

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production académique**

Présenté Par :

**SAID BELARBI Hichem, REZAIGUIA Med Cherif**

-THEME-

---

# **Modélisation et Caractérisation De Comportement Phasique et volumétrique De Fluide Cas d'étude : Le champ BHIRET AISSA**

---

Soutenu le : 24 /06 / 2018 devant la commission d'examen

Jury:

**Président:** Mr. BOUKSANI Mohamed Univ. Ouargla

**Rapporteur :** Mme. BELMILOUD. F. Z Univ. Ouargla

**Examineurs:** Mr. MEHSOL Amar Univ. Ouargla



## **Remerciement**

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années des travaux et des recherches effectués au sein de la faculté des hydrocarbures de l'université Kasdi Merbah. D'abord nous tenons à remercier en premier lieu Le Dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage de terminer nos études.*

*Et après, sous la direction de **Mme. Belmiloud FZ**, pour la confiance dont il a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.*

*Je tiens à remercier **Mr. BOUKSANI Mohamed**, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de ce mémoire.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **Mr. MEHSOL Amar** qui a accepté d'examiner mon travail.*

*Nos vifs remerciements s'adressent aussi à **Mr Naoui Ahmed**, **Mr Dhébihi Ala Eddine** pour nous avoir accueillis au sein du service Engineering et Développement et pour ses orientations.*

*Mes remerciements vont également à tous le personnel de la faculté des hydrocarbures.*

*Enfin, dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, nos ami(e)s, les conseils et les encouragements qu'ils nous toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, nous ne serons pas où nous sommes et ce qui nous sommes.*



*Merci encore à tous*

# Dédicace

*Nous dédions ce travail à nos familles.*

*Spécialement nos **pères** et nos **mères** qui ont beaucoup sacrifié pour notre bonheur, et qui ont partagé avec nous tous les malheurs.*

*Nos **frères**, nos **sœurs**, et à toutes la famille. Aussi, à tous qui nous ont encouragés à terminer nos études et à tous qui nous ont aidés à faire cette formation dans la Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers à Ouargla.*

*Hichem*

*Med Cherif*

*SAÏD BELARBI*

*&*

*REZAIGUIA*

## Résumé

Le pétrole constitue d'une source généreuse de produit chimique dont la caractérisation et très important dans l'industrie pétrolière, aussi les tests de laboratoire ne peuvent pas caractériser tous les échantillons donc pour améliorer la prédiction des propriétés des fluides pétrolier il faut utiliser des méthodes numériques (les équations d'états).

L'objectif de cette étude est de représenter et déterminer les caractéristiques volumétriques de ce brut et les changements d'état qui l'affectent au cours de son mouvement dans le réservoir et jusqu'à les installations de production en surface et aussi de localiser et d'analyser le problème de la formation des dépôts d'asphaltènes dans le puits BRA-01 par l'utilisation des modèles des équations d'états implémenté sur les deux logiciels PVTpackage (PVTP), Pipesim..

D'après notre étude nous avons constaté que l'équation d'états de Peng Robinson est les équations d'états la plus adapté pour la modélisation et la caractérisation de fluides présenté au champ BHIRET AISSA et ils ont atteint que le meilleur contrôle de formation de dépôt d'asphaltènes par simulation numérique des conditions de formation des dépôts dans le réservoir.

**Mots clé :** Modélisation, Caractérisation fluides pétrolier, Equations d'états (EOS).

## ملخص

النفط هو مصدر غني من المواد الكيميائية توصيف ومهم جدا في الصناعة البترولية، والاختبارات المعملية لا يمكن أن تميز جميع العينات بالتالي إلى تحسين التنبؤ خصائص السوائل البترولية يجب استخدام أساليب المعادلات العددية (معادلات الدول).

ويتمثل الهدف من هذه الدراسة وتحديد الخصائص الحجمية من هذا الخام ووضع التغييرات التي تؤثر عليه أثناء حركتها في خزان ومرافق الإنتاج السطحية وأيضا تحديد موقع و لتحليل مشكلة تكوين رواسب الأسفلت في بئر BRA-01 من خلال استخدام نماذج معادلة الحالة المطبقة على برنامج (PVTP) PVTpackage، Pipesim .

في دراستنا وجدنا أن المعادلة بنغ روبنسون من المعادلات الحالة هي الأكثر مناسبة لنمذجة وتوصيف السائل عرضها على بحيرة عيسى لميدانية وصلت إلى سيطرة أفضل تشكيل وديعة من asphaltenes بواسطة محاكاة عددية لظروف تشكيل الودائع في الخزان.

الكلمات المفتاحية: النمذجة، توصيف السوائل البترولية، المعادلات الحالة.

## Abstraction

Petroleum is a generous source of chemical whose characterization and very important in the petroleum industry, so the laboratory tests can not characterize all the samples so to improve the prediction of the properties of petroleum fluids it is necessary to use methods numerical equations (the equations of states).

The objective of this study is to represent and determine the volumetric characteristics of this crude and the changes of state that affect it during its movement in the reservoir and up to the surface production facilities and also to locate and to analyze the problem of the formation of asphaltenes deposits in the BRA-01 well by the use of state equation models implemented on the two PVTpackage software (PVTP), Pipesim..

From our study we found that Peng Robinson's equation of states is the most suitable for modeling and characterization of fluids presented at the BHIRET AISSA field and they achieved only the best deposit formation control of asphaltenes by numerical simulation of the conditions of formation of deposits in the reservoir.

**Keywords:** Modeling, Characterization of petroleum fluids, the Equations of states (EOS).

# Table des matières

<i>Liste des tableaux</i> .....	<b>I</b>
<i>Liste des figures</i> .....	<b>II</b>
<i>Liste des abréviations</i> .....	<b>III</b>
<b>NOMENCLATURE</b> .....	<b>IV</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	<b>1</b>
<b>CHAPITRE I Présentation du champ RHOUD EL-BAGUEL</b> .....	<b>3</b>
<b>I.1. LE CHAMP RHOUD EL-BAGUEL :</b> .....	<b>3</b>
I.1.1 Situation géographique du champ : .....	3
<b>I.2. LE CHAMP DE BHIRET AISSA :</b> .....	<b>4</b>
I.2.1. Plan de développement : .....	4
<b>I.3. TRAVAUX DE RECHERCHE :</b> .....	<b>4</b>
I.3.1. Puits de découverte : .....	4
I.3.2. Puits de délinéation : .....	5
<b>I.4. STRATIGRAPHIE DU CHAMP:</b> .....	<b>7</b>
<b>CHAPITRE II Composition, classification et comportement des hydrocarbures</b> .....	<b>8</b>
<b>INTRODUCTION :</b> .....	<b>8</b>
<b>II.1 CONSTITUANTS DES FLUIDES DE RESERVOIR :</b> .....	<b>8</b>
II.1.1. Les paraffine : .....	8
II.1.2. Les naphènes : .....	8
II.1.3. Les aromatiques: .....	8
<b>II.2.COMPORTEMENT GENERALE DES HYDROCARBURE</b> .....	<b>9</b>
II.2.1.Diagramme pression-température : .....	9
II.2.2. Diagramme pression-volume spécifique : .....	10
<b>II.3. CLASSIFICATION DES FLUIDES DE RESERVOIR :</b> .....	<b>10</b>
II.3.1. Classification à partir des données de production : .....	11
II.3.2. Classification à partir de la composition de l'effluent : .....	11
II.3.3. Classification à l'aide du diagramme P, T : .....	12
<b>CONCLUSION :</b> .....	<b>12</b>
<b>CHAPITRE III Les propriétés des fluides pétroliers et les tests de laboratoire et les EOS</b> .....	<b>13</b>
<b>INTRODUCTION :</b> .....	<b>13</b>
<b>III.1. GENERALITE SUR LES PROPRIETES DU PETROLE ET DU GAZ :</b> .....	<b>13</b>
III.1.1. Les propriétés physiques des huiles : .....	14
III.1.2. Les propriétés physiques des gaz : .....	16

<b>III.2. LA COMPOSITION CHIMIQUE DES PETROLES BRUTS ET DES GAZ NATUREL :</b>	<b>17</b>
III.2.1. La composition chimique des huiles :	17
III.2.2. La composition chimique des gaz :	17
<b>III.3. ÉCHANTILLONNAGE POUR LES TESTS DE LABORATOIRE :</b>	<b>18</b>
<b>III.4. LES TESTS DE LABORATOIRE :</b>	<b>18</b>
III.4.1. Analyse compositionnelle du système :	18
III.4.2. Etude à masse constant (CCE) :	19
III.4.3. Test de Libération (vaporisation) Différentielle (DL):	20
III.4.4. Test de séparateur :	20
<b>III.5. LES EQUATIONS D'ETAT (EOS) :</b>	<b>21</b>
<b>CONCLUSION :</b>	<b>23</b>
<b>CHAPITRE IV L'assurance de flux et Dépôts des Asphaltènes</b>	<b>13</b>
<b>INTRODUCTION :</b>	<b>24</b>
<b>IV.1. GENERALITE SUR FLUX D'ASSURANCE :</b>	<b>24</b>
IV.1.1. Définition :	24
IV.1.2. Processus de travail du l'Assurance de flux [7]:	24
IV.1.3. analyse de laboratoire :	25
<b>IV.2. DÉFINITION, COMPOSITION ET STRUCTURE DES ASPHALTÈNES :....</b>	<b>26</b>
IV.2.1. Définition des asphaltènes :	26
IV.2.2. Composition des Asphaltènes :	26
<b>IV.3. DÉPÔTS ORGANIQUES (LES ASPHALTÈNES) :</b>	<b>27</b>
<b>IV.4. CONDITIONS DE FLOCCULATION ET DE DÉPOSITION DES ASPHALTÈNES :</b>	<b>28</b>
<b>IV.5. PROBLEMES DES ASPHALTENES :</b>	<b>28</b>
<b>IV.6. ANALYSE PHYSICO-CHIMIQUES DU DEPOT RECUPERE DU PUIT BRA01 (ETUDE CRD/SONATRACH):</b>	<b>29</b>
IV.6.1. Résultats d'analyses chimiques:	29
IV.6.2. Analyses physico-chimiques:	29
IV.6.3. Traitement du dépôt par les solvants organiques :	30
IV.6.4. Résultats d'analyses physico-chimiques:	30
<b>IV.7. INTERPRETATION DES RESULTATS PHYSICO-CHIMIQUES :</b>	<b>31</b>
<b>IV.8. CARACTERISATION D'UN DEPOT PAR LA DETERMINATION DE LA TENEUR D'ASPHALTENES :</b>	<b>32</b>
IV.8.1. Analyse des asphaltènes par gravimétrie suivant la norme (nft60-115) :	32
<b>IV.9. TENEURS EN ASPHALTENES ET EN PARAFFINES :</b>	<b>32</b>
<b>CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS :</b>	<b>32</b>

CHAPITRE V : Etude de cas puits BRA-1 .....	33
INTRODUCTION :.....	33
V.1. PRESENTATION DE LOGICIEL :.....	33
V.2. SELECTION DE L'ECHANTILLON ET PREPARATION DES DONNEES : .	33
V.2.1. Composition du mélange : .....	34
V.2.2. Les résultats des tests de laboratoire : .....	35
V.3. VALIDATION DE LA SIMULATION:.....	37
V.4. RESULTATS DE LA SIMULATION:.....	37
V.4.1 Caractérisation de fluide: .....	37
V.5. MATCHING DES DONNEES:.....	38
V.5.1. Matching des données du test d'étude à masse constante (CCE): .....	39
V.5.2. Matching des données du test de Libération Différentielle ( <i>DL</i> ) : .....	40
V.6. DIAGRAMME DE PHASE:.....	41
V.7. ENVELOPPE DE DEPOT D'ASPHALTENE: .....	42
V.7.1. Analyse SARA (SARA analysis) : .....	42
V.7.2. Création de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes (ADE): .....	43
CONCLUSION : .....	48
CONCLUSION GENERALE .....	49
BIBIOGRAPHIQUES: .....	511
ANNEXE .....	522



## Liste des tableaux

Tableau I. 1: Résultats des DST des puits BRA. ....	6
Tableau II. 1: Classification à partir des données de production.....	11
Tableau III. 1: Les propriétés PVT essentielles pour l'huile et pour le gaz. ....	14
Tableau III. 2: Les équation d'état. ....	22
Tableau IV. 1: Analyse élémentaire des asphaltènes selon Speight 1975.....	27
Tableau IV. 2: Résultats d'analyses chimiques du dépôt récupéré du puits BRA-1 .....	29
Tableau IV. 3: Résultats d'analyse.....	31
Tableau V. 1: Les données du puits BRA-1.....	34
Tableau V. 2: Composition du fluide. ....	34
Tableau V. 3: Résultats de test CCE.....	35
Tableau V. 4: Résultats de test DL pour l'huile.....	36
Tableau V. 5: Résultats de test DL pour les gaz libérés .....	36
Tableau V. 6: Résultats de test de séparation. ....	37
Tableau V. 7: Composition du fluide après la caractérisation.....	38
Tableau V. 8: Donne de l'analyse SARA de pétrole brut du puits BRA-1. ....	43

## Liste des figures

Figure I.01: Situation géographique du champ de REB .....	3
Figure I.02: Situation de la structure de bhiret aissa. ....	4
Figure I.03: Section coupe géologiques est - ouest traversant la structure haute de BHIRET AISSA ...	5
Figure I.04: Position des puits du périmètre de BHIRET AISSA .....	6
Figure I.05: La colonne stratigraphique. ....	7
Figure II. 1: Diagramme pression température des phases d'un mélange. ....	9
Figure II. 2: Diagramme pression-volume d'un mélange.....	10
Figure II. 3: Les différents types des fluides de réservoir. ....	12
Figure III. 1: Test d'étude à composition constante (CCE). ....	19
Figure III. 2: Test de libération différentielle (DL). ....	20
Figure III. 3: Séparation à trois étages.....	21
Figure IV. 1: Schéma d'un dépôt d'asphaltènes.....	26
Figure IV. 2: Composition des Asphaltènes.....	26
Figure IV. 3: Dépôt d'Asphaltène dans les Tubings et dans le réseau de collecte. ....	27
Figure IV. 4: Le dépôt dans l'eau.....	30
Figure IV. 5: LE DEPOT NOIR.....	30
Figure IV. 6: Le dépôt dans le toluène .....	30
Figure IV. 7: Le dépôt dans n-héptane. ....	30
Figure IV. 8: Nature de dépôt.....	31
Figure IV. 9: dépôt asphalténique. ....	32
Figure V. 1: résultat de simulation de la pression de saturation.....	37
Figure V. 2: Volume relative.....	39
Figure V. 3: Masse volumique de l'huile.....	39
Figure V. 4: Viscosité de l'huile. ....	40
Figure V. 5: GOR dissous (Rs).....	40
Figure V. 6: Facteur volumétrique de formation pour l'huile (Bo). ....	41
Figure V. 7: Diagramme de phase pour le puits BRA-1. ....	41
Figure V. 8: Les différentes fractions du pétrole (SARA). ....	42
Figure V. 9: Matching point de bulle. ....	45
Figure V. 10: Matching point de rosée.....	45
Figure V. 11: Matching la densité. ....	46
Figure V. 12: Matching la viscosité. ....	46
Figure V. 13: Enveloppe de phase.....	47
Figure V. 14: Enveloppe de phase d'asphaltène. ....	48

## *Liste des abréviations*

**API:** American Petroleum Institute

**Asp :** Asphaltènes

**BRA:** BHIRET AISSA

**CCE :** Etude A Composition Constante

**DL :** Libération Différentielle

**EOS:** Equation Of state (equations d'état)

**HMD :** Hassi Messaoud

**REB:** RHOUD EL-BAGUEL

**SARA :** Saturé, Aromatique, Résine, Asphaltènes

**Scf :** Standard cubic feet

**STB :** Standard Tank barrel

**PVTpackage:** Petroleum Experts' Advanced Pressure Volume and Temperature analyses

**PNA:** Paraffine Naphtène Aromatique

## *NOMENCLATURE*

<b>Symbole</b>	<b>Désignation</b>	<b>Unités</b>
<b>B<sub>g</sub></b>	Facteurs de volume de formation de gaz	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
<b>C<sub>o</sub></b>	Coefficient Compressibilité d'huile	1/K
<b>d</b>	Densité	
<b>FVF(B<sub>o</sub>)</b>	Facteur de volume de formation	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
<b>GOR</b>	Rapport gaz-huile	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
<b>P<sub>b</sub></b>	Pression de bulle	Psig
<b>P<sub>c</sub></b>	Pression critique	Psig
<b>P<sub>r</sub></b>	Pression du réservoir	Psig
<b>P<sub>sat</sub></b>	Pression de saturation	Psig
<b>P<sub>wf</sub></b>	Pression du fond	Psig
<b>Q</b>	Débit	m <sup>3</sup> /h
<b>R<sub>s</sub></b>	Solubilité différentiel en solution	Scf/STB
<b>T</b>	Température	C°
<b>T<sub>c</sub></b>	Température critique	C°
<b>V<sub>r</sub></b>	Volume relatif	Vol/Vol
<b>ρ</b>	Masse volumique (Density)	kg/m <sup>3</sup>
<b>μ<sub>o</sub></b>	Viscosité	Cp

# **INTRODUCTION GENERALE**

## **INTROUCTION GENERALE**

Le pétrole est constitué d'une source généreuse de produits chimiques dont l'utilisation dans diverses industries. La demande mondiale de cet or noir ne cesse d'augmenter et tout phénomène influençant négativement sur sa production, son transport et son raffinage est rapidement pris en charge, identifié puis traité afin de le contrôler. Les facteurs affectant sur la productivité viennent soit de la technologie utilisée par l'homme pour extraire et transformer le pétrole soit des propriétés fondamentaux du gisement de pétrole à savoir la nature chimique du pétrole et de la roche qui forme les paroi du puits (composition chimique) ou bien des propriétés thermodynamiques (température et pression).

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

La recherche d'une solution efficace aux problèmes de formation des dépôts asphalténique au niveau de champ du BHA demande une bonne compréhension des comportements volumétrique et phasique de ce fluide du champ BRA pour l'établissement des programmes de production et éviter ou réduire au minimum les pertes de production et les dépenses d'exploitation.

L'objectif de cette étude est d'Etablir un modèle compositionnel et définir le comportement des propriétés PVT d'huile de champ de BHIRET AISSA et les changements d'état qui l'affectent au cours de son mouvement dans le réservoir et jusqu'à les installations de production en surface et aussi Analyser le problème de la formation des dépôts d'Asphaltènes en se basant sur la caractérisation phasique du puits BRA-01. D'après ces informations on peut choisir le mode d'exploitation qui conduise à la récupération optimale.

Cette présente étude est divisée en cinq chapitres et organisé de la manière suivante :

Le chapitre I, est consacré à la présentation du lieu de stage le champ de **RHOURD ELBAGUEL** ainsi que le champ de **BHIRETAISSA**.

Le Chapitre II, comprend des rappels sur la composition, la classification et le comportement des hydrocarbures.

Le chapitre III, porte sur l'explication détaillée sur la présentation des propriétés physiques et chimiques du pétrole et du gaz et l'explication détaillée de l'étude expérimentale, et les procédures utilisées pour la réalisation de ce travail, et les différentes équations d'état cubiques utilisées dans la simulation.

Le chapitre IV, résume les différentes étapes d'assurance de flux et aussi les bases théoriques sur les Asphaltènes et les méthodes de traitement utilisées dans les champs pétroliers.

Le chapitre V, présente les résultats obtenus à travers les études effectuées sur le fluide de réservoir.

En fin, ce mémoire termine par une conclusion générale qui résume les principaux résultats obtenus et quelques recommandations.

# CHAPITRE I

**Présentation du champ**

**RHOUD EL-BAGUEL**



## I.1. LE CHAMP RHOURE EL-BAGUEL :

### I.1.1 Situation géographique du champ :

Le champ de RHOURE EL BAGUEL est situé dans la partie Nord-est du Sahara algérien à environ 90 Km au Sud-est de HASSI MESSAOUD, sur la route d'ELBORMA.

Il s'étend du Sud-ouest au Nord-est sur une longueur de 11.2 Km et une largeur de 7 Km.

Pour certains, RHOURE EL BAGUEL signifie < grande dune > et sert à repérer l'entrée du champ, elle est présentée sous une forme d'un anticlinal asymétrique orienté du Nord-est et Sud-ouest, limité par deux failles majeures, la formation productrice est constituée des grès du cambrien, de porosité moyenne et faible perméabilité dont l'épaisseur est de 750m en moyenne.

Ce gisement de pétrole est situé de 2400 à 3200 mètres au-dessous de la surface, d'une envergure approximative de 10,000 acres. Les réserves ont été estimées à 461 M/m<sup>3</sup>.

Coordonnées géographiques :

X = 6° 54' 00" à 7° 01' 00" (longitude Est)

Y = 31° 20' 00" à 31° 28' 00" (latitude Nord)

Altitude moyenne : 150 m

Superficie : 164.05 Km<sup>2</sup>



Figure I.1: Situation géographique du champ de REB

## I.2. LE CHAMP DE BHIRET AISSA :

### I.2.1. Plan de développement :

Le gisement de BHIRET AISSA a été découvert en 2000, il est situé, à 90 Km à l'Est de Hassi Messaoud, et au nord-ouest du bassin de Berkine. Il est situé dans le bloc 427 chevauchant sur le bloc 424b.

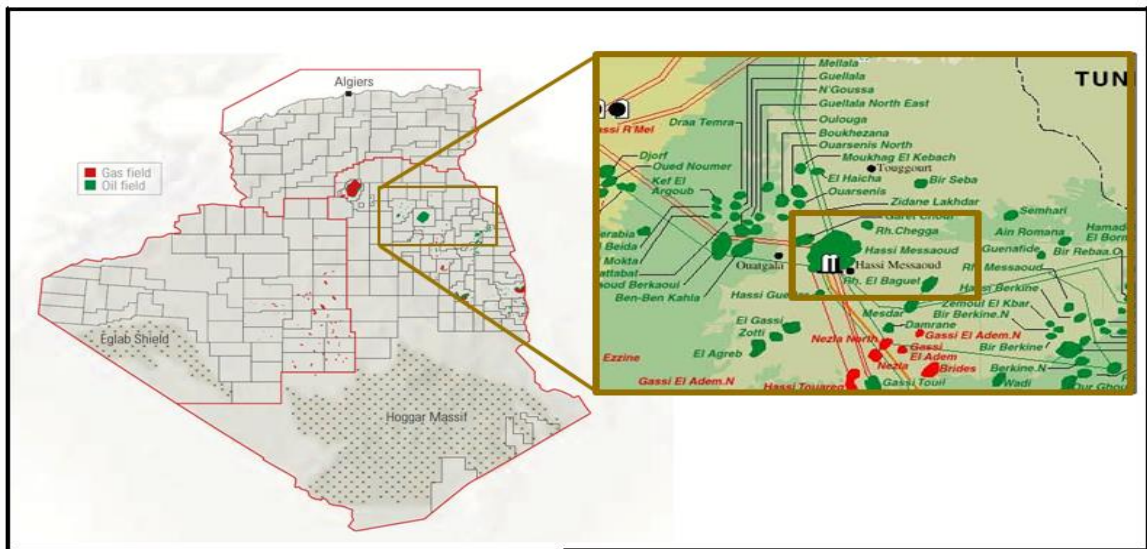


Figure I.2: Situation de la structure de BHIRET AISSA.

## I.3. TRAVAUX DE RECHERCHE :

### I.3.1. Puits de découverte :

Le gisement de BRA comporte actuellement les puits suivants :

BRA1, BRA2, BRA3, BRA4, BRA5, BRA6, BRA8, BRA9 et RBN-1 au niveau de la structure centrale de BHIRET AISSA, BRAN-1 au nord, ainsi que deux nouvelles structures mises en évidence par les puits RMA-1 au Sud Est et RMZ-1 au Nord Est.

C'est en 2000 que Sonatrach a découvert le gisement de BRA par le forage d'exploration BRA1. Ce forage vertical a atteint 3995 m de profondeur et a été testé dans les réservoirs TAGI et QH simultanément avec un débit de 29m<sup>3</sup>/h.

L'objectif de ce forage d'exploration du secteur Nord Est de Hassi Messaoud est de reconnaître la structure, et le potentiel des réservoirs Trias Argilo- Gréseux, les Quartzites de Hamra, et le Cambrien Ri, ainsi que d'éventuels contacts.

Le forage BRA1 a pénétré :

- ✓ 26.1 m dans le TAGI
- ✓ 56.2 m dans le Quartzites de Hamra (QH),
- ✓ 29.6 m dans le Grès d’El Atchane (GEA),
- ✓ 40.7 m dans le Ri,
- ✓ 61.1 m dans le Ra.

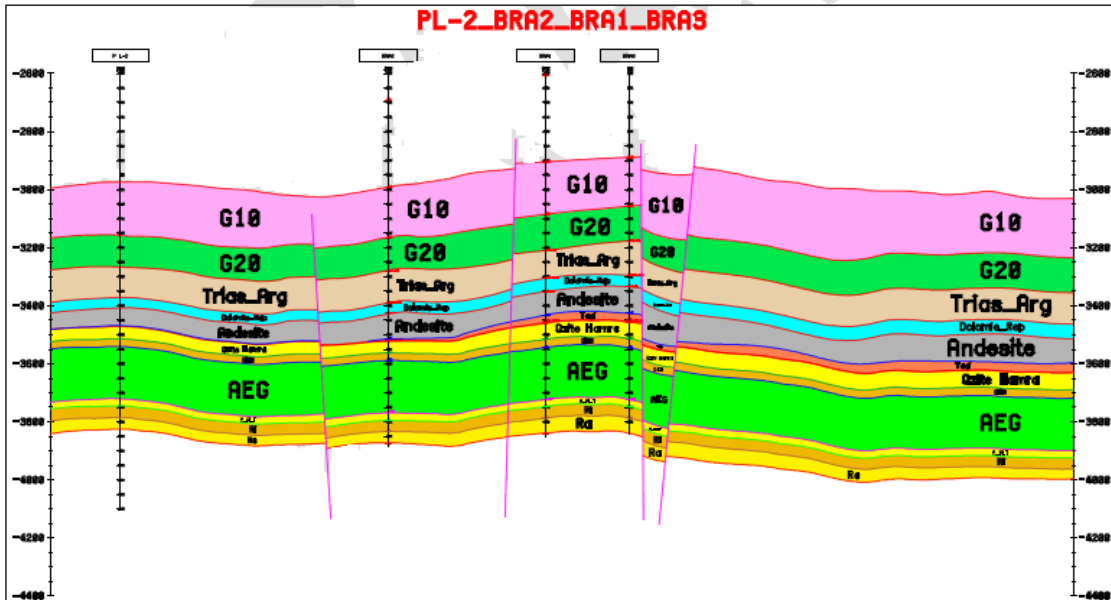


Figure I.3: Section coupe géologiques est - ouest traversant la structure haute de BHIRET AISSA

**I.3.2. Puits de délinéation :**

Après le puits de découverte BRA1 en 2004, un programme de 3 forages de délinéation a été établi, avec les objectifs suivants :

- La définition de la géométrie des réservoirs TAGI et les Quartzites de Hamra.
- La présence d’hydrocarbures.
- L’évaluation des réserves en place.

Les puits de délinéation ont été implantés à la même période entre 2005 et 2007.

- Le puits BRA-2 foré du 08/03/2005 au 26/05/2005 ce forage vertical atteint 4055 m.
- Le puits BRA-3 foré du 27/04/2007 au 23/07/2007 ce forage vertical atteint 3993 m.

D’autres puits ont été forés dans le cadre du plan de développement en cours :

- Le puits BRA-4 foré en 2013.
- Le puits BRA-5, BRA-6 et BRA-8 forés en 2013, 2014 et 2015 respectivement.
- Le BRA-7 : puits non foré.

- Le puits BRA-9 en cours de forage.

Trois nouveaux prospects ont été évalués dans la partie Est du périmètre d’exploitation du bassin Amguid Messaoud, Il s'agit des structures de Bhiret Aissa Nord, Rhourde Mabrouka et Rhourde Mouza par le forage des puits BRAN-1, RMA-1 et RMZ-1 en 2007,2010 et 2011 respectivement.

- Le puits BRAN-1 foré du 19/11/2006 au 05/03/2007 ce forage vertical atteint 4 060 m.
- Le puits RMA-1 foré du 09/08/2010 au 07/11/2010 ce forage vertical atteint 3 994 m.
- Le puits RMZ-1 foré du 29/12/2010 au 27/03/2011 ce forage vertical atteint 4 030 m.

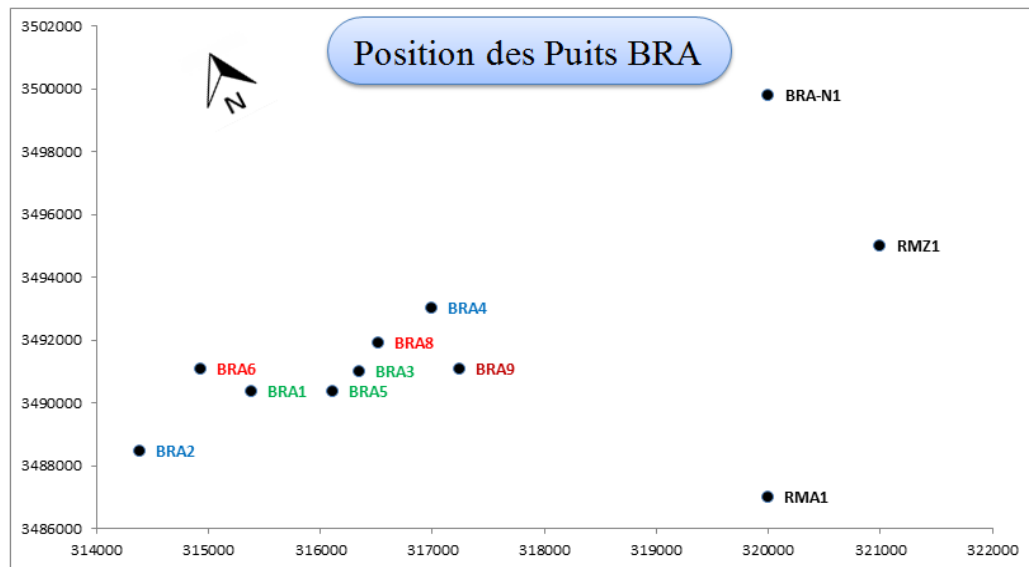


Figure I.04: Position des puits du périmètre de BHIRET AISSA

Le tableau ci-dessous résume les résultats de test DST des trois puits producteurs de BRA :

Tableau I. 1: Résultats des DST des puits BRA.

Puits	Réservoirs	Intervalle testé	Débits (m <sup>3</sup> /h)		GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pression de gisement (kg/cm <sup>2</sup> )
			Huile	Gaz		
<b>BRA 01</b>	TAGI + Quartzites de Hamra	(3584.34-3694.37m)	29.39	5076	-	457
<b>BRA 03</b>	Quartzites de Hamra+ TAGI	(3583-3650m)	7.64	807	189	451
<b>BRA 05</b>	Quartzites de Hamra+ TAGI	3566-3583m 3593-3625m	7.36	1070	151	-

**I.4. STRATIGRAPHIE DU CHAMP:**

La colonne sédimentaire est constituée principalement des séries Paléozoïque (Cambrien et Ordovicien), Mésozoïque qui repose en discordance sur les sédiments du Paléozoïque et qui est subdivisé en 3 séries (Triasique, jurassique, et Crétacés).

	AGES	Lithologie	Ep	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
<b>MESOZOIQUE</b>	<b>CÉNÉ</b>				
	MIO - PLIOCENE		160	sable silico-carbonaté	
	<b>CRÉTACE</b>	SENONIEN	Carbonaté		65 Calcaire dolomitique, passées anhydrites
			Anhydritique		200 Dolomie, anhydrite et calcaire blanc
			Salifère		70 Sel massif avec passées argiles dolomitiques
		TURONIEN		116 Calcaire avec passées d'argiles à la base	
		OMANIEN		110 Anhydrite, dolomie parfois argileuse	
		ALBIEN		280 Grès argileux à silico-argileux	
		APTIEN		32 Dolomie calcaire avec passées de marne	
		BARREMIEN		260 Grès, argile silto-sableuse et dolomie	
	NEOCOMIEN		330 Argile carbonatée avec passées de grès		
	<b>JURASSIQUE</b>	MALM		230 Argile silteuse, grès argileux et anhydrite	
		DOGGER	Argileux		130 Argile dolomitique, grès argileux et anhydrite
			Lagunaire		210 Anhydrite, passées d'argile et dolomie
		LIAS	Anhydritique		260 Anhydrite passées d'argile dolomitique
			Salifère		80 Sel massif, anhydrite, passées d'argile
			Horizon B		30 Calcaire argileux, argile et anhydrite
			LS1 + LS2		320 Sel massif avec passées d'argiles
			LS3		290 Sel massif, anhydrite, passées d'argile
		Argileux		180 Argile, grès argileux et anhydrite	
		<b>TRIAS</b>	S4		100 Sel massif, Anhydrite et argile
	Argileux			70 Argile silteuse à passées de sel	
	TAGS			50 Alternance de grès fins et d'argiles	
	Carbonaté			50 Argile carbonatée, dolomie et marne	
	Andésite			0-120 Roches éruptives à passées d'argile	
<b>TAGI</b>			25 Grès fin à grossier à intercallations d'argiles		
<b>CAMBRIEN</b>	Quartzites Hamra		75 Grès silico-argileux à quartzitique		
	Grès d'El Atchane		50 Grès glauconieux, passées d'argile		
	Argiles d'El Gassi		120 Argile à passées de grès		
	Zone Des Alternances		23 Alternance d'argile et grès.		
	Ri		40 Grès Isométriques avec pyrite et lignite		
	Ra		100 Grès anisométrique avec joints d'argile		
	R2		100 Grès microconglomératique		
	R3		370 Grès grossier, conglomératique		
INFRA-CAMBRIEN		45 Grès Argileux rouge			
SOCLE		- Granite porphyroïde rose			

Figure I.05: la colonne stratigraphique.

# **CHAPITRE II**

## **Composition, classification et comportement des hydrocarbures**

## INTRODUCTION :

Les systèmes naturels d'hydrocarbures trouvés dans des réservoirs de pétrole sont des mélanges des composés organiques qui montrent le comportement multiphasique sur les changements des pressions et des températures. Ces accumulations d'hydrocarbures peuvent se produire dans l'état gazeux, l'état liquide, l'état solide ou dans diverses combinaisons du gaz, du liquide et du solide.

Les fluides de réservoir peuvent également contenir des composés inorganiques, dont l'azote ( $N_2$ ), le dioxyde de carbone ( $CO_2$ ) et le sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ) sont les plus fréquents. L'eau ( $H_2O$ ) est un autre constituant important du fluide de réservoir, sa miscibilité avec les hydrocarbures est limitée, elle se trouve généralement dans une zone séparée située sous les zones de gaz et d'huile.

## II.1 CONSTITUANTS DES FLUIDES DE RESERVOIR :

Les fluides de réservoir pétroliers sont des mélanges à plusieurs composants constitués principalement des hydrocarbures. Le méthane ( $CH_4$ ) est l'élément commun le plus simple de tous les hydrocarbures. Par ailleurs, les hydrocarbures avec sept atomes de carbone et plus sont appelés les composants  $C_{7+}$  et leur entité est dite la fraction  $C_{7+}$ . Un composant particulier de  $C_{7+}$  peut être classé sous l'une des catégories suivantes :

### II.1.1. Les paraffine :

Un composé paraffiné est constitué de segments d'hydrocarbures du type  $C_n H_{2n+2}$ .

Les atomes de carbone sont reliés par des liaisons simple, les paraffines sont également appelées alcanes.

### II.1.2. Les naphènes :

Ces composés sont semblables aux paraffines dans le sens où ils sont construits par les mêmes types de segments d'hydrocarbures, mais la différence consiste à la présence d'une ou plusieurs structures cycliques dans les naphènes. Les segments dans les structures cycliques (par exemple,  $CH_2$ ) sont reliés par des liaisons simples.

### II.1.3. Les aromatiques:

Semblables aux naphènes, les aromatiques contiennent une ou plusieurs structures cycliques, mais les atomes de carbone dans un composé aromatique sont reliés par des liaisons aromatiques doublées. Le Benzène ( $C_6H_6$ ) est le composé aromatique le plus simple

## II.2.COMPORTEMENT GENERALE DES HYDROCARBURE

Initialement les huiles brutes et les gaz naturels sont dans leur gisement à l'équilibre sous des pressions et à des températures qui sont d'autant plus élevées que la profondeur est grande.

L'exploitation, qui amène le fluide depuis le sous-sol jusqu'à la surface, entraîne d'une part une diminution isotherme de la pression dans le gisement par suite du retrait de matière et soumis d'autre part le fluide à une réduction de pression et de température entre le fond et les installations de production en surface. [1]

De ce qui précède, on voit donc qu'il est nécessaire d'étudier les propriétés physiques des mélanges naturels d'hydrocarbures et en particulier d'étudier la variation de ces propriétés en fonction de la pression et de la température.

### II.2.1.Diagramme pression-température :

Le tracé de la courbe de saturation (P-T) est constituée de deux branches, courbe de bulle et de rosée pour former une enveloppe, Elle délimite à son intérieur la zone de coexistence du liquide et de la vapeur, l'extérieur de la courbe étant le domaine monophasique. Le point critique se situe à gauche ou droite du maximum de la courbe et ne correspond ni à la pression maximale  $P_{cc}$  (CCB) ni à la température maximale  $T_{cc}$  (CCT). [1-3]

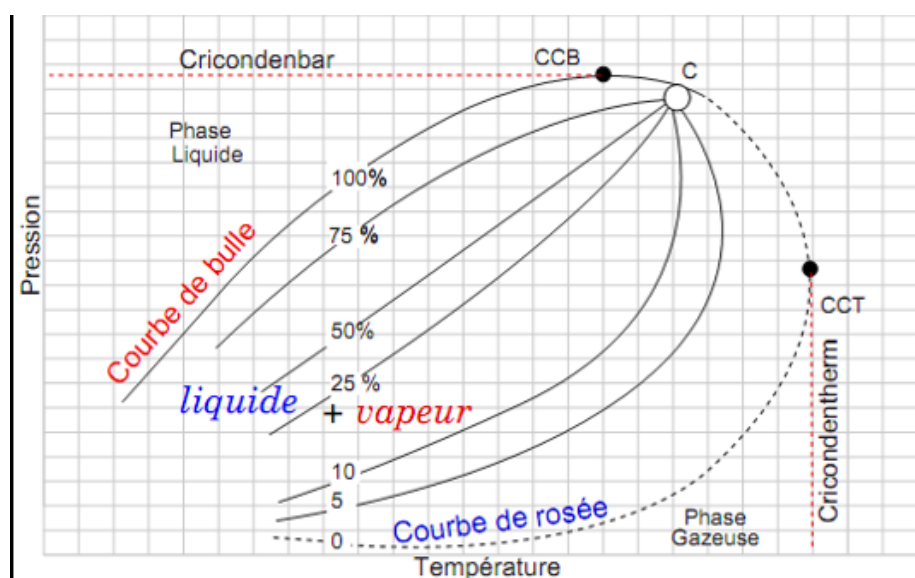
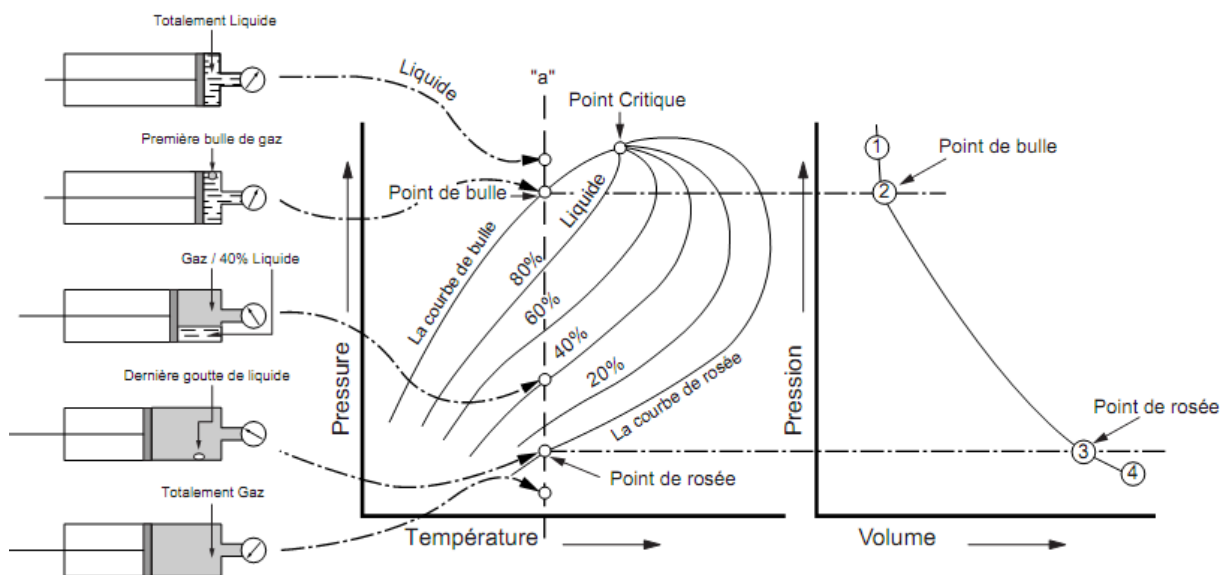


Figure II. 1: Diagramme pression température des phases d'un mélange.



### II.2.2. Diagramme pression-volume spécifique :

Partons d'une pression et d'une température  $T_1$  (point 1) telles que les mélanges soient à l'état liquide et augmentons lentement le volume qui lui est offert. On observe : [4-5]



**Figure II. 2: Diagramme pression-volume d'un mélange.**

- Une décroissance rapide de la pression en phase liquide.
- L'apparition d'une phase vapeur: point de bulle 2
- L'augmentation de la vapeur et la diminution du liquide, P diminue, mais moins rapidement qu'en phase liquide seule.
- La disparition de la dernière goutte de liquide au point de rosée 3
- Tout le mélange est à l'état vapeur, la pression décroît. Ce comportement s'observe jusqu'à la température critique  $T_c$ .

### II.3. CLASSIFICATION DES FLUIDES DE RESERVOIR :

Pour distinguer les mélanges naturels des hydrocarbures on peut utiliser la classification courante, basée sur les propriétés physiques élémentaires : on dira alors qu'il s'agit soit d'une huile, soit d'un gaz ; Mais il s'avère que dans la majorité des cas l'exploitation des huiles entraîne la production de gaz et vice-versa et celle de gaz entraîne la production de l'huile. Donc, le problème qui se pose, c'est de savoir l'origine de la production de liquide, c'est-à-dire l'état dans lequel se trouve dans le gisement et ses propriétés du fond.

Donc les mélange des hydrocarbures peuvent être classés selon :

- Les données de production.

- La composition de l'effluent.
- Diagramme  $p, T$  (pression-température).

### II.3.1. Classification à partir des données de production :

La nature de mélange des hydrocarbures peut être définie à partir des mesures de production effectuées au cours de l'essai initial du puits. Le tableau II.01 résume la classification des différents fluides pétroliers :

**Tableau II. 1: Classification à partir des données de production.**

<i>Types de Gisement</i>	<i>GOR [scf/STB]</i>	<i>d</i>	<i>API</i>	<i>Rs [scf/STB]</i>	<i>Bo [bb/STB]</i>	<i>Couleur</i>
<b>Black oil</b>	100-2500	0,83- 0,88	29-40	200 – 700	-	Brune à vert foncé
<b>Huile volatile</b>	3000	0,78- 0,83	40-50	< 200	< 1,2	Noir ou profondément coloré
<b>Gaz – Condensat</b>	5-100	0,7- 0,78	50-57	8000 - 70.000	-	blanc d'eau ou légèrement coloré
<b>Gaz humide</b>	100	0,7- 0,78	60-70	60000 – 100000	-	blanc d'eau.
<b>Gaz secs</b>	-	-	-	>100000	-	-

### II.3.2. Classification à partir de la composition de l'effluent :

La composition chimique peut aussi fournir une indication intéressante sur le type de fluide en équilibre dans le réservoir. La taille des molécules des hydrocarbures est extrêmement différenciée, les molécules de petites tailles se sont celles qui constituent les corps qui sont à l'état gazeux dans les conditions atmosphériques de pression et de température. Les molécules de plus grandes tailles se trouvent dans les liquides.

### II.3.3. Classification à l'aide du diagramme P, T :

Les mélanges existants dans le gisement seront classés d'après la position du point ( $P, T$ ) représentatif des conditions initiales du réservoir et celles de leur production en surface par rapport à la courbe de saturation du mélange qui définira le type du fluide.

Les fluides de réservoir sont classés en 5 types : huile lourde riche en constituants lourds, Huile volatile, Gaz à condensat, Gaz humide et Gaz sec, cela est montré sur la figure II.3.

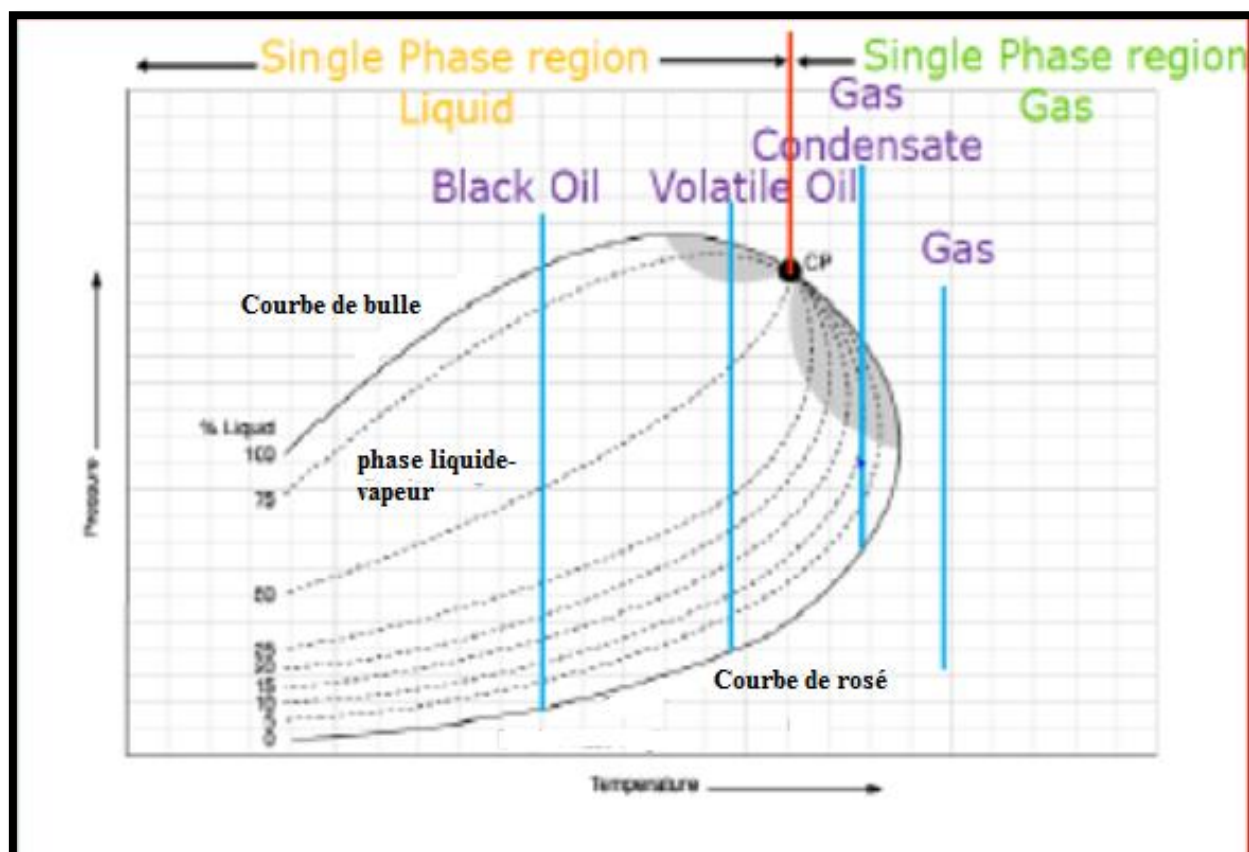


Figure II. 3: Les différents types des fluides de réservoir.

### CONCLUSION :

Les fluides de réservoir sont composés essentiellement des hydrocarbures avec des constituants minéraux et inorganiques. Le déplacement des huiles depuis le réservoir jusqu'aux équipements de surface provoque des changements qui répartissent ces fluides en deux classes selon leur température critique est supérieure ou inférieure à la température du réservoir.

# CHAPITRE III

**Les propriétés des fluides  
pétroliers et les tests de  
laboratoire et les EOS**

**INTRODUCTION :**

Pour caractériser un fluide de réservoir il est important de savoir ses propriétés physiques et chimiques. La nature gazeuse ou liquide de ces fluides implique l'introduction de la thermodynamique pour la détermination de leurs propriétés telles que : la masse volumique, la composition des fluides et les fractions pétrolières ainsi que les paramètres *PVT*.

Les tests effectués au laboratoire sur les propriétés *PVT* et le comportement de phase des fluides de réservoir sont nécessaires pour caractériser ces fluides et évaluer leurs performances volumétriques aux différents niveaux de pression. Le nombre des tests à réaliser au laboratoire est déterminé par la qualité et la quantité des informations nécessaires pour les études.

**III.1. GENERALITE SUR LES PROPRIETES DU PETROLE ET DU GAZ :**

Une description précise des propriétés physiques des pétroles bruts à une importance capitale dans les domaines de la science appliquée et théorique et particulièrement dans la solution des problèmes de technologie de réservoir de pétrole. Les propriétés physiques de l'intérêt primaire pour des études de technologie de pétrole incluent [2]:

- ✓ Degré de gravité du fluide du réservoir (densité d'huile).
- ✓ Solubilité de gaz.
- ✓ Pression de bulle.
- ✓ Facteur de volume de formation de pétrole.
- ✓ Coefficient isotherme de compressibilité de pétroles bruts sous-saturé.
- ✓ Viscosité de pétrole brut.

D'une manière générale, les propriétés *PVT* sont déterminées au laboratoire à partir des études sur des échantillons prélevés au fond du puits ou en surface.

Tableau III. 1: Les propriétés PVT essentielles pour l'huile et pour le gaz.

Propriétés PVT	Pour l'huile	Pour le gaz
Pression	Pression de bulle ( $P_b$ )	Pression de rosée ( $P_R$ )
Solubilité en gaz	$R_s$ / GOR	-
Facteur de volume de formation, FVF	$B_o$ , à la pression du bulle	$B_g$
Masse volumique	$\rho_o$	$\rho_g$
Densité	$d_o$	$d_g$
Viscosité	$\mu_o$	$\mu_g$
Masse moléculaire apparente	-	$M_a$
Coefficient de compressibilité isotherme	$C_o$	$C_g$
Volume spécifique	$V_h$	$V_g$
Facteur de compressibilité	-	$Z$
Facteur d'expansion	-	$E_g$

### III.1.1. Les propriétés physiques des huiles :

#### III.1.1.1. Pression de bulle (ou pression de saturation):

La pression de bulle notée ( $P_b$ ) est la pression à laquelle la première bulle du gaz dissous se libère.

#### III.1.1.2. Densité :

La densité est une caractéristique de base du liquide recueilli au bac de stockage. Elle est le rapport de la masse volumique à celle de l'eau, chacune d'elles étant mesurée à une température donnée.

La densité des huiles brutes dans les conditions atmosphériques varie entre 0,73 et 1, suivant leurs compositions.

Pour exprimer la densité des liquides, les normes anglo-saxonnes utilisent encore la gravité A.P.I, qui est fonction de la densité :

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{d} - 131.5$$

### III.1.1.3. Viscosité :

Cette caractéristique est importante pour l'écoulement des huiles. La viscosité d'une huile augmente avec la pression et avec une diminution de température. D'autre part, la présence de gaz dissous diminue aussi la viscosité du brut et facilite donc son écoulement dans le milieu poreux.

### III.1.1.4. Facteurs de volume de formation FVF: ( $B_o$ )

Le facteur de volume d'une huile, noté  $B_o$ , est le volume de liquide à une pression et une température données par l'unité de volume de liquide au bac de stockage. Le facteur de volume d'une huile est sans dimension. Sa valeur, supérieure à l'unité est fonction de la pression, de la température, de la teneur en gaz dissous et des conditions de traitement de l'huile en surface.

$$B_o = \frac{\text{volume de l'huile aux conditions de références (P\&T)}}{\text{volume de l'huile aux conditions standards}} > 1$$

### III.1.1.5. Rapport gaz – huile (GOR) :

Le rapport gaz-huile est défini par le rapport du volume de gaz libéré au volume du liquide de séparateur mesuré dans les conditions standards, il représente la quantité de gaz dessous dans l'huile de réservoir (l'unité du GOR [scft / stb] ou [m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>]).

$$GOR = \frac{\text{volume du gaz aux conditions standards}}{\text{volume de liquide aux conditions stockage}}$$

### III.1.1.6. Volume relatif :

Le volume relatif ( $V_r$ ) est le volume du fluide monophasique ou diphasique rapporté au volume d'huile au point de saturation (point de bulle).

$$V_r = \frac{V}{V_{sat}} \neq B_o$$

Où :  $V_{rel}$  : Volume relative.

$V$  : Volume de la cellule.

$V_{sat}$  : Volume à la pression de saturation.

### III.1.2. Les propriétés physiques des gaz :

#### III.1.2.1. Facteur de volume de formation d'un gaz $B_g$ :

Le facteur de volume, noté  $B_g$ , est le volume qu'occupe, dans des conditions de pression et de température standards, l'unité de volume de gaz dans les conditions standards. Pour ces conditions, calculer par :

$$B_g = \frac{\text{volume de gaz conditions du gisement (P\&T)}}{\text{volume de gaz conditions an bac de stockage}}$$

#### III.1.2.2. Facteur de compressibilité ( $Z$ ) :

Pour décrire le comportement des mélanges de gaz, l'industrie du pétrole a introduit dans l'équation des gaz parfaits un coefficient sans dimension  $Z$  appelé facteur de compressibilité.

L'équation d'état des gaz naturels s'écrit sous la forme :  $PV = Z nRT$

Quand la pression tend vers 0, les interactions intermoléculaires diminuent ; le comportement du gaz tend vers celui d'un gaz parfait et  $Z$  tend vers 1.

#### III.1.2.3. Viscosité d'un gaz :

La viscosité des gaz intervient dans les calculs de leur écoulement dans la roche réservoir et dans les lignes de production et de transport.

En général, la viscosité des gaz n'est pas mesurée mais elle est déterminée au moyen des lois empiriques, et à l'aide des abaques. Aux faibles pressions, la viscosité d'un gaz croît avec la température.

#### III.1.2.4. Teneur en produits condensables d'un gaz :

L'importance plus ou moins grande de la teneur en liquide des systèmes rétrogrades et des gaz humides conditionne le traitement de ceux-ci : il est donc fondamental de pouvoir la définir avec précision.

La teneur en condensables d'un gaz s'exprime en masse de produits récupérables à l'état liquide par unité de volume de gaz dans les conditions standards. Elle se calcule à partir de la composition du gaz.

Les composés qu'on considère comme condensables regroupent le propane et les homologues



supérieurs : les teneurs correspondantes s'expriment en propane-plus ( $C_3^+$ ), butanes-plus ( $C_4^+$ ), ou pentanes-plus ( $C_5^+$ ).

Le système pétrolier anglo-saxon exprime les teneurs en condensables sous forme de gallons de produits liquides par millier de pieds cubes de gaz (G.P.M.).

## III.2. LA COMPOSITION CHIMIQUE DES PETROLES BRUTS ET DES GAZ NATUREL:

### III.2.1. La composition chimique des huiles :

Les pétroles bruts sont des mélanges d'hydrocarbures lourds. Ils sont principalement constitués de :

- Pentane  $C_5H_{12}$  ou C5
- Hexane  $C_6H_{14}$  ou C6
- Heptane  $C_7H_{16}$  } ou C7+
- Octane  $C_8H_{18}$  }
- .....

Sous pression, c'est-à-dire dans les conditions de gisement, ils contiennent aussi des éléments plus légers ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$ , ...) qui commencent à se dégazer lorsqu'en abaissant la pression on atteint la pression de saturation. C'est-à-dire qu'un brut peut abandonner une grande partie des éléments volatils, d'une part dans le réservoir lui-même au cours de sa vie, d'autre part en cours de production, entre le gisement et le stockage.

### III.2.2. La composition chimique des gaz :

Ce sont des mélanges complexes d'hydrocarbures, contenant essentiellement les premiers éléments de la série paraffinique, à savoir :

- le méthane  $CH_4$  ou C1
- l'éthane  $C_2H_6$  ou C2
- le propane  $C_3H_8$  ou C3 } Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)
- le butane  $C_4H_{10}$  ou C4 }

Ces éléments sont gazeux dans les conditions atmosphériques, ils peuvent contenir en outre d'autres hydrocarbures, de l'azote, de l'hydrogène, du gaz carbonique et de l'hydrogène sulfuré.

### III.3. ÉCHANTILLONNAGE POUR LES TESTS DE LABORATOIRE :

Le but de l'échantillonnage est d'obtenir une quantité suffisante de fluide sous pression, qui représente la totalité de fluide de réservoir trouvée initialement dans la formation. Les propriétés thermodynamiques des *HC* sont déterminées expérimentalement sur des échantillons représentatifs le plus tôt possible durant la vie de production d'un réservoir, de préférence avant que la pression de gisement chute au-dessous de sa pression initiale.

Deux types d'échantillonnage peuvent être mis en œuvre :

- Échantillonnage de fond.
- Échantillonnage de surface.

Dans le premier cas, l'échantillon est recueilli au fond du puits, cette méthode est appliquée à l'échantillonnage d'un effluent monophasique.

L'échantillonnage de surface est réalisé soit au niveau de la tête de puits producteur (l'échantillon représente le mélange brut), soit au niveau de séparateur (échantillons de gaz et de liquide séparés).

### III.4. LES TESTS DE LABORATOIRE :

Les tests *PVT* les plus utilisés au laboratoire pour la caractérisation de fluide et le *matching* des équations d'état sont :

- Analyse compositionnelle du système.
- Étude à masse constante (*CCE*).
- Test de Libération différentielle (*DL*).
- Test de séparateur.

#### III.4.1. Analyse compositionnelle du système :

Elle est généralement exécutée sur tous les échantillons des fluides de réservoir pour donner leurs compositions. Les données obtenues incluent :

- ✓ Les constituants des échantillons de fluide.
- ✓ La fraction molaire de chaque constituant.
- ✓ La fraction massique de chaque constituant.
- ✓ La fraction molaire, la densité et la masse moléculaire de *C7+*.

### III.4.2. Etude à masse constant (CCE) :

L'étude à masse constante (CCE) est une étude très importante pour la validation d'une étude PVT qui dépend fortement de la représentativité de l'échantillon, surtout par la détermination de la pression de saturation (pression du bulle) qui devrait normalement correspondre à la pression de séparation.

Au cours de cette étude, il n'y a aucun changement dans la masse et également dans la composition de l'effluent, c'est-à-dire une conservation de masse dans la cellule PVT (pas de retrait de matière).

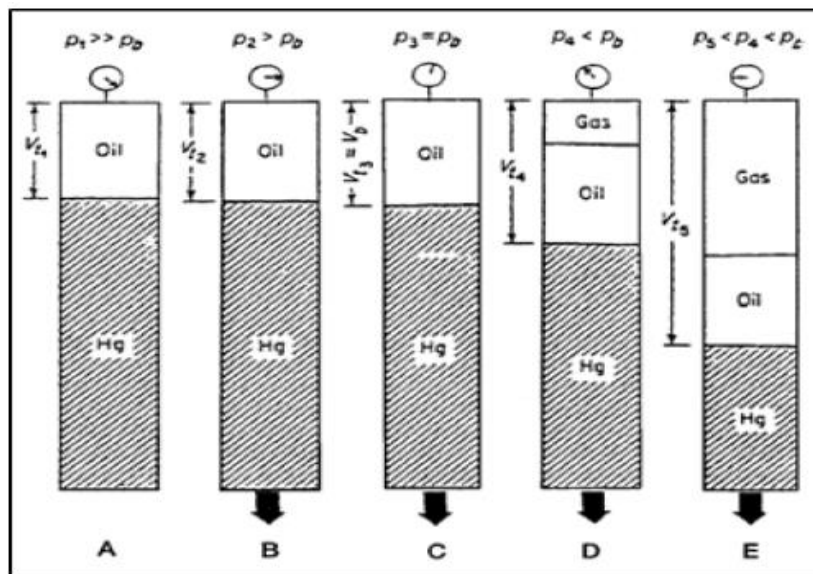


Figure III. 1: Test d'étude à composition constante (CCE).

Le CCE est exécuté sur les huiles lourdes, les huiles volatiles et les gaz rétrograde pour déterminer :

- ✓ La compressibilité des fluides.
- ✓ la masse volumique.
- ✓ le volume total.
- ✓ le volume de liquide.
- ✓ la pression de bulle ou la pression de rosé.
- ✓ Coefficient de compressibilité  $C$ .

- ✓ Facteur de compressibilité  $Z$ .
- ✓ Volume relative.

### III.4.3. Test de Libération (vaporisation) Différentielle (DL):

Dans ce processus, le gaz en solution est libéré d'un échantillon d'huile pendant une diminution de pression et enlevé continuellement. Ce test est réalisé au début dans les conditions de réservoir ( $T$  et  $p$ ), mais en dernier stage il est fait dans les conditions standards. Le test  $DL$  est résumé sur la figure III.02.

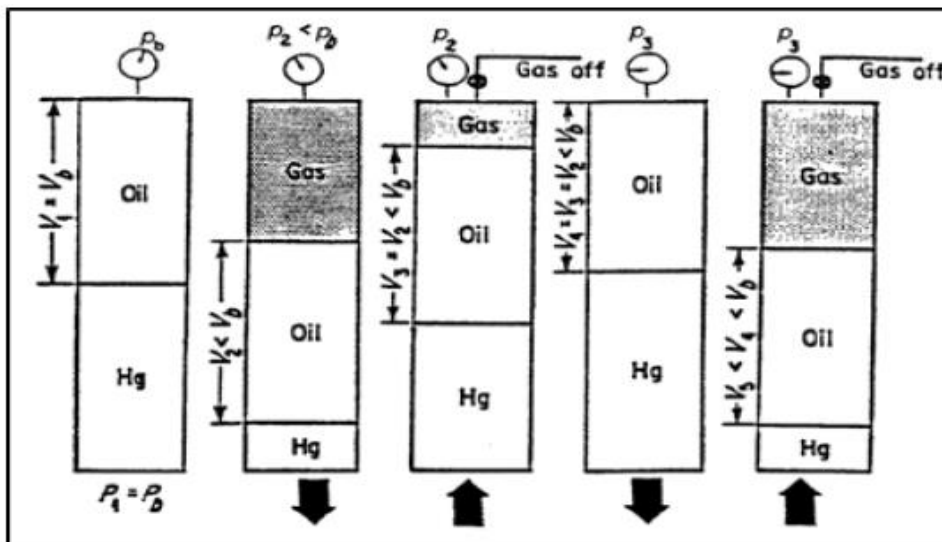


Figure III. 2: Test de libération différentielle (DL).

Le test de libération différentielle est réalisé pour déterminer :

- Le facteur volumétrique de formation ( $FVF$ ).
- La solubilité différentielle de gaz ( $R_s$ ).
- Le facteur volumétrique de fond différentiel d'huile ( $Bod$ ).
- Les propriétés du gaz libéré : la composition du gaz, le facteur de compressibilité ( $Z$ ) et la densité de gaz.

### III.4.4. Test de séparateur :

Les tests de séparation sont utilisés pour obtenir la pression optimale pour maximiser la production d'huile dans les bacs de stockage. Les résultats de ce test sont combinés avec les essais de libération différentiels et permet d'obtenir :

- La composition des gaz produits,

- La densité des huiles dans les bacs de stockage,
- Le facteur volumétrique de formation (*FVF*),
- Le rapport gaz-huile (*GOR*).

Le test de séparateur est représenté dans la figure III-03.

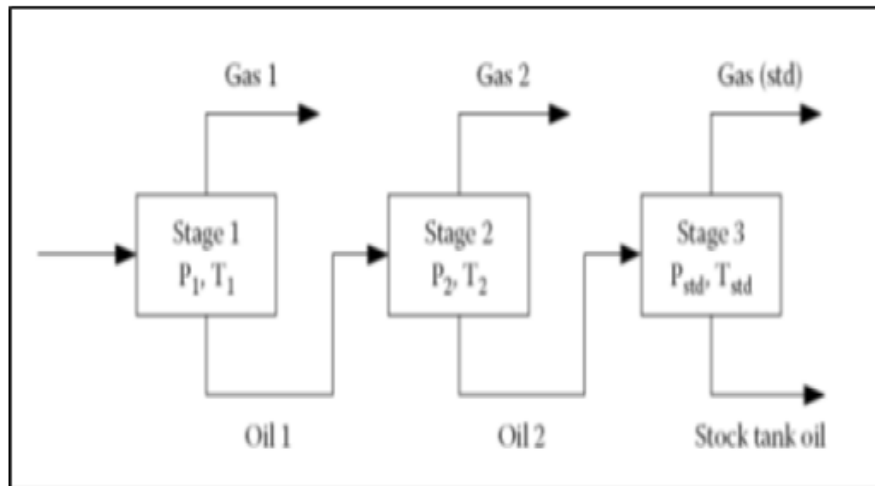


Figure III. 3: Séparation à trois étages.

### III.5. LES EQUATIONS D'ETAT (EOS) :

Une équation d'état (*EOS*) est une expression analytique reliant la pression  $p$ , la température  $T$ , le volume  $V$  et la quantité de matière  $n$  pour un corps pur ou un mélange :

$$f(T, P, v, n) = 0 \quad (\text{III} - 2)$$

Une description spécifique de la relation entre ces paramètres thermodynamiques *PVT* pour un fluide réel est indispensable pour déterminer :

- Le comportement volumétrique de phase pour les mélanges constituant de gaz.
- L'évolution des fonctions thermodynamiques avec la pression et la température.
- Les équilibres liquides-vapeurs.
- La prédiction des performances des opérations de séparation en surface.

L'avantage principal d'utiliser les équations d'états est de pouvoir corréler les données expérimentales des équilibres de phases et de prévoir leur comportement c.-à-d. les mêmes

équations d'état peut être utilisée pour modéliser le comportement de toutes les phases. Il existe plusieurs types d'équations regroupées en trois catégories principales:

- ✓ Les modèles issus de l'équation du *Viriel*.
- ✓ Les modèles issus de l'équation de *Van der Waals*.
- ✓ Les modèles issus d'une approche moléculaire

Il y'a beaucoup des équations qui montrées dans le tableau suivants :

**Tableau III. 2: Les équations d'état.**

MARIOTTE 1650	$P = \frac{RT}{V}$
VAN DER WAALS 1873	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a_c}{V^2}$
CLAUSIUS 1880	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a_c}{T(V + c)^2}$
BERTHELOT	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a_c}{TV^2}$
REDLICH KWONG	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a_c T^{-0.5}}{V(V + b)}$
WILSON 1964	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{A(T)}{V(V + b)}$
SOAVE REDLICH KWONG 1972	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{B(T)}{V(V + b)}$
PENG – ROBINSON 1976	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{C(T)}{V(V + b) + b(V - b)}$
PATEL TEJA 1981	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{D(T)}{V(V + b) + c(V - b)}$

L'équation d'état la plus simple est l'équation des gaz parfaits, exprimée mathématiquement comme :

$$p = \frac{RT}{V} \tag{III - 3}$$

Où :

- $p$  : Pression du système étudié.
- $R$  : La constante universelle des gaz.
- $T$  : Température du système étudié.

- $V$  : Volume molaire.

L'expression mathématique de l'équation (III-3) est basée sur les hypothèses suivantes :

- ✓ Les dimensions des molécules sont négligeables par rapport aux distances intermoléculaires.
- ✓ L'énergie potentielle d'interaction est nulle puisque les forces répulsives et attractives entre les molécules et les parois du récipient sont nulles.
- ✓ L'énergie interne se présente exclusivement sous forme d'énergie cinétique d'agitation thermique.
- ✓ L'équation précédente n'est applicable qu'à des pressions faibles (sub-atmosphériques).

### **CONCLUSION :**

Les informations obtenues des tests de laboratoire constituent une base des données intéressantes qui peuvent être exploitée dans plusieurs domaines notamment dans la caractérisation des fluides de réservoirs pétroliers, ce qui nous importe dans ce présent travail. On général, de *Soave-Redlich-Kwong* à trois paramètres et de *Peng-Robinson* sont les plus fréquents pour prédire le comportement des équilibres liquide-vapeur. Elles sont fréquemment utilisées dans le domaine pétrolier.

# CHAPITRE IV

## **L'assurance de flux et Dépôts des Asphaltènes**



## INTRODUCTION :

Au début les hydrocarbures sont en équilibre avec son environnement pendant des millions d'années. Pendant la production, cet équilibre est brusquement perturbé à cause du changement des conditions (pression, température). Autre changement se déroule aux niveaux des phases des fluides se produiront probablement, Après ce changement des phases et ces problèmes potentiels de production liés à la formation des solides, telle que des cires, aux asphaltènes, aux hydrates.

### IV.1. GENERALITE SUR FLUX D'ASSURANCE :

#### IV.1.1. Définition :

L'Assurance de flux est un terme relativement nouveau dans l'industrie pétrolière et gazière. Il s'agit d'assurer un écoulement efficace et économique du flux d'hydrocarbures du réservoir à l'équipement des surfaces et il est étroitement lié à la technologie d'écoulement multiphasique.

#### IV.1.2. Processus de travail du l'Assurance de flux [7]:

Ce système d'exportation et doit être abordée tôt dans le processus de conception des systèmes de production offshore. L'évaluation du risque d'assurance du flux comprend:

- ✓ Interface avec d'autres disciplines, de l'ingénierie des réservoirs aux topsides.
- ✓ Prévision et gestion des solides: hydrates de gaz [8], asphaltènes, cire, etc.
- ✓ Simulation thermo-hydraulique multiphasique transitoire ou statique (profils P, T, slugging,etc.)

1- Le processus commence dans la phase d'exploration et d'évaluation où les données sur les propriétés des fluides sont mesurées et les échantillons de fluides sélectionnés sont récupérés pour une analyse de laboratoire plus détaillée.

2- Des études spécifiques liées à l'assurance du flux peuvent être effectuées sur les échantillons de fluides en laboratoire la portée et le type de ces analyses dépendront des problèmes anticipés.

3. Les données de laboratoire sont ensuite utilisées dans une série d'outils logiciels d'ingénierie pour modéliser divers scénarios pour le système de production.

4- À partir de ce processus, chaque système et sa stratégie de gestion de flux d'assurance appropriée sont définis.

5- Une fois que le système sélectionné est conçu et installé, les processus de gestion de flux d'assurance doivent être surveillés et optimisés.

6- En surveillance, les données du système telles que les températures, les pressions et les débits sont collectées à partir de capteurs à différents points.

### **IV.1.3. analyse de laboratoire :**

#### ***IV.1.3.1. Caractérisation de propriété du L'Assurance de flux:***

La liste des propriétés des fluides pertinents varie en fonction du type de fluide et des conditions de fonctionnement attendues du système.

#### **- Pour les asphaltènes :**

Les données de caractérisation des huiles mortes, y compris SARA (Saturé, Aromatique, Résine Asphaltènes) et solvant paraffinée (typiquement n-pentane ou n-heptane) sont utilisées comme écrans pour la stabilité du fluide. Parce que le criblage des asphaltènes et la capacité de modélisation sont moins bien développés que ceux de la cire, il est courant de mesurer aussi au moins une pression de précipitation des asphaltes de pétrole [9]. Si un problème d'asphalte est identifié, des études supplémentaires sont définies pour cartographier le diagramme de phase d'Asphaltènes en fonction de la température et pour évaluer l'efficacité des produits chimiques ou des revêtements en tant que stratégies de prévention. [10]

Des recherches antérieures ont indiqué que ces dépôts solides potentiels peuvent influencer le comportement de chacun [11], il est important d'en tenir compte lors de la caractérisation des propriétés de l'assurance de flux et de la sélection chimique.

#### ***IV.1.3.2.Stratégie d'assurance du flux:***

La stratégie d'assurance du flux est fondamentalement au sujet de l'opérabilité de système, qui est au sujet de la façon concevoir et actionner le système pour éviter et atténuer tous les risques potentiel d'assurance du flux.

#### ***IV.1.3.3.Conception de système :***

Les conceptions de système pour l'assurance du flux sont généralement (ou devraient être) incorporées pendant la phase initiale du projet, le dimensionnement et l'isolement,

l'enfouissement, l'abrasion cyclique, la lubrification à chaud, dosage de produits chimiques, le dimensionnement de séparateur. Si ces considérations sont intégrées dans la conception du système, les opérateurs auront beaucoup plus de facilité à gérer les risques d'assurance du flux une fois le système mis en service.

## IV.2. DÉFINITION, COMPOSITION ET STRUCTURE DES ASPHALTÈNES :

### IV.2.1. Définition des asphaltènes :

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



Figure IV. 1: Schéma d'un dépôt d'asphaltènes.

### IV.2.2. Composition des Asphaltènes :

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

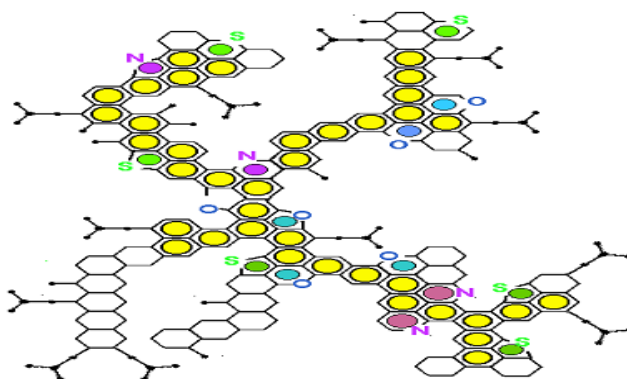


Figure IV. 2: Composition des Asphaltènes.

Le tableau suivant donne les compositions élémentaires des asphaltènes :

**Tableau IV. 1: Analyse élémentaire des asphaltènes selon Speight 1975.**

Compositions élémentaire	Poids (%)
<b>C</b>	80.43 – 88.65
<b>H</b>	7.44 – 11.10
<b>N</b>	0.6 – 3.3
<b>S</b>	0.3 – 10.3
<b>O</b>	0.3 – 4.9

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

Selon: Le Vanadium V : 1 – 1200 (ppm) ; Le Nickel Ni : 1 – 150 (ppm).

### IV.3. DÉPÔTS ORGANIQUES (LES ASPHALTÈNES) :

La formation de dépôt asphalténique constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. L'endommagement des réservoirs, la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le bouchage des tubes et des installations de production sont quelques-unes de ses conséquences. [12]



**Figure IV. 3: Dépôt d'Asphaltènes dans les Tubings et dans le réseau de collecte.**

Ces problèmes de déposition se produisent non seulement pendant l'exploitation des huiles lourdes avec un contenu élevé en asphaltènes [l'huile Sud-Américaine contient environ 10% d'asphaltènes], mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes, comme celles du champ de BHIRET AISSA.

#### **IV.4. CONDITIONS DE FLOCCULATION ET DE DÉPOSITION DES ASPHALTÈNES :**

Le mécanisme de floculation et précipitation d'asphaltènes est très complexe et dépend de plusieurs facteurs. Dans l'ordre de plus grande influence, on pourrait citer :

- ✓ Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- ✓ Pendant la production, le mouvement d'huile au sein de la matrice à travers le sable peut produire un champ électrique (potentiel), et cela semble être responsable de la formation des dépôts d'asphaltènes.
- ✓ L'injection de CO<sub>2</sub> pour améliorer la productivité a aussi conduit à la précipitation des asphaltènes.
- ✓ L'eau de formation et d'injection.
- ✓ Pendant l'acidification matricielle.

#### **IV.5. PROBLEMES DES ASPHALTENES :**

La précipitation et la déposition d'asphaltènes peuvent se produire au cours de la production, le transport et le raffinage. Les dépôts d'asphaltènes entraînent le bouchage des canalisations de transport, la perte de la capacité du réservoir, et un dysfonctionnement de l'équipement (down hole safety valve, la duse et les vannes...). Les asphaltènes instables floculent, précipitent, et se déposent sur l'espace poreux de l'huile de formation pour finalement bloquer l'écoulement du pétrole brut dans les puits proches de la région. [13]

## IV.6. ANALYSE PHYSICO-CHIMIQUES DU DEPOT RECUPERE DU PUIT BRA01 (ETUDE CRD/SONATRACH):

### IV.6.1. Résultats d'analyses chimiques:

Les résultats d'analyses exprimés en pourcentage (%) sont portés sur le tableau :

**Tableau IV. 2: Résultats d'analyses chimiques du dépôt récupéré du puits BRA-1. [14]**

DépôtBRA-01												
Désignation	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	MnO	NaCl	K <sub>2</sub> O	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	TiO <sub>2</sub>	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	
% éléments chimiques	0,77	0,13	0,57	0,85	0,02	0,011	5,82	0,08	<0,001	<0,001	0,004	
DépôtBRA-01 (suit)												
Désignation	SO <sub>3</sub>	ZrO <sub>2</sub>	SrO	Rb <sub>2</sub> O	PbO	ZnO	CuO	NiO	BaO	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	PAF	Total
% éléments chimiques	8,93	<0,001	0,0320	<0,001	0,0189	0,0097	0,0398	0,0166	0,5570	0,0421	83,15	101,05

### NB :

- L'analyse a été réalisée sur l'échantillon naturel sans séchage.
- La perte au feu (PAF) de ce dépôt est de 95,86 %, cette valeur a été corrigée par soustraction de la valeur de NaCl portée sur le tableau IV.2 (5,82 %) et de celle du Soufre volatil qui est de 6,89 %.
- Vu la non homogénéité de l'échantillon et les problèmes rencontrés lors de la préparation de l'échantillon, le résultat de cette analyse est semi-quantitatif.

### IV.6.2. Analyses physico-chimiques:

#### IV.6.2.1 Teneur en humidité :

La teneur en humidité est obtenue par séchage d'un gramme de dépôt dans une étuve à 105°C jusqu'à poids constant. La différence entre le poids avant et après séchage exprime la teneur en eau de l'échantillon initial.

#### IV.6.2.2. Teneur en matières organiques :

Après séchage le dépôt sera ensuite calciné dans un four à moufle à 525°C jusqu'à poids constant. La différence entre le poids avant et après calcination exprime la teneur en matière organique de dépôt.

#### IV.6.2.3. Sels solubles dans l'eau :

La partie minérale restante après calcination est mise dans l'eau distillée, la solution obtenue est chauffée à l'ébullition puis laissée en agitation pendant ½ heure. Après refroidissement la solution est filtrée à l'aide du dispositif de filtration sous vide à travers un papier-filtre

millipore. Le dépôt récupéré sur le papier-filtre est séché dans l'étuve à 105°C jusqu'à poids constant. La différence entre le poids avant et après filtration représente les sels non solubles dans l'eau (Figure IV.4).

#### IV.6.3. Traitement du dépôt par les solvants organiques :

Pour caractériser le type de la matière organique présente dans le dépôt, l'échantillon est testé par deux solvants organiques (le toluène et le n-heptane) :

- ✓ dans le toluène le dépôt est soluble et donne une solution homogène semblable au brut (Figure IV.6) ;
- ✓ dans le n-heptane le dépôt est insoluble (Figure IV.7)



Figure IV. 4: Le dépôt dans l'eau.

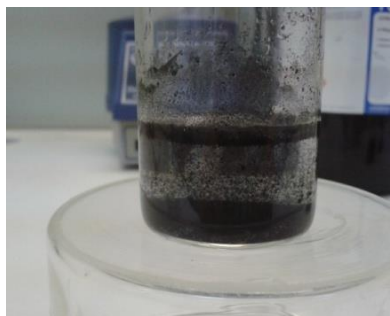


Figure IV. 5: Le dépôt noir.

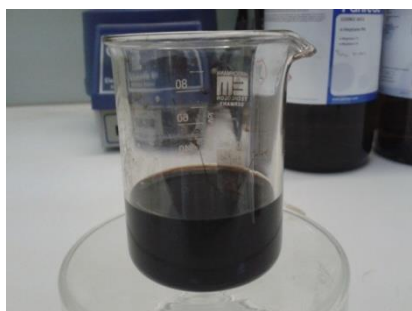


Figure IV. 6: Le dépôt dans le toluène.



Figure IV. 7: Le dépôt dans n-heptane.

#### IV.6.4. Résultats d'analyses physico-chimiques:

Les résultats des analyses physico-chimiques effectuées et exprimées en pourcentage, sont représentés dans le tableau.IV.3 et sur les histogrammes (Figure.IV.8, 9 et 10) ci-après :

Tableau IV. 3: Résultats d'analyse.

Composition	%
Humidité	7.6
Matière organique	83.2
Sels solubles de la matière minérale dans l'eau	10.2
Composition de la matière minérale	Résultats %
Na <sup>+</sup>	17.64
K <sup>+</sup>	0.55
Ca <sup>2+</sup>	6.04
Mg <sup>2+</sup>	1.29
Fe <sup>2+</sup>	0.19
Cl <sup>*</sup>	53.06
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	21.21

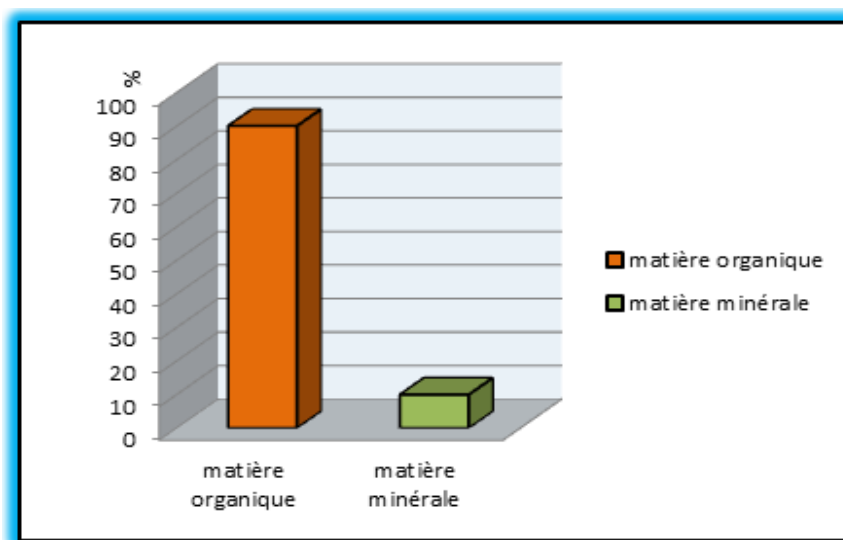


Figure IV. 8: Nature de dépôt.

#### IV.7. INTERPRETATION DES RESULTATS PHYSICO-CHIMIQUES :

Les résultats obtenus par les analyses physico-chimiques effectuées sur le dépôt noir du puits BRA-01 montrent que celui-ci est constitué à 83% de matière organique et un pourcentage

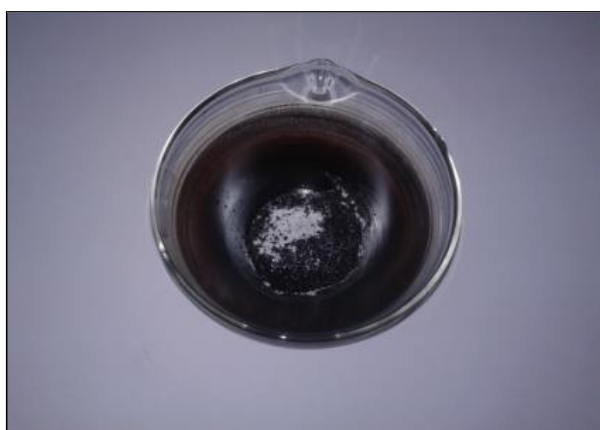


d'environ 10% de matière minérale (Figure.IV.10). 80% de cette dernière est constituée essentiellement d'halite, soluble dans l'eau (Figure.IV.6 et 7).

## **IV.8. CARACTERISATION D'UN DEPOT PAR LA DETERMINATION DE LA TENEUR D'ASPHALTENES :**

### **IV.8.1. Analyse des asphaltènes par gravimétrie suivant la norme (nft60-115) :**

Cette méthode est basée sur la précipitation des asphaltènes par l'ajout d'un solvant aliphatique ensuite récupérer la partie asphalténique par l'ajout d'un solvant aromatique (Figure. IV.11).



**Figure IV. 9: Dépôt asphalténique.**

## **IV.9. TENEURS EN ASPHALTENES ET EN PARAFFINES :**

Les résultats de l'évaluation de la teneur en paraffines et des analyses des asphaltènes par gravimétrie sont pour le puits BAR-1 :

58 % d'asphaltènes et 40 % des paraffines.

## **CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS :**

La caractérisation du dépôt noir du puits BRA-01 la révéla une teneur élevée en matière organique riche en asphaltènes et suite au test de solubilisation au laboratoire, nous recommandons pour sa mise en solution un solvant à caractère aromatique tel que le toluène.

La partie minérale en faible concentration contenue dans ce dépôt, représentée essentiellement par l'halite, peut être éliminée par un simple lavage à l'eau traitée.

# CHAPITRE V

## Etude de cas puits BRA-1

## **INTRODUCTION :**

La connaissance des propriétés thermodynamiques des fluides pétroliers repose d'abord sur l'information expérimentale directe ou simulante indirecte et sur la possibilité de représenter ces équilibres à l'aide d'une méthode de calcul fiable.

Pour cette raison, on a utilisé un logiciel de simulation appelé PVTp qui utilise les différentes équations d'états. Pour chaque étude, on a utilisé les différentes équations d'états pour la prédiction du comportement et les propriétés des fluides pétroliers dans le champ de REB. Les échantillons sont prélevés de puits BRA01 du brut, puis les comparer avec les résultats expérimentaux.

### **V.1. PRESENTATION DE LOGICIEL :**

La caractérisation du fluide a été développée par l'utilisation du logiciel **Petroleum Experts IPM7.5.600** incorporant un programme compositionnel dit PVTpackage PVTP (Petroleum Experts' Advanced Pressure Volume and Temperature analyses software) basé sur les équations d'état, utilisé pour caractériser un ensemble des échantillons de fluide et calculer leurs propriétés physiques (volume relative, densité, viscosité, FVF, Rs ...etc.) aux différentes pressions et températures.

Le PVTp fait une analyse comparative entre les propriétés PVT observées (résultat des tests de séparation, CCE, DL.) et celles calculées par simulation numériques. Les courbes représentatives des caractéristiques PVT obtenues par les deux techniques sont tracées conjointement pour permettant la comparaison entre les deux différentes méthodes.

### **V.2. SELECTION DE L'ECHANTILLON ET PREPARATION DES DONNEES :**

Avant de commencer la simulation, des tests doivent être effectués pour vérifier la cohérence et la qualité des données mesurées, pour assurer qu'elles sont représentatives pour l'huile produite (la composition chimique des fluides et leur fraction molaire).

On a vérifié que la somme de la composition est égale à 100 %, les variables dépendantes de la pression, et les unités sont cohérentes et aussi un modèle judicieux de fluide est employé.

La première étape lors de la généralisation des propriétés PVT est de choisir l'équation d'état à utiliser parmi les 2 équations (Peng-Robinson, Soave-Redlich-Kwong,) qui représentent la base des données de *PVTP* pour décrire les propriétés des fluides pour tous les procédés de laboratoire.

Le tableau V.1 résume les résultats des tests de laboratoire pris en considération dans la sélection du puits à étudier. On utilise l'étude à masse constante (*CCE*), la libération différentielle (*DL*) et test de séparation dans cette étude.

**Tableau V. 1: Les données du puits BRA-1.**

Type d'échantillonnage	Surface
Pression de réservoir	5815 psig
Température de réservoir	105 °C
pression de saturation	2300 psig
La densité de l'huile à la pression de saturation	0.653 g/cm <sup>3</sup>
Flash <i>GOR</i>	197.11 cm <sup>3</sup> / cm <sup>3</sup>
Solution <i>GOR</i>	197.30 cm <sup>3</sup> / cm <sup>3</sup>

### V.2.1. Composition du mélange :

Les résultats de test de chromatographie réalisé sur un échantillon d'huile recombinaée de puits au niveau de laboratoire sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau V. 2: Composition d'huile recombinaée.**

Constituant	%Molaire
Azote	1.97
Anhydride carbonique	0.239
Méthane	27.558
Ethane	13.429
Propane	10.573
iso-Butane	1.363
n-Butane	4.532
iso-Pentane	1.603
n-Pentane	2.862
Hexane	4.561
Heptane	5.01
Octane	3.562

Nonanes	3.569
Décanes	3.283
Undécanes	2.638
Dodécane plus	13.248
Totale	100

- Propriétés des Dodécane plus, C12+

Masse molaire moyenne, (g/mole) : 295

Densité à 15°C, (g/cm<sup>3</sup>) : 0.8895.

### V.2.2. Les résultats des tests de laboratoire :

#### 1. Comportement éclairé (CCE), à température de réservoir @ T= 105 °C

Tableau V. 3: Résultats de test CCE.

Pression relative (Psig)	Volume relatif (Vol/vol)	Masse volumique (g/cm <sup>3</sup> )	Coefficient de compressibilité C*10 <sup>6</sup> (1/psig)	Fonction Y
6000	0.935	0.698	--	--
5000	0.948	0.689	12.947	--
4000	0.962	0.678	15.229	--
3000	0.98	0.666	18.596	--
2500	0.991	0.659	22.001	--
Pb=2300	1	0.653	--	--
2000	1.069	--	--	2.18
1800	1.143	--	--	1.95
1600	1.253	--	--	1.73

#### 2. libération différentiel(DL) à température de réservoir @ T= 105 °C:

- Propriétés de l'huile :

Tableau V. 4: Résultats de test DL pour l'huile.

Pression Relative (Psig)	Volume relatif [Vr] (Vol/vol)	Masse volumique [ $\rho$ ] (kg/m <sup>3</sup> )	Facteur volumétrique de l'huile de fond [Bo] (Vol/vol)
6000	0.935	0.698	1.771
5000	0.948	0.689	1.794
4000	0.962	0.678	1.822
3000	0.98	0.666	1.856
2500	0.991	0.659	1.876
2300	1	0.653	1.893
1800	0.929	0.670	1.759
1400	0.808	0.686	1.666
1000	0.83	0.705	1.571
600	0.776	0.726	1.468
300	0.72	0.750	1.363
14.7	0.528	0.818	1

➤ Propriétés des gaz libérés :

Tableau V. 5: Résultats de test DL pour les gaz libérés

Pression relative (Psig)	Facteur de compressibilité "Z"	Volume facteur Bg*10 <sup>2</sup> (Vol/vol)	GOR Dissous (Vol/vol)	GOR libéré (Vol/vol)	Densité (air = 1)
2300			197.39	00	
1800	0.80	0.847	147.69	49.61	0.890
1400	0.83	1.025	117.02	80.28	0.893
1000	0.856	1.524	86.82	110.48	0.920
600	0.877	2.73	45.81	142.49	1.015
300	0.926	6.843	26.34	170.96	1.178
14.7	1.000		00	197.30	1.895

### 3. Les tests de séparation :

**Tableau V. 6: Résultats de test de séparation.**

Pression (Psig)	Température (°C)	GOR (vol/vol)	Bo (cm <sup>3</sup> / cm <sup>3</sup> )
61	38	147	1.471
14.7	15	197.11	1.672

### V.3. VALIDATION DE LA SIMULATION:

Dans notre modèle *EOS*, et après plusieurs essais des équations existants sur le *PVTP* (Peng robinson et soave redlich kwong), on a choisi l'équation d'états de *peng-Robinson* car elle donne des bons résultats contrairement à l'autre équation.

Et après plusieurs itérations sur les corrélations listées dans le logiciel *PVTP*, on a trouvé que:

- Les corrélations de "Costald" les plus proches valeurs pour la densité,  $P_b$ ,  $R_s$  et  $B_o$ .
- La corrélation de "Lohrenz bray clark" pour le calcul de viscosité.
- La corrélation de "Twu/edmister" pour calcul la  $T_c$ ,  $P_c$ , oméga A et oméga B.
- La corrélation de "Petroleum experts" pour calcul la température d'ébullition.

### V.4. RESULTATS DE LA SIMULATION:

Lorsque la simulation est terminée, le programme affiche un rapport détaillant le déroulement de l'opération. La fenêtre d'affichage principale de programme montrant les résultats exposés sur les figures V.1 et annexes A, B et C :

<i>Saturation Pressure (PSAT)</i>			Company	SH
File: C:\Users\CHERIF\Desktop\mémoire chérif\Nouveau dossier\PVTF			Field	REB
Report Date: 05/14/18 20:58:06			Location	BRA
			Analyst	BRA-01
Temperature	Saturation Pressure	Density at Satn		
(deg C)	(psig)	(Kg/m <sup>3</sup> )		
105	2299.96	652.252		

**Figure V. 1: Résultat de simulation de la pression de saturation.**

#### V.4.1 Caractérisation de fluide:

Les résultats de caractérisation de fluide sont reportés sur le tableau suivant:

Tableau V. 7: Composition du fluide après la caractérisation.

Composition	%Molaire
N2	1.97
CO2	0.239
C1	27.558
C2	13.429
C3	10.573
iC4	1.363
nC4	4.532
iC5	1.603
nC5	2.862
C6	4.561
C7	5.01
C8	3.562
C9	3.569
C10	3.283
C11	2.638
C11::C12	2.40108
C13::C14	2.05225
C15::C16	1.67499
C17::C18	1.372
C19::C20	1.12783
C21::C22	0.930395
C23::C24	0.77022
C25::C27	0.918532
C28::C30	0.70079
C31::C40	1.29991

### V.5. MATCHING DES DONNEES:

Pour le matching on a utilisé les données des expériences CCE et DL avec les conditions de séparateur, après validation des échantillons.



Après l'exécution de la régression sur les expériences CCE et DL avec les conditions de séparateur, après validation des échantillons par le  $PVT_p$ , le simulateur nous a donné les différences entre les données mesurées et calculées pour chaque paramètre, Les résultats sont illustrés sur les courbes sur les figures aux dessous.

**V.5.1. Matching des données du test d'étude à masse constante (CCE):**

Nous utilisons les résultats de test CCE pour caler les paramètres suivants : le volume relatif, la masse volumique et la viscosité de l'huile.

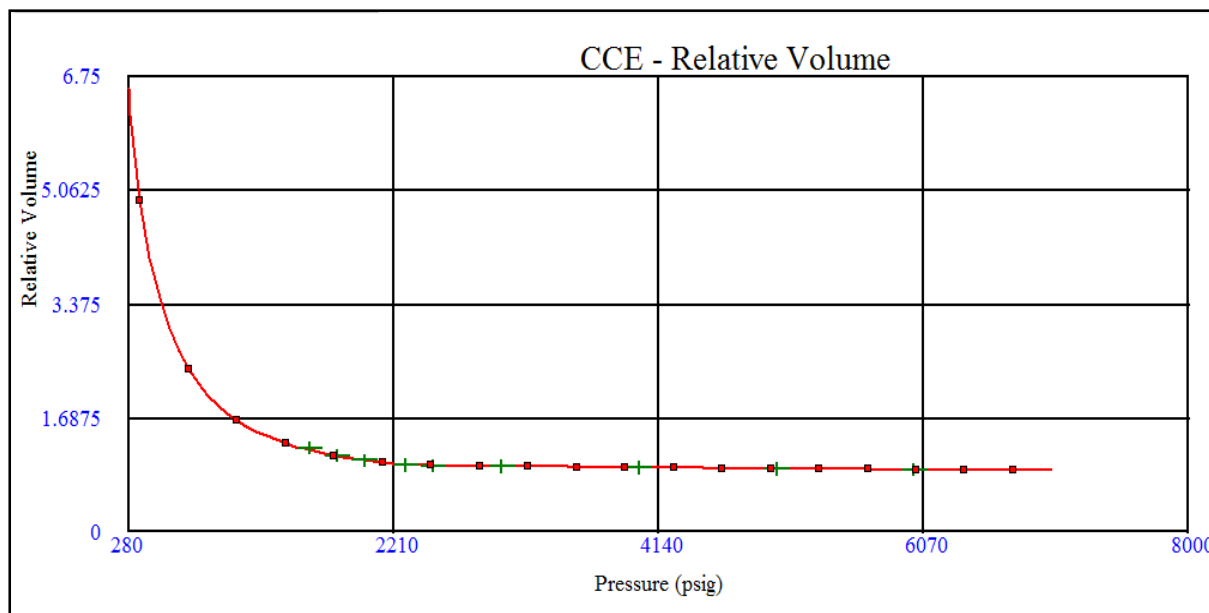


Figure V. 2: Volume relative.

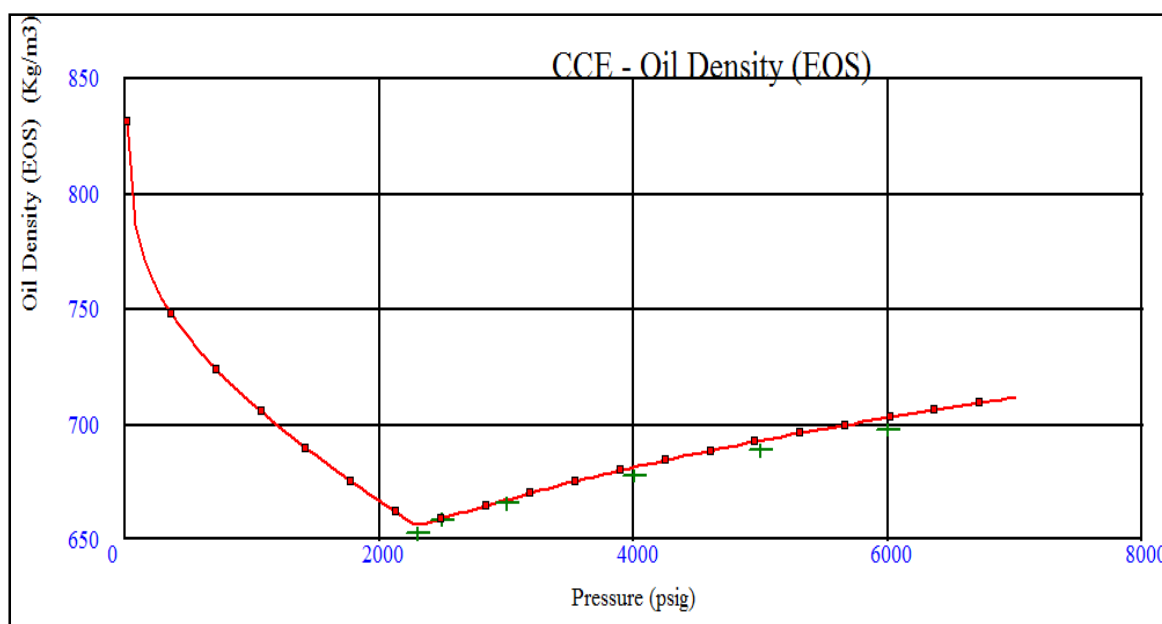


Figure V. 3: Masse volumique de l'huile.

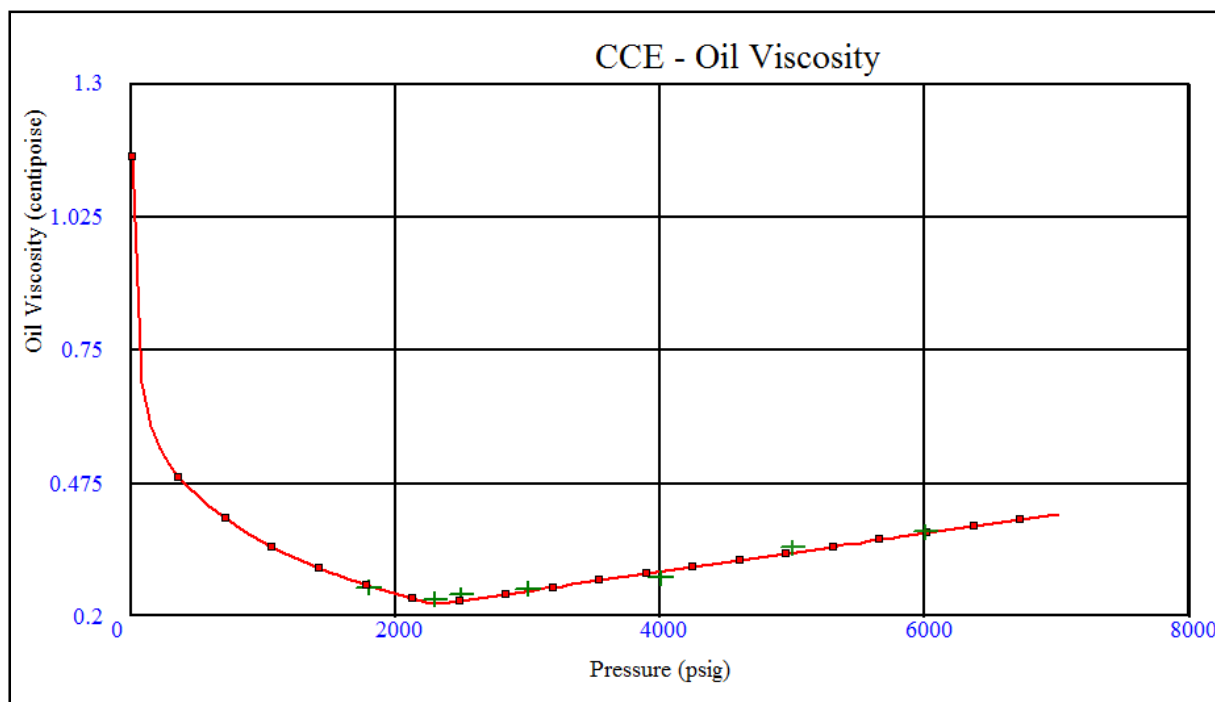


Figure V. 4: Viscosité de l'huile.

V.5.2. Matching des données du test de Libération Différentielle (DL) :

Nous utilisons les résultats de test DL pour caler les paramètres suivants : le GOR dissous, le FVF de l'huile.

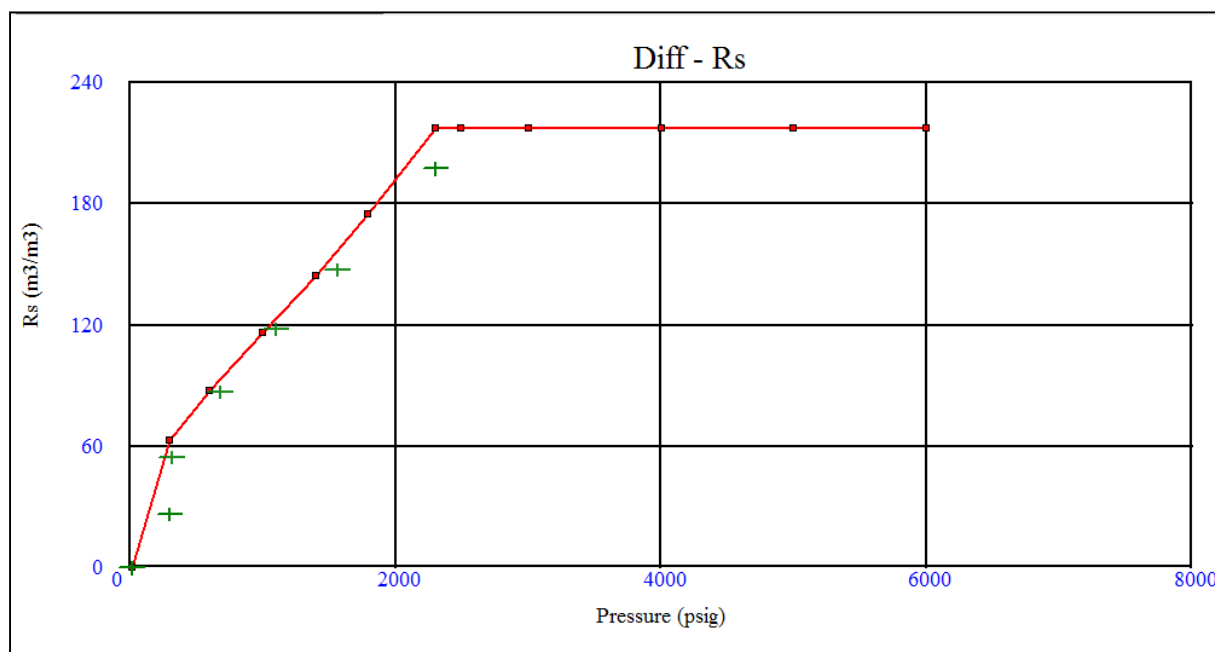


Figure V. 5: GOR dissous (Rs).

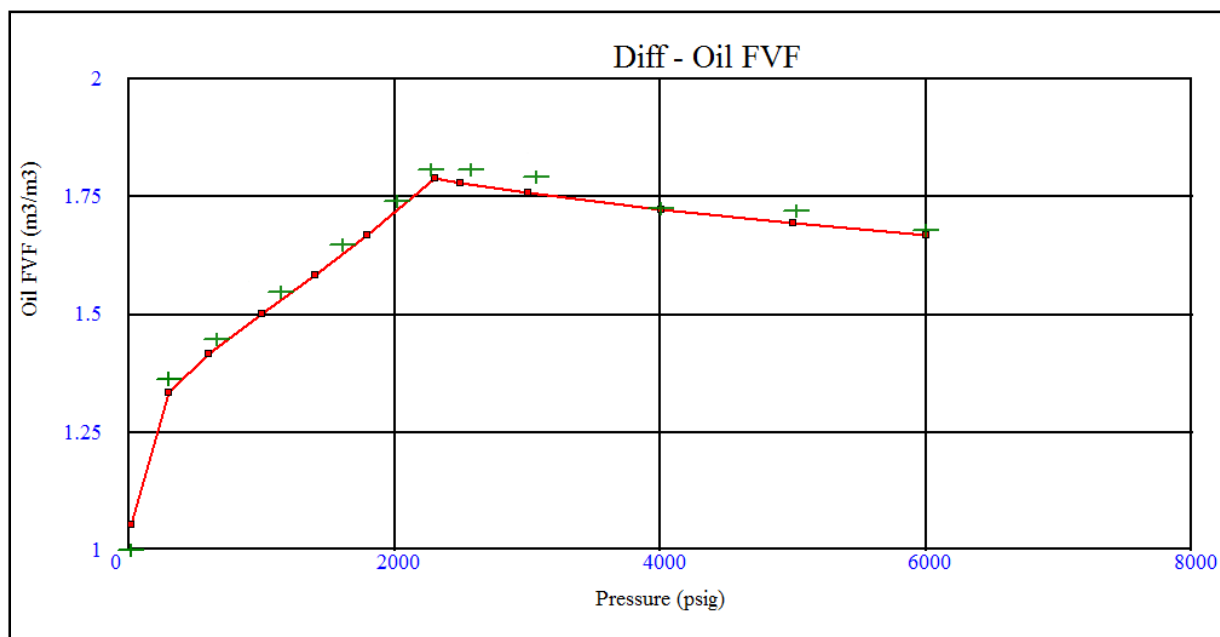


Figure V. 6: Facteur volumétrique de formation pour l'huile (Bo).

Pour les courbes on voit clairement que les résultats des tests représentés comme des points verts sont bien matchés avec les courbes types dans tous les paramètres

### V.6. DIAGRAMME DE PHASE:

Le diagramme de phase de cet échantillon est tracé en utilisant le logiciel *PVTP* comme il est montré dans la figure V.7, ce diagramme représente la pression (en psig) en fonction de la température (en C°),

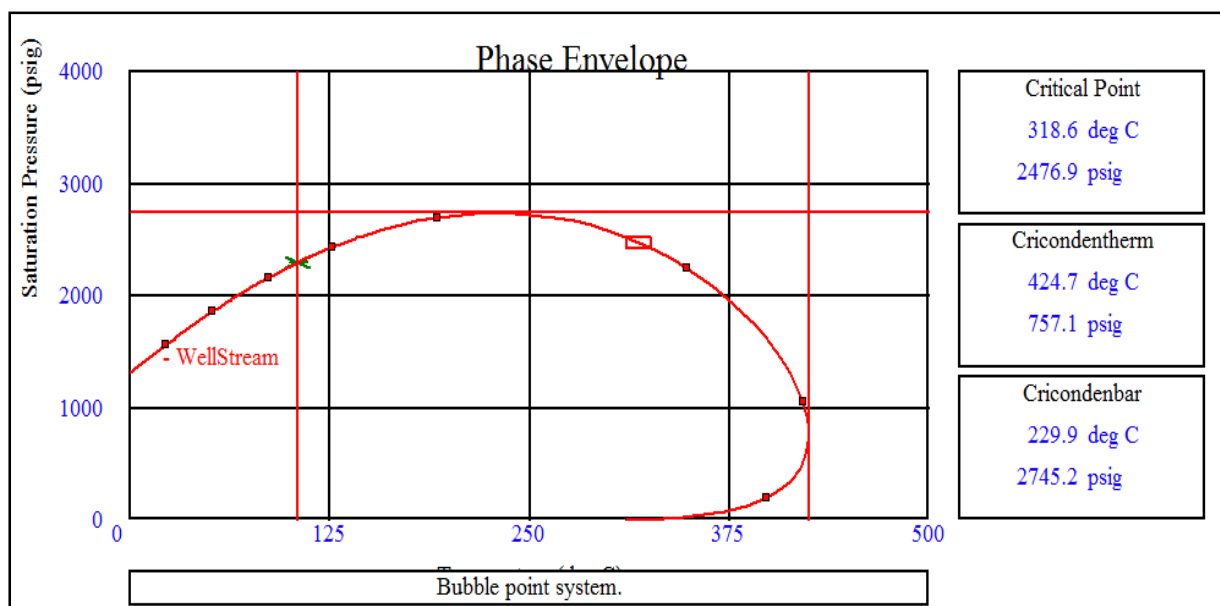


Figure V. 7: Diagramme de phase pour le puits BRA-1.

Nous avons réalisé notre étude sur un échantillon représentatif de puits BRA-01 dont la somme de sa composition est égale à 100 %.

Par ailleurs, l'analyse comparative de simulation entre les propriétés *PVT* observées (résultat des tests de séparation, *CCE*, *DL*...etc.) et celles calculées, nous permet de choisir le modèle d'équation d'état cubique le plus adapté pour la caractérisation des huiles à savoir : *EOS* de *Peng Robinson* à trois paramètres.

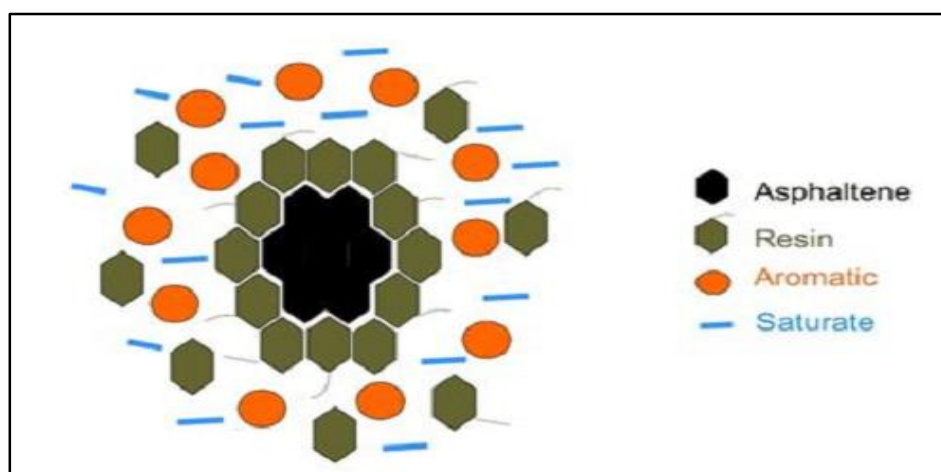
## V.7. ENVELOPPE DE DEPOT D'ASPHALTENE:

### V.7.1. Analyse SARA (SARA analysis) :

Saturé, Aromatique, Résine et Asphaltènes (**SARA**) est une méthode d'analyse qui permet de classer les bruts selon leur polarité (voir la figure.V.8).

Les hydrocarbures saturés (saturate) sont des composés non polaire comprenant les hydrocarbures saturés linéaires, embranchés, et cycliques (paraffine). Les composés aromatiques (aromatic), qui contiennent un ou plusieurs anneaux aromatiques, sont polarisables. Les deux fractions restantes, résines et l'asphaltènes ont des substituant polaires. La distinction entre les deux est que les asphaltènes sont insolubles dans un excès d'heptane (ou de pentane) tandis que les résines sont miscibles avec de l'heptane (ou le pentane).

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.



**Figure V. 8: Les différentes fractions du pétrole (SARA).**

L'analyse **SARA** de pétrole brut du puits **BRA-1** donne une composition moyenne montrée dans le tableau suivant :

Tableau V. 8: Donne de l'analyse SARA de pétrole brut du puits BRA-1.

Huile	Saturante	Aromatique	Résine	Asphaltènes
% Massique	69,875	22,836	6,932	0,357

### V.7.2. Création de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes (ADE):

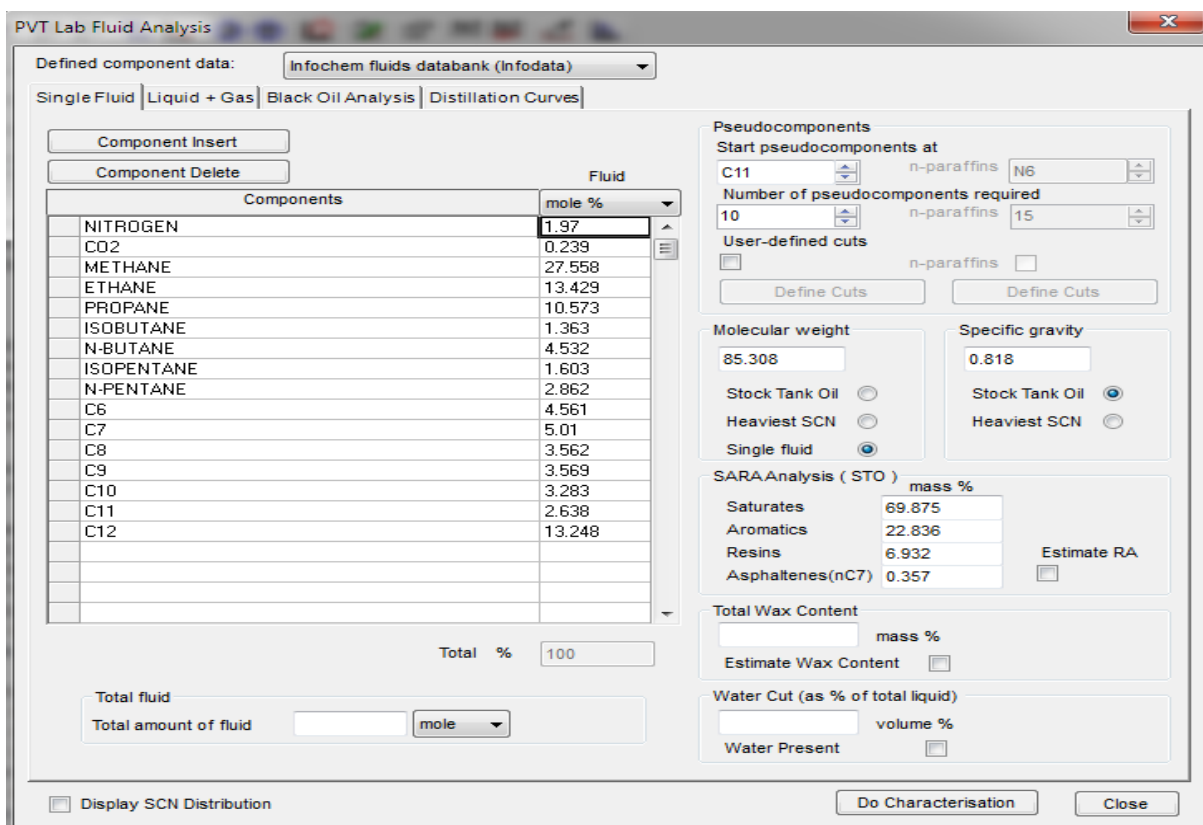
#### 1. Enveloppe de phase:

Nous avons utilisé le logiciel PIPESIM pour la création de l'ADE. Pour cela, on utilise l'option Multiflash pour les asphaltènes qui est basé sur une équation d'état cubique. Les paramètres du modèle (analyse de SARA, analyse compositionnelle de l'huile vivant, la pression de bulle) ont été initialement développées à partir d'une étude de près de trente séries de mesures expérimentales de dépôts d'asphaltènes. Le modèle est complexe et pour garantir des résultats fiables, nous recommandons de suivre une procédure. On signale que le modèle d'asphaltènes dans Multiflash est principalement destiné au calcul de la floculation des asphaltènes à partir de l'huile.

Les données d'entrée nécessaires pour le modèle sont les suivantes:

- Une analyse compositionnelle de l'huile.
- La quantité d'asphaltènes dans l'huile et le rapport entre la résine et l'asphaltènes, souvent déterminés à partir l'analyse SARA.
- Point de bulle ( $P_b$ ).
- Les conditions thermodynamiques de réservoir ( $P_r$ ,  $T_r$ ).

L'équation d'état (**Peng-Robinson**) est choisie comme équation de base pour l'option Multiflash.



Une fois que les données sont correctes, Cliquez sur **Do Characterisation**. Après la boîte de message : « la caractérisation a été complétée avec succès » Cliquez sur **OK** et sur **Close** pour revenir à la fenêtre principale.

Utiliser **the Tools\ Matching** pour matching les paramètres suivantes (point de bulle, GOR, point de rosée, la densité, la viscosité, et la phase d'asphaltènes.) à partir des résultats de simulation des données PVT par logiciel PVTP.

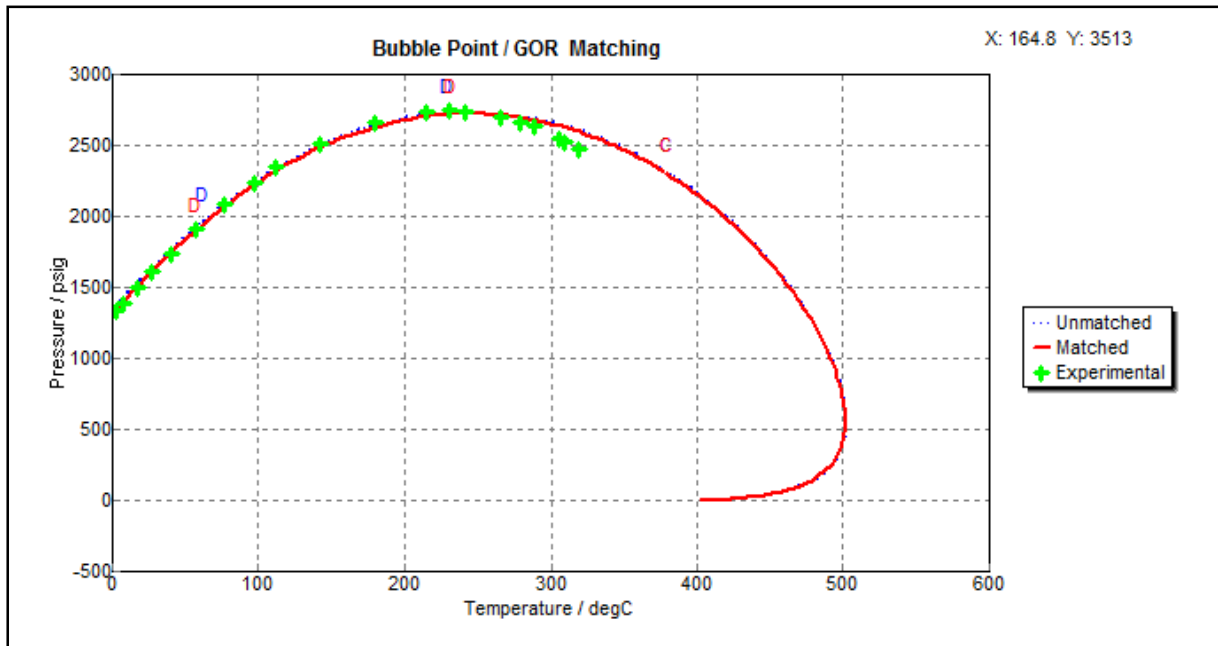


Figure V. 9: Matching point de bulle.

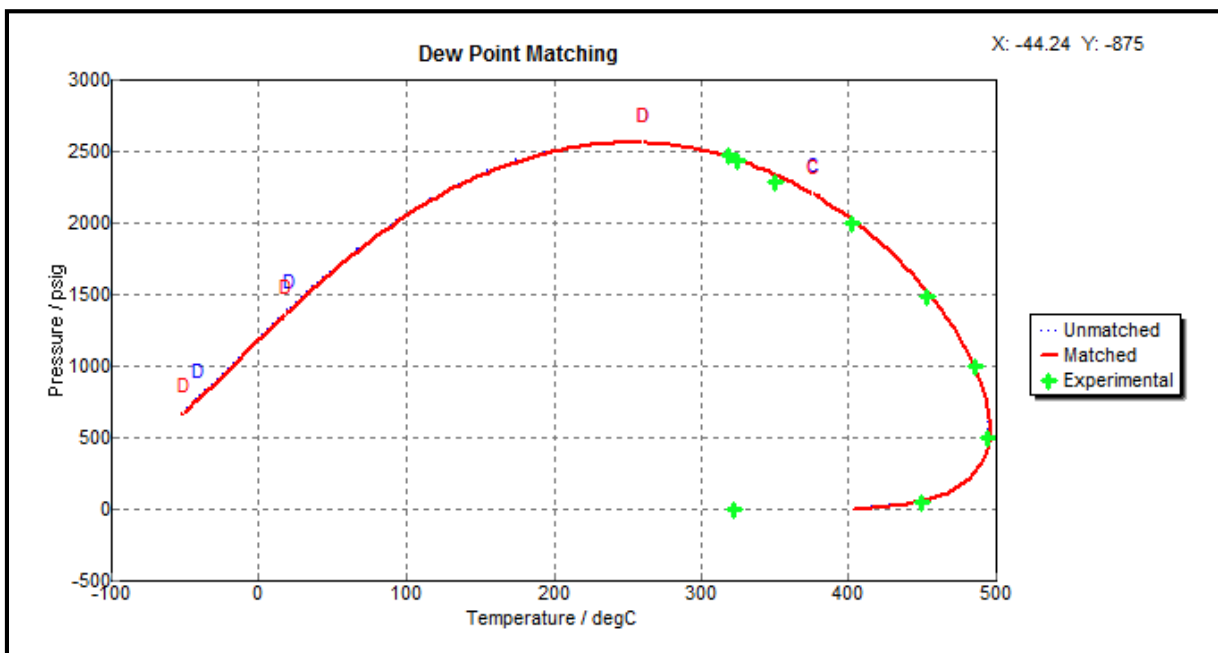


Figure V. 10: Matching point de rosée.

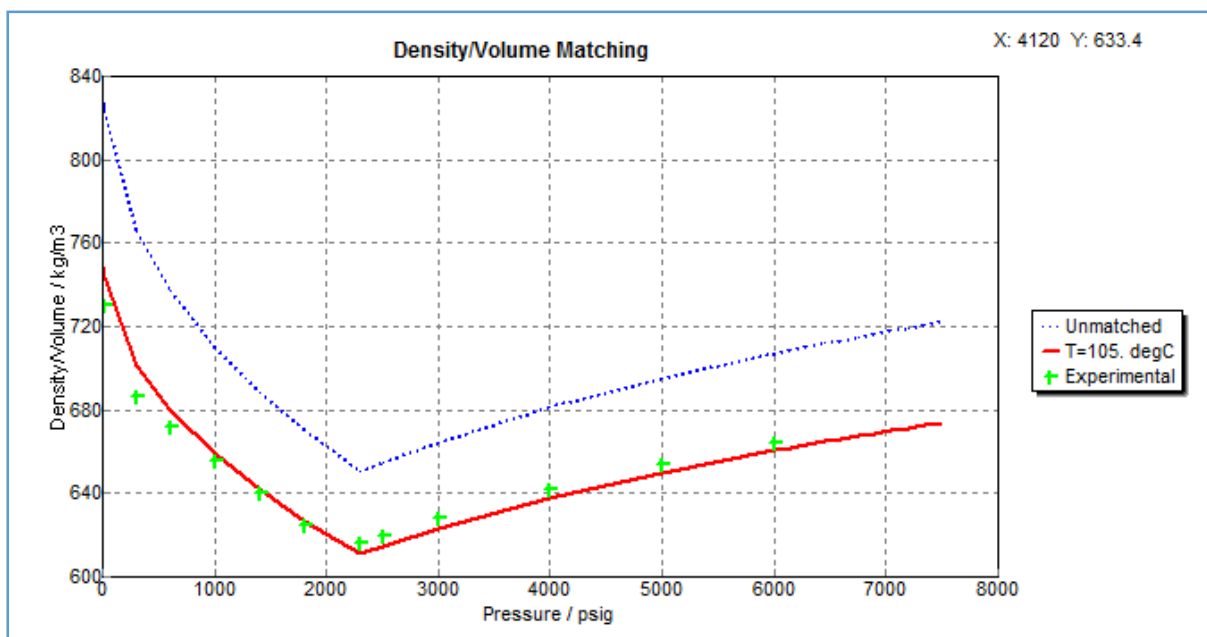


Figure V. 11: Matching la densité.

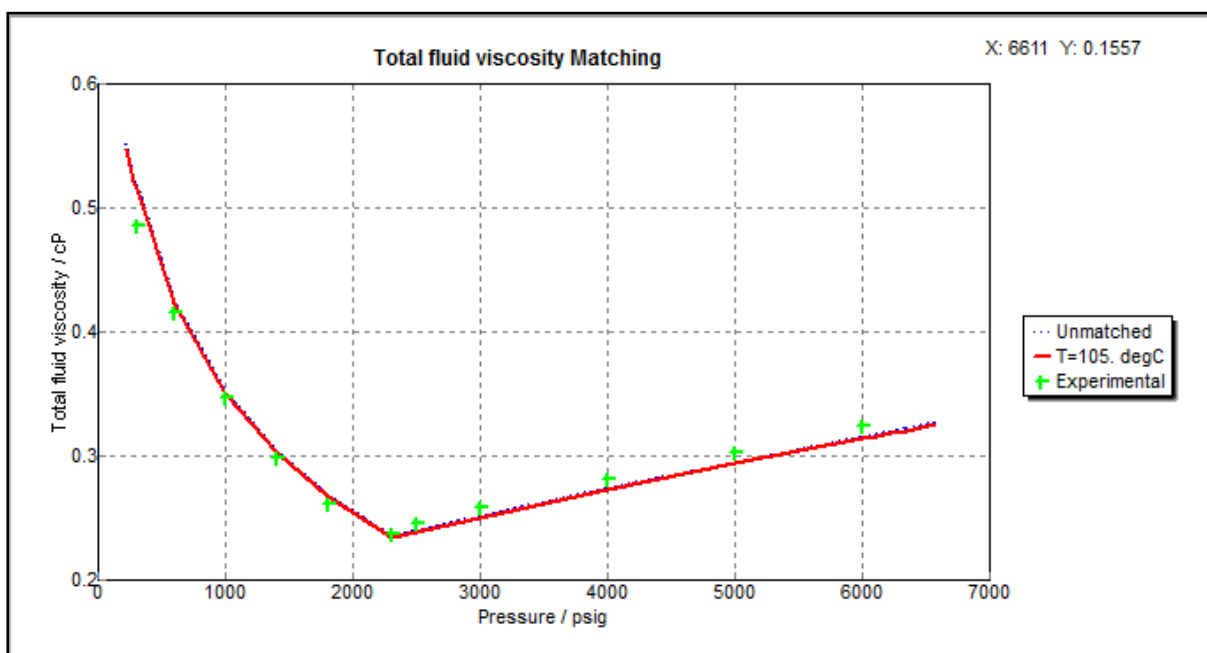


Figure V. 12: Matching la viscosité.

Pour ces courbes on voit que les résultats des simulations des études PVT extrait par le logiciel PVTp sont bien matchés avec les résultats du logiciel PipeSim



Asphaltene matching

Enter available data

	Bubble point	Reservoir conditions	Asphaltene formation	Asphaltene formation (2)
T / degC	105	105		
P / psig	2300	5815		

For more than one bubble point value use the Matching/Bubble Point option to match the bubble points before matching asphaltene data.

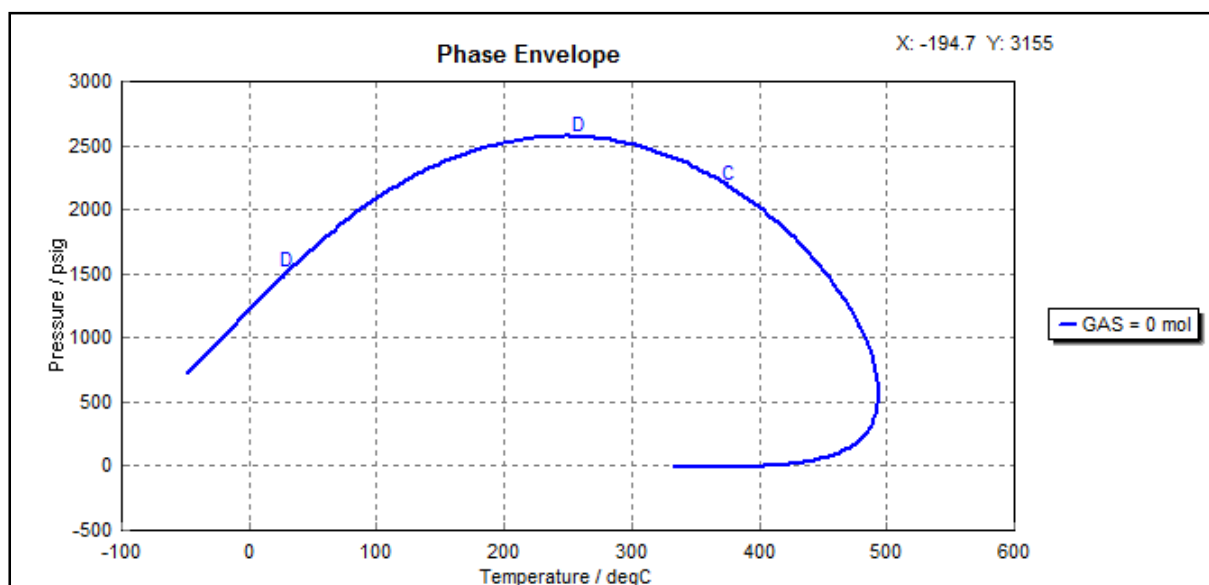
Titration ( Stock tank oil conditions )

Amount of Heptane required for onset of asphaltene precipitation:  g heptane / g oil

Buttons: Clear, Match, Units, Close

Une fois le modèle d'asphaltènes a été défini et les paramètres équipés, nous pouvons effectuer des calculs favorisant la floculation.

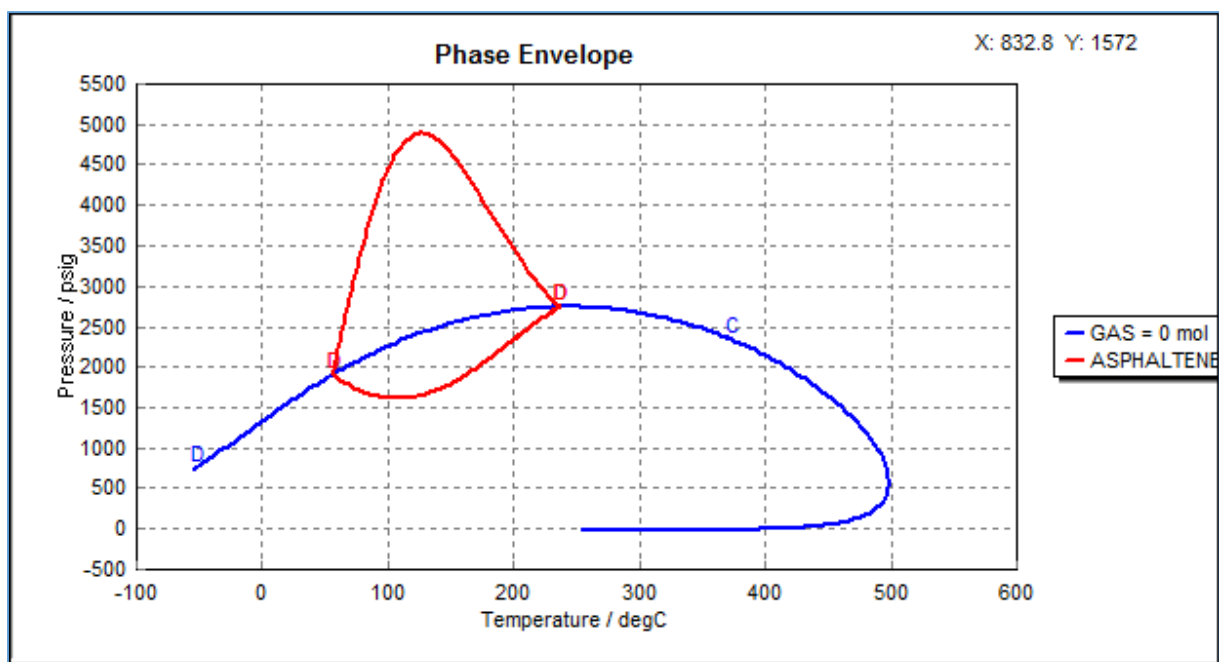
D'abord, tracer l'enveloppe de phase par l'utilisation de l'outil "**Phase Enveloppe**" pour une valeur de fraction de phase gazeuse égale à zéro et choisir une valeur initiale de pression (700 psig)



**Figure V. 13: Enveloppe de phase.**

Ensuite, revenir à l'outil "**Phase Enveloppe**" et cette fois-ci la phase est l'**asphaltènes**, à une fraction égale à zéro et une valeur initiale de la pression égale à **2000 psig**.

Enfin, cliquer sur **Plot** pour afficher la limite de l'enveloppe d'asphaltènes.



**Figure V. 14: Enveloppe de phase d'asphaltènes.**

La zone de l'enveloppe de précipitation des asphaltènes (zone en rouge sur figure) délimite la zone de stabilité du brut vis-à-vis des Asphaltènes avec le changement de pression et de température. Pour des valeurs de pression et température de réservoir donné, la déplétion primaire baisse la pression. Lorsque la pression atteint la limite supérieur de l'enveloppe qui est appelée aussi seuil de floculation, les asphaltènes commencent à précipiter. Plus la pression diminue, plus la quantité de dépôt est importante jusqu'à la pression de saturation. Si la pression continue à baisser au-dessous du point de bulle, la libération de gaz se fera de plus en plus et la quantité de dépôt est réduite. Lorsque la limite inférieure de l'enveloppe est atteinte, le dépôt d'asphaltènes commence à disparaître.

## CONCLUSION :

Ces résultats numériques confirment que pour l'huile utilisée dans cette étude, l'équation d'état développée par Peng-Robinson et la corrélation de "T<sub>wu</sub>/edmister" sont les meilleures en termes de précision que les autres équations d'états et corrélation. En effet, l'équation Peng-Robinson est plus fiable pour cette huile.

# **CONCLUSION GENERALE**

## **CONCLUSION GENERALE**

La recherche d'une solution efficace aux problèmes de formation des dépôts asphalténique, comme dans le cas du champ de HASSI MESSAOUD en ALGERIE, particulièrement la zone de BHIRET AISSA demande une bonne compréhension du processus de déposition avec une meilleure connaissance de leurs comportement pour l'établissement des programmes de production et éviter ou réduire au minimum les pertes de production et les dépenses d'exploitation.

Ce présent travail qui a été réalisé sur une huile recombinaée du champ de BRA, porte sur la mesure et la prédiction des conditions de formation des dépôts dans le réservoir durant la production d'huile.

Les résultats obtenus durant ce travail sont résumés comme Suit :

- Pour obtenir un fluide représentatif du fluide réservoir (brut), on a reconstitué l'huile recombinaée à partir des échantillons validés de gaz-huile séparateur au moyen d'une étude PVT.
- Pour mettre les conditions d'exploitation en dehors de la zone de formation des dépôts, on a déterminé les conditions de formation des dépôts d'asphaltènes au niveau du champ
- Pour une étude du gisement, soit pour l'estimation des réserves, le comportement du gisement, etc... on a déterminé les caractéristiques thermodynamiques d'huile.
- Afin de déterminer l'équation d'état convenable au fluide de réservoir, on a effectué une simulation numérique sur ce dernier à l'aide d'un code commercial VTpackage.
- L'équation Peng-Robinson est la plus fiable pour cette huile.
- l'enveloppe (ADE) tracée par l'utilisation du logiciel PipeSim montre l'intervalle de formation des dépôts d'asphaltènes par les changements de pression et température.

- En fin, il nous semble particulièrement important de souligner qu'un meilleur contrôle de formation de dépôt d'asphaltènes dans l'industrie pétrolier dépend essentiellement de la détermination expérimentale ou par simulation numérique des conditions de formation des dépôts dans le réservoir, utiliser ce modèle PVT dans l'étude intégrée de champ BHIRET AISSA, Compléter cette étude en suivant par processus de travail du l'assurance de flux et Contrôler l'évaluation de dépôts d'asphaltènes dans le puits avec Wire Line.
  - Faire de dégorgement périodique du puits sur ligne ou sur torche si nécessaire.
  - Si le rayon de calibre de passage diminuée, faire un nettoyage au reformat.

# **BIBLIOGRAPHIQUES**

## BIBLIOGRAPHIQUES:

- [1]. TAREK, A, *Reservoir engineering handbook 2sed Edition*.2000. Gulf Publishing Company Texas.
- [2]. J. F. Gravier, *Propriétés des fluides de gisements*,1986. PARIS: éditions TECHNIP.
- [3]. N. PAVLOff, *Cours de thermodynamique*,2013. Université Paris Sud France.
- [4]. A.Danesh, *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*, Elsevier Science B.V, 1998.
- [5]. MIGNOT. R, *Oil & gas physical properties & PVT studies M1-2 section 1*,2007. course of IFP School.
- [6]. A. ROJEY, *le gaz naturel production traitement transport*,1994. PARIS: éditions TECHNIP.
- [7]. Ratulowski, et. al, "*Flow Assurance and Subsea Productivity: Closing the Loop with Connectivity and Measurements*", *SPE 90244*, 2004.
- [8]. <http://hydrates.white.prohosting.com/>.
- [9]. Hammami, A, Phelps, C.H., Monger-McClure, T., Little, T.M., "*Asphaltene Precipitation from Live Oils: An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility*", *Energy and Fuels*, 14 (2000) 14-18.
- [10]. Karan, K, Hammami, A., Flannery, M., Stankiewicz, A., "*Systematic Evaluation of Asphaltene Instability and Control During Production of Live Oils: A Flow Assurance Study* ", *Pet. Sci. & Tech.*, 21(2003) 629-645.
- [11]. S. Gao, "*Investigation of Interactions between Gas Hydrates and Several Other Flow Assurance Elements*", *Energy Fuels*, 2008, 22 (5), 3150-3153.
- [12]. S.M. Walas,*Phase Equilibri in Chemical Engineering*,1985. Boston: Butterworth-Heinemann,.
- [13]. Amroun. H, «*Wettability alteration due to asphaltene deposition in Rourd –Nous sud Est field Algeria* » pp 13-16.2001. The university of Oklahoma: Graduate Collrge.
- [14].Analyse de laboratoire du champ de RHOUD ELBAGUEL

# ANNEXE




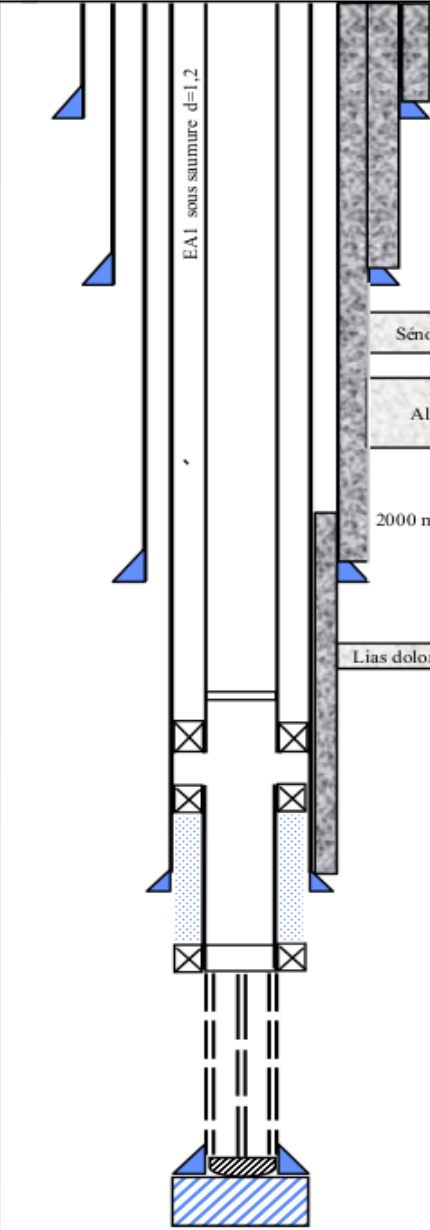
Annexe A: Résultat de simulation du test de séparation.

<b>Separator Calculation (SEP)</b>															Company	SH
File: C:\Users\CHERIF\Desktop\mémoire chérif\Nouveau dossier\PVTF															Field	REB
Report Date: 05/14/18 21:06:25															Location	BRA
															Analyst	BRA-01
Temperature	Pressure	Gas Density (EOS)	Oil Density (EOS)	Oil Density (S.Katz)	Interfacial Tension	Gas Viscosity	Oil Viscosity	Gas FVF	Oil FVF	Gas Oil Ratio	Specific Enthalpy (Vap)	Specific Enthalpy (Liq)	Specific Entropy (Vap)	Specific Entropy (Liq)	Z Factor (Vapour)	Z Factor (Liquid)
(deg C)	(psig)	(Kg/m <sup>3</sup> )	(Kg/m <sup>3</sup> )	(Kg/m <sup>3</sup> )	(dyne/cm)	(centipois)	(centipois)	(m <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(BTU/lbm)	(BTU/lbm)	(BTU/lbm)	(BTU/lbm)		
38	61	5.84115	797.583	760.08	26.6463	0.010561	0.846508	0.20414	1.23054	148.99	11227.1	18745.5	53.8915	83.803	0.969956	0.038437
15	14.7	2.69986	814.883	780.8	28.9439	0.009388	0.995833	0.492586	1.50968	2.44258	11805.1	15932.8	57.6883	78.803	0.981455	0.016099

Annexe C: Résultat de simulation de l'expérience DL.

<b>Differential Liberation (DIFF)</b>															Company	SH	
File: C:\Users\CHERIF\Desktop\mémoire chérif\Nouveau dossier\PVTF															Field	REB	
Report Date: 05/14/18 21:18:09															Location	BRA	
															Analyst	BRA-01	
Temperature	Pressure	Gas Density (EOS)	Oil Density (EOS)	Oil Density (S.Katz)	Interfacial Tension	Gas Viscosity	Oil Viscosity	Gas FVF	Oil FVF	Gas Oil Ratio	Relative Volume	Enthalpy (Vap)	Enthalpy (Liq)	Specific Entropy (Vap)	Specific Entropy (Liq)	Z Factor (Vapour)	Z Factor (Liquid)
(deg C)	(psig)	(Kg/m <sup>3</sup> )	(Kg/m <sup>3</sup> )	(Kg/m <sup>3</sup> )	(dyne/cm)	(centipois)	(centipois)	(m <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )		(BTU/lb)	(BTU/lb)	(BTU/lbm)	(BTU/lbm)		
105	6000		702.637	664.588	0		0.371317		1.66873	216.905	1		19520.9		70.1856		1.60124
105	5000		692.742	654.133	0		0.332246		1.69256	216.905	1.01428		19313.8		70.3958		1.35409
105	4000		681.112	642.17	0		0.292881		1.72146	216.905	1.0316		19121.1		70.6354		1.10258
105	3000		667.089	628.121	0		0.253241		1.75765	216.905	1.05329		18948.9		70.9154		0.845347
105	2500		658.854	620.027	0		0.233308		1.77962	216.905	1.06645		18873.4		71.0757		0.713956
105	2300		655.271	616.535	0		0.22531		1.78935	216.905	1.07228		18845.8		71.1446		0.660767
105	1800	130.071	674.398	625.274	5.53407	0.017531	0.263737	0.008441	1.66954	174.479	1.00049	10707.3	20119.4	45.1667	75.2971	0.791213	0.558227
105	1400	98.5442	690.012	640.373	7.9869	0.015685	0.3013	0.011105	1.58384	144.263	0.949131	11024.1	21276.1	45.8971	79.0376	0.811474	0.460856
105	1000	69.9891	706.508	655.68	10.8861	0.014283	0.347932	0.015980	1.50198	115.913	0.900078	11553.5	22625.5	47.4158	83.3173	0.837508	0.353355
105	600	43.9497	725.172	671.948	14.6327	0.013103	0.409326	0.027404	1.41596	87.3866	0.848525	12533.6	24338.5	50.659	88.5121	0.870031	0.23143
105	300	25.3851	742.989	686.829	18.0172	0.012087	0.474021	0.059411	1.33516	62.6421	0.80011	14187.2	26228.1	56.6212	93.7491	0.900634	0.128028
105	14.7	3.83895	794.868	730.169	24.1332	0.009877	0.734938	0.639905	1.05445	0	0.631891	20482.5	33978.6	84.1427	106.309	0.97155	0.01498

## Annexe D : Fiche technique du puits BRA-1.

 <b>SONATRACH</b> <i>Rhourde El Baguel</i>		<b>Puits: BRA01</b> <b>Champ : Bhiret Aissa</b> <b>Puits Producteur D'huile</b>		<b>Completion après forage</b> <b>18-02-2004</b>		
DESCRIPTION	Prof. (m)RT	Tree : FMC , 10000 psi , Croix 4'' 1/16 x 4'' 1/16 - 10000 psi , Top Cap 4'' 1/16 - 10000 psi	ID (mm)	OD (mm)		
18''5/8, 68#, N80 BTC, Sabot Casing	74 m		99,57	114,30		
4-1/2'', 13,5#, NVAM Tubing - N80			96,39	122,00		
13''3/8, 47#, P110 BTC, Sabot Casing	276 m					
9''5/8, Sabot Casing	2089 m					
4-1/2'' - OTIS Nipple RN , N.VAM	3232 m			87,78 mm	126,20	
7'' x 4''1/2 POLAR PACKER, LB-A 32-38 #	3245 m			101,60	144,10	
Top liner 4''1/2, P110 , 13,5 #, N.VAM	3246 m					
7'', P110 , 32 # VAM, Sabot Casing	3350 m					
Top Crépine 4''1/2 , 13,5 # , P110 N.VAM	<b>3584,34 m</b>					<b>ZONES (RT) :</b> <b>TAGI:</b> <b>3592 m à 3615 m</b> <b>QH :</b> <b>3615 m à 3700 m</b>
Bas Crépine 4''1/2 , 13,5 # , P110 N.VAM	<b>3697,37 m</b>					
Sabot liner 4''1/2,	3715 m					
Fond Initial	3995 m				Notes: Zs (GL)= 151,35 m Zt (RT)= 159,00 m Z 1 VM = 152,55 H.T = 7,65 m Hassi Dzabat Bloc 427	
<b>Note</b> Fiche Technique Original dans J:\OPS\PEDATA\BRA_PED_22-10-2012					<b>Etablie par H.M</b> <b>25/02/2014</b>	