asphaltènes se précipitent et tombent au fond de la cellule PVT à des pressions sélectionnées. Cette méthode procure des données de concentration d'asphaltènes par rapport à la pression avec des transitions qui sont relatifs aux limites supérieures et inférieures de l'enveloppe de précipitation de l'asphaltène .

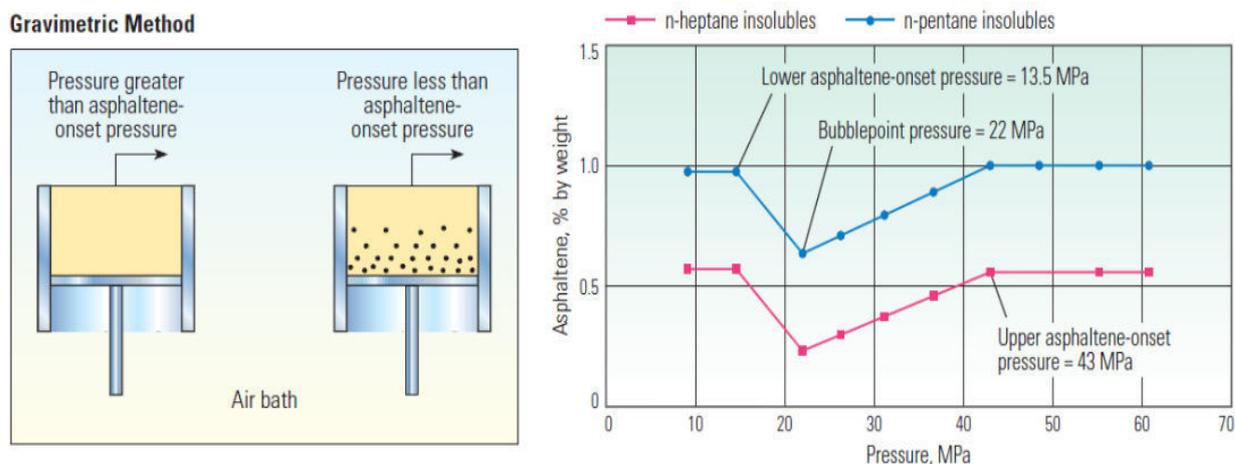
la précision de cette méthode nécessite de petits intervalles entre les mesures de pression et à la précision des mesures de concentration d'asphaltène. Cependant cette expérience peut prendre beaucoup de temps et nécessite de gros volumes de fluide du réservoir.

---

(9) Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d'asphaltènes à Hassi-Messaoud 1996

(10) Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, "Asphaltènes—Problematic but Rich in Potential" Slumberger Oilfield Review Summer 2007, Edmonton, Alberta, Canada.

La figure II .12 montre un exemple de détection gravimétrique de deux échantillons de brut provenant du moyen orient.



**Figure II .12** : Détection gravimétrique des asphaltènes

### II.6.2 La technique de résonance acoustique (ART) : <sup>(11)</sup>

Cette autre méthode mesure les changements dans les propriétés acoustiques du fluide lorsque les asphaltènes abandonnent la solution. À mesure que la pression diminue, un récepteur acoustique à une extrémité d'une cellule PVT détecte une résonance acoustique générée par un émetteur acoustique à l'autre extrémité de la cellule. Cette technique nécessite moins de temps et de volume de fluide de réservoir par rapport à la méthode gravimétrique. Cependant, les changements de fréquence de résonance détectée par l'ART ne proviennent pas uniquement du précipité d'asphaltènes, la présence d'autres particules solides et des bulles de gaz provoquent aussi certains changements de propriétés acoustiques. En outre, la méthode ne détecte pas la limite inférieure de l'enveloppe de précipitation d'asphaltènes. Cela peut être dû au fait que la dissolution de l'asphaltène est une transition de phase graduelle. La figure II .13 montre un exemple de détection des asphaltènes par ART sur un échantillon provenant du moyen orient. Les résultats obtenus par cette méthode correspondent parfaitement avec ceux obtenus par la méthode gravimétrique.

(11) Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, "Asphaltenes—Problematic but Rich in Potential" Slumberger Oilfield Review Summer 2007, Edmonton, Alberta, Canada.

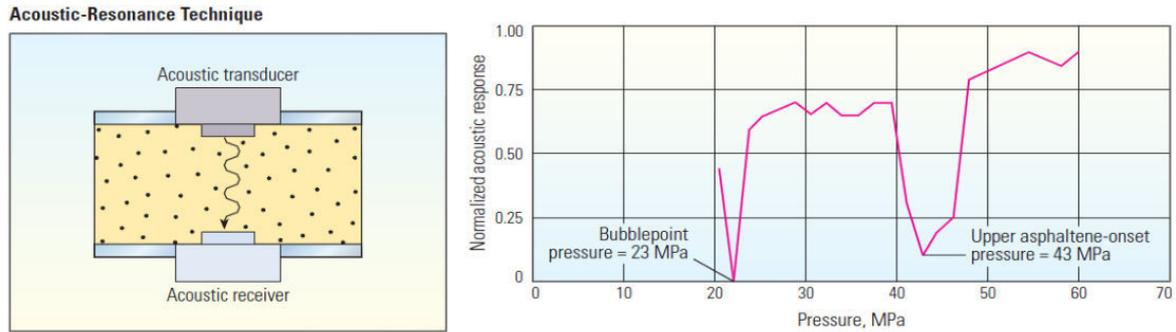


Figure II .13 Détection des asphaltènes avec la méthode ART

**II.6.3 Technique de dispersion de la lumière (Light scattering technique) (LST) :**

Cette technique également connue sous le nom de système de détection de solides (SDS), utilise des rayons infrarouges pour étude des fluides. Lorsque les asphaltènes précipitent soit de manière isotherme avec une pression décroissante ou bien avec une baisse de température isobarique, une source de lumière infrarouge proche (NIR) sur un côté de la cellule génère de la lumière à une puissance de transmission spécifique. Lorsque les asphaltènes précipitent, ils dispersent la lumière réduisant ainsi la puissance de transmission de la lumière détectée par les capteurs à fibre optique de l'autre côté de la cellule. Comme pour la technique de résonance acoustique, les avantages de la méthode de diffusion de la lumière sont la vitesse du test et le faible volume de liquide de réservoir requis.

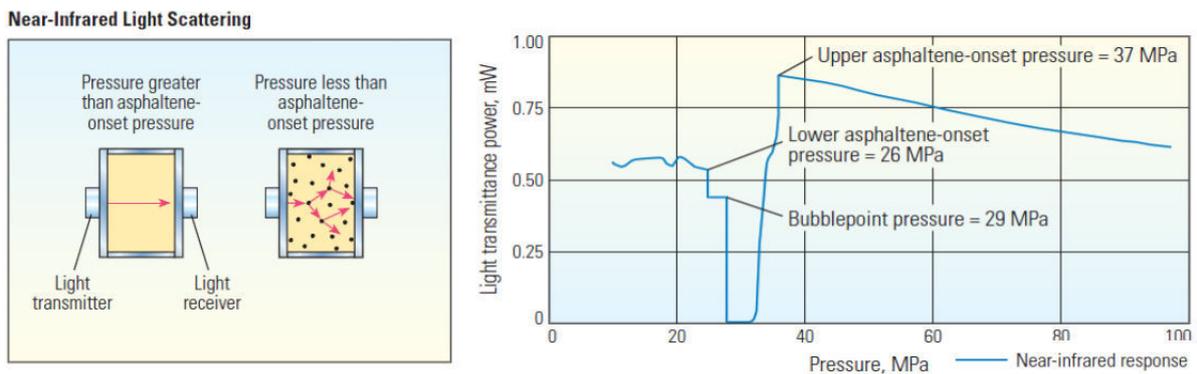


Figure II .14 Light scattering technique (LST)

### II.6.4 Méthode par Filtration : <sup>(12)</sup>

Dans les mesures de filtration à des pressions sélectionnées, une petite quantité de fluide est extraite de la cellule et passe à travers un filtre de 0,45 µm tout en maintenant la pression et la température. L'avantage de la technique de filtration est de quantifier la quantité d'asphaltène précipitée ainsi que cette dernière soit utilisée dans les calculs du fractionnement SARA. Cette technique nécessite également plus de temps que la mesure de la résonance acoustique ou de la diffusion de la lumière.

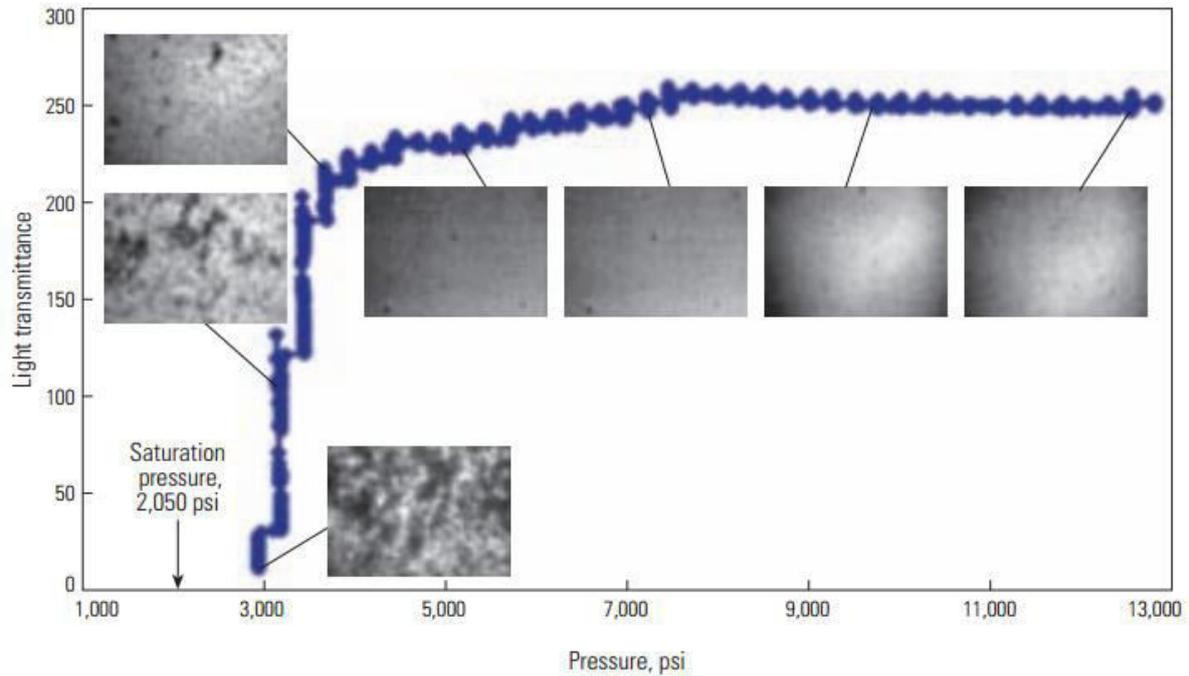
### II.6.5 Image HPM ( High Pressure Micrograph): <sup>(13)</sup>

Le microscope à haute pression DBR (HPM), permet une observation visuelle directe de plusieurs phases présentes à haute pression et température. Cette technique permet une visualisation microscopique de l'apparition de particules d'asphaltènes à mesure que la pression diminue. Les images HPM peuvent également être utilisées pour valider les résultats obtenus à partir de la technique de diffusion de la lumière. Une rupture dans la courbe de transmission de lumière signifie une variation du fluide, bien que la HPM soit une technique directe et utile, elle ne fournit qu'une indication qualitative de la taille et du nombre de particules.

---

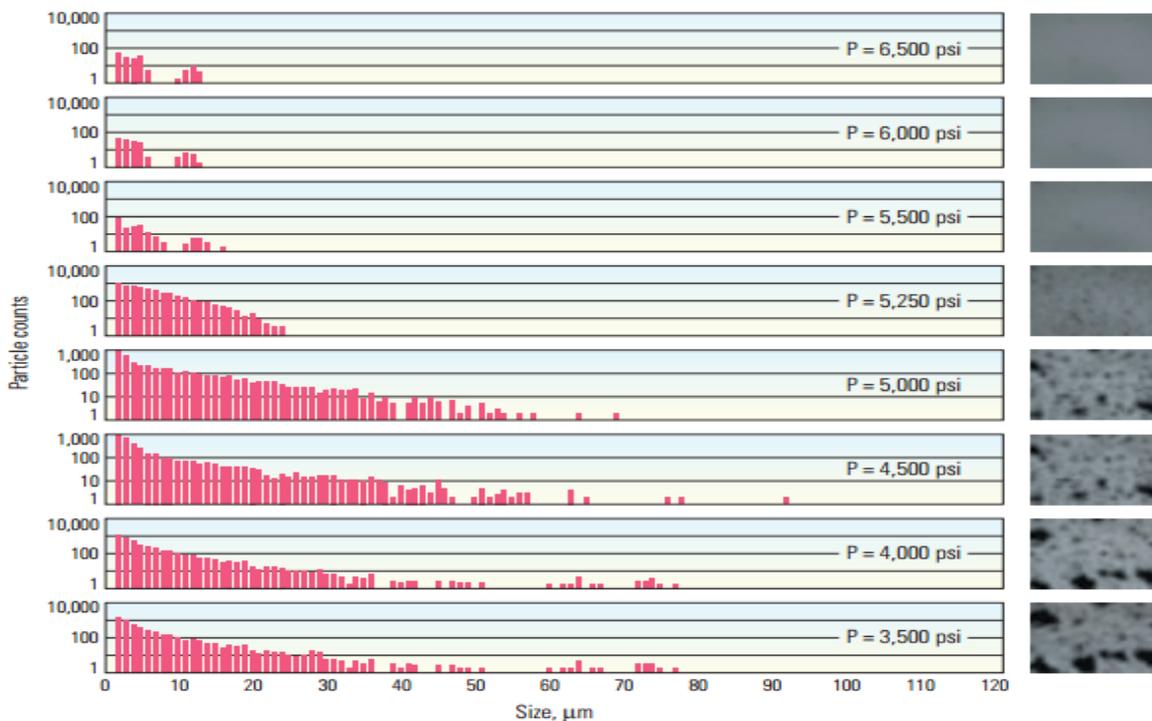
12 Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, "Asphaltenes—Problematic but Rich in Potential" Slumberger Oilfield Review Summer 2007, Edmonton, Alberta, Canada.

13 Idem



**Figure II .15 :** Technique Light scattering (LST) avec image HPM

Un logiciel d'imagerie breveté de taille de particule (PSA) pour analyser les photographies HPM. Le logiciel PSA analyse les images HPM numériques et fournit des informations quantitatives sur la taille des particules.

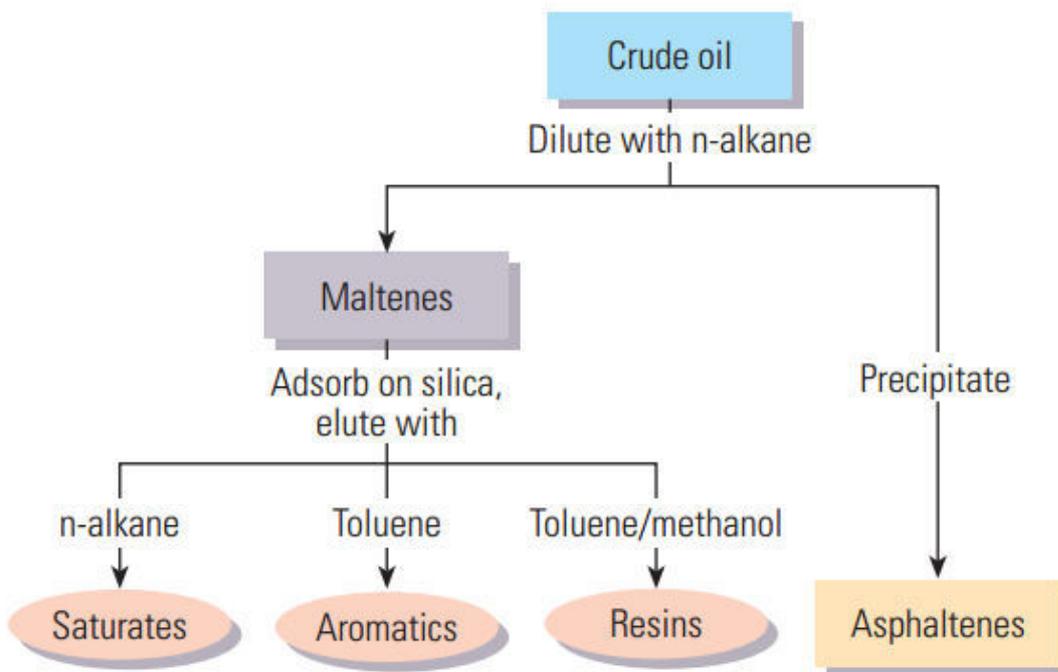


**Figure II .16** Distribution statistique de la taille des particules d'asphaltènes à différentes pression

## II. 7 Caractéristiques des huiles asphalténiques :

### II.7.1 Analyse SARA : <sup>(14)</sup>

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. Dans le fractionnement SARA, les asphaltènes sont séparés des autres composants hydrocarbonés en ajoutant un n-alcane tel que le n-heptane ou le propane. Les composants restants, appelés maltènes, sont ensuite fractionnés par passage du mélange à travers une colonne et chaque composant est retiré de la colonne par rinçage avec divers solvants. Ce système de classification est utile car il identifie les fractions de l'huile qui correspond à la stabilité de l'asphaltène et devrait donc être utile dans l'identification des huiles présentant des problèmes d'asphaltène.



**Figure II .17** Fractionnement SARA

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

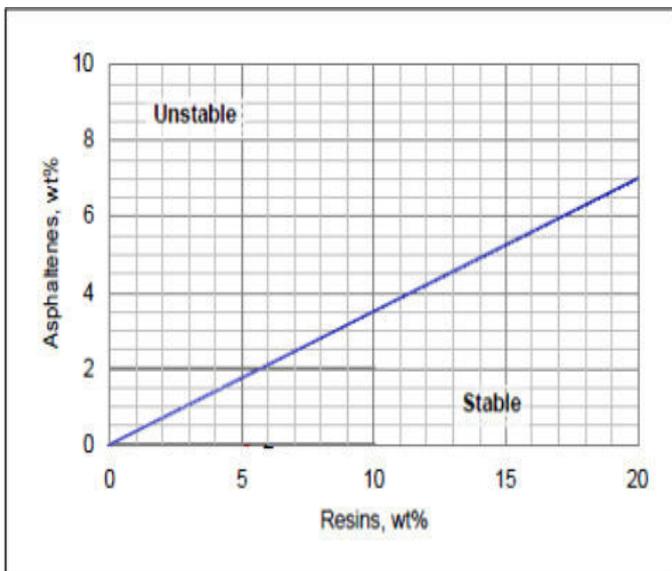
(14) Malika BOUKHERISSA, "Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action",  
Docteur de l'Université Paul Verlaine – Metz.

Le rapport (saturés / aromatiques) est une mesure indirecte du pouvoir solvant de l'échantillon d'asphaltènes (un rapport élevé implique une faible tendance de solvatation). D'autre part, le rapport (asphaltènes / résines), se rapporte à la mesure de la stabilité colloïdale des asphaltènes un faible rapport (asphaltènes / résines) implique une bonne stabilisation colloïdale.

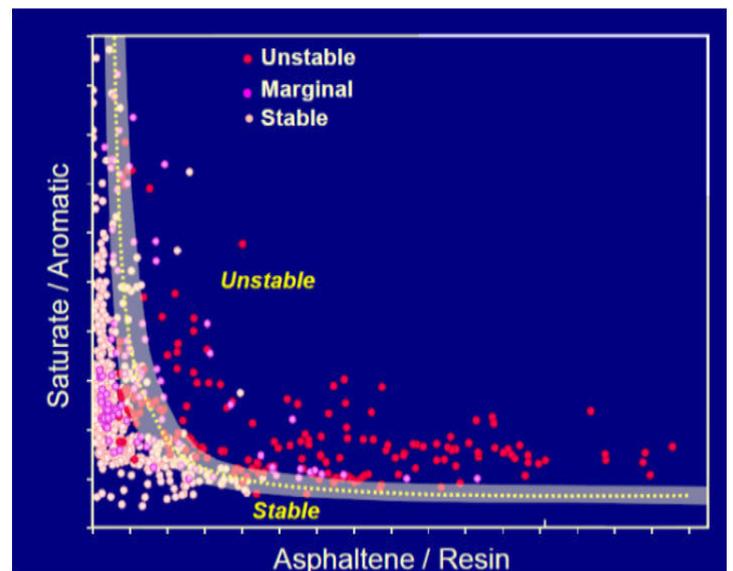
Un autre indice d'instabilité colloïdale CII a été proposé par Asomaning et Watkinson et Loeber et al. Cet indice (CII) est défini comme étant le rapport des fractions défavorables (Asphaltènes + saturés) aux fractions favorables (résines + aromatiques) de l'huile. Des rapports supérieurs à 1 signifient que la quantité des composés défavorables dépasse celle des composés favorables dans le système, par conséquent, les asphaltènes sont instables.

L'indice d'instabilité colloïdale est calculé depuis les résultats de l'analyse SARA, selon la formule suivante : <sup>(15)</sup>

$$\text{C.I.I} = \frac{\text{Saturés (S)} + \text{Asphaltènes (A)}}{\text{Résines (R)} + \text{Aromatiques (Ar)}}$$



**Figure II .18** Rapport Asphaltènes-resine



**Figure II .19** Stabilité des Asphaltènes sur une population de pétrole brut

(15) SPE 75228, Tianguang Fan, Jianxin Wang , and Jill S. Buckley , Evaluating Crude Oils by SARA Analysis ,New Mexico Tech

**II.7.2 Graphe de boer : <sup>(16)</sup>**

Dans le graphe de Boer, la différence entre la pression du réservoir et la pression de bulle avec la densité du fluide de réservoir est présentée sur le graphe pour évaluer la stabilité des asphaltènes dans l'huile (de Boer et al. 1995). D'après le graphe, plus le brut est léger et plus la différence entre les deux pressions est grande, plus la sévérité des problèmes est importante. Cependant, cette représentation suppose que tout le réservoir contient des asphaltènes. C'est un outil utile mais insuffisant pour prendre des décisions.

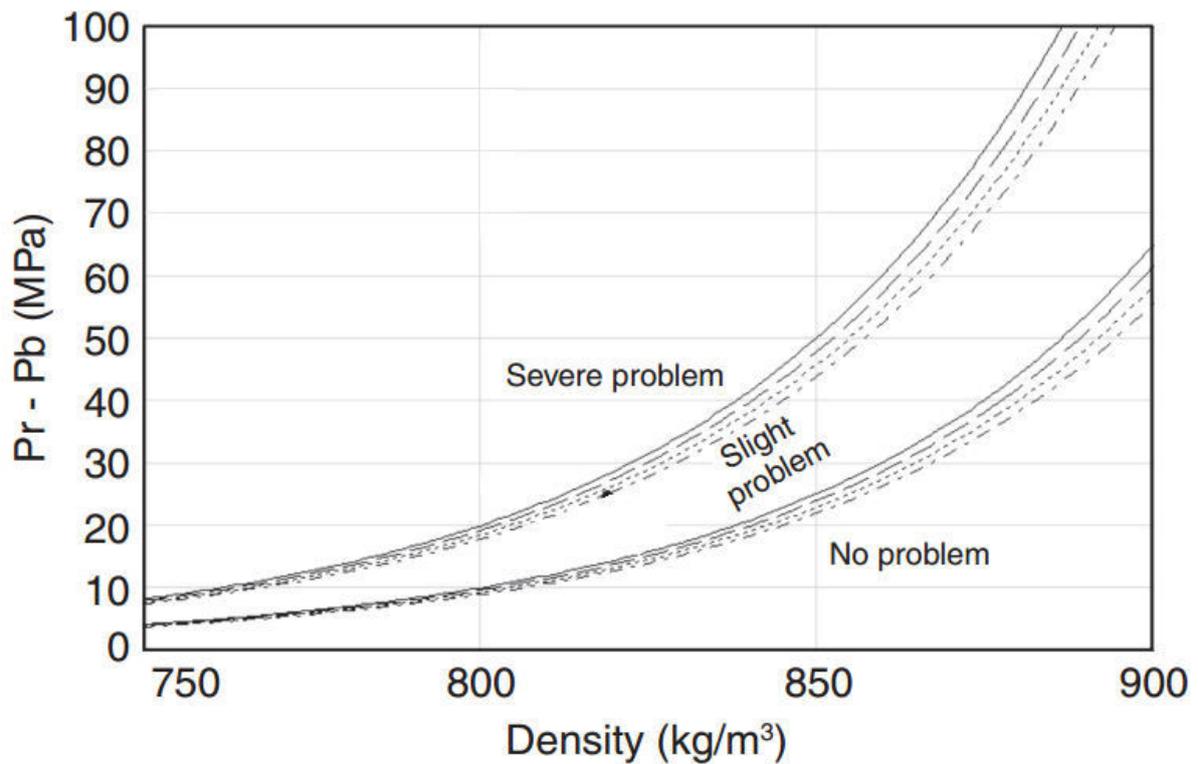


Figure II .20 : Graphe de Boer

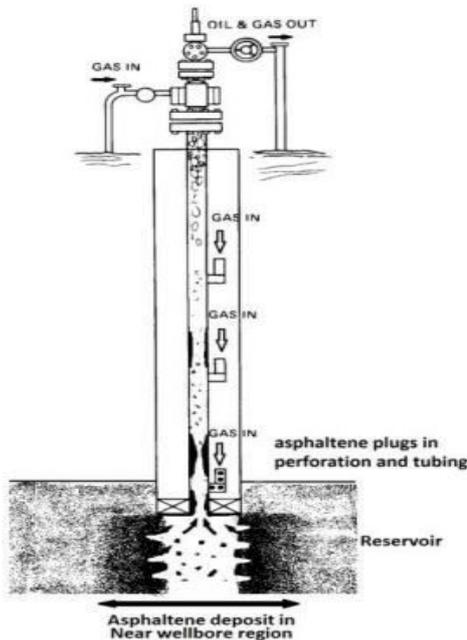
(16) P. Bahrami et al published, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles, by IFP Energies nouvelles, 2014

**II. 8 Localisation de la déposition des asphaltènes : <sup>(17)</sup>**

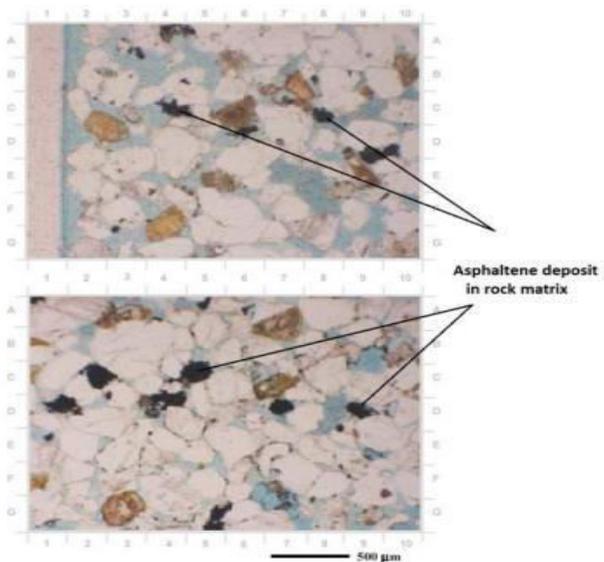
Le dépôt d’asphaltènes peut se former dans toute la chaîne de production : réservoir, abords du puits, tubing de production, tête de puits, réseaux de collecte, manifold ainsi que les installations de traitement du brut : séparateurs, échangeurs de chaleur, bacs de stockage et lignes d’expédition. Le dépôt d’asphaltène cause la diminution du débit de production, l’augmentation de la viscosité de l’huile ainsi que des problèmes d’émulsion.

❖ **Réservoir et les abords du puits :**

Les dépôts d’asphaltène peuvent s’adsorber sur la surface de la roche réservoir causant une modification de la mouillabilité de celle-ci ou une roche qui était mouillable à l’eau devient mouillable à l’huile. Ce changement de mouillabilité réduire considérablement la perméabilité relative de la roche et par conséquent, un faible taux de récupération.



**Figure II .21** Endommagement des abords du puits et du tubing



**Figure II .22 :** Vue sur microscope de dépôt d’asphaltène dans une roche réservoir (lame mince)

(17) Mr CHIBANE Redouane ,Mémoire Etude de la déposition des Asphaltènes dans la périphérie du champ de Haoud Berkaoui

### ❖ Tubing de production :

Le dépôt d'asphaltène formé dans le tubing réduit la section de passage du fluide et le débit de production et cause des difficultés pour les opérations wireline.



Figure II .23 : Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production

### ❖ Réseaux de collecte :

La formation de dépôt dans les conduites du réseau de collecte réduit le débit de production et peut causer le blocage du racleur durant les opérations de raclage.



Figure II .24 : Dépôt asphaltène après une opération de raclage

### ❖ Equipement de traitement du brut :

Le dépôt d'asphaltène peut aussi se former dans les équipements de traitement : séparateurs, échangeurs de chaleur, vannes et bacs de stockage. Il stabilise les émulsions d'eau dans l'huile provoquant une forte viscosité du fluide et une mauvaise séparation.



Figure II .25 : Dépôt d'asphaltène dans un échangeur de chaleur

## II. 9 Traitement du problème de déposition des Asphaltènes

Pour pallier au problème de dépôts des asphaltènes dont les conséquences économique sont très onéreuses, plusieurs solutions curatives seront appliqués, selon le lieu d'apparition du dépôt.

### II.9.1 Au niveau du réservoir :

Dans le cas où le problème d'asphaltène apparait 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 supérieur 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.

### II.9.2 Au niveau des perforations et des abords du puits :

#### ❖ 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 où le dépôt se formera. Cela permet d'éviter la formation des dépôts dans les perforations si la pression du gisement est importante.

#### ❖ Injection de solvant pour nettoyer les perforations et la zone endommagée :

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 en utilisant le coiled tubing.

Actuellement le produit le plus utilisé dans le champ de HASSI MESSAOUD est le reformat vu son faible coût et sa bonne solubilisation des dépôts d'asphaltène. Il provient des opérations de reformage catalytique effectuées dans les raffineries. Il est constitué principalement de BETX. Cependant son injection est un peu délicat à cause de son point d'inflammabilité  $-5^{\circ}\text{C}$ .

#### ❖ Squeeze avec un inhibiteur de dépôt dans la formation : <sup>(18)</sup>

Une méthode améliorée développée par Nalco Energy Services ajoute des produits chimiques au pétrole brut alors qu'il est encore dans la formation. La méthode consiste à injecter un inhibiteur de dépôt d'asphaltène dans la formation pour stabiliser les asphaltènes avant que la floculation ne se produise. Cependant, les tests ont montré que le squeeze de l'inhibiteur seul ne produit pas d'avantages à long terme. Les formations n'absorbent pas les inhibiteurs de manière adéquate, permettant aux inhibiteurs d'être rapidement libérés de la formation à mesure que l'huile est produite. Le prétraitement de la formation avec un activateur chimique améliore l'absorption de l'inhibiteur dans la formation sans modifier la mouillabilité de la formation.

---

<sup>18</sup> Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, "Asphaltenes—Problematic but Rich in Potential" Slumberger Oilfield Review Summer 2007, Edmonton, Alberta, Canada.

## CHAPITRE II GENERALITE SUR LES ASPHALTENES

---

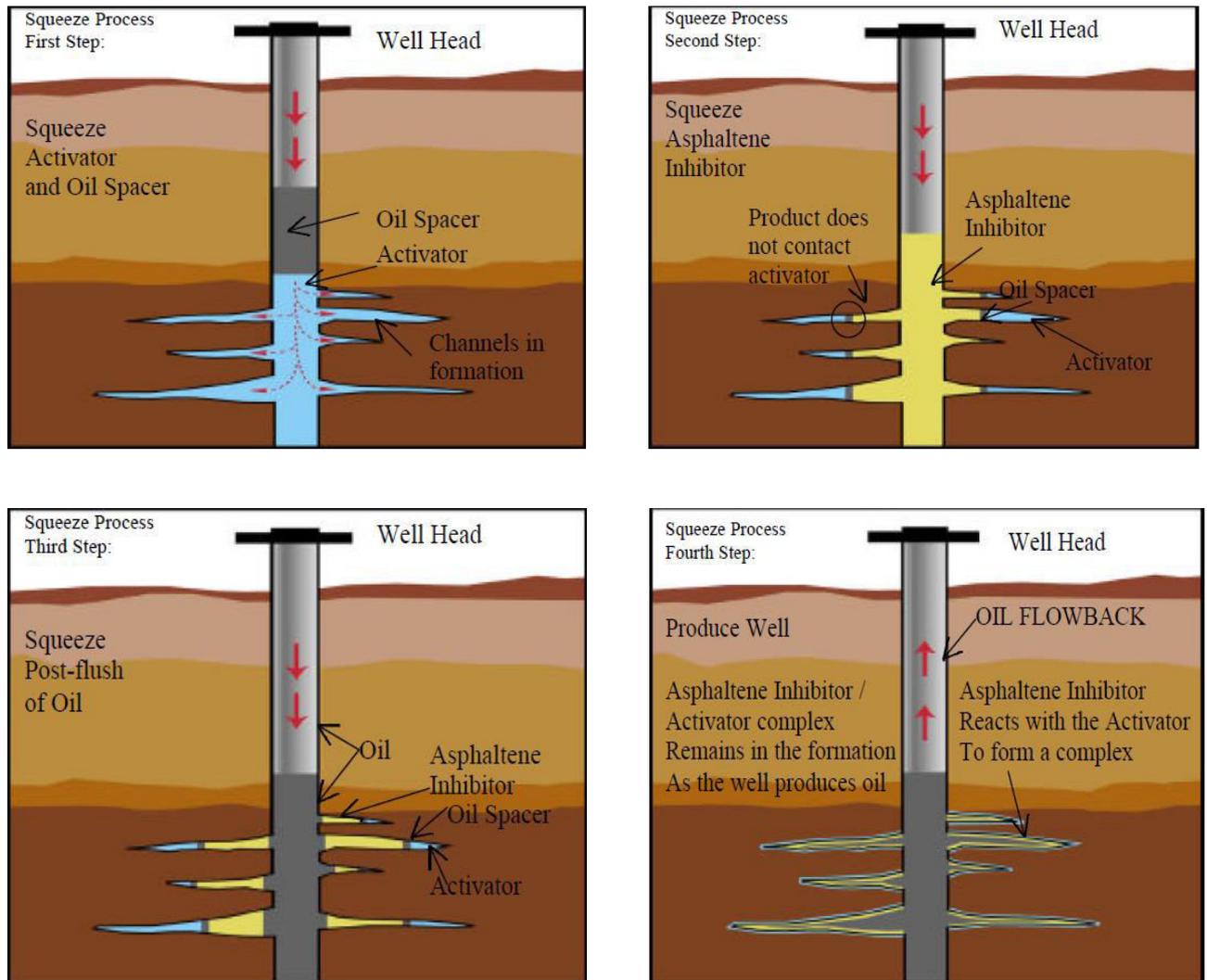
La procédure de l'opération consiste à nettoyer le puits, le laisser débiter un certain temps, pomper l'activateur puis le bouchant d'huile et l'inhibiteur dans le tubing sous pression afin de réaliser un squeeze. L'activateur adsorbé par la formation réagit avec l'inhibiteur pour former un complexe qui reste dans la formation pendant une large période sans qu'il soit entraîné par l'écoulement durant la production du puits. (Schlumberger Oil Field Review Summer, 2007).

La société Nalco a déjà appliqué cette technologie dans des zones où les problèmes de déposition des Asphaltènes sont très fréquents et sévères, citant l'exemple du Venezuela, le golfe Persique, la mer Adriatique et le golfe du Mexique. Dans le cas de l'est du Venezuela, des problèmes sévères de dépôt d'asphaltène ont été constatés dans un puits de production élevée. Plusieurs méthodes de nettoyage ont été tentées, y compris le raclage du puits et l'injection de xylène dans le tube. Chaque événement de nettoyage coûte approximativement 50 000 \$ US et deux jours de fermeture. Après un traitement de squeeze avec un activateur et un inhibiteur, le taux de production d'huile a augmenté et la fréquence du nettoyage du puits a diminué tous les huit mois. La combinaison d'une production accrue et d'un nettoyage moins fréquent a généré un gain annuel de 60 882 barils [9 674 m<sup>3</sup>] et un retour sur investissement de plus de 3 000%.<sup>(19)</sup>

---

19 SPE 71542 Lawrence M. Cenegy, Nalco, Survey Of Successful World-wide Asphaltene Inhibitor Treatments In Oil Production Fields

/Exxon Energy Chemicals, L.P



**Figure II .26 :** Différents étapes de Squeeze de l'inhibiteur en utilisant un activateur

### II.9.3 Au niveau du tubing

#### ❖ Circulation du reformat

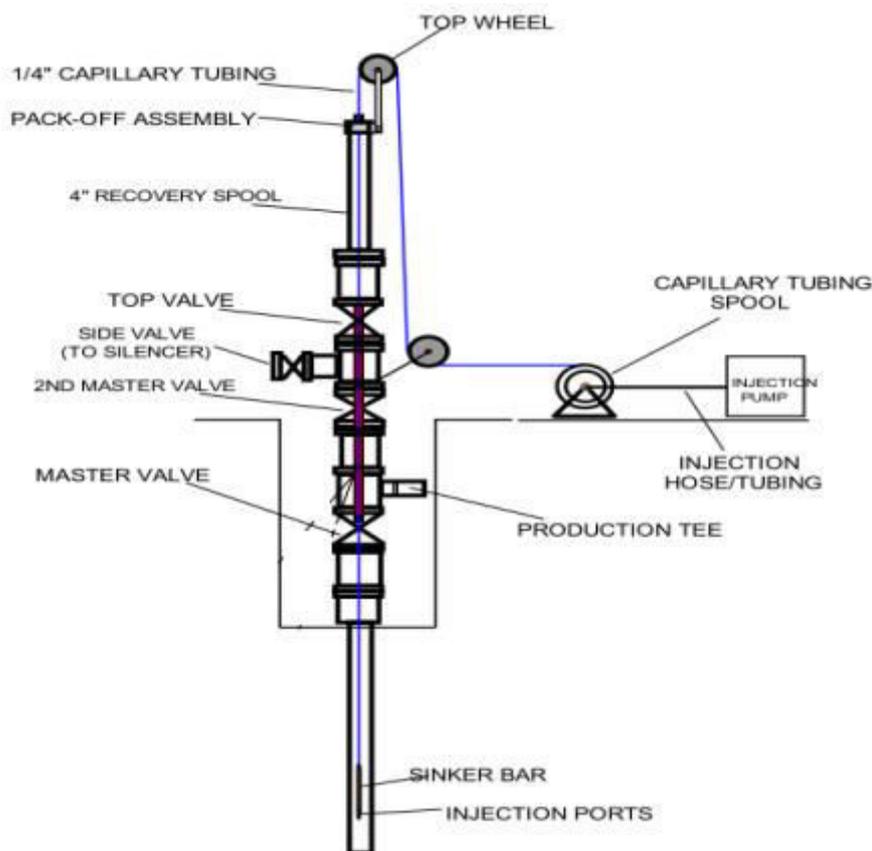
L'installation d'un chemisage ou concentrique dans le tubing ou bien par utilisation de l'unité de coiled tubing permet de circuler le reformat qui est un bon solvant d'asphaltènes, cela permet de nettoyer le tubing des dépôts colmatés aux parois.

### ❖ Utilisation des inhibiteurs (dispersants d'asphaltènes)

L'inhibition des asphaltènes consiste à empêcher leurs floculations. Elle repose essentiellement sur la propriété électrocinétique des asphaltènes. Le dispersant utilisé a pour tâche de masquer les colloïdes en créant une barrière électrique qui engendre une inversion entre l'attraction et la répulsion des particules et permet d'arrêter leur auto association.

### ❖ Injection continue en utilisant un capillary tubing : <sup>(20)</sup>

Cette technique utilise le capillary tubing qui est muni d'une tête d'injection pour le Pompage en continue de l'inhibiteur de déposition des Asphaltène dans le tubing au fond du puits.

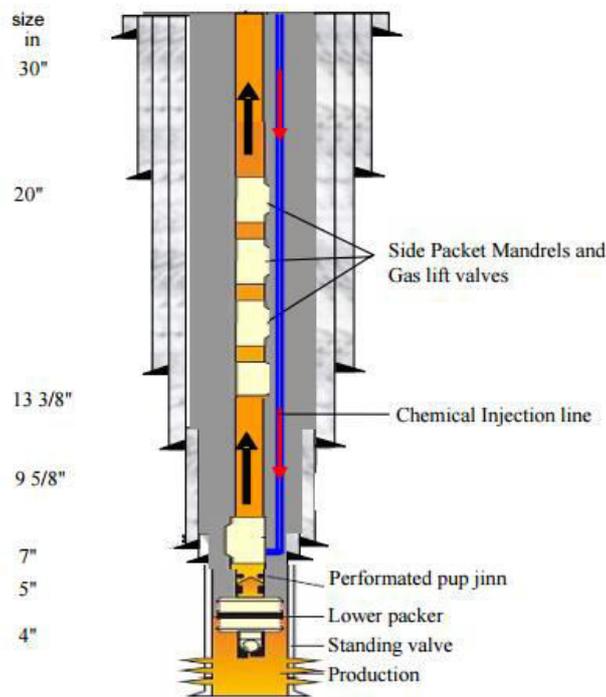


**Figure II .27** Schéma de l'installation du capillary tubing en injection continue dans le fond du puits.

20 Soltani Soulgani, Bahram , A Novel Method for Mitigation of Asphaltene Deposition in the Wellstring; Rashtchian, Davood, Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, I.R. IRAN 2010

### ❖ Modification de la Complétion du puits : <sup>(21)</sup>

Pendant La production du fluide le profil de pression et la température du puits traversent l'enveloppe de dépôt d'asphaltene. En d'autres termes, les asphaltènes sortent de la solution et plusieurs particules peuvent se combiner pour former un précipité. Lorsque les particules deviennent suffisamment grandes et lourdes, elles ont tendance à déposer]. Par conséquent, une méthode a été suggérée pour empêcher le dépôt d'asphaltene dans le tubing par la modification de la complétion du puits et l'injection des inhibiteurs au fond du trou à l'entrée du tubing , la figure ci-dessus montre le schéma de la complétion proposé pour le traitement de l'asphaltene



**Figure II .28** complétion du puits proposé pour atténuer les asphaltènes

21 Soltani Soulgani, Bahram , A Novel Method for Mitigation of Asphaltene Deposition in the Wellstring; Rashtchian, Davood, Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, I.R. IRAN 2010

### ❖ **Traitement mécanique par grattage**

C'est la plus ancienne méthode connue pour l'élimination des dépôts d'asphaltènes. Cette solution consiste à racler périodiquement les parois internes des tubings de production par l'opération de "Wire line" à l'aide d'un gratteur.

### ❖ **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.

# **Chapitre III**

## **ANALYSE NODALE**

### Introduction :

L'analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production global (commençant par la pression statique du réservoir, et finissant avec celle de séparateur). Cette méthode est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. L'objectif de l'analyse nodal est de combiner les différents composants du système de production pour un puits individuel pour estimer les taux de production et optimiser les composants du système de production.

### III. 1 Le système de production :<sup>(1)</sup>

La conception d'un système de production nécessite une approche intégrée, car le système ne peut pas être séparé en un composant de réservoir ou un composant de canalisation et manipulé de manière indépendante. La quantité d'huile et de gaz produite du réservoir à la surface dépend de la chute de pression totale du système de production et la chute de pression dans le système dépend de la quantité de fluide qui s'écoule dans le système. Par conséquent, l'ensemble du système de production doit être analysé comme une unité ou un système.

Selon l'extrémité terminale du système de production, il y a une chute de pression totale de la pression du réservoir à la surface, comme représenté sur la figure III .1 Si le séparateur représente la fin du système de production, la chute de pression totale dans le système est la différence entre la pression moyenne du réservoir et la pression du séparateur:

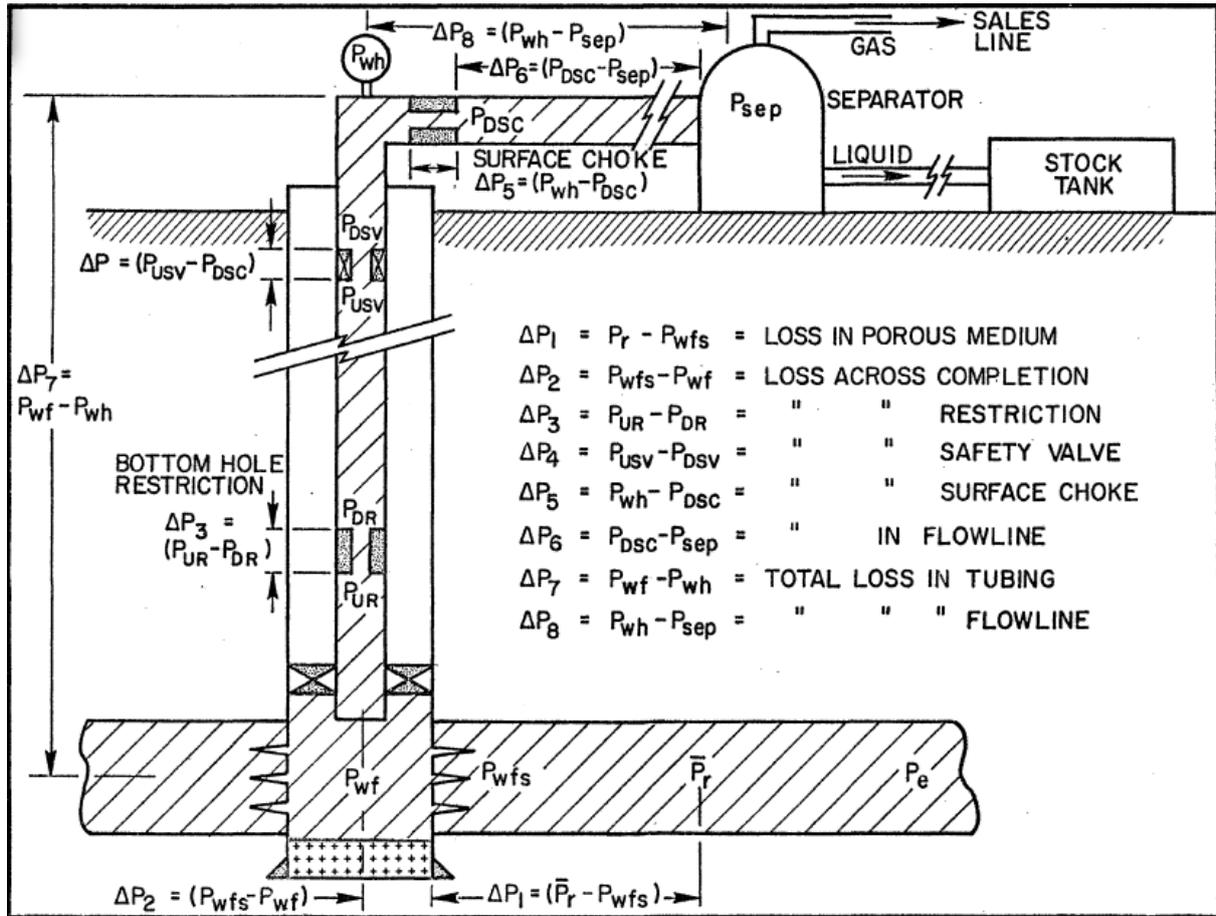
$$\Delta p_T = \bar{p}_R - p_s \cdot \dots\dots\dots(1)$$

Cette chute de pression totale est alors composée de chutes de pression individuelles lorsque le fluide du réservoir s'écoule vers la surface. Ces pertes de pression se produisent lorsque le fluide s'écoule à travers le réservoir et les abords du puits, le tubing, à travers l'équipement de tête de puits et l'étranglement, et à travers les canalisations de surface vers le séparateur. Ainsi, la chute de pression totale de l'équation 1 peut être représentée par l'équation 2.

$$\Delta p_T = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \Delta p_4 \cdot \dots\dots\dots (2)$$

---

(1)[http://petrowiki.org/Nodal\\_analysis#cite\\_note-r1-1](http://petrowiki.org/Nodal_analysis#cite_note-r1-1)



**Figure III .1 :** Pertes de charge au niveau du système de production

- Les pertes de charges qui se produisent dans le système de productionsont :<sup>(2)</sup>  
(Figure III .1)

$$\Delta P_1 = \bar{P}_r - P_{wfs} : \text{Perte dans le milieu poreux.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} : \text{Perte à travers le couvage.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} : \text{Perte le long des restrictions.}$$

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV} : \text{Perte le long des vannes de sécurité.}$$

$$\Delta P_5 = P_{wk} - P_{DSC} : \text{Perte dans la duse de surface.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep} : \text{Perte dans les conduites de surface.}$$

(2)SPE 8025, Joe Hach Eduardo Proano Kermit E. Erown A NODAL APPROACH FOR APPLYING SYSTEMS ANALYSIS TO THE FLOWING AND ARTIFICIAL LIFT OIL OR GAS WELL

$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wk}$  : Perte totale dans le tubing.

$\Delta P_8 = P_{wk} - P_{sep}$  : Perte totale dans les collectes.

L'analyse nodale offre la flexibilité de diviser le système de production à tout point d'intérêt du système ou des nœuds pour évaluer un composant particulier du système.

➤ Les nœuds les plus communs comme démontré dans la figure **III .2** sont :

❖ **Nœud 1 : (séparateur)**

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.

❖ **Nœud2 :( duse)**

L'emplacement du nœud au niveau de la duse nous permet d'étudier l'effet de la duse, et de contrôler le débit de production.

❖ **Nœud 3 : Tête de puits (well head)**

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte à la performance du puits.

❖ **Nœud 6 : (fond du puits) :**

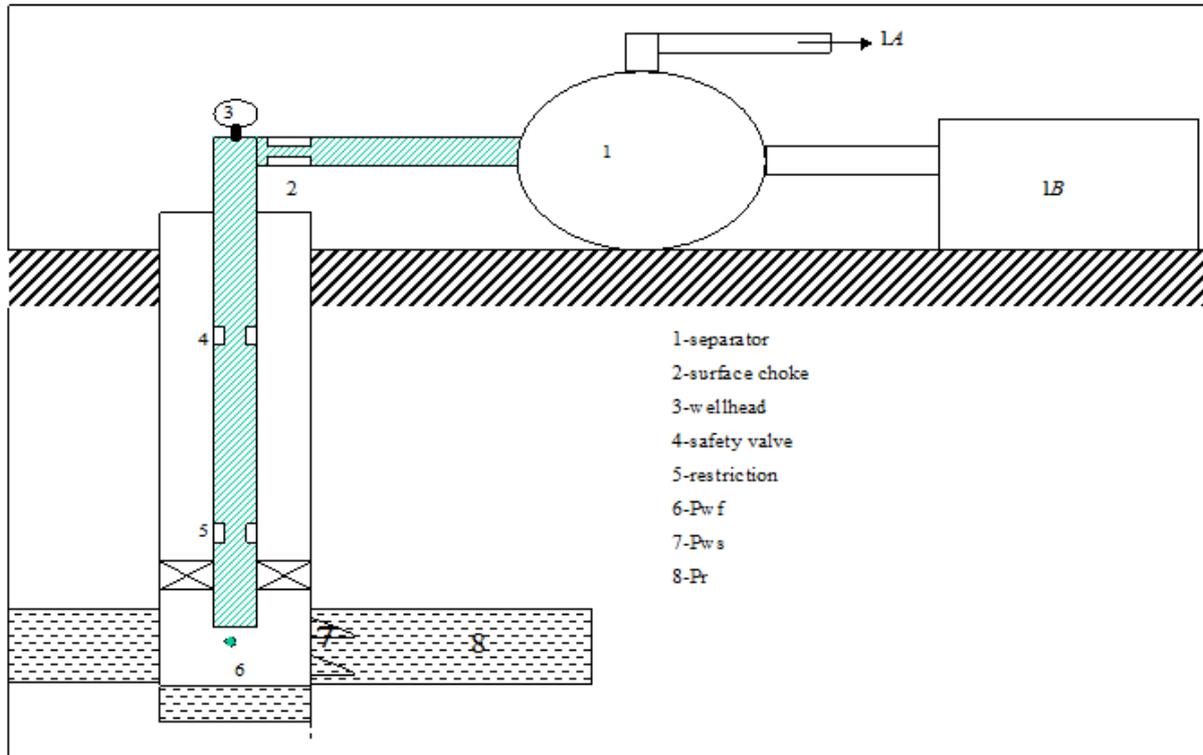
Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l' *IPR* (nœud au fond du puits) et du diamètre de tubing sur la performance du puits.

❖ **Nœud7 :(au niveau des perforations) :**

Le nœud au niveau de perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.

❖ **Nœud8 : (réservoir) :**

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.



**Figure III .2 : Position des nœuds**

### III. 2 Procédure de l'analyse nodale : <sup>(3)</sup>

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud en sections d'entrée et de sortie. Les composants en amont du nœud comprennent la section d'entrée du système, tandis que les composants en aval du nœud représentent la section de sortie, Une fois que le système est divisé, une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système.

Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions de continuité sont satisfaites :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- La pression au nœud est la même dans la section d'entrée et de sortie.

Une fois le nœud est sélectionné, la pression à ce dernier est déterminée par :

Inflow       $P_{node} = P_r - \Delta P$

Outflow      $P_{node} = P_{sep} + \Delta P$

(3) Fred SITA, Cours PRODUCTIVITÉ PUITES ET ANALYSE NODALE, DGC Polytech 2015

## CHAPITRE III : ANALYSE NODALE

Une représentation de la pression en fonction du débit de la section d'entrée INFLOW et la section de sortie OUTFLOW sont réalisées.

L'intersection des deux courbes fournit le point de continuité ou point de fonctionnement requis par l'approche de l'analyse des systèmes et indique le taux de production et la pression prévus pour le système analysé comme démontré dans la figure ci-dessous :

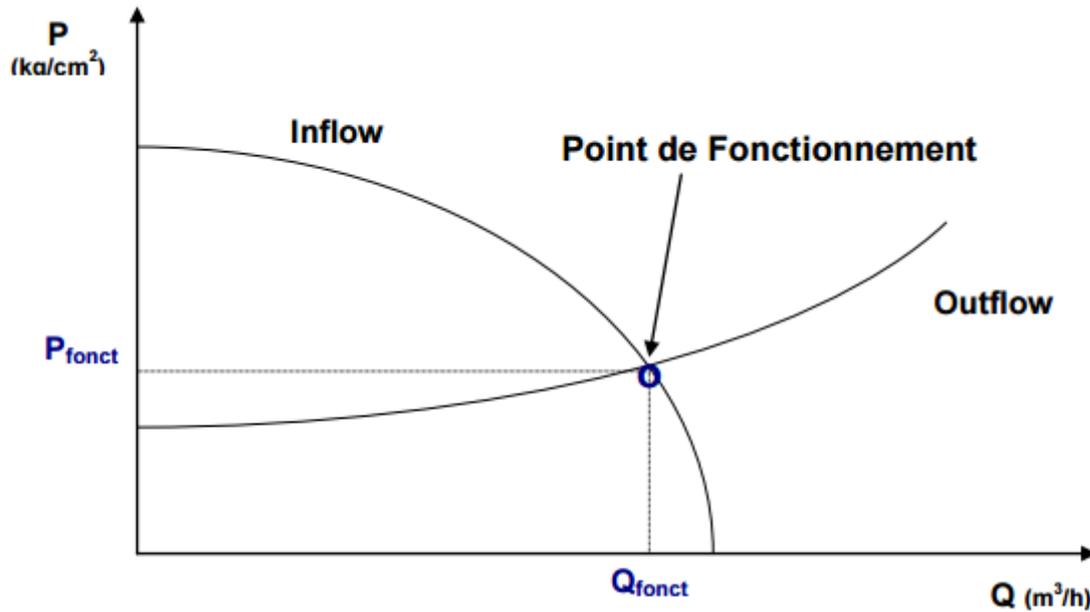


Figure III .3 : Point de fonctionnement

L'effet de changer n'importe quel composant du système peut être évalué en recalculant la pression du nœud pour les nouvelles caractéristiques du système. Si une modification est effectuée dans une composante en amont du système, la courbe d'entrée changera et la courbe de sortie demeurera inchangée. D'autre part, si une modification d'un composant aval est effectuée, la courbe d'entrée reste la même et la courbe de sortie changera. Les courbes d'entrée et de sortie seront déplacées si l'une ou l'autre des pressions fixes du système est modifiée, ce qui peut se produire lors de l'évaluation des effets de l'épuisement du réservoir ou en tenant compte de différentes conditions de séparation ou de pression de tête de puits.

### III. 3 Inflow performance relationship (IPR):<sup>(4)</sup>

La construction de la courbe IPR est très importante dans la production. Cette courbe représente la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits (le cas du nœud au fond).

Cette capacité dépend de nombreux facteurs, y compris la pression de réservoir, les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a :

- **Méthode de l'indice de productivité**
- **Méthode de Vogel**
- **Méthode de FETKOVICH**
- **Méthode de JONES, BLOUNT**

Dans notre étude la méthode de l'indice de productivité est choisie pour la construction de la courbe de l'IPR pour  $P_r > P_b$  et la méthode de Vogel pour  $P_r < P_b$ .

#### ❖ **Méthode de l'indice de productivité :**

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle.

$$j = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité. Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

---

(4) Ahmed, Tarek - Reservoir Engineering Handbook Gulf Professional Publishing 2001 by Butterworth-Heinemann

### ❖ Méthode de Vogel :

L'objectif principal de VOGEL était de simuler l'écoulement diphasique à travers un réservoir dans un puits.

L'écoulement est diphasique lorsque la pression de réservoir est inférieure à la pression de bulle  $P_r < P_b$ , Vogel a établi une relation empirique qui caractérise ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

$q_o$  : Le débit d'huile (STB/Day).

$P_{wf}$  : La pression au fond du puits (psig).

$P_r$  : Pression du réservoir moyenne ou la pression de bulle.

$q_{o\max}$  : Débit entrant (Inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ( $P_{wf} = 0$ )

Au-dessus du point de bulle, la méthode de l'IP reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit.

### III. 4 Tubing performance curves (TPC) :

La performance outflow décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du faite de la nature multiphasique des fluides.

Pour pouvoir alors établir ces courbes de performances de l'outflow, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans les différentes conduites d'un puits.

Plusieurs relations ont été développées pour prévoir le profil de pression dans le puits tels que Beggs & Brill, Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski

Le domaine d'application de ces relations dépend de plusieurs facteurs tels que le diamètre du tubing, régime d'écoulement.

La corrélation de Hagedorn & Brown est choisie pour prévoir le profil de pression.

### III. 5 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).
- déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- optimiser le système pour produire le débit escompté.
- 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.

### III. 6 Application de l'analyse nodale :

Les applications typiques incluent :

- Estimation des débits.
- Sélection de la taille du tubing.
- Sélection de la taille de la ligne d'écoulement.
- Identification des restrictions d'écoulement

### III. 7 Aperçu sur le logiciel PIPESIM :

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

- L'analyse des performances des puits.
- L'optimisation de l'équipement des puits
- L'optimisation de la production.
- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- Prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système de production.

Le PIPESIM est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système. Par le biais de la fonction machine, PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modéliser le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres.

Ce logiciel est utilisé pour l'étude de cas dans le chapitre suivant pour modéliser l'enveloppe de dépôt des asphaltènes et déterminer les paramètres de production.

### Conclusion :

La technique d'analyse de Nodal s'est révélée être une méthode appréciable pour concevoir le système de production et un excellent outil pour optimiser le débit objectif sur les puits de pétrole et de gaz.

## **Chapitre IV**

# **ETUDE DU PUITTS OMM-33**

### Introduction :

Le champ de Hassi-Messaoud, particulièrement la zone 1 de celui-ci, qui cette dernière est découpée en trois parties (1a, 1b et 1c) et 23, se situe à la périphérie ouest du champ dont le potentiel est de 1000 m<sup>3</sup> / d de pétrole. Cependant, après une période de 10 à 30 mois de démarrage, de nombreux puits bons producteurs à l'origine ont cessé de produire ou dans le meilleur des cas, ont subi une forte diminution de leurs taux de production.

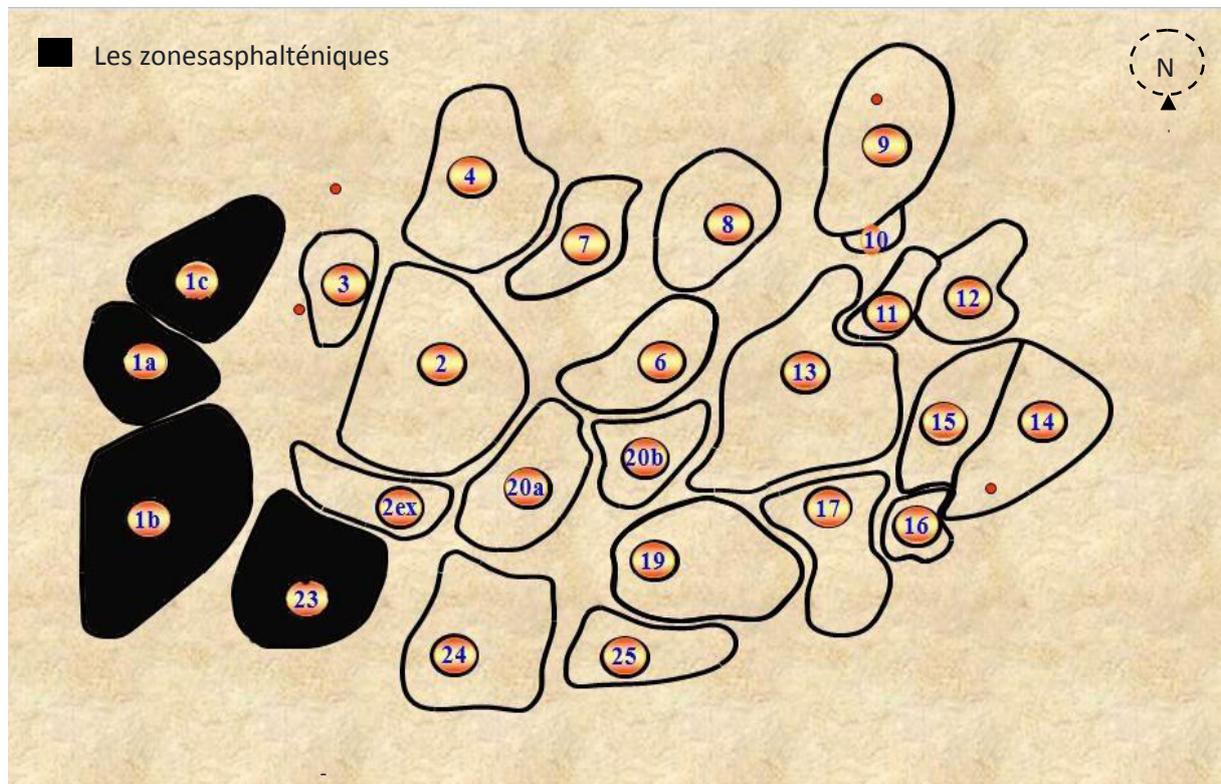


Figure IV .1 : Zones asphalténiques

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

---

Cette diminution est due aux dépôts de matière asphaltéuse qui ont été observés dans le tubing des puits.

Dans notre cas d'étude Le puits OMM-33 a été sélectionné pour étudier le problème du dépôt des asphaltènes rencontrées au cours de la production et dont le but est d'atteindre les objectifs suivants :

- Etudier les conditions de précipitation des asphaltènes dans le puits par le biais des courbes P – T de formation des asphaltènes
- Diagnostique de l'état du puits OMM33 afin de confirmer la formation des asphaltènes.
- L'efficacité du traitement de dépôt par le solvant Reformat.
- Prédiction des dépôts des Asphaltènes après le Traitement.
- Prévisions des dépôts d'asphaltènes après injection des gaz.

### IV.1 Etude du puits OMM-33

Le puits OMM-33 foré en date du 26/01/1981 est un puits producteur d'huile vertical éruptif, il est complété d'un Tubing 4''1/2 ancré à la côte 2515.51m et d'un Liner 4''1/2 cimenté et perforé. D'après le test de DST effectué le 28/01/1981, le puits avait une production de 10.12 m3/h et est sous exploitation depuis Mars 1981.

Ce puits est localisé dans la zone **1A** connu par les problèmes de dépôts des asphaltes qui sont la cause du bouchage des perforations et par conséquence du tubing qui a engendré le déclin de la production.

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

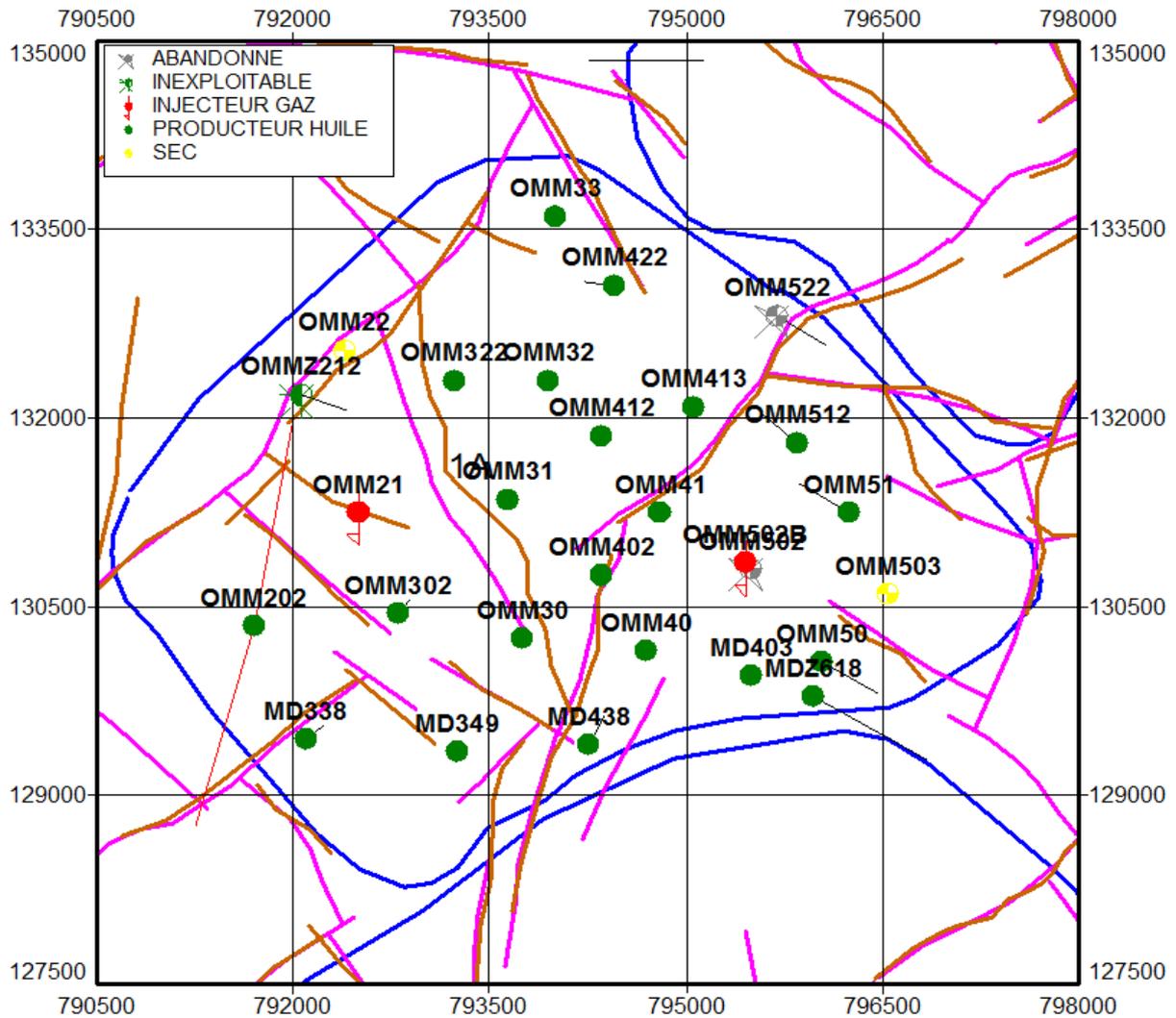


Figure IV .2 Localisation du puits OMM-33

Les étapes suivantes ont été faites afin d'identifier ce problème et de montrer ses conséquences sur la production:

- Modélisation de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes
  - Analyse PVT.
  - Analyse SARA.
  - Mesure de la pression de précipitation des asphaltènes.
- Stabilité des asphaltènes
- Analyse nodale
  - Test de jaugeage
  - Test de build-up
  - Données des équipements du puits
  - Application de l'analyse nodale sur le puits OMM-33
  - localisation des dépôts d'asphaltènes

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

### IV. 1.1 Modélisation de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes :

Pour la modélisation de l'enveloppe de dépôt d'asphaltène, on a utilisé un logiciel de simulation « PIPESIM » en particulier le module MULTIFLASH modèle asphaltène qui est basé principalement sur une équation d'état cubique RSKA.

Ce module nécessite l'insertion des paramètres tels que (PVT du fluide, analyse SARA,  $P_{AOP}$ ,  $P_b$ ), qui ont été déterminé expérimentalement.

#### A. Analyse PVT :

Cette analyse permet de nous fournir des informations sur la composition du fluide ainsi que ses propriétés. Les tableaux suivants indiquent les résultats obtenus de cette analyse :

#### ❖ Composition du fluide :

Le tableau suivant représente la 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
Mcydo-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
Cydo-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
Mcydo-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 IV .1: La composition du mélange du fluide OMM-33

### ❖ Propriétés du fluide :

Les propriétés du fluide sont listées dans le tableau ci-dessous :

<b>Pression de réservoir <math>P_r</math> (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>380.29</b>
<b>Température de réservoir <math>T_r</math> (c°)</b>	<b>120°</b>
<b>Pression de bulle <math>P_b</math> (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>143</b>
<b>Masse volumique (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>0.819</b>
<b>GOR (m<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>)</b>	<b>149.5</b>

**Tableau IV .2 : Les propriétés du mélange du fluide OMM-33**

### B. Analyse SARA

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.

D'après l'étude de la compagnie Schlumberger, l'analyse SARA de pétrole brut du puits OMM33 donne une composition moyenne comme stipulé dans le tableau ci-dessous :

<b>Huile</b>	<b>Saturé</b>	<b>Aromatique</b>	<b>Résine</b>	<b>Asphalténe</b>
<b>% massique</b>	56.22	38.76	3.97	1.05

**Tableau IV .3 : Analyses SARA du puits OMM-33**

### C. Mesure de la Pression de précipitation des asphaltènes (AOP) :

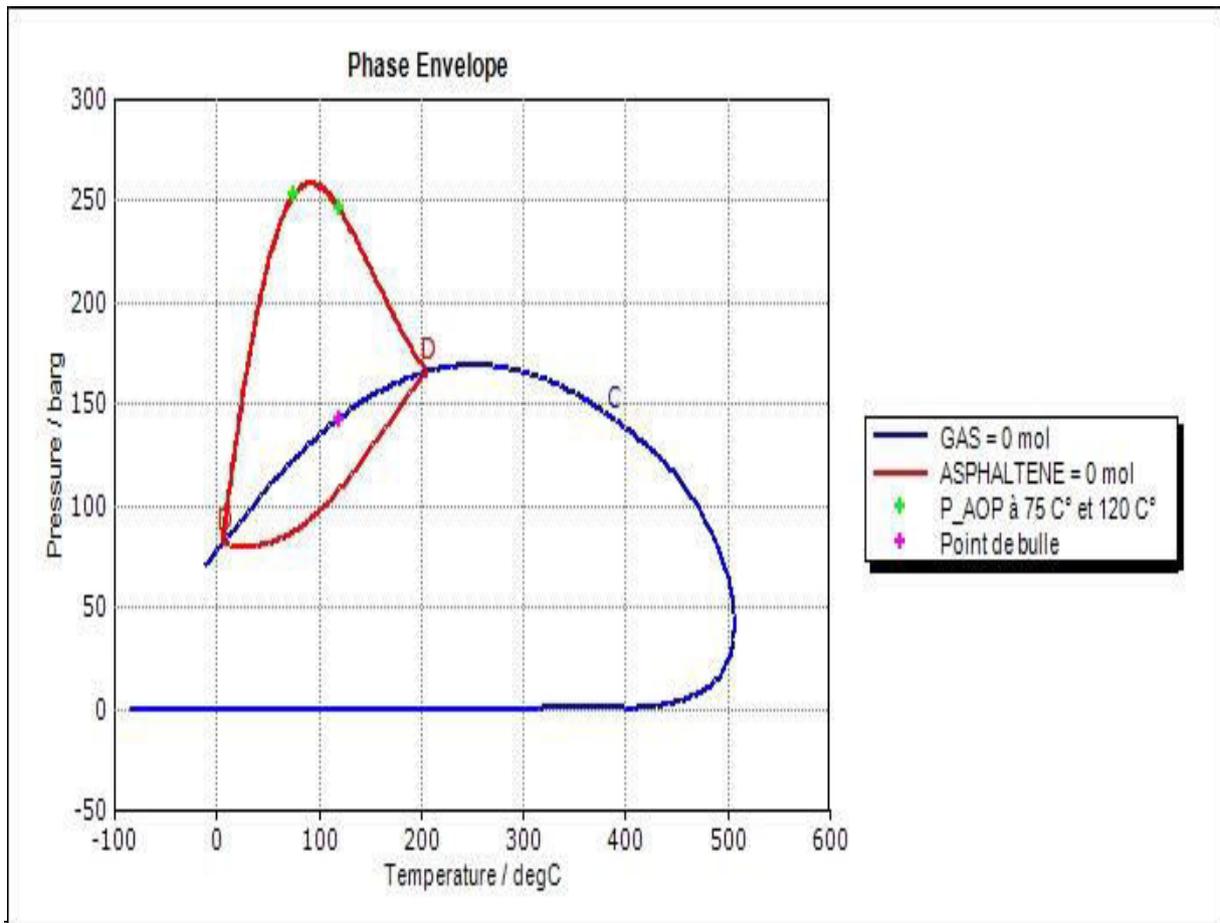
Un échantillon du fluide du réservoir est pris du fond du puits et a été analysé par la lumière proche infrarouge pour détecter les asphaltènes au cours de leurs précipitations. Trois essais isothermes de dépressurisation (sur chaque échantillon) pour détecter la formation d'asphaltènes à la température du gisement de 120 °C, 75 °C et 35 °C ont été effectués.

Les résultats des analyses sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Puits	zone	Tr (c°)	$P_b(\text{kg/cm}^2)$	$P_{AOP}$	
				T(c°)	p(kg/cm <sup>2</sup> )
OMM-33	1A	120	143	120	246.1
				75	253.1
				35	260.1

**Tableau IV .4** :AOP à différentes températures

A partir de ces paramètres (analysePVT, analyse SARA,  $P_{AOP}$ ) on obtient le résultat de la simulation :



**Figure IV .3** Diagramme de phase avec l'enveloppe de précipitation des asphaltènes

Au cours de la déplétion isotherme du réservoir, avant que la pression atteigne le seuil de floculation supérieure  $P_{AOP}$ , le fluide est monophasique et les particules des asphaltènes sont dispersées dans l'huile. Lorsque la pression franchi le seuil de  $P_{AOP}$  les asphaltènes commencent à se déstabiliser et se flocler et par conséquent la substance comporte deux phases huile et asphaltènes, mais lorsque la pression est comprise entre le point de bulle et la pression de floculation inférieure, dans ce cas on aura une libération de gaz et la substance comportera trois phases : huile, gaz, asphaltène.

Quand la pression chute au-dessous de la pression de floculation inférieure les asphaltènes se stabilisent et se dissolvent dans l'huile et le fluide devient diphasique.

### IV. 1.2. Stabilité des asphaltènes :

Pour analyser la stabilité des asphaltènes, on a utilisé des critères de dépistage pour étudier la tendance des particules d'asphaltènes à précipiter. Les données requises pour le dépistage sont les propriétés PVT Y compris la densité de l'huile, le point de bulle, la pression du réservoir et l'analyse SARA.

Trois abaques sont utilisés pour le dépistage, à savoir le graphe de Boer et du rapport saturés-aromatique en fonction du rapport asphaltène-résine et de l'abaque du rapport asphaltène/résine.

Le graphe de Boer représente la différence entre la pression du réservoir et la pression de bulle en fonction de la densité du fluide de réservoir, dans notre cas le fluide du réservoir se situe dans la zone « problèmes graves » de cet abaque.

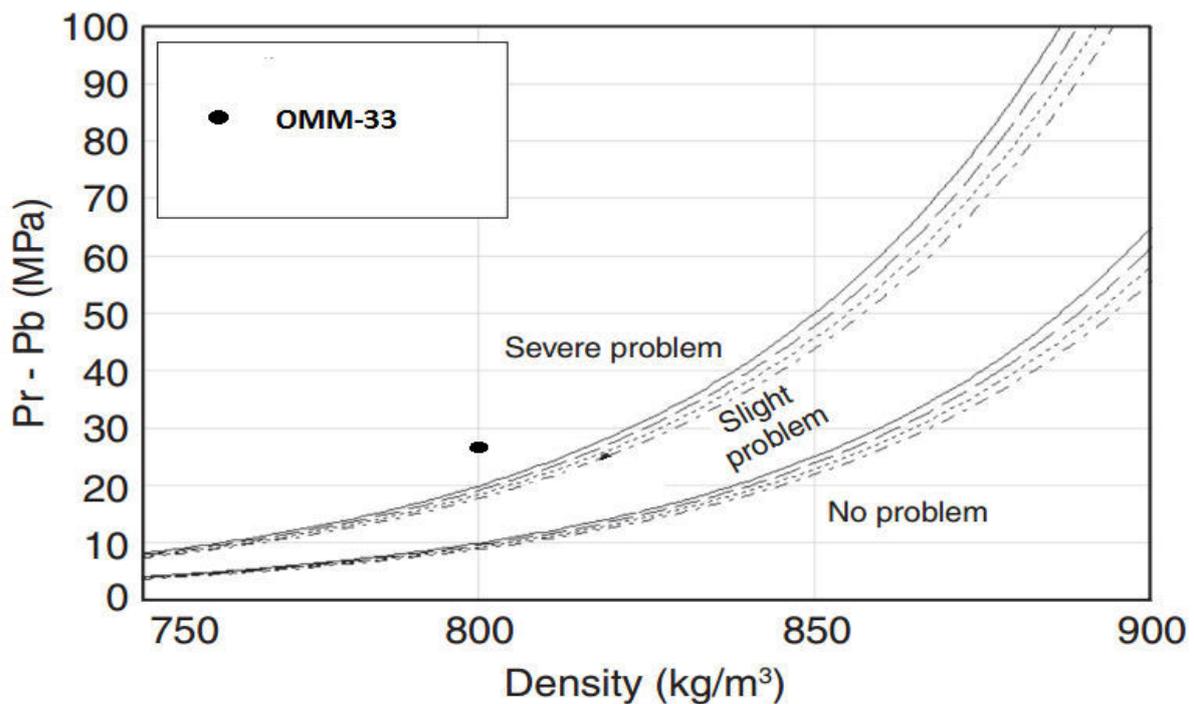
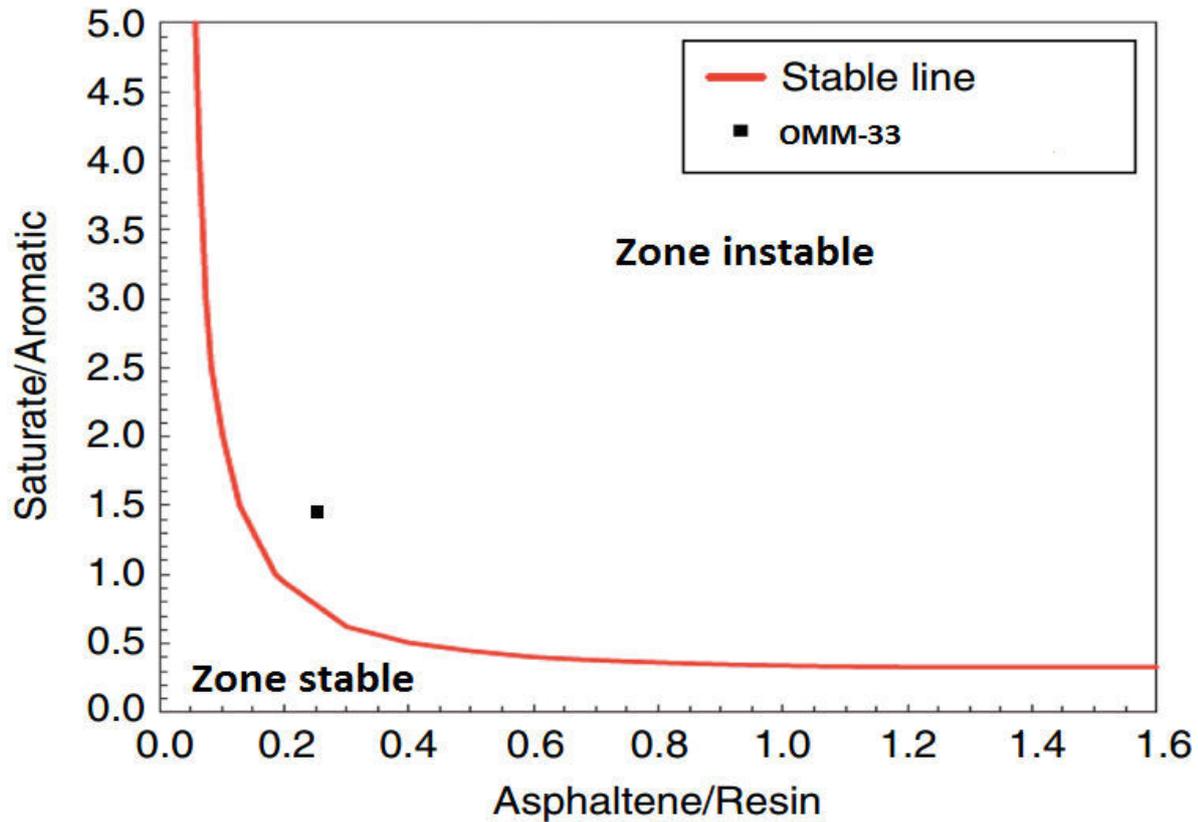


Figure IV .4 : Risques du potentiel de précipitation d'asphaltènes évalué par De Boer

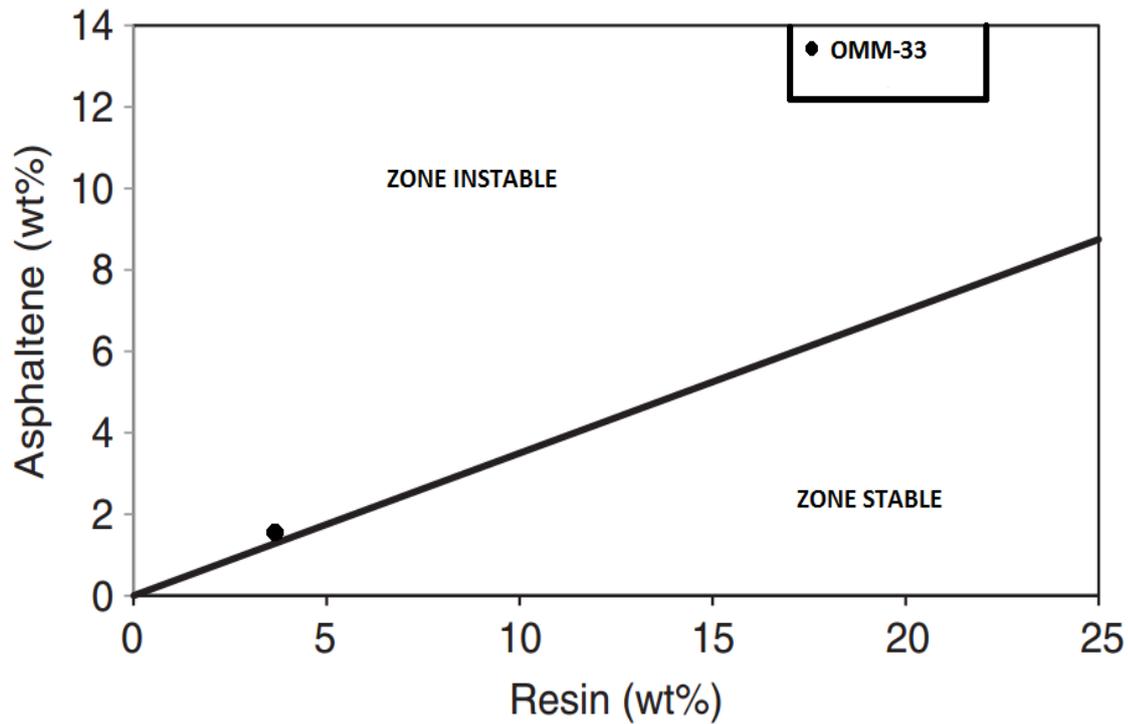
## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

Le graphe proposé par Stankiewicz et Al. (2002) représente les deux rapports saturé/aromatique (S/A) en fonction asphaltène/résine (A/R). Cette méthode de dépistage démontre que les asphaltènes sont instables dans le fluide de notre puits.



**Figure IV .5 :** Saturé/Aromatique en fonction Asphaltènes/Résine pour échantillon de réservoir

Le dernier critère démontré à la figure ci-dessous représente le rapport asphaltènes / résines, ce rapport mesure la stabilité des asphaltènes. Un faible rapport (asphaltènes / résines) implique une bonne stabilisation. Et ce critère montre également que le réservoir est en zone instable.



**Figure IV .6 :** Asphaltènes en fonction résine pour l'échantillon de réservoir

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

### IV. 1.3 Analyse nodale :

Une analyse nodale est appliquée pour simuler les performances de puits OMM-33 et pour cela nous allons utiliser le logiciel de simulation « PIPESIM » afin de déterminer les paramètres de débit et de la pression :

Cette analyse nécessite les données suivantes :

#### A. Test de jaugeage

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production et d'obtenir d'autres paramètres caractérisant le brut tels que le GOR, la température d'huile.

Le tableau ci-dessous montre les résultats obtenus :

Date de mesure	$D_{duse}$ (mm)	$Q_{huile}$ ( $m^3/h$ )	GOR ( $sm^3 / sm^3$ )	Pression ( $kg/cm^2$ )		$T_{huile}$ ( $c^\circ$ )
				Tête	Pipe	
Pendant L'endommagement 20/04/2015	10.5	4.12	69	28.8	15.5	27
Après Traitement Le 28/04/2015	10.5	6.74	88	37	17	25

**Tableau IV .5** :résultat du test de jaugeage

#### B. Test Build-up :

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

Test	Date	Pression ( $kg/cm^2$ )			$Q_{huile}$ ( $m^3/h$ )	IP	Skin	Duse (mm)
		PG	PFD	PT				
Build-up	17/02/2007	380.29	255.39	27.5	8.03	0.0635	4.15	9.5

**Tableau IV .6** Résultat du test de build-up du puits OMM-33

### C. Données des équipements du puits :

Les données des équipements du puits sont mentionnées dans le tableau suivant :

**NB :** voir ANNEXE B fiche technique du puits OMM-33.

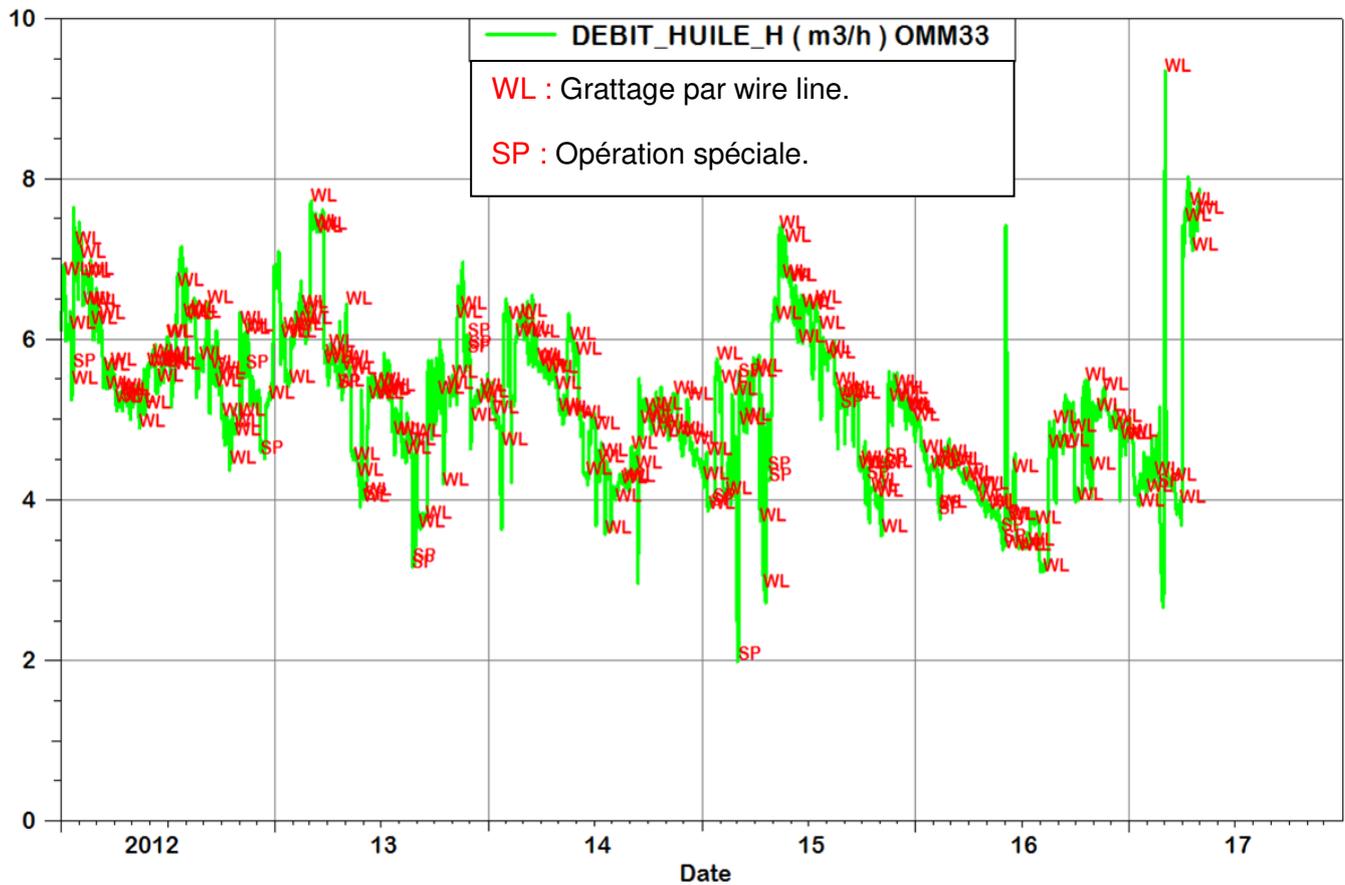
Equipements de fond		
Donnés	Profondeur (m)	Diamètre intérieure (inches)
Casing	2516.51	3.92
Tubing	3389.51	6.094
Liner	3445	3.92
Equipement de surface		
Diamètre duse(mm)	10.5	
Gradient géothermique		
Profondeur (m)	Température (c°)	
0	25	
3445	120	

**Tableau IV .7** Données des équipements du puits OMM33.

### IV. 1.4 Application de l'analyse nodale :

Dans cette partie nous allons étudier deux cas « avant traitement » et « après traitement » du puits OMM-33, on se basant sur l'historique de la production en fonction du temps, sachant que ce puits subit des traitements réguliers pour l'élimination des asphaltes.

### A. Historique de la production et du traitement :



**Figure IV .7 :** Historique de production et de traitement du puits OMM-33

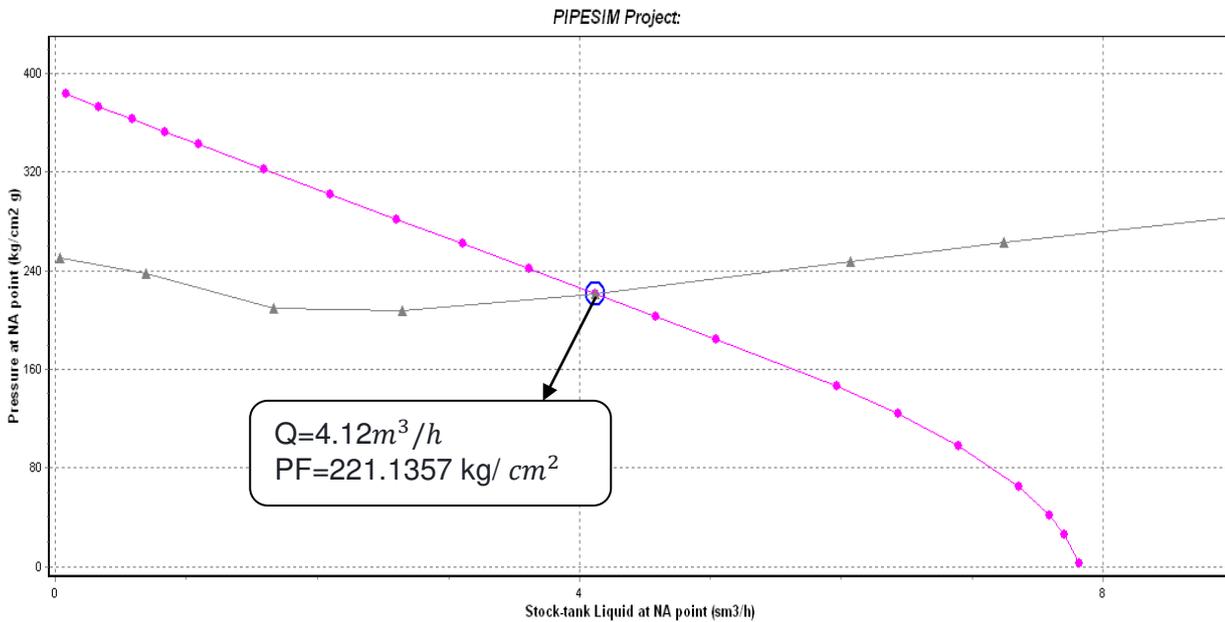
**NB :** Opération spéciale englobe les opérations de circulation et squeeze au reformat par l'unité de coiled tubing .

Le graphe ci-dessus illustre la production au débit ainsi que les traitements de nettoyage des bouchages au niveau du tubing et des perforations allant de la période de 2012 à 2017. Ces opérations reflètent le grattage par unité de WIRE LINE et du traitement par un solvant chimique (reformat). Ces opérations de traitements s'effectuent périodiquement et fréquemment étant donné que l'effet de ces opérations est limité dans le temps.

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

### B. Premier cas « avant traitement » :

Une analyse nodale est faite pendant l'endommagement. A partir de cette analyse nous pouvons déterminer le débit et la pression de fond comme démontré dans la figure ci-dessous :



**Figure IV .8 :** Analyse nodale pendant l'endommagement du puits OMM-33

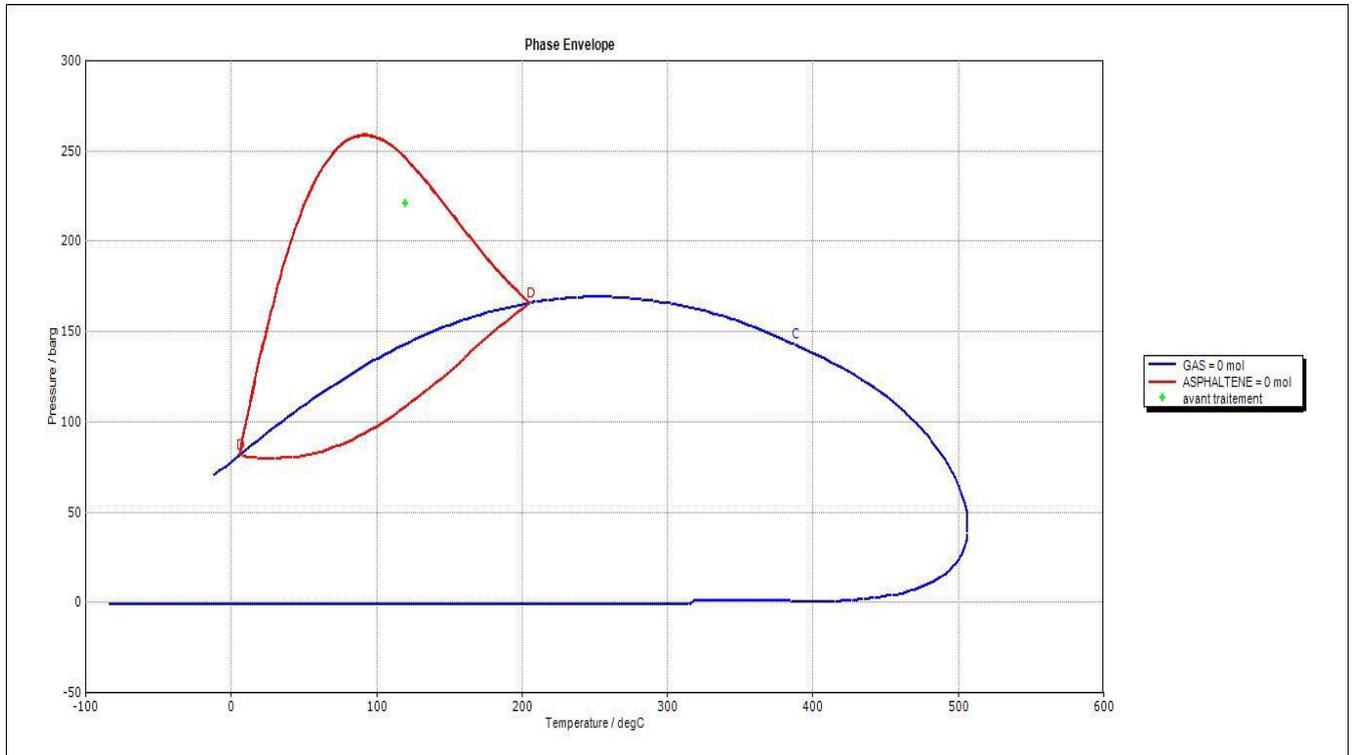
Les résultats de l'analyse nodale du puits sont repris dans le tableau ci-dessous :

Pression de fond ( $kg/cm^2$ )	221.1357
Pression tête ( $kg/cm^2$ )	27.21
$Q_{huile}(m^3/h)$	4.12

**Tableau IV .8 Paramètres de Production Avant le Traitement.**

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

Les valeurs de la pression et de la température de fond sont reportées sur le diagramme pression-température ci-dessous :



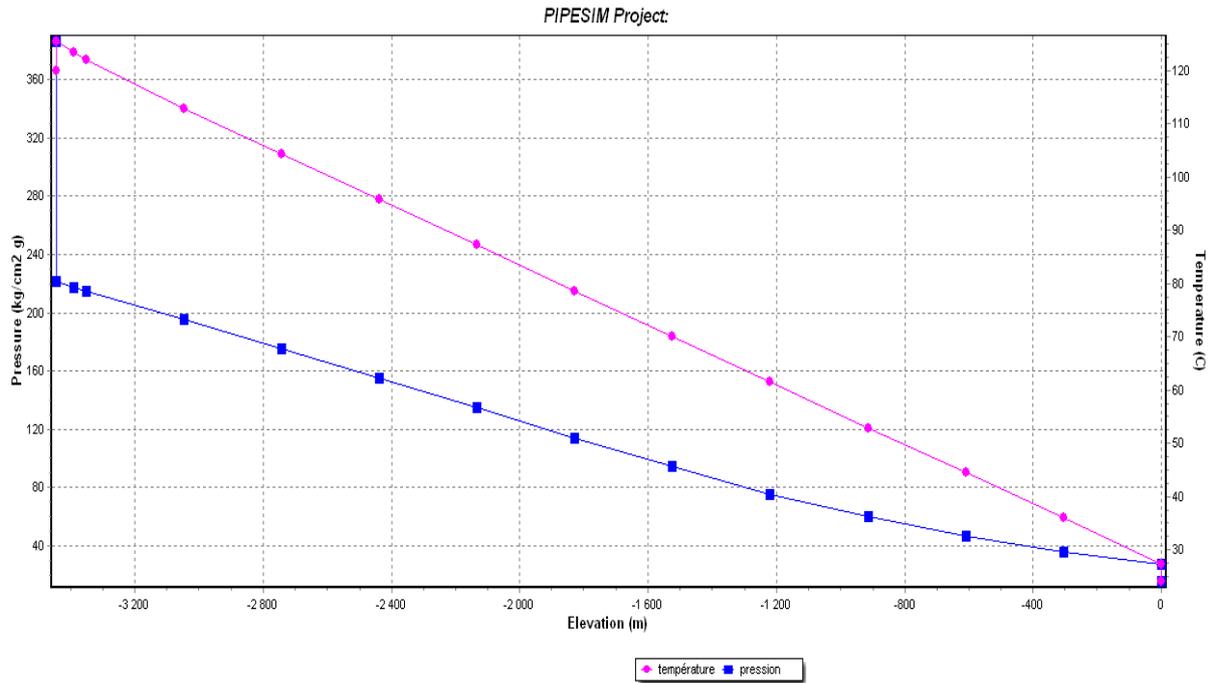
**Figure IV .9 :** Enveloppe des Dépôts d’asphaltènes avant le Traitement.

Il est indiqué dans la figure ci-dessus, 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 donc il doit faire l’objet d’un traitement.

### ❖ Localisation du dépôt d’asphaltènes avant traitement :

Pour nous permettre de localiser le dépôt d’asphaltène , on a utilisé le logiciel PIPESIM afin de tracer la courbe de l’évolution des paramètres thermodynamique durant l’écoulement pour les différents côtes de profondeur comme démontré dans la **Figure IV .10** .

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33



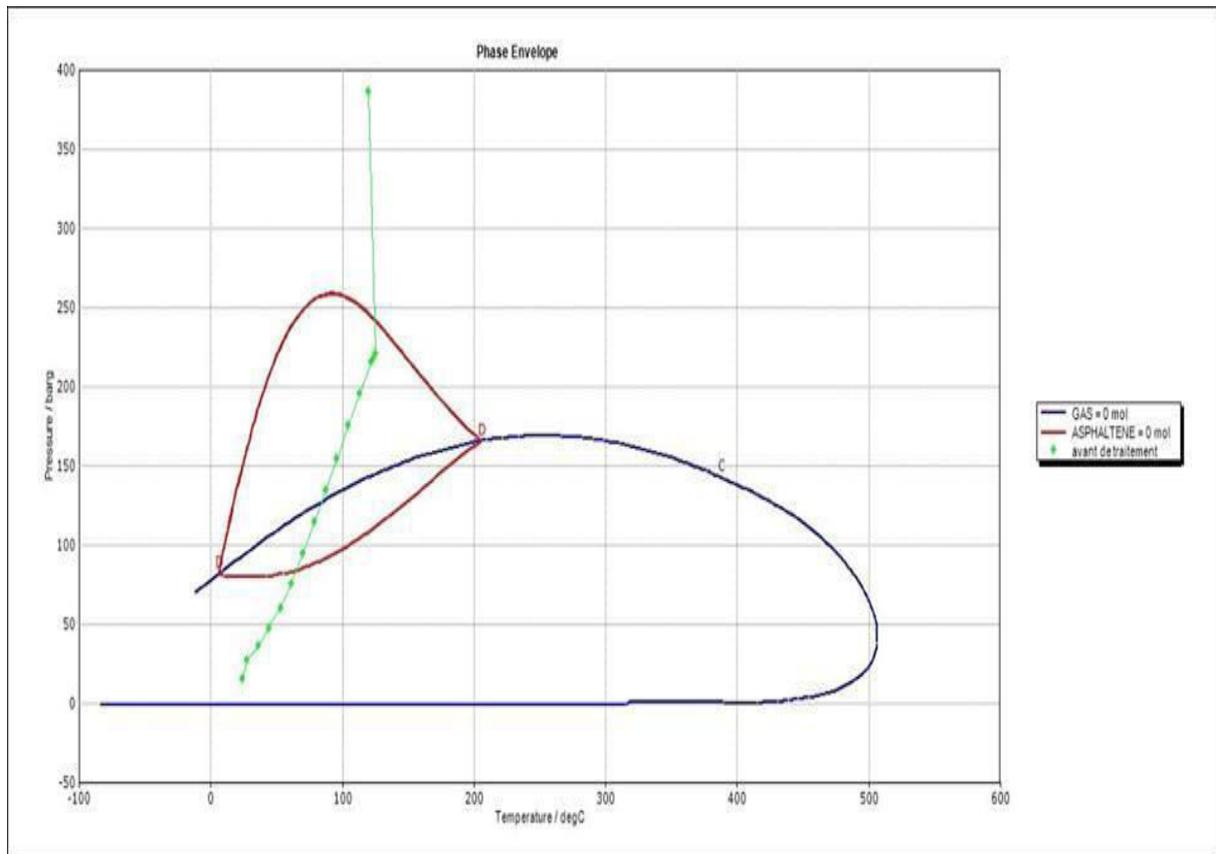
**Figure IV .10 :** Profile de pression et de température en fonction de la profondeur

Les données obtenus à partir de la courbe ci-dessus sont listées dans le tableau suivant :

Profondeur (m)	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )	Température (C°)
-3 444.8648	386.29	120
-3 444.8648	221.2349	125.4583
-3 444.8648	221.2349	125.4583
-3 389.51	217.6065	123.3433
-3 352.8	215.1977	122.0526
-3 048.	195.1432	112.8767
-2 743.2	175.0097	104.3692
-2 438.4	154.7974	95.8143
-2 133.6	134.5222	87.2514
-1 828.8	114.2862	78.6365
-1 524.	94.4536	70.0579
-1 219.2	75.4461	61.4604
-914.4	59.8425	52.9097
-609.6	46.8663	44.4798
-304.8	36.0205	35.9573
0	27.2104	27.3812
0	15.5299	24.0696

**Tableau IV .9 :** Pression et température en fonction de la profondeur pendant l'endommagement.

Les données du tableau ci-dessus sont représentées dans le diagramme de l'enveloppe de déposition des asphaltènes :



**Figure IV .11 :** Zone de précipitation des asphaltènes dans le profil de P/T avant traitement

La figure ci-dessus montre que le risque de déposition manifeste sur l'intervalle de profondeur de  $[-3444.8 \text{ m}, -1219.2]$ , donc on constate que les asphaltènes ont été précipité dans la partie tubing et aux abords du puits.

### C. Traitement des problèmes des dépôts d'asphaltènes :

Les traitements les plus utilisés par la société SONATRACH sont :

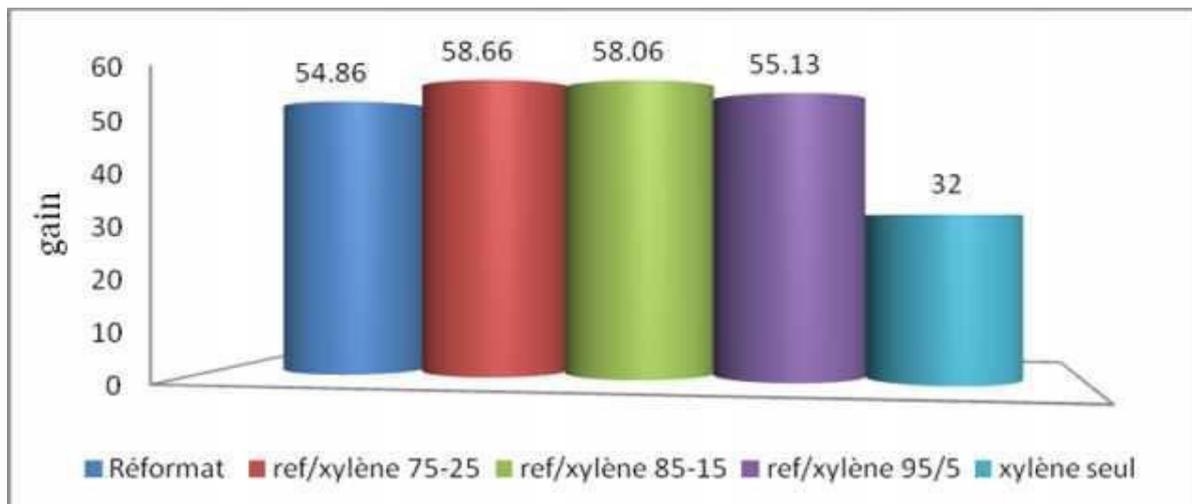
#### ❖ Traitement mécanique avec grattage :

Depuis l'apparition des premiers dépôts, plusieurs opérations de grattage ont été réalisées par le service Wire Line pour remédier à ce problème. La fréquence des interventions a augmenté avec le temps vu l'évolution des dépôts, ce qui a généré des coûts importants, nonobstant le problème des coincements rencontrés périodiquement ce qui a engendré d'autres opérations pour le repêchage du train.

### ❖ Traitement chimique

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 des échantillons (Traitement de la roche réservoir endommagée par les différents mélanges de solvants et détermination du gain de perméabilité) à différents rapports 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%



**Figure IV .12 :** Histogramme de l'efficacité du traitement.

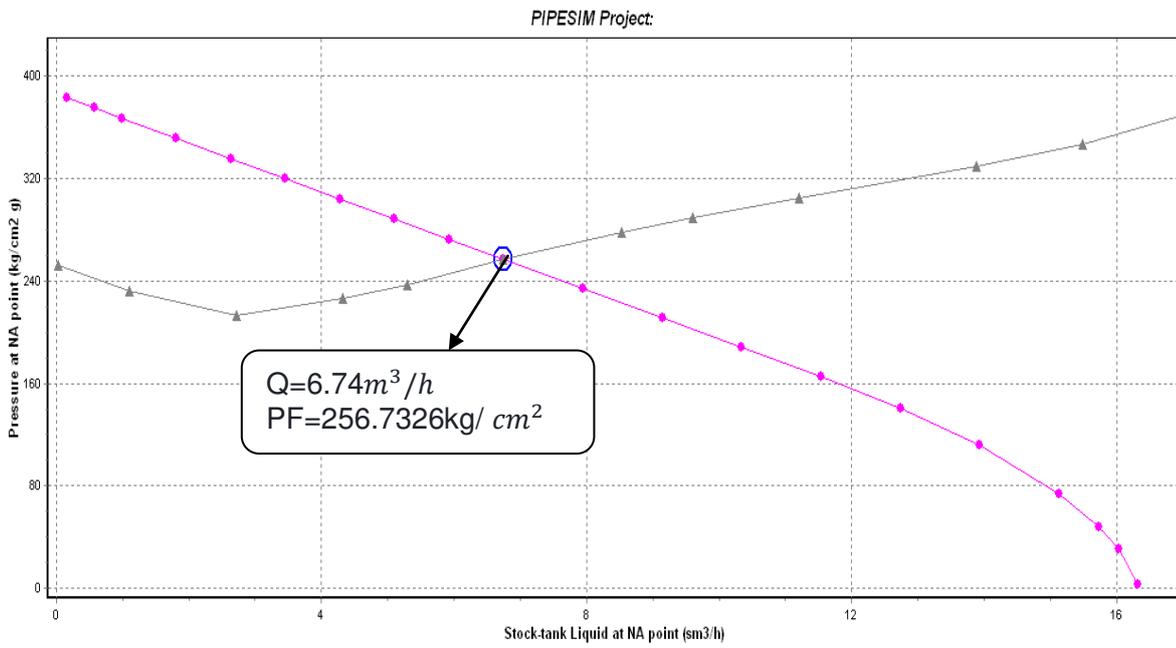
Selon l' histogramme ci-dessus, nous constatons que le mélange reformat 75%/ xylène 25% a une tendance de dissoudre les asphaltènes mieux que les autres solvants, mais la société SONATRACH a choisi Le Reformat comme un solvant approprié pour le traitement du puits OMM33 car il permet de bien solubiliser les asphaltènes et son prix revient moins cher étant donné que ce produit est fabriqué par la société elle-même.

Le but de ce traitement est de nettoyer les restrictions d'asphaltènes et de rétablir la productivité du puits par le nettoyage de fond et du tubing, cette opération s'effectue à l'aide d'une unité de coiled tubing (CTU).

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

### D. Deuxième cas (après traitement) :

Une analyse nodale est faite après le traitement par squeeze au reformat (voir ANNEXE A) . A partir de cette analyse nous pouvons déterminer le débit et la pression de fond comme il est démontré dans la figure ci-dessous :



**Figure IV .13 :** Analyse nodale après traitement du puits OMM-33

Les résultats de l'analyse nodale du puits sont repris dans le tableau ci-dessous :

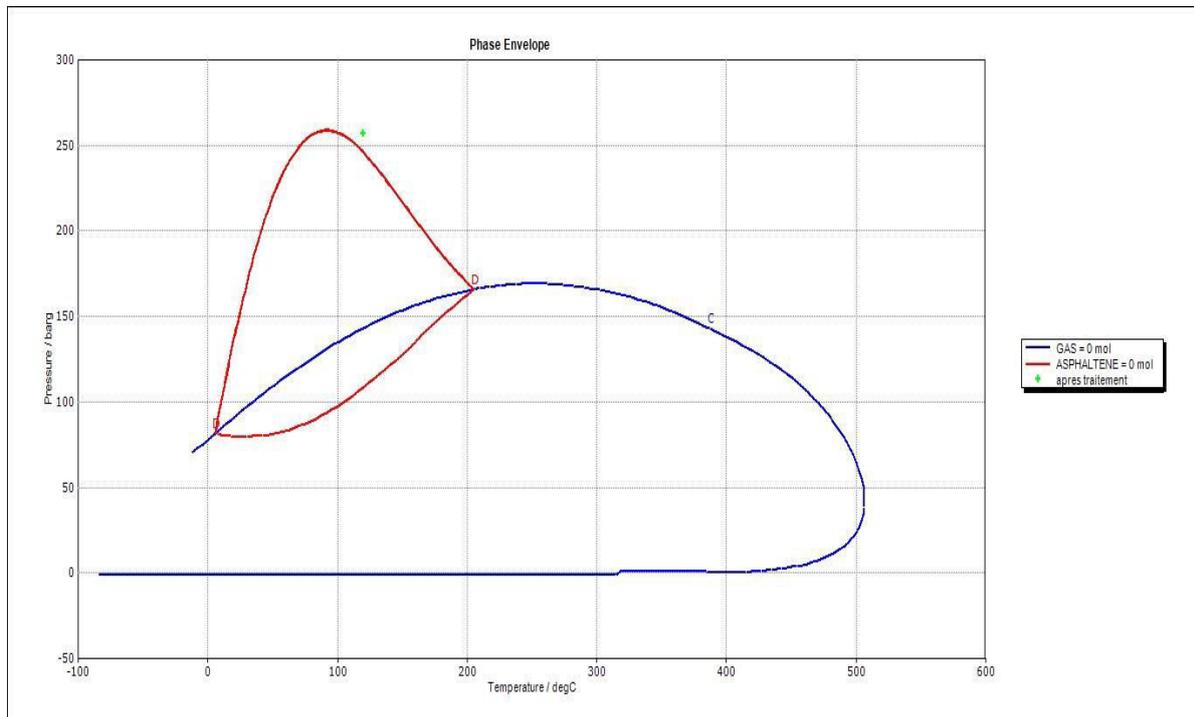
Pression de fond PF (kg/ cm <sup>2</sup> )	256.7326
Pression tête (kg/cm <sup>2</sup> )	41.92
$Q_{huile}(m^3/h)$	6.74

**Tableau IV .10** Paramètres de Production après Traitement.

Après le traitement du puits par squeeze de reformat, on a obtenu une amélioration du débit de 4.12 m<sup>3</sup>/h à 6.74 m<sup>3</sup>/h ainsi qu'une augmentation de la pression de fond à partir de 221.1357 kg/cm<sup>2</sup> à 256.7326 kg/cm<sup>2</sup> et la pression de tête de 27.21 à 41.92 Cette amélioration des paramètres de production signifie que les dépôts d'asphaltènes sont dissous.

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

Les valeurs de la pression et de la température de fond sont reportées sur le diagramme pression- température suivant :



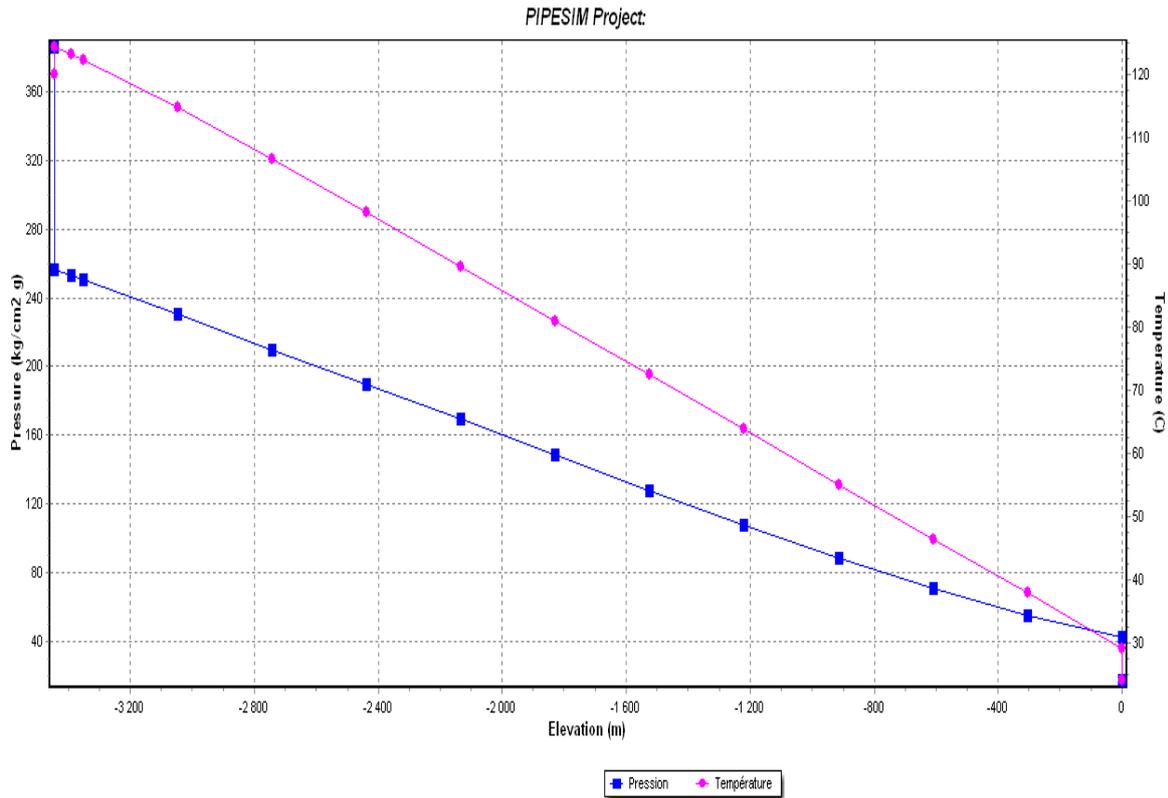
**Figure IV .14 :** Enveloppe des Dépôts d’asphaltènes Après le Traitement.

Lors du traçage des paramètres thermodynamiques de fond du puits OMM33, on a constaté que le point pression et température de fond est à l’extérieur de l’enveloppe de déposition des asphaltènes ce qui signifie que les asphaltènes sont dissoutes.

### ❖ Prédiction de la côte appropriée au dépôt de l’asphaltène après traitement :

De la même façon que la procédure initiale pour la localisation des asphaltènes, nous avons tracé la courbe de l’évolution des paramètres thermodynamiques durant l’écoulement pour les différentes côtes de profondeur comme démontré dans la **Figure IV .15** .

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33



**Figure IV .15 :** Profile de pression et de température en fonction de la profondeur

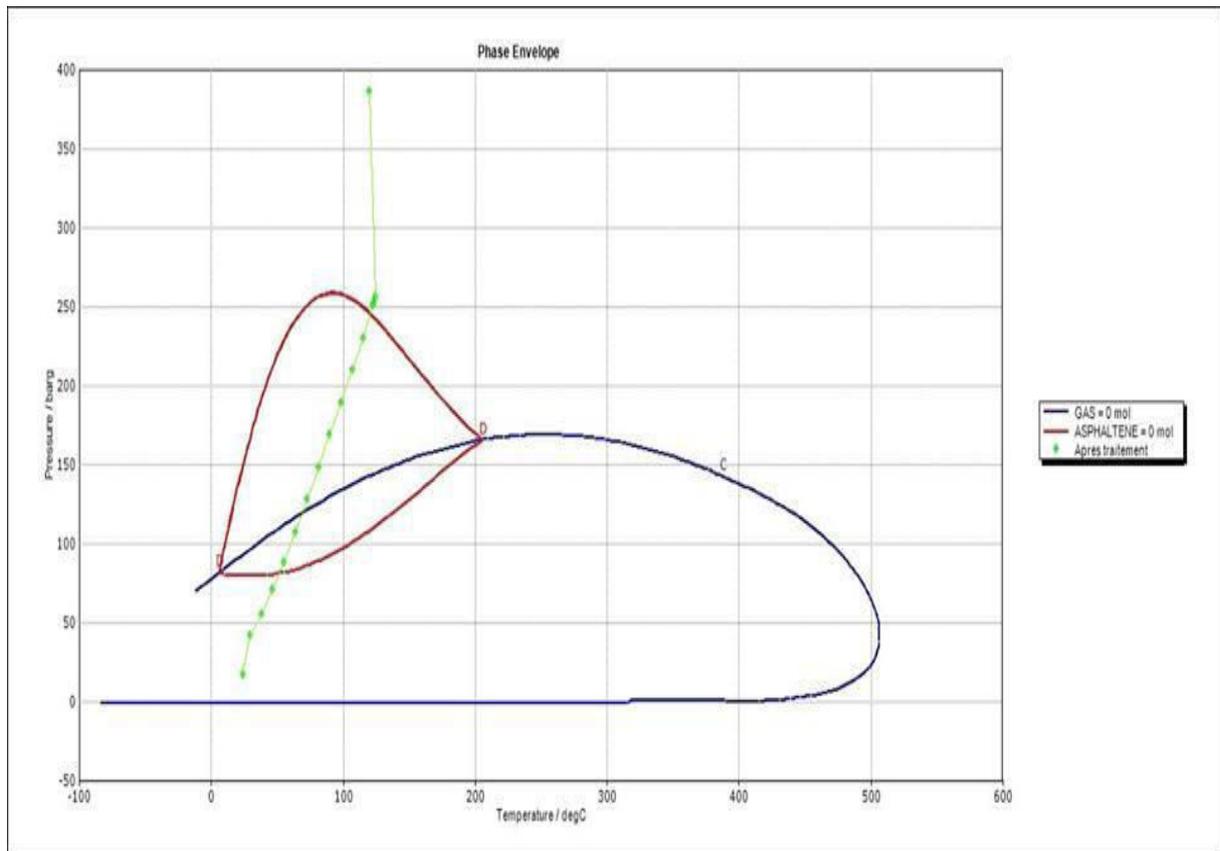
Les données obtenues à partir de la courbe ci-dessus sont listées dans le tableau suivant :

Profondeur (m)	Pression (kg/ $cm^2$ )	Température (C°)
-3 444.8648	386.29	120
-3 444.8648	256.7326	124.4058
-3 444.8648	256.7326	124.4058
-3 389.51	253.0505	123.2084
-3 352.8	250.6081	122.3772
-3 048.	230.3071	114.8135
-2 743.2	209.9515	106.7033
-2 438.4	189.5263	98.199
-2 133.6	169.0201	89.6035
-1 828.8	148.4291	81.088
-1 524.	127.7607	72.6116
-1 219.2	107.2033	63.8217
-914.4	88.0271	55.0546
-609.6	70.5083	46.4886
-304.8	55.0553	37.937
0	41.924	29.1791
0	17	24.1485

**Tableau IV .11 :** Pression et température en fonction de la profondeur après traitement.

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

Les données du tableau ci-dessus sont représentées dans le diagramme de l'enveloppe de déposition des asphaltènes :



**Figure IV .16 :** Zone de précipitation des asphaltènes dans le profile de P/T après traitement

Nos prédictions futures concernant le dépôt d'asphaltène après traitement se déposera dans l'intervalle  $[-3048,-914.4]$ , les asphaltènes vont être précipiter dans la partie tubing comme démontré sur la figure ci-dessus.

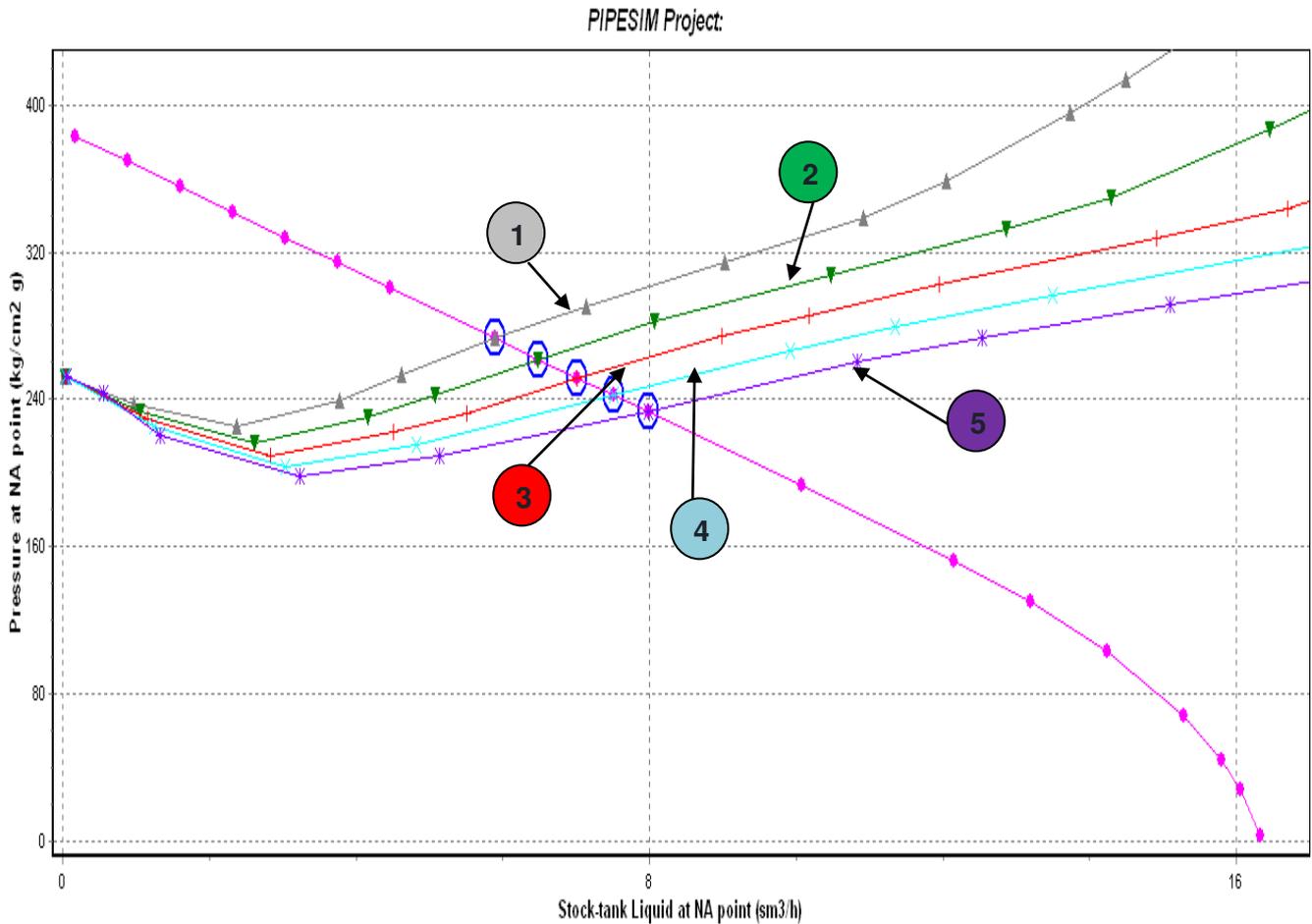
D'après les deux figures de la zone de précipitations des asphaltènes on constate que Le phénomène a crée un déplacement de la côte de pression de précipitation vers le bas.

On conclue pour éviter la déposition au niveau des perforations ou bien de le retarder de maintenir la pression de fond loin de l'enveloppe de précipitation.

### IV. 2 Influence de la duse :

Dans cette partie nous allons étudier l'influence du diamètre de la duse sur la pression de fond pour que cette dernière soit suffisamment éloignée de l'enveloppe des dépôts d'asphaltènes.

La figure suivante montre l'influence de la duse sur la pression de fond ainsi que sur la quantité de l'huile produite.



**Figure IV .17 :** Influence du diamètre de la Duse sur la pression de fond et le débit.

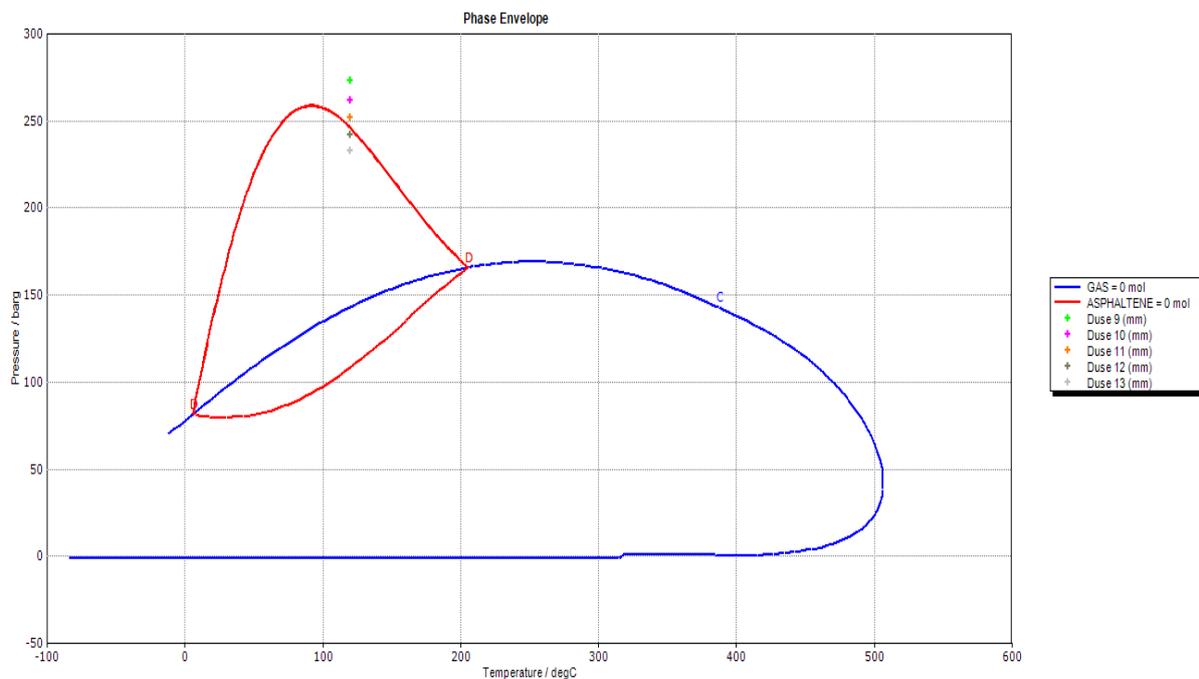
## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

Les différents résultats obtenus à partir de la figure sont représentés dans le tableau suivant :

Point	D duse (mm)	PF (kg/cm <sup>2</sup> )	Q(m <sup>3</sup> /h)
1	9	273.245	5.8894
2	10	261.9952	6.4755
3	11	251.7069	7.0115
4	12	242.0055	7.5169
5	13	233.0597	7.983

**Tableau IV .12 :** Influence du diamètre de la Duse sur la pression de fond et le débit.

Ces données seront reportées dans le diagramme de l'enveloppe de précipitation des asphaltènes ci-dessous :



**Figure IV .18** Influence du diamètre de la Duse sur les dépôts des Asphaltènes

On constate que la diminution du diamètre de la duse permet d'augmenter la pression de fond donc d'éviter le problème de déposition d'asphaltène au fond du puits, néanmoins cet état de fait influe négativement sur la production.

### IV. 3 Influence de l'injection des gaz sur la précipitation des asphaltènes :

Nous avons déjà mentionné que pendant la déplétion naturelle, la possibilité de floculation d'asphaltène augmente lorsque des gaz légers sont exposés à l'huile. De ce fait une simulation est faite à l'aide du simulateur PIPESIM pour déterminer l'influence des gaz tels que le  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $C_1$  sur l'enveloppe de précipitation des asphaltènes.

La figure ci-dessous montre l'influence de l'injection du  $C_1$  pour différentes concentrations en mol 10% et 20% sur l'APE.

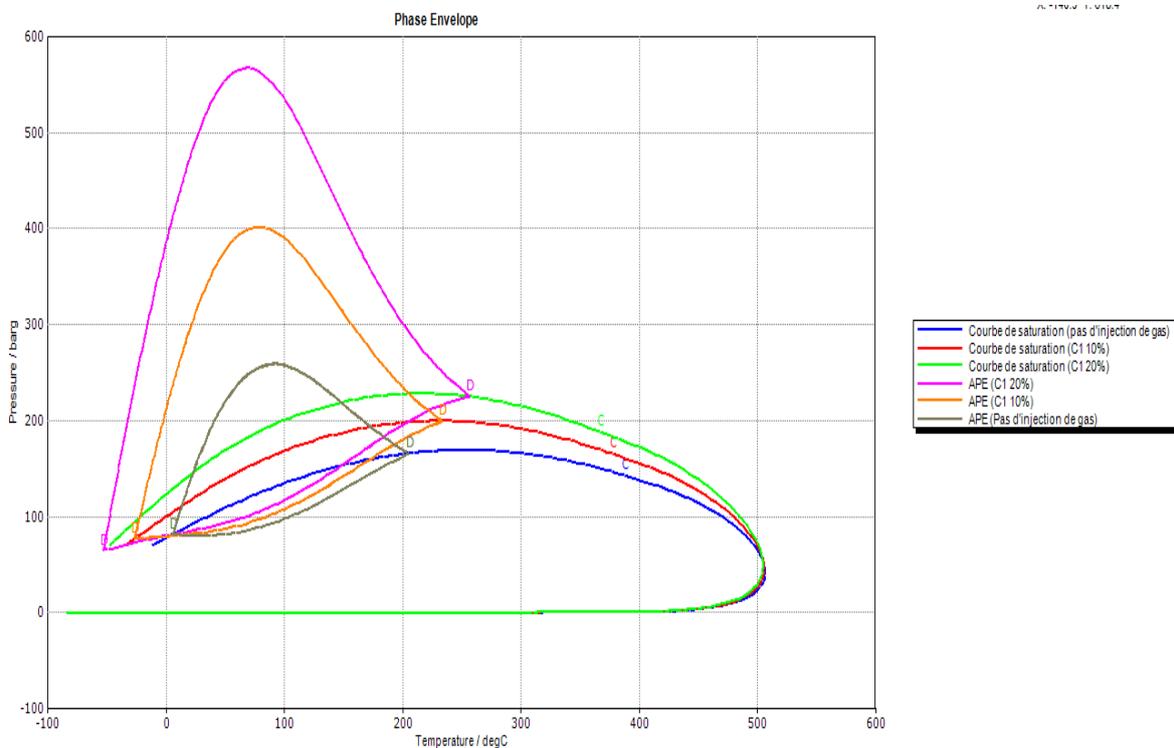


Figure IV .19 :L'Influence de l'injection du  $C_1$  sur l'APE

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

La figure ci-dessous montre l'influence de l'injection du N<sub>2</sub> pour différents concentration en mol 2% et 5% sur l'APE

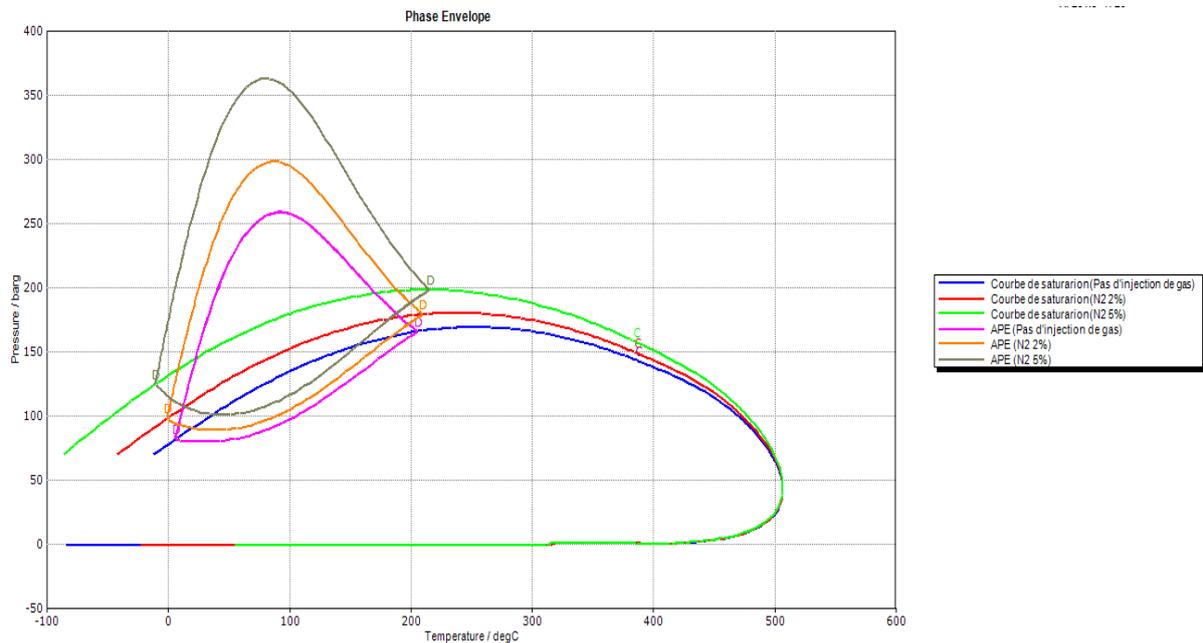


Figure IV .20 : L'Influence de l'injection du N<sub>2</sub> sur l'APE.

La figure ci-dessous montre l'influence de l'injection du CO<sub>2</sub> pour différents concentration en mol 10% et 20% sur l'APE.

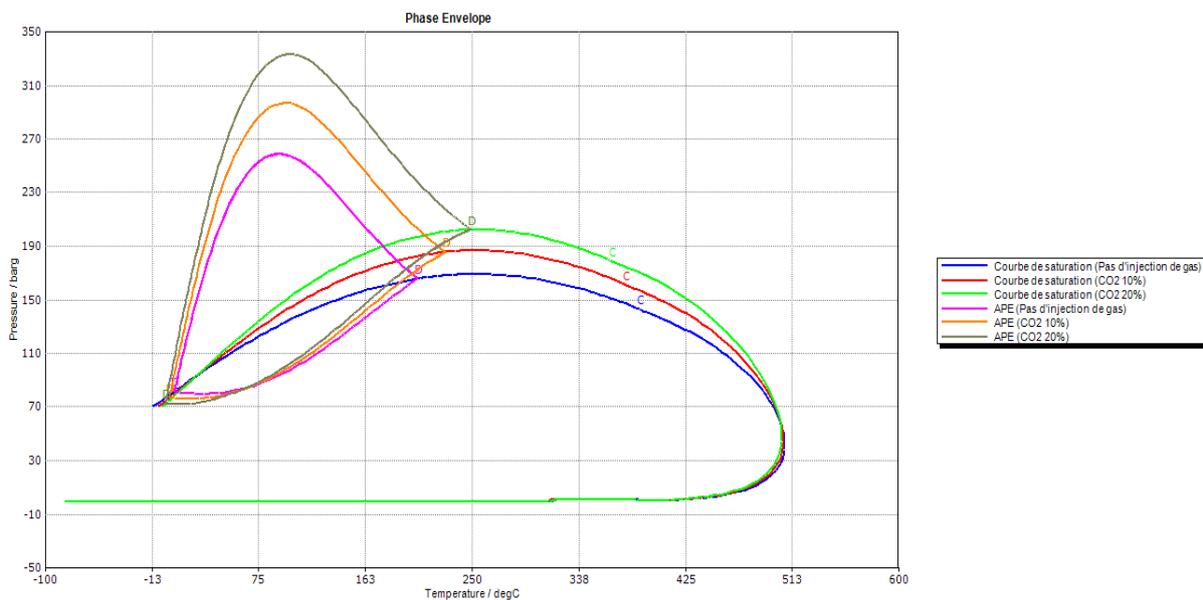


Figure IV .21 : L'Influence de l'injection du CO<sub>2</sub> sur l'APE.

## CHAPITRE IV ETUDE DU PUIT OMM-33

---

D'après cette simulation on constate que les courbes des points de bulles et la limite de stabilité de l'asphaltène augmentent lorsque différentes compositions de méthane et N<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> sont ajoutées au fluide d'origine, comme le montrent les figures ci-dessus.

Les effets des gaz ajoutés sur la réduction de la stabilité de l'asphaltène dans l'huile vivante se trouvent dans l'ordre suivant: N<sub>2</sub> > CH<sub>4</sub> > CO<sub>2</sub>.

Un comportement différent est observé lors de l'addition de CO<sub>2</sub>, comme le montre la figure **IV .21**, pour une quantité connue de CO<sub>2</sub> injecté, ce dernier n'influe pas sur l'AOP de façon importante en dessous de la température de 60C° par rapport à l'injection de N<sub>2</sub> et C1.

Ce phénomène s'explique par le fait que si des quantités importantes de composants de bas poids moléculaire sont dissoutes dans la phase liquide, le paramètre de solubilité est réduit et le précipité d'asphaltène peut se former.

On peut conclure que pour des projets ultérieurs dont l'activation de ce puits en gaz lift ou bien pour augmenter le taux de récupération par l'injection des gaz légers, il est préférable de prendre en considération l'influence des gaz sur la précipitation des asphaltènes.

### **Conclusion générale :**

Dans la majorité des pétroles bruts, les asphaltènes s'agrègent et forment des structures colloïdales qui en fonction des paramètres thermodynamiques ou chimiques, sont soit stables en solution soit flocculent en formant un dépôt solide.

Le travail qui a été effectué dans le cadre de ce mémoire porte sur l'étude du problème de dépôts des asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud plus particulièrement au niveau du puits OMM-33.

Le puits OMM-33 a subi plusieurs traitements de nettoyage soit par la voie mécanique qui comprend le grattage par l'unité de WIRE LINE, ou soit par la voie chimique, on injectant des solvants afin de dissoudre les asphaltènes. Pour ce cas le reformat est choisie comme étant le solvant approprié à ces dépôts grâce à son efficacité de bien solubiliser les asphaltènes et aussi pour des raisons économiques. Ces interventions sont mise en œuvre suite à des chutes de production rencontré périodiquement.

Une simulation est réalisée à l'aide du logiciel PIEPSIM module MFL par l'introduction des données des tests de PVT de l'huile et l'analyse SARA déterminées expérimentalement ainsi que les pressions d'apparition des asphaltènes AOP , afin de modéliser l'enveloppe de déposition des asphaltènes.

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.

Les conditions thermodynamiques obtenus à partir de l'analyse nodale se situent à l'intérieure de l'ADE ce qui démontre que les asphaltènes ont été déposé, et le profile pression/température simulé pour différents profondeurs confirme que le dépôt est localisé principalement dans le tubing et aux abords du puits. Ces dépôts provoquent un colmatage des perforations et de tubing en créant des restrictions du passage du fluide, cela entraine des pertes de charge additionnelles qui baissent la pression de tête et réduisent le débit et modifient le gradient de pression dynamique.

## CONCLUSION GENERALE

---

Etant donné que les gaz déstabilisent l'asphaltène et favorisent la floculation, une prévision est faite concernant l'injection des gaz tels que le méthane, nitrogène et le dioxyde de carbone utilisés pour l'activation des puits en gaz lift ainsi que pour la récupération tertiaire et secondaire conduisant à une forte teneur en asphaltène. Ce phénomène est observé à partir des tests en laboratoires et aussi par le dilatement de l'ADE causé par l'injection de ces gaz. À chaque fois que le pourcentage en mol augmente, l'enveloppe se dilate.

### Recommandations pour le puits OMM-33

Pour palier à cet état de fait de déposition des asphaltènes, nous suggérerons l'application des recommandations suivantes :

- ❖ Effectuer une étude technico-économique avant chaque traitement pour déterminer le résultat et le rendement du puits à traiter en question.
- ❖ La mise en place d'un programme de traitement des asphaltènes, à chaque période où un constat de diminution de la courbe de débit du puits est constaté, cependant il est conseillé pour éviter l'accumulation des asphaltènes d'effectuer des opérations de traitement curatives et préventives périodiques telles que :
  - Grattage par WIRE LINE
  - Nettoyage et circulation du reformat
  - Squeeze par solvant reformat
- ❖ Utiliser l'enveloppe de déposition des asphaltène ADE pour évaluer la sévérité du problème et maintenir les paramètres thermodynamique à l'extérieur ou le plus loin possible de l'ADE.
- ❖ Optimiser le diamètre de la duse.
- ❖ Optimisation de la quantité de gaz injectée si le puits doit être lifté ou dans le cas de la récupération secondaire et tertiaire.
- ❖ Pompage continue de l'inhibiteur de déposition des Asphaltène avec un capillary tubing.
- ❖ Squeeze avec un inhibiteur de déposition avec activateur pour prolonger la durée de traitement.
- ❖ Revêtement du tubing.
- ❖ Pour des raisons économiques et écologiques il est conseillé d'éviter le torchage afin de récupérer l'effluent ayant servi au traitement de déposition qui peut être traité et monnayer.

**Annexes**

## Annexe A : déroulement de l'opération de squeeze avec reformat

### Actions à entreprendre

### Moyens à mettre en œuvre

#### **Equipement et produits**

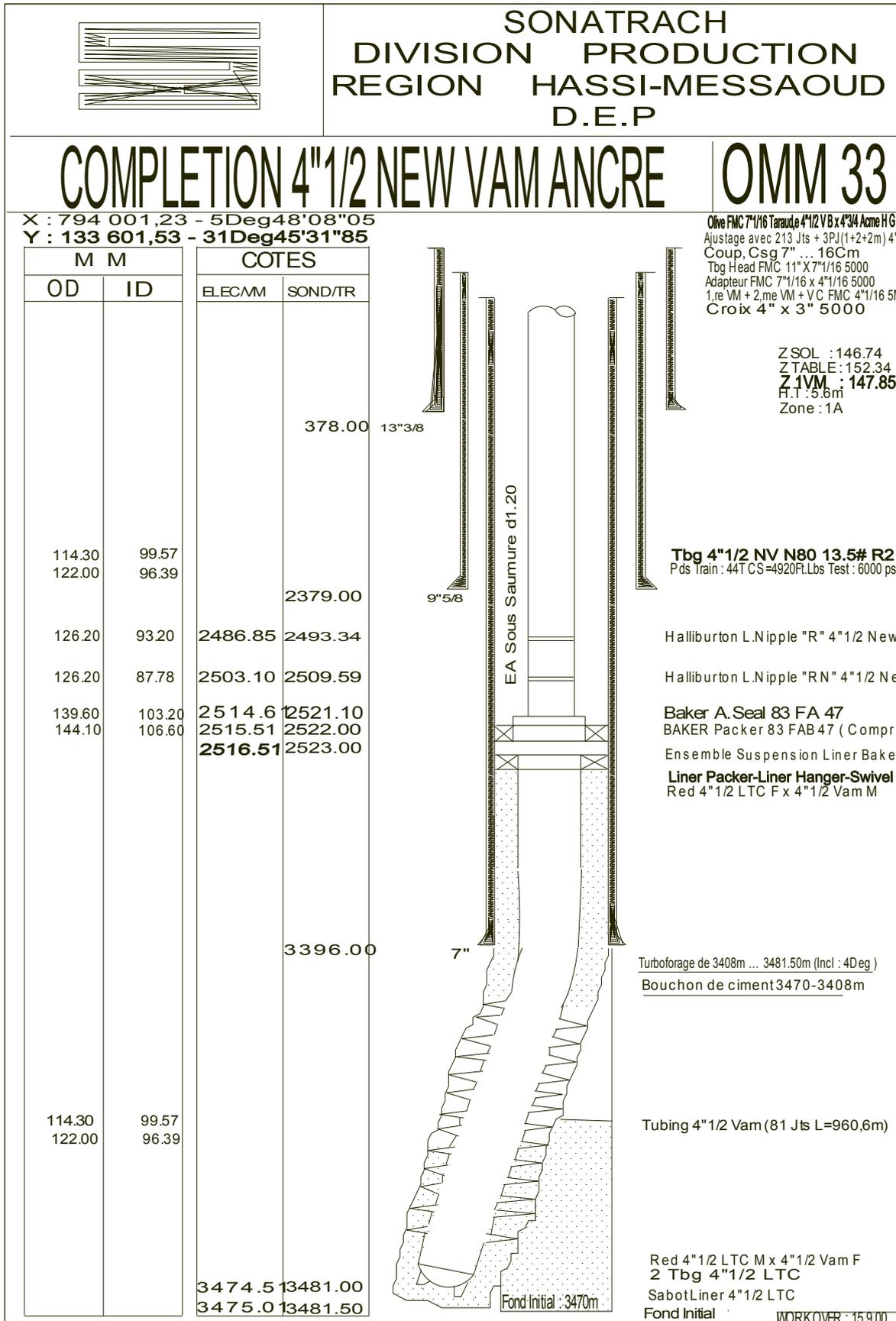
- Une (01) Unité de CT.
- Une (01) Unité de pompage; haute pression.
- Une (01) Unité de pompage d'azote; haute pression.
- Deux (02) citernes pour transport de produits.
- 50 m<sup>3</sup> d'eau traitée au NH<sub>4</sub>Cl.
- 04 m<sup>3</sup> de TubeClean (HCl 7.5%).
- 30 m<sup>3</sup> Pure Reformat non stocké.
- 01 m<sup>3</sup> de mousse de diversion.
- 12 m<sup>3</sup> d'azote liquide.

### Procédure de l'opération :

#### Nettoyage Perfo et Traitement Matriciel au reformat

- ✓ Vérification de circuit tête de puits/ torche/ etc....
- ✓ Mise en place des unités de Coiled Tubing et de pompage de fluides, d'Azote et des citernes des produits.
- ✓ 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.
- ✓ Ouverture du puits sur torche et descente du CT muni de l'outil RotoJet avec circulation à l'eau traitée à faible débit jusqu'au TD @3481.00m.
- ✓ Remonté CT jusqu'au top Perfs @3420.00m, Nettoyage des Perfs avec pompage en jetting des fluides de nettoyage tout en manipulant le CT le long de l'intervalle perforé 3421 – 3469 m, en plusieurs passes comme suit :
  - 04 m<sup>3</sup> d'eau traitée nitrifiée à 1000 scf/bbl.
  - 06 m<sup>3</sup> de pure reformat nitrifié à 1000 scf/bbl.
  - 04 m<sup>3</sup> de TubeClean nitrifié à 1000 scf/bbl.
- ✓ CT au fond atteint, initiation kick off à l'azote et remplissage du puits avec 25 m3 de reformat jusqu'à évacuation des fluides injectés.
- ✓ Positionner le CT à 3448 m et procéder au squeeze du premier bouchon de pure reformat comme suit :
  - 12 m<sup>3</sup> de pure reformat.
  - 0.5 m<sup>3</sup> d'eau traitée (Spacer).
  - 01 m<sup>3</sup> de mousse de diversion à 2000 scf/bbl.
- ✓ Positionner le CT à 3420 m et procéder au squeeze du deuxième bouchon de pure reformat comme suit :
  - 12 m3 de pure reformat.
  - 05 m3 d'eau traitée (Déplacement)
- ✓ Remonter CT au jour sous pression squeeze et attente réaction toute la nuit.
- ✓ Démarrage du puits le jour suivant et remise du puits en production.

**Annexe B : Fiche technique du puits OMM-33**





## Références Bibliographiques

- ✓ Abdolmohammad Alamdari, Ali Zolghadr, Hossein Dashti, and Shahin Kord , Asphaltene Deposition during CO<sub>2</sub> Injection and Pressure Depletion: A Visual Study Peyman Zanganeh, Shahab Ayatollahi, Enhanced Oil Recovery (EOR) Research Center, School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University Iran 201.
- ✓ Ahmed Tarek - Reservoir Engineering Handbook Gulf Professional Publishing 2001 by Butterworth-Heinemann.
- ✓ ASPHALTENE TREATMENT IN THE HASSI –MESSAOUD FIELD Master of Science in Reservoir Engineering at the Robert Gordon University, Aberdeen and IAP, Algeria.
- ✓ BENSEDDIK Mohammed Alhadj Ali, Modélisation de l'enveloppe de dépôt d'asphaltène et son application sur les performances des puits producteurs d'huile. décembre 2015. SONATRACH.
- ✓ Bahrami P et al published, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles, by IFP Energies nouvelles, 2014.
- ✓ CHIBANE Redouane, Etude de la déposition des Asphaltènes dans la périphérie du champ de Haoud Berkaoui.
- ✓ Collection Colloques et séminaires, Caractérisation des huiles lourdes et des résidus pétroliers Technip 2000.
- ✓ DJELTI FAYSSAL , Contribution à l'étude des propriétés des asphaltènes, UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID-TLEMENEN Decembre 2012.
- ✓ Fred SITA, PRODUCTIVITÉ PUIITS ET ANALYSE NODALE, DGC Polytech 2015.
- ✓ Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, "Asphaltenes- Problematic but Rich in Potential" Slumberger Oilfield Review Summer 2007, Edmonton, Alberta, Canada.
- ✓ 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.

- ✓ Malebranche S, consolidation et revitalisation des centres historiques, cas du centre historique de port de prince, préservation du colloque du GIM tenu à Montréal du 26 juin au 30 juin 2000.
- ✓ Soltani Soulgani, Bahram , A Novel Method for Mitigation of Asphaltene Deposition in the Wellstring; Rashtchian, Davood, Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, I.R. IRAN 2010.
- ✓ SPE 8025, Joe Hach Eduardo Proano Kermit E. Erown A NODAL APPROACH FOR APPLYING SYSTEMS ANALYSIS TO THE FLOWING AND ARTIFICIAL LIFT OIL OR GAS WELL.
- ✓ SPE 14345, Comprehensive Study of Asphaltene Precipitation due to Gas Injection: Experimental Investigation and modeling.
- ✓ SPE 29787 Sunil L. KokalWand Selim G. Sayegh, Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum .
- ✓ SPE 71542 Lawrence M. Cenegy, Nalco, Survey of Successful World-wide Asphaltene Inhibitor Treatments In Oil Production Fields /Exxon Energy Chemicals, L.P.
- ✓ SPE 75228, Tianguang Fan, Jianxin Wang, and Jill S. Buckley, Evaluating Crude Oils by SARA Analysis, New Mexico Tech.
- ✓ SPE 130071Sajjad Afshari, Riyaz Kharrat, and Mohammad Hosein, "Asphaltene Precipitation Study during Natural Depletion at Reservoir Conditions".
- ✓ SPE 159098 Effects of Gas Additions to Deepwater Gulf of Mexico Reservoir Oil: Experimental Investigation of Asphaltene Precipitation and Deposition Doris L. Gonzalez, Elham Mahmoodaghdam 2012.
- ✓ Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d'asphaltènes a Hassi-Messaoud 1996.
- ✓ T.F.YEN and G.V CHILINGARIN, Asphaltenes and asphalt, 1994 Elsevier science B.V.
- ✓ <http://petrowiki.org/>

