

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**FARADJI Anes, SERHANI Oussama, ZEGHOUDI Mohammed**

-THEME-

---

**Régénération d'un model PVT sur le champ  
HMD par les corrélations empiriques**

---

Soutenu le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : M. A. Remita	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur : Mme. S. Robei	MAA	Univ. Ouargla
Examineur : M. N. Brahmia	MCB	Univ. Ouargla

**الملخص:** تقوم هذه الدراسة حول الحصول على أفضل المعادلات الرياضية التجريبية المتداولة للخصائص الحرارية (الضغط، الحجم والحرارة) من خلال تعديل وتحديث معاملاتها الثابتة لحساب كل من ضغط التشبع، كمية الغاز المنحلة للبتروول عند ضغط التشبع انطلاقاً من دراسات تجريبية مخبرية على عينات من في البتروول ومعامل الحجم التكويني البتروول المستخرج من مناطق وآبار مختلفة لخزان البتروول الذي تقوم حوله الدراسة، كما تم التحديث والتعديل لاختيار أحسن المعادلات واقربها تطابقاً مع المعطيات التجريبية المخبرية اعتماداً على البرامج الاحصائية والبيانية. وأظهرت هذه الدراسة ان النتائج المتحصل عليها من خلال المعادلات المحدثة انها أقرب للنتائج التجريبية المخبرية وأكثر دقة مقارنة بالنتائج المتحصل عليها من خلال المعادلات الرياضية لمناطق جغرافية اخرى مما يبنى ان استخدام المعادلات الرياضية المحدثة للضغط، الحجم والحرارة الخاصة بكل منطقة جغرافية يكون أكثر جدوى وفعالية من نتائج المعادلات الرياضية التجريبية الاخرى.

**كلمات دالة:** الضغط، الحرارة، الحجم، الخصائص الحرارية، خزان البتروول.

**Résumé :** Les paramètres Pression – Volume – Température (PVT) ont une importance dans les calculs des propriétés des fluides et le développement des gisements selon la détermination de pression de bulle (Pb) et le facteur de volume de formation d'huile (Bo), et l'estimation des caractéristiques volumétriques dans les réservoirs de pétrole. Les propriétés PVT peuvent être obtenues à partir des essais à l'échelle laboratoire en utilisant des échantillons représentatifs des huiles.

En absence des paramètres expérimentales, Il est également possible d'utiliser des corrélations empiriques pour la prédiction des propriétés PVT, mais ces propriétés n'est pas toujours valable et précise alors il est difficile d'obtenir un tel résultat précis grâce à empirismes accuse de la différence géologique de réservoir , qui représente la différence de la composition chimique de pétrole brut d'une région à l'autre, Dans cette perspective, les corrélations PVT doivent être étudiées et modifiées selon les caractéristiques régionales des huiles. Cette étude présente une régénération d'un modèle des corrélations expérimentales les plus communs dans lesquelles la modification se produit sur les coefficients de ces corrélations selon les caractéristiques régionales des huiles pour avoir des paramètres (PVT) plus précise.

**Mots-clés :** Données PVT, gisement, les réservoirs de pétrole, corrélations empiriques.

**Abstract:** The parameters Pressure - Volume - Temperature (PVT) are important in the calculations of the properties of fluids and the development of the deposits according to the determination of bubble pressure (Pb) and the oil formation volume factor (Bo), and

estimation of volumetric characteristics in petroleum reservoirs. PVT properties can be obtained from laboratory scale testing using representative samples of the oils.

In the absence of experimental parameters, it is also possible to use empirical correlations for the prediction of PVT properties, but these properties is not always valid and precise so it is difficult to obtain such a precise result thanks to empiricisms accused of the geological difference of reservoir, which represents the difference in the chemical composition of crude oil from one region to another. In this perspective, PVT correlations must be studied and modified according to the regional characteristics of the oils. This study presents a regeneration of a model of the most common experimental correlations in which the modification occurs on the coefficients of these correlations according to the regional characteristics of the oils to have

**Keywords:** Fluid properties (PVT), petroleum reservoirs, empirical correlation.

# *Dédicace*

*Je tiens dédier mon travail à mes très chers parents,  
pour leur sacrifices et encouragements, durant toute la  
période de mes études.*

*Je dédie mon travail à mon frère, mes sœurs et à tous  
les familles ZEGHOUDI et MEHIAOUI de proche  
et de loin.*

*A tous mes chers collèges dans la city universitaire et mes  
amis et à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la  
réalisation de ce Modeste travail.*

*ZEGHOUDI Mohammed*



## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail*

*A ma très chère Mère et mon très cher Père, pour tous les conseils qui  
m'ont donné, le soutien qui m'ont montré et les sacrifices qu'ils ont  
consentis pour qu'ils me voient réussir.*

*Au mémoire de mon grand-père AHMED et ma grand-mère  
HADDA qui ont laissé un grand vide dans mon cœur*

*A mon cher frère Haythem, mon cousin Hamza et mes chères sœurs  
surtout la petite Taouba et à tous les membres de ma famille*

*SERHANI et MOUR*

*A tous mes chers amis dans la city universitaire*

**SERHANI OUSSAMA**





# *Dédicace*

*A mes chers parents,*

*pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,*

*A mes chères sœurs ..... pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral,*

*A mes chers frères ....., pour leur appui et leur encouragement,*

*A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,*

*A tous mes fidèles amis qui donnent toujours des conseils importants et utiles,*

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infailible,*

*Merci d'être toujours là pour moi*

*F. A. R. A. D. J. J. Anes*

## Remerciement

*Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.*

*Nous tenons tout d'abord à remercier chaleureusement notre encadreur Ms. Robei Sara pour ses conseils, sa patience, et ses remarques qui nous ont été précieux. Nous le remercions vivement pour ses remarques et pour le temps qu'elle nous a accordés le long de cette période.*

*Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du département Production des hydrocarbures pour leurs aides et orientations durant notre formation.*

*Nous tenons à remercier également les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail.*

*Nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.*

*En définitive, dans ces dernières lignes nous tiens à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, les conseils et les encouragements qu'ils nous 'ont toujours prodigués ainsi que pour leurs soutiens tant moraux que financier.*

*Merci encore à tous....*

Sommaire.....	i
Liste des tableaux.....	v
Liste des figures.....	vii
Liste des abréviations.....	ix
Introduction générale .....	1
CHAPITRE I : Généralités sur les fluides pétroliers	
I.1. Introduction .....	4
I.2. Généralité sur les propriétés du pétrole et du gaz.....	4
I.3. Propriétés PVT .....	5
I.3.1. Propriétés de l'huile brut.....	5
I.3.2. Propriétés du gaz naturel.....	7
I.4. Principes fondamentaux du comportement des phases des hydrocarbures.....	9
I.4.1. Mono-composant (corps pur).....	9
I.4.2. Multi-composants (mélange) .....	11
I.5. Conclusion.....	12
CHAPITRE II : Echantillonnage et tests de laboratoire	
II.1. Introduction .....	13
II.2. L'échantillonnage des fluides hydrocarbures.....	13
II.2.1. Echantillonnage pour mesures de chantier .....	13
II.2.2. Echantillonnage pour les tests de laboratoire.....	13
II.3. Les tests de laboratoire.....	16
II.3.1. Analyses compositionnelles du système.....	16
II.3.2. Procédures pour les analyses PVT standard .....	17
II.3.2.1 Etude à masse constante (CCE).....	18
II.3.2.2 Test de Libération différentielle (DL) .....	20
II.3.2.3 Essais de séparation .....	22
II.3.2.4 Mesures de viscosité .....	23
II.4. Conclusion.....	25
Chapitre III : Les équations d'états	
III.1. Introduction.....	26
III.2. Sélection des corrélations PVT des propriétés pétrolières.....	26
III.3. Les équations d'état .....	27
III.3.1. Corrélation de AL-MARHOUN 1985 : .....	27
III.3.2. Corrélation de Standing 1947 : .....	29
III.3.3. Corrélation de Lasater (1958) : .....	30



III.3.4. Vasquez et Beggs (1980) :.....	31
III.4. Comparaison des corrélations .....	34
III.5. Conclusion .....	36
CHAPITRE IV Modélisation numérique	
IV.1. Description du champ HMD.....	37
IV.1.1. Situation géographique :.....	37
IV.1.2. Caractéristiques des fluides et de la roche réservoir : .....	38
IV.2. Acquisition des données .....	39
IV.3. Plan de travail .....	40
IV.4. Résultats et discussion .....	40
IV.4.1. Pression de point de bulle ( $P_b$ ) : .....	41
IV.4.2. Facteur de volume de formation d'huile ( $B_o$ ) .....	46
IV.4.3. Solution GOR ( $R_s$ ).....	53
IV.5. Conclusion .....	59
Conclusion et recommandations.....	600
Références.....	611

### Liste des tableaux

Tableau II-1 : composition en pourcentage molaire du gaz et du liquide séparateur .....	16
Tableaux II-2 : comportement a masse constante CCE du liquide séparateur.....	20
Tableaux II-3 : Propriétés de la phase liquide du comportement déffrentiel.....	22
Tableau IV.1 : Caractéristiques de fluide et de la roche réservoir.....	38
Tableau IV.2 : Description des données pour le pétrole brut de trois champs de Hassi Messaoud .....	39
Tableau IV.3 : les corrélations utilisées pour le calcul de Pb .....	41
Tableau IV.4 : Coefficients de corrélation de Bolondarzadeh et al (2006) .....	43
Tableau IV.5 : Coefficients de corrélation de Standing (1947).....	44
Tableau IV.6 : Etude statistique de $R^2$ et l'erreur relative absolue de chaque corrélation avant et après modification .....	45
Tableau IV.7 : les corrélations utilisées pour le calcul de Bo.....	46
Tableau IV.8 : Coefficient de corrélation $R^2$ après régression non linéaire .....	47
Tableau IV.9 : Coefficients de corrélation d'Elsharkawy et Alikhan (1997) pour le Bo.....	48
Tableau IV.10 : Coefficients de corrélation de Hanafy et al (1997) pour le Bo.....	49
Tableau IV.11 : Coefficients de corrélation de Khairy et al (1998) pour le Bo .....	50
Tableau IV.12 : Coefficients de corrélation de Macary et El-Batnoney (1992) pour le Bo.....	51
Tableau IV.13 : Etude statistique de $R^2$ et l'erreur relative absolue de chaque corrélation avant et après modification .....	52
Tableau IV.14 : les corrélations utilisées pour le calcul de Rs .....	53
Tableau IV.15 : Coefficients de corrélation de Khamehchi et Ebrahimian (2009) pour le Rs .....	54
Tableau IV.16 : Coefficients de corrélation de Vasquez et Beggs (1980) pour le Rs .....	55
Tableau IV.17 : Coefficients de corrélation de Standing (1947) pour le Rs .....	56
Tableau IV.18 : Coefficients de corrélation de Standing (1981) pour le Rs .....	57
Tableau IV.19 : Etude statistique de $R^2$ et l'erreur relative absolue de chaque corrélation avant et après modification .....	58

---

**Liste des figures**

Fig I.1. Facteurs de volume de formation (FVF).....	6
Figure I.2. Diagramme de pression-température pour un corps pur.....	10
Figure I.3. Diagramme pression-volume pour un corps pur (diagramme de Clapeyron) .	10
Fig Figure I.4. Diagramme de pression-température pour deux corps et le mélange.....	11
Figure I.5. Diagramme de pression-volume pour deux corps et le mélange .....	12
Figure II.1: Echantillonneur de fond.....	15
Figure II.2: Echantillonnage de surface d'huile et de gaz .....	15
Figure II.3 Diagramme schématique de la cellule PVT équipée du SDS.....	18
Figure II.4: Test d'étude à composition constante( <i>CCE</i> ) .....	19
Figure II.5: Test de Libération différentielle (DL) .....	21
Figure II.6: Essais de séparation à trois étages .....	23
Figure II.7 Diagramme schématique du viscosimètre électromagnétique cambridge.....	23
Figure II.8 : Schéma de configuration du viscosimètre capillaire .....	25
Fig IV.1: Localisation du champ HMD .....	37
Fig IV.2 : Comparaison graphique entre $P_b$ expérimentale et $P_b$ calculée par la corrélation modifier de Bolondarzadeh et al (2006) .....	44
Fig IV.3 : Comparaison graphique entre $P_b$ expérimentale et $P_b$ calculée par la corrélation modifier de Standing (1947).....	45
Fig IV.4 : Comparaison graphique entre $B_o$ expérimentale et $B_o$ calculé par la corrélation modifier d'Elsharkawy et Alikhan (1997) .....	54
Fig IV.5 : Comparaison graphique entre $B_o$ expérimentale et $B_o$ calculé par la corrélation modifier de Hanafy et al (1997).....	50
Fig IV.6 : Comparaison graphique entre $B_o$ expérimentale et $B_o$ calculé par la corrélation modifier de Khairy et al (1998) .....	51
Fig IV.7 : Comparaison graphique entre $B_o$ expérimentale et $B_o$ calculé par la corrélation modifier de Macary et El-Batnoney (1992).....	52
Fig IV.8 : Comparaison graphique entre $R_s$ expérimentale et $R_s$ calculée par la corrélation modifier de Khamehchi et Ebrahimian (2009) .....	55
Fig IV.9 : Comparaison graphique entre $R_s$ expérimentale et $R_s$ calculée par la corrélation modifier de Vasquez et Beggs (1980).....	56

---

---

Fig IV.10 : Comparaison graphique entre $R_s$ expérimentale et $R_s$ calculée par la corrélation modifier de Standing (1947) .....	57
Fig IV.11 : Comparaison graphique entre $R_s$ expérimentale et $R_s$ calculée par la corrélation modifier de Standing (1981) .....	58

<b>Abréviation</b>	<b>Signification</b>
$P_b$	La pression au point de bulle
$B_o$	Le facteur de volume de formation d'huile
GOR	GAS OIL RATIO
$R_s$	Solution GOR
$C_o$	Compressibilité
$B_g$	Le facteur de volume de formation de gaz
BOP	Blow Out Preventer
$P_c$	Pression au point critique
$T_c$	Température au point critique
<i>DL</i>	Test de Libération différentielle
<i>CCE</i>	Etude à masse constante
$Z$	Facteur de compressibilité
$\gamma_g$	Densité de gaz
$\gamma_o$	Densité d'huile
STB	Stock tank barrel
Scf	Standard cubic feet
API	Degré API d'huile ; Degré API = $141,5/d - 131,5$
FVF	Facteur de volume de formation.



# **Introduction générale**

## **Introduction générale**

Les propriétés de Pression-volume-température (PVT) sont le terme général utilisés pour exprimer le comportement volumétrique d'un fluide du réservoir en fonction de la pression et de la température. Ces propriétés sont très importantes pour les géophysiciens et pour les ingénieurs pétroliers, notamment pour les calculs des bilans matières, pour les calculs de performance d'afflux, ainsi que pour l'analyse, l'identification, la détermination et les estimations des réserves et des quantités qui peuvent être récupérées. Elles sont également très importantes pour la détermination des taux du pétrole ou du gaz et des simulations des réservoirs numériques.

Le calcul des réservations dans un gisement de pétrole ou de la détermination de son exécution exige une connaissance de la pression physique et de la température du fluide d'importance primaire la pression de bulle, une solution GOR et de facteur volume de formation. Les propriétés PVT peuvent être obtenues à partir des essais à l'échelle laboratoire en utilisant des échantillons représentatifs des huiles. Dans le meilleur des cas, les mesures de laboratoire des propriétés de PVT sont la source primaire de données de PVT déterminées à partir des études de laboratoire sur des échantillons rassemblés du fond du puits ou de la surface.

Pendant les dernières années les ingénieurs sont rendus compte de l'importance de développer et d'employer des corrélations empiriques pour les propriétés PVT au lieu des données de laboratoire pour déterminer l'exécution nécessaire de réservoir de propriétés liquides et la conception d'équipement pour cela des divers chercheurs ont essayé de développer des corrélations appropriées pour les propriétés fluides de prévision de réservoir avec des divers niveaux de succès. En cas d'absence de mesures expérimentales de propriétés PVT, il est nécessaire d'utiliser la corrélation empirique ou l'équation d'état.

L'analyse pression-volume de la température (PVT) est l'étude des changements du volume d'un fluide comme fonction de pression et de la température. L'essence de l'analyse de PVT est de simuler ce qui a lieu dans le réservoir et sur la surface pendant la production et fournit des informations essentielles au sujet du comportement physique et thermodynamique des fluides de réservoir.

Le sujet est approché d'un point de vue mécaniste en identifiant simplement que des paramètres de PVT peuvent être déterminés comme fonctions de pression par analyse

courante de laboratoire. Aucune tentative n'est faite de décrire les processus thermodynamiques complexes implicites dans la détermination de ces paramètres.

Maintenant que la demande sur l'énergie propre est en croissance, il est donc devenu nécessaire de procéder à une estimation précise des réserves existants, de développer les méthodes de récupération, d'augmenter les capacités de stockage et de transport et de multiplier les installations de traitement. Il est également nécessaire d'appliquer les normes de sécurité et de fabrication les plus rigoureuses dans le traitement.

Beaucoup de chercheurs ont employé des résultats d'essai en laboratoire de PVT, et des données de champ, pour se développer des corrélations généralisées pour estimer des propriétés des fluides de réservoir. Les propriétés principales qui sont déterminées des corrélations empiriques sont la pression de point de bulle, la solubilité de gaz et le facteur de volume de formation. Les corrélations assortissent typiquement les données expérimentales utilisées avec une déviation moyenne de moins que quelques pour cent. Elle n'est pas peu commune, cependant, pour observer des déviations avec un ordre de grandeur plus haut une fois appliquée à autre fluides.

L'objectif principale de ce travail est consisté de faire une étude et une modélisation des propriétés PVT (sur la pression de bulle  $P_b$ , le facteur de volume de formation  $B_o$  et Rapport de Solution gaz-huile  $R_s$ ). En appliquant les corrélations standard ensuite on modifie la corrélation sélectionnée par le recalcul des nouveaux coefficients adaptés sur le champ de HASSI MESSAOUD. Le travail se fait par l'analyse statistique, par la régression non linéaire, utilisant le logiciel IBM SPSS version 26.

Le mémoire présenté dans ce document comporte quatre chapitres :

Dans le premier chapitre présent les propriétés physiques du pétrole et du gaz, la composition des fluides pétroliers et des fractions pétrolières et les familles essentielles des hydrocarbures qui composent les différents types de réservoirs et gisements, ensuite il passe à la définition des propriétés PVT et indique toutes les propriétés essentielles pour l'huile et pour le gaz et les principes fondamentaux du comportement liquide de réservoir avec représentation des diagrammes thermodynamiques qui spécifier le comportement des mélanges dans les différents gisements.

Le deuxième chapitre constitue le protocole expérimental et prédictives pour évaluer le comportement PVT d'un gisement, c'est la partie essentielle de l'étude bibliographique.



Après, le troisième chapitre cite les corrélations empiriques les plus utilisées, les facteurs affectant le choix de la corrélation et leur importance pour atteindre l'objectif de ce travail.

En fin, le dernier chapitre constitue la partie la plus importante dans ce mémoire, les données de base utilisées dans cette étude sont de champ HASSI MESSAOUD ainsi que le détail de la procédure de modélisation et il regroupe aussi les résultats numériques correspondant. La régression non linéaire est utilisée dans le contexte et il est consacré aux discussions des résultats.



**CHAPITRE I :**

**Généralités sur les fluides pétroliers**

## **I.1. Introduction**

Ce chapitre documente les propriétés physiques du pétrole et du gaz et la composition des fluides pétroliers et des fractions pétrolières et les familles essentielles des hydrocarbures qui composent les différents types de réservoirs et gisements, ensuite il passe à la définition des propriétés PVT et indique toutes les propriétés essentielles pour l'huile et pour le gaz et les principes fondamentaux du comportement liquide de réservoir avec représentation des diagrammes thermodynamiques qui spécifient le comportement des mélanges dans les différents gisements.

## **I.2. Généralité sur les propriétés du pétrole et du gaz**

Le pétrole est un mélange complexe consistant principalement en hydrocarbures et contenant le soufre, l'azote, l'oxygène, et l'hélium en tant que constituants mineurs. Les propriétés physiques et chimiques de pétroles bruts varient considérablement et dépendent de la concentration des divers types des hydrocarbures et de constituants mineurs actuels. Dans un gisement, l'huile est généralement associée à une quantité plus ou moins importante de gaz constitué pour l'essentiel d'un mélange des hydrocarbures les plus légers. Ce gaz se forme de point de bulles dans l'huile, mais y est dissous, l'huile et le gaz ne constituant qu'un seul liquide du moins jusqu'à saturation (stade auquel le liquide ne dissout plus le gaz). L'huile peut dissoudre jusqu'à 200 fois et plus son volume de gaz. Une description précise des propriétés physiques de pétroles bruts est d'importance considérable dans les domaines de la science appliquée et théorique et particulièrement dans la solution des problèmes de technologie de réservoir de pétrole

Les systèmes naturels d'hydrocarbures trouvés dans des réservoirs de pétrole sont des mélanges des composés organiques qui montrent le comportement multiphasique sur les éventails des pressions et des températures. Ces accumulations d'hydrocarbure peuvent se produire dans l'état gazeux, l'état liquide, l'état solide ou dans diverses combinaisons du gaz, du liquide et du solide. Ces différences dans le comportement de phase, ajouté aux propriétés physiques de la roche de réservoir qui déterminent la facilité relative avec laquelle le gaz et le liquide sont transmis ou maintenus, ont comme conséquence beaucoup de types divers de réservoirs d'hydrocarbure avec des comportements complexes. Fréquemment, les ingénieurs de pétrole ont la tâche d'étudier le comportement et les caractéristiques d'un réservoir de pétrole et de déterminer le cours du futur développement et production qui maximiserait le bénéfice. [13]

### **I.3. Propriétés PVT**

Le calcul des réserves dans un gisement de pétrole et de la détermination de son exécution et sciences économiques exige une bonne connaissance des propriétés physiques de fluides. La pression de bulle ( $P_b$ ), la solution GOR, le facteur de volume de formation d'huile ( $B_o$ ) et la compressibilité ( $C_o$ ) sont d'importance primaire dans le calcul d'équilibre de matière, tandis que la viscosité joue un rôle important dans l'interprétation d'essai de production et dans l'analyse de problème de puits.

Les propriétés physiques et chimiques de pétroles bruts varient considérablement et dépendent de la concentration des divers types des hydrocarbures et de constituants mineurs actuels.

#### **I.3.1. Propriétés de l'huile brut**

##### **I.3.1.a. La pression de point de bulle (pression de saturation)**

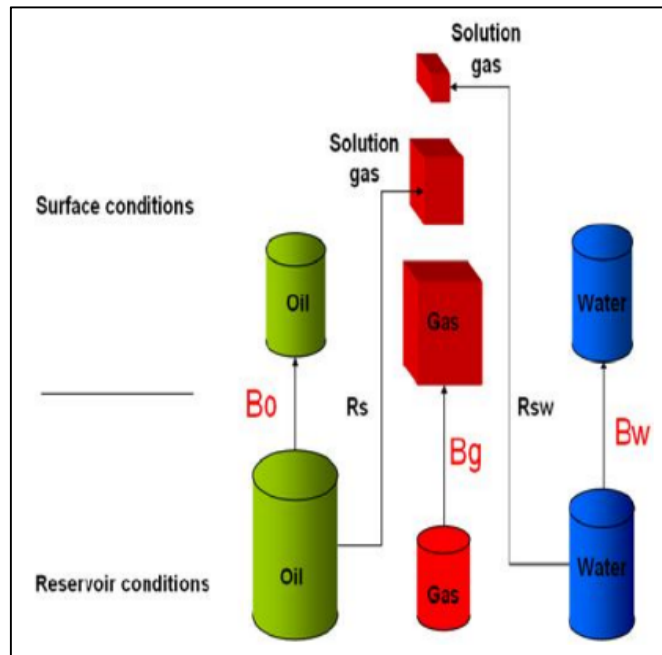
La pression de bulle est ( $P_b$ ) la pression à laquelle la première bulle du gaz évolue. De la pression de bulle est empiriquement corrélée en fonction de la solution GOR, de la densité de gaz, de la densité d'huile et de la température.

##### **I.3.1.b. Facteur de volume de formation FVF ( $B_o$ )**

Ce facteur est le rapport de volume du l'huile, du gaz ou d'eau aux conditions du réservoir au volume de même nature aux conditions de surface. En pratique, les FVF s'écrivent  $B_o$  pour l'huile (et  $B_g$  pour les gaz). Les  $B_o$  et les  $R_s$  varient beaucoup suivant les types d'huiles : légère, moyenne et lourde. [4]

##### **I.3.1.c. Rapport gaz – huile de solution ( $R_s$ )**

Le rapport de gaz-huile de solution (ou dissous), qui est le nombre de pieds cubes standard de gaz qui se dissoudront dans un baril courant de réservoir d'huile quand tous les deux sont pris vers le bas au réservoir à la pression de réservoir et à la température régnantes. Il est nommé solution GOR ('unités- [scf. gaz/ stb], Huile, [ $m^3/m^3$ ]).



*Fig I.1. Facteurs de volume de formation (FVF).*

### I.3.1.d. La densité

On rappelle que la densité d'un liquide c'est le rapport entre la masse volumique du liquide à celle de l'eau. Chacune d'elle étant mesurée à une température donnée. Dans l'industrie du pétrole, on admet d'utiliser la même température 15° C pour l'eau et pour l'huile, dans ces conditions, la densité du pétrole brut varie de 0.700 pour les condensates légers jusqu'à des valeurs quelque peu supérieures à l'unité pour les bitumes par l'équation suivante :

$$d_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (I-1)$$

Avec :  $d_o$  : La densité d'huile.

$\rho_o$ : La masse volumique d'huile.

$\rho_w$ . La masse volumique d'eau. [7]

### I.3.1.e. Rapport gaz /Huile (GOR)

Il 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 dissous dans l'huile de réservoir [13] Il est donné par l'équation suivante :

$$GOR = \frac{\text{Volume gaz (CS)}}{\text{Volume huile (CS)}} \quad (I-2)$$

### I.3.1.f. Compressibilité d'huile $C_o$

La compressibilité est une caractéristique d'un corps, définissant sa variation relative de volume sous l'effet d'une pression appliquée. C'est une valeur très grande pour les gaz, faible pour les liquides et très faible pour les solides usuels. [4]

### I.3.1.g. Facteur de contraction (Fc) ou shrinkage (Sh)

La différence entre le volume a (pression et température) données et le volume au bac de stockage représente la contraction de liquide, cette contraction est due à la fois à la libération du gaz dissous provoquée par la baisse de pression et la diminution de température [2], donné par l'équation suivante :

$$F_c = \frac{\text{Volume huile (CS)}}{\text{Volume huile (P,T)}} \quad (\text{I-3})$$

### I.3.1.h. La viscosité d'Huile $\mu_o$

La viscosité du pétrole brut est une propriété physique importante qui contrôle et influence au flux de pétrole à travers les milieux poreux et les pipes de production ou à la surface ; La viscosité, en général, est définie comme la résistance interne du fluide à l'écoulement. [4]

## I.3.2. Propriétés du gaz naturel

Un gaz est défini comme un fluide homogène de faible viscosité et densité qui n'a pas de volume défini mais se dilate pour remplir complètement le récipient dans lequel il est placé. Généralement, le gaz naturel est un mélange de gaz hydrocarbonés et non hydrocarbonés. Les gaz d'hydrocarbures que l'on trouve normalement dans un gaz naturel sont les méthanes, les éthanes, les propanes, les butanes, les pentanes et de petites quantités d'hexanes. Les gaz non hydrocarbonés (c'est-à-dire les impuretés) comprennent le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène et l'azote.

### I.3.2.a. La masse Moléculaire

L'une des principales propriétés des gaz qui intéresse souvent les ingénieurs est la masse moléculaire apparent. Si  $y_i$  représente la fraction molaire du composant dans un mélange gazeux, la masse moléculaire apparent est défini mathématiquement par l'équation suivante :

$$M_g = \sum_{i=1} Y_i M_i \quad (\text{I-4})$$

Avec :

$y_i$  : la fraction molaire de composant.

$M_i$  : la masse moléculaire de composant.

$M_g$  : masse moléculaire apparent d'un mélange de gaz.

### I.3.2.b. La densité

La densité est définie comme le rapport de la densité de gaz à celle de l'air. Les deux densités sont mesurées ou exprimées à la même pression et à la même température. Communément, la pression standard  $P_{sc}$  et la température standard  $T_{sc}$  sont utilisées pour définir la densité du gaz par l'équation suivante :

$$d_g = \frac{M_g}{28.966} \quad (I-5)$$

Avec :  $M_g$  : La masse moléculaire du gaz.

28.966 : la masse molaire de l'air. [7]

### I.3.2.c. Facteur de volume de formation de gaz $B_g$

Le facteur de volume de formation de gaz est utilisé pour relier le volume de gaz, tel que mesuré dans les conditions du réservoir, au volume de gaz tel que mesuré dans les conditions standard. Cette propriété gazeuse est alors définie comme le volume réel occupé par une certaine quantité de gaz à une pression et une température spécifiée, divisé par le volume occupé par la même quantité de gaz dans des conditions standard par l'équation suivante :

$$B_g = \frac{V(P,T)}{V(P_{sc},T_{sc})} \quad (I-6)$$

Avec :  $B_g$  : facteur de volume de formation de gaz, ft<sup>3</sup> / scf.

$V(P, T)$  : volume de gaz à la pression  $P$  (psi) et à la température  $T$ (K).

$V(P_{sc}, T_{sc})$  : volume de gaz aux conditions standard, scf. [4]

### I.3.2.d. Le 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. Avec les notations habituelles, l'équation d'état des gaz naturels comme l'équation suivante :

$$PV = Z_nRT \quad (I-7)$$

Le facteur de compressibilité dépend de la compressibilité du gaz, de la pression et de la température.

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

#### **I.4. Principes fondamentaux du comportement des phases des hydrocarbures**

Une phase est la partie homogène d'un système qui est physiquement différent et séparer des autres systèmes par des limites bien définies. Bien que la phase des substances soit contrôlée par la pression et la température il suffit juste de changer cette dernière pour que la substance passe d'une phase à l'autre, ce changement est dit le comportement des phases.

Les systèmes des hydrocarbures trouvés dans les réservoirs montrent un comportement multiphasique sur intervalles des pressions et des températures très larges. Les phases les plus importantes apparues dans le domaine des hydrocarbures sont : la phase liquide, comme le brut et le condensat et la phase gazeuse comme le gaz naturel. Les conditions sous lesquelles ces phases existent ayant une grande importance. La détermination mathématique ou expérimentale de ces conditions est convenablement exprimée sous différents types des diagrammes appelés : diagrammes des phases.

##### **I.4.1. Mono-composant (corps pur)**

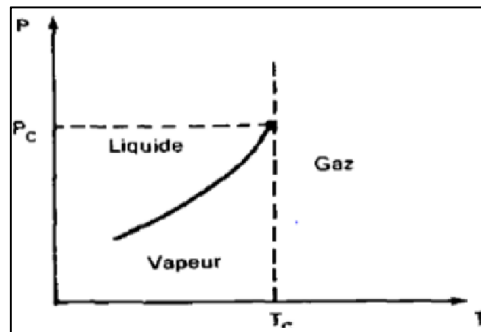
Le système le plus simple des hydrocarbures est celui qui contient un seul composant. Il est constitué des molécules identiques.

##### **I.4.1.a. Diagramme pression-température**

Si on représente, en coordonnées  $P$  et  $T$ , les points de bulle et de rosée, on trouve qu'ils sont confondus pour chaque température puisque les pressions de bulle et de rosée sont les mêmes.

L'état diphasique est donc aussi représenté par la courbe de saturation qui s'arrête au point critique ( $P_c$ ,  $T_c$ ) comme il représente la figure [8].



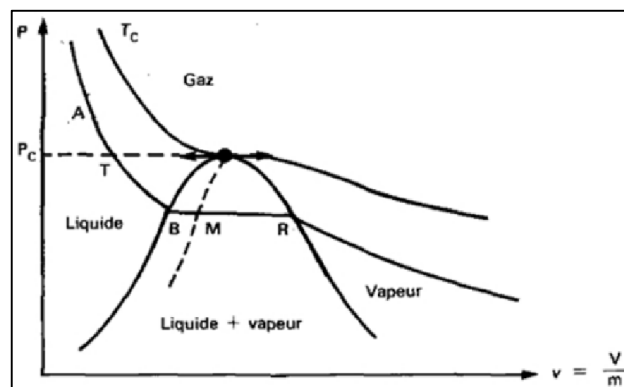


*Figure I.2. Diagramme de pression-température pour un corps pur.*

#### I.4.1.b. Diagramme pression-volume

On observe successivement dans le diagramme de Clapeyron :

- Une décroissance rapide de la pression tant que le corps pur reste en phase liquide : les liquides sont peu compressibles.
- L'apparition d'une phase vapeur (point B sur la Fig. (I.2)) : point de bulle.
- L'augmentation de la phase vapeur et la diminution de la phase liquide et la pression reste constante.
- la disparition de la dernière goutte de liquide (point R sur la figure (I.2)) : point de rosée.
- une décroissance relativement lente de la pression : les vapeurs sont compressibles.



*Figure I.3. Diagramme pression-volume pour un corps pur (diagramme de Clapeyron).*

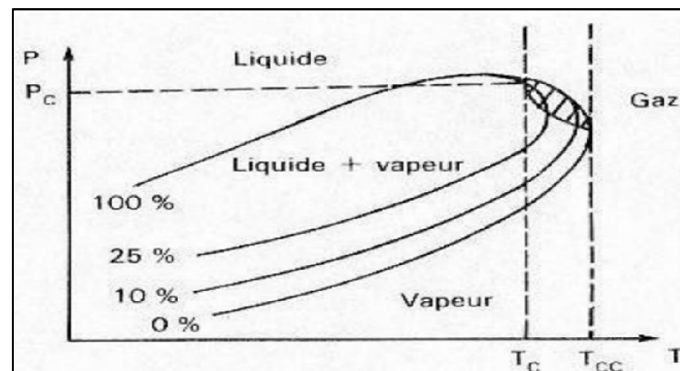
On peut répéter l'expérience pour des températures inférieures et supérieures à  $T$ , jusqu'à une température  $T_c$  (température critique) au-dessus de laquelle le corps pur est toujours monophasique, quelle que soit la pression. Les différents points de bulle constituent la

courbe de bulle, les différents points de rosée constituent la courbe de rosée. Ces deux courbes s'appellent la courbe de saturation.

## I.4.2. Multi-composants (mélange)

### I.4.2.a. Diagramme pression-température

On trace la courbe de saturation d'un mélange à la forme d'une enveloppe, constituée de deux branches, courbe de bulle et de rosée. Le point critique se situe soit à gauche soit à droite du maximum de la courbe de saturation,  $T$  et  $P$  de ce point sont différentes de la pression et à la température maximale d'existence des deux phases ( $T_{cc}$ ,  $P_{cc}$ ) comme il représente la figure (I.4).

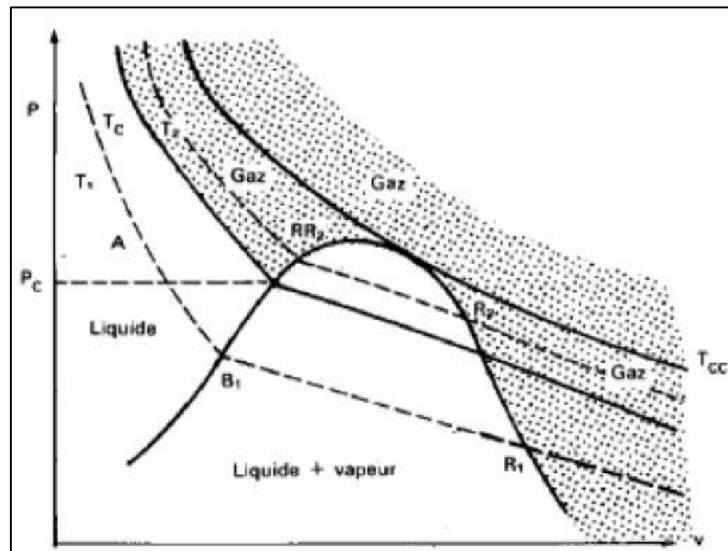


*Figure I.4. Diagramme de pression-température pour deux corps et le mélange.*

### I.4.2.b. Diagramme pression-volume

On observe successivement sur le diagramme dans la figure (I.5) :

- Une décroissance rapide de la pression en phase liquide.
- L'apparition d'une phase vapeur point  $B_1$  ; point de bulle.
- L'augmentation de la phase vapeur et la diminution de la phase liquide, la pression diminue, mais moins rapidement qu'en phase liquide seule.
- La disparition de la dernière goutte de liquide au point de rosée  $R_1$ .



*Figure I.5. Diagramme de pression-volume pour deux corps et le mélange.*

### I.5. Conclusion

La connaissance des quelques paramètres thermodynamiques comme : la pression et la température du fluide, le GOR, le facteur volumétrique de formation, le facteur de compressibilité et la masse volumique... etc., aider les ingénieurs du réservoir pour faire une évaluation une estimation de réservoir et les performances volumétriques de ces propriétés à différents niveaux de pression.

D'autre part, l'obtention de ces propriétés peut aussi résoudre beaucoup de problèmes pendant la production, pour ce raison, l'étude et l'analyse PVT à partir du certain test sur des échantillons représentatifs prélever de réservoir dans un laboratoire, nous avons réussi à recueillir ces propriétés. Dans le chapitre suivant nous expliquerons ces tests et les procédures expérimentales.

D'une manière générale, les propriétés PVT sont déterminées au laboratoire à partir des études sur des échantillons prélevés au fond du puits de forage ou à la surface. Les résultats expérimentaux sont cependant très coûteux à obtenir. Par conséquent, la solution la plus utilisée est d'étudier le comportement thermodynamique du pétrole à partir des équations d'état et de développer des corrélations empiriques et/ou semi-empiriques.



**CHAPITRE II :**

**Echantillonnage et tests de laboratoire**

## **II.1. 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.

Dans ce chapitre, on va tout d'abord exposer les différents types d'échantillonnage des fluides pétroliers, ensuite, on va expliquer les différents tests réalisés au laboratoire.

## **II.2. L'échantillonnage des fluides hydrocarbures**

Deux types d'échantillonnage sont généralement réalisés en cours de test :

### **II.2.1. Echantillonnage pour mesures de chantier**

Cet échantillonnage est effectué :

- ❖ Soit en amont du manifold de duses lorsque le puits est en phase de dégorgeement.
- ❖ Soit sur le séparateur ou le bac de comptage pour l'huile.

Les échantillons de gaz sont généralement réalisés dans des récipients en verre (bouteilles, éprouvettes...). L'avantage du verre est d'être neutre même dans le cas de présence de gaz corrosifs.

Si le puits n'est pas éruptif ou si le test a été arrêté avant l'arrivée en surface de la (ou les) phases liquide de l'effluent produit, l'échantillonnage de la (ou les) phase liquide est fait pendant la circulation inverse.

### **II.2.2. Echantillonnage pour les tests de laboratoire**

A l'arrivée, un flacon échantillon est connecté à une pompe volumétrique haute pression pour vérifier les pressions d'ouverture à température ambiante. Ensuite, l'échantillon est conditionné à des conditions de pression et de température appropriées pour le restaurer dans

ses conditions d'origine. Pour un échantillon de fond, le flacon d'échantillon est chauffé à la température de réservoir, pressurisé à au moins de la pression de réservoir et autorisé à s'équilibrer sous un basculement continu pendant cinq jours, sauf indication contraire. Ce processus aide à disperser / dissoudre les asphaltènes ou les particules de cire qui peuvent s'être formés pendant le refroidissement de l'échantillon aux conditions ambiantes. De plus, si l'échantillon était devenu diphasique (vapeur-liquide) pendant le refroidissement, le processus de restauration restaurera l'échantillon dans des conditions monophasiques. Pour les échantillons de gaz et d'huile du séparateur, l'échantillon d'huile est conditionné à la température du séparateur et à une pression supérieure à la pression du séparateur pendant 24 heures pour restaurer et homogénéiser l'échantillon à ses conditions d'échantillonnage. L'échantillon de gaz séparateur est chauffé au-delà de la température du séparateur pendant un minimum de 24 heures pour assurer la vaporisation de tout composant condensé. [9]

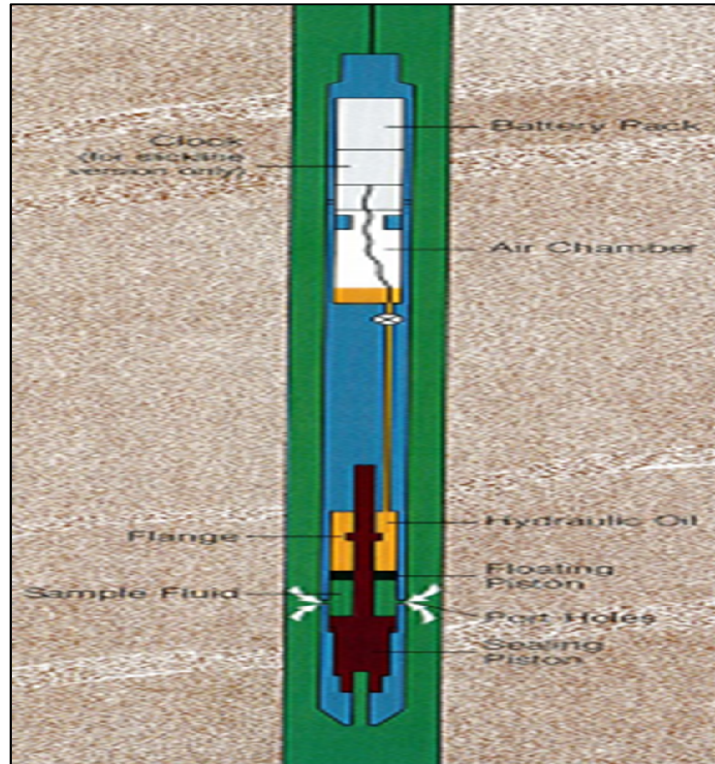
Le but du l'échantillonnage est d'obtenir une quantité suffisante de fluide sous pression, qui représente la totalité de fluide de réservoir trouvée initialement dans la formation. Les propriétés thermodynamiques des *HC* sont déterminées expérimentalement sur des échantillons représentatifs le plutôt 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 :

### **II.2.2.a. Echantillonnage de fond**

L'échantillon est recueilli au fond du puits au-dessus de la zone testée, cette méthode est appliquée à l'échantillonnage d'un effluent monophasique avec un outil (échantillonneur) descendu au câble [6] Cette opération est possible si :

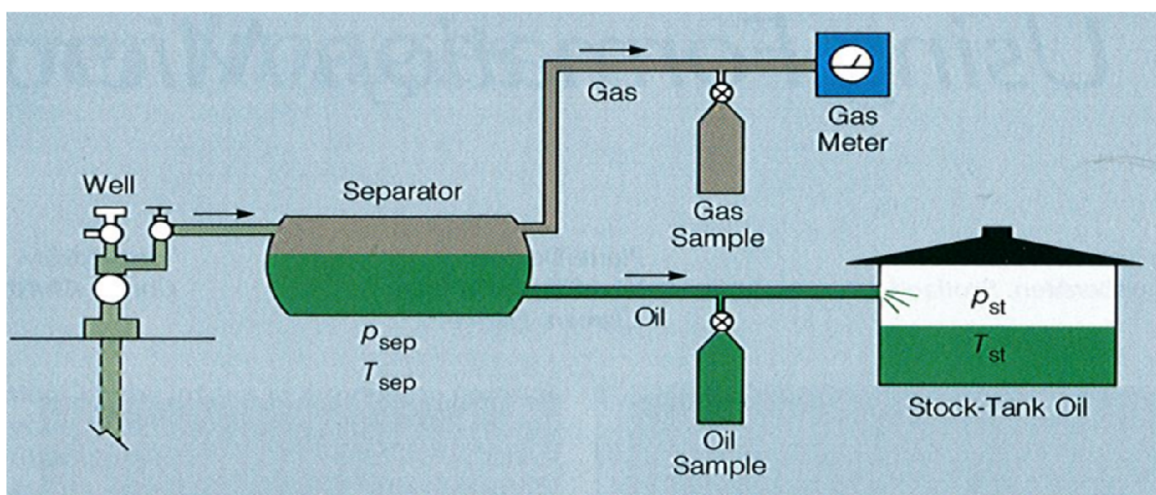
- La garniture de test permet le passage de l'échantillonneur.
- L'effluent au fond du puits est monophasique.
- Il n'y a pas de fluide étranger a la cote de prélèvement.



*Figure II.1: Echantillonneur de fond*

### II.2.2.b. Echantillonnage de surface

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) [6].



*Figure II.2: Echantillonnage de surface d'huile et de gaz*

### II.3. Les tests de laboratoire

#### II.3.1. Analyses compositionnelles du système

Elle est généralement exécutée sur tous les échantillons des fluides de réservoir pour donner leurs compositions [10]. 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+.

**Tableau II.1 : composition en pourcentage molaire du gaz et du liquide séparateur**

Constituants	MW(g/mole)	%Molaire gaz séparateur	%Molaire liquide séparateur	Densité(g/cc)
N <sub>2</sub>	28.024	4.04	0.265	
CO <sub>2</sub>	44.010	1.92	0.164	
C1	16.043	53.14	2.402	
C2	30.070	20.01	3.935	
C3	44.097	13.26	6.972	
I-C4	58.124	1.43	1.472	
N-C4	58.124	3.98	5.964	0.664
I-C5	72.151	0.72	2.402	0.738
N-C5	72.151	0.90	4.368	
C6	86.178	0.46	7.712	0.765
C7	96	0.19	8.599	0.781
C8	107	0.00	6.389	
C9	121	0.00	6.404	0.792
C10	134	0.00	5.842	0.796
C11	147	0.00	4.789	
C12+	295	0.00	32.321	0.886
Total		100	100	



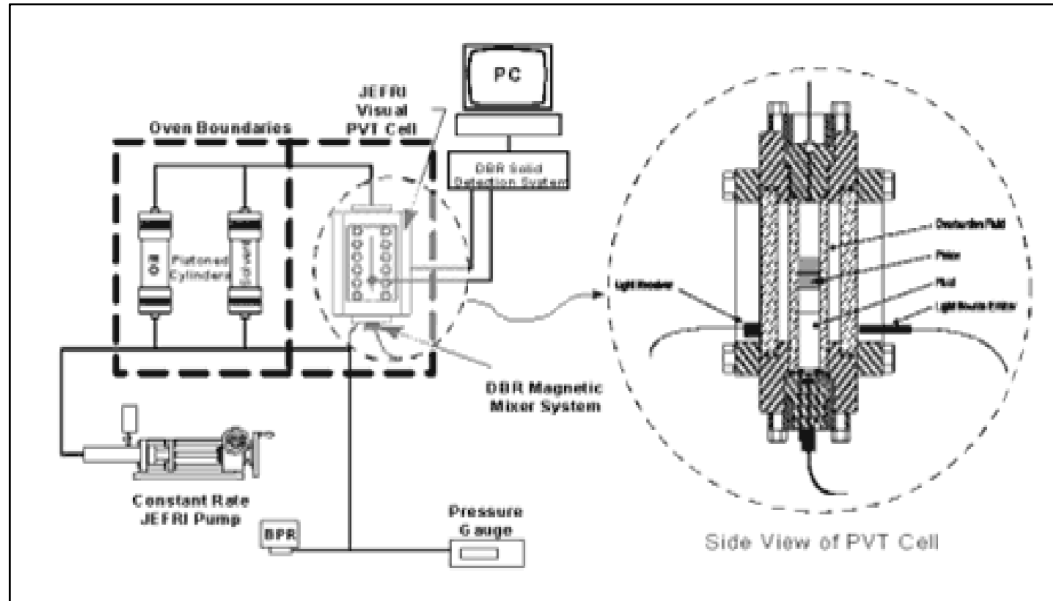
### II.3.2. Procédures pour les analyses PVT standard

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

- Etude à masse constante (*CCE*).
- Test de Libération différentielle (*DL*).
- Essais de separation.
- Viscosité

La figure (II.3) est un schéma de la cellule PVT visuelle utilisée pour tous les tests PVT. Le corps principal de la cellule se compose d'un tube Pyrex logé à l'intérieur d'une coque en acier avec des plaques de verre trempé verticales pour permettre l'observation visuelle de tout le contenu du tube interne. Le tube en verre Pyrex mesure 15,200 cm de long avec un diamètre intérieur de 3,200 cm. Cela se traduit par un volume de travail effectif d'environ 120,0 cc. Un piston flottant spécialement conçu (décrit ci-dessous) et un mélangeur à turbine à couplage magnétique sont montés à l'intérieur du tube Pyrex pour permettre un fonctionnement sans mercure.

Le volume et la pression des fluides étudiés, sont contrôlés par une pompe à débit variable qui permet l'injection ou l'élimination du fluide hydraulique transparent. Le même fluide de déplacement transparent est connecté à la coque extérieure en acier pour maintenir une pression différentielle équilibrée (minimale) sur le tube Pyrex. L'équilibrage du fluide étudié est réalisé au moyen d'un mélangeur à roue à couplage magnétique monté sur le capuchon d'extrémité inférieur. Il convient de noter que le capuchon d'extrémité inférieure est spécialement conçu pour atteindre deux objectifs principaux : (i) protéger le contenu de la cellule de tout effet / flux magnétique et (ii) assurer la charge et l'échantillonnage du fluide d'essai. [9]

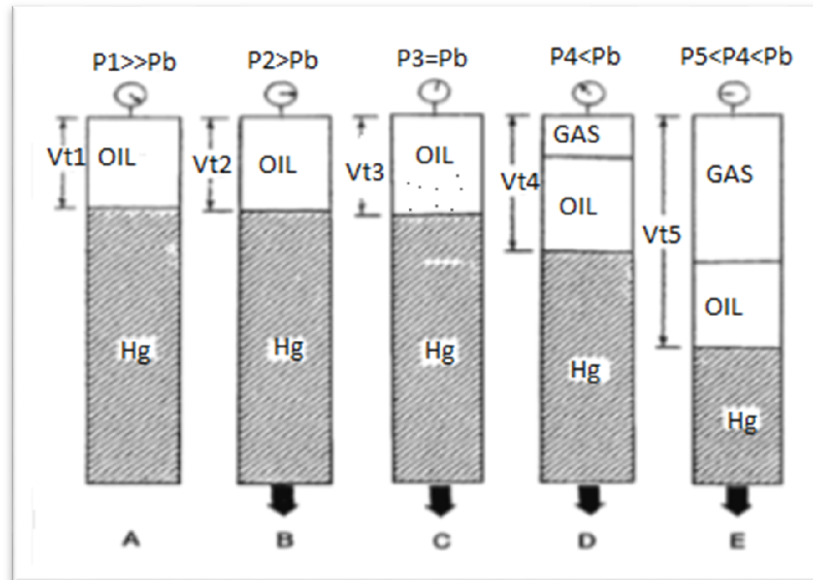


**Figure II.3 : Diagramme schématique de la cellule PVT équipée du SDS**

La cellule PVT est logée dans un four à circulation d'air forcé à température contrôlée. La température de la cellule est mesurée avec un RTD en platine et est affichée sur un indicateur numérique avec une précision de  $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ . La pression de la cellule est surveillée avec un manomètre numérique étalonné précis à  $0,1\%$  de la pleine échelle. La pression de fonctionnement et la température maximales de ce système PVT sont respectivement de  $15\ 000\text{ psia}$  et  $200,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

### II.3.2.1 Etude à masse constante (CCE)

C'est un processus de séparation (gaz-huile) dans lequel le gaz et l'huile sont toujours en contact durant ce test. La figure (II.4) résume le déroulement du test CCE, elle représente une diminution progressive de la pression jusqu'à l'apparition de la première bulle de gaz à la pression de point de bulle puis la séparation de gaz du liquide.



*Figure II.4: Test d'étude à composition constante (CCE).*

Le but de cette étude est de reproduire dans les conditions de température, la détente du fluide en place, au cours de la décompression du réservoir [10]

Cette expérimentation permet de déterminer les paramètres suivants :

- Pression de saturation
- Volume relatif
- Masse volumique
- Coefficient de compressibilité

**Volume relatif** : au-dessus de la pression de saturation, le volume de cellule est mesuré par rapport au volume à la pression de saturation [10]

$$V_{rel} = \frac{V}{V_{sat}} \quad (II-1)$$

Ou  $V_{rel}$  : volume relatif

$V$  : volume de la cellule

$V_{sat}$  : volume de saturation

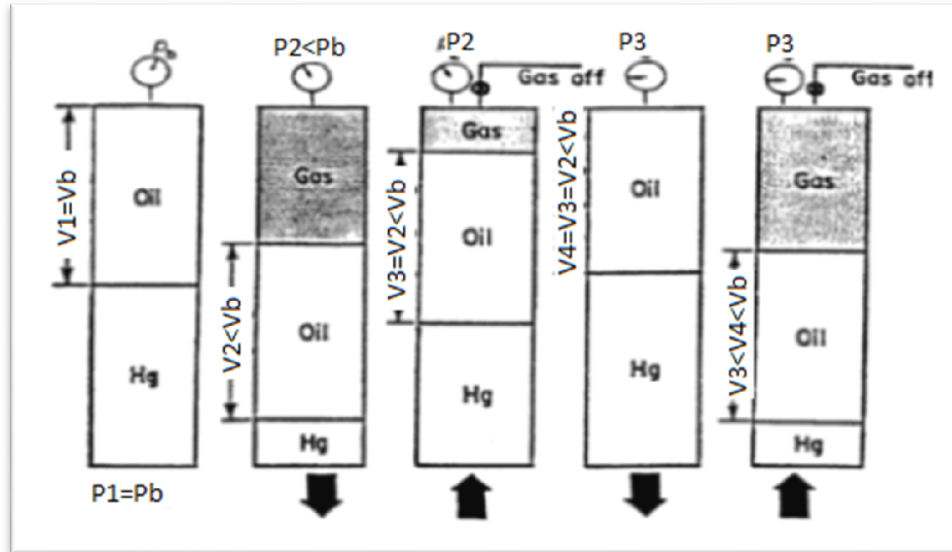
**Tableaux II.2 : comportement a masse constante CCE du liquide séparateur d'un échantillon**

Pression (psia)	Volume(cc)	V/Vsat(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Densité(g/cc)
3015	25.00	0.9792	0.783
2515	25.10	0.9832	0.780
2015	25.19	0.9867	0.777
1515	25.28	0.9902	0.774
1015	25.37	0.9937	0.772
515	25.46	0.9973	0.769
215	25.52	0.9996	0.768
200 Pb	25.53	1.0000	0.767
175	26.96	1.0560	-
135	31.55	1.2358	-
105	41.10	1.6099	-

### II.3.2.2 Test de Libération différentielle (DL)

La libération différentielle a pour but la représentation du comportement de la fraction liquide initial au cours de la décompression du réservoir [10]

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 (II.5), il représente une diminution de la pression et par conséquence la séparation du gaz qui enlève continuellement pendant l'expérience.



*Figure II.5: Test de Libération différentielle (DL)*

Cette manipulation permet de déterminer les paramètres suivants :

- Facteur volumétrique du fluide de réservoir,
- GOR de dissolution,  $R_s$ ,
- Masse volumétrique du fluide de réservoir.
- Volume relatif du fluide de réservoir.
- Facteur de compressibilité et facteur volumétrique des gaz libérés.
- Composition des gaz libérés.

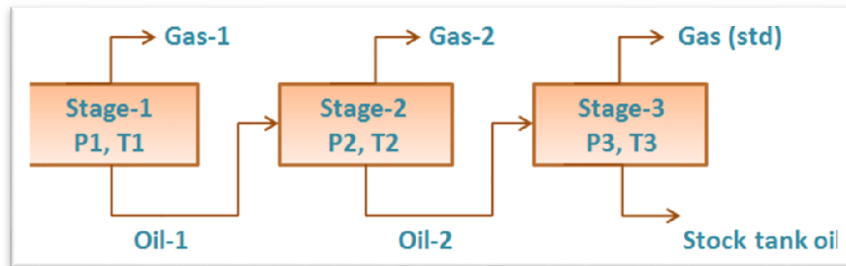
**Tableaux II.3 : Propriétés de la phase liquide du comportement différentielle.**

Pression(psia)	Masse volumique (g/cm <sup>3</sup> )	Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	μ(CPo)	V/Vsat (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
7015	0.653	1.6845	0.470	0.9346
6515	0.650	1.6932	0.456	0.9394
6015	0.646	1.7033	0.442	0.9451
5515	0.642	1.7138	0.427	0.9509
5015	0.638	1.7264	0.413	0.9579
4515	0.633	1.7398	0.398	0.9653
4015	0.627	1.7535	0.383	0.9729
3515	0.622	1.7683	0.368	0.9812
3015	0.616	1.7860	0.353	0.9910
2815	0.614	1.7929	0.346	0.9948
2595 PB	0.610	1.8023	0.339	1.0000
2115	0.620	1.7185	0.385	0.9535
1615	0.639	1.6176	0.347	0.8975
1215	0.656	1.5392	0.511	0.8540
815	0.675	1.4608	0.574	0.8105
515	0.693	1.3943	0.633	0.7736
14.7	0.829	1.0000	-	0.5548

### II.3.2.3 Essais de séparation

Essais de séparation sont effectués pour les mélanges de pétrole et de condensat de gaz. Un échantillon de liquide du réservoir est placé dans la cellule de laboratoire et amené à la température du réservoir et de la pression de bulle. Ensuite, le liquide est expulsé de la cellule à travers un certain nombre d'étapes de séparation. Habituellement, deux ou trois étapes de séparation sont utilisées, la dernière étape à pression atmosphérique et température proche de la température ambiante (60 à 80 ° F). Le gaz est évacué du séparateur par le haut et est transféré dans des conditions standard, où son volume est mesuré. En ce qui concerne l'expérience de libération différentielle, brome liquide hors du gaz est converti en un volume de gaz équivalent à des conditions standard. Le liquide provenant du séparateur d'abord est

introduite dans un second séparateur à une pression plus basse et la température de la première une. A quelles conditions, plus de gaz sera libéré comme esquissée dans la figure ci-dessous. Comme, ce gaz est transféré avec le gaz du séparateur d'abord à des conditions standard.



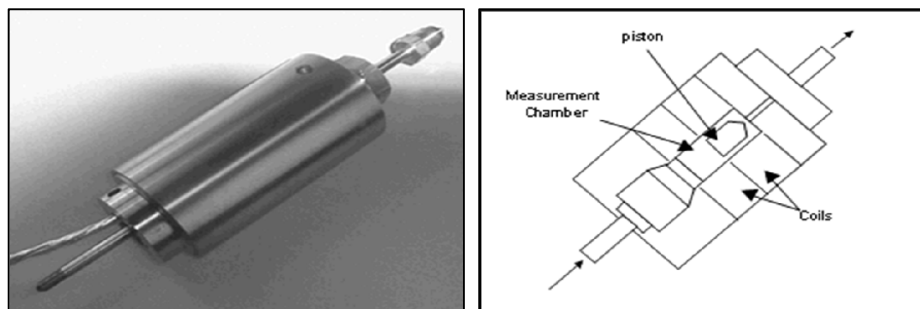
*Figure II.6: Essais de séparation à trois étages*

L'huile restant après l'élimination des gaz est amené aux conditions de l'étape suivante de séparation. Le gaz est de nouveau éliminé et quantifié en moles et la densité. Volume d'huile est noté, et le processus est répété jusqu'à ce que les conditions de stock-citerne sont atteints.

Volume d'huile final,  $V_o$ , et la gravité spécifique, SGO, sont mesurées à  $60\text{ }^\circ\text{C}$  [5].

#### II.3.2.4 Mesures de viscosité

Pour la mesure de la viscosité du fluide du réservoir à des pressions sélectionnées en phase unique au-dessus de la pression de saturation, et en phase liquide pendant le test DL, un viscosimètre électromagnétique Cambridge (EMV) est utilisé. Dans certains cas particuliers, un viscosimètre capillaire est également utilisé en plus de l'EMV.



*Figure II.7 Diagramme schématique du viscosimètre électromagnétique Cambridge*

En se référant à la figure, le fluide d'essai est chargé dans le récipient préalablement nettoyé et évacué et le piston est entouré de fluide. Par la suite, le piston est déplacé à l'intérieur du

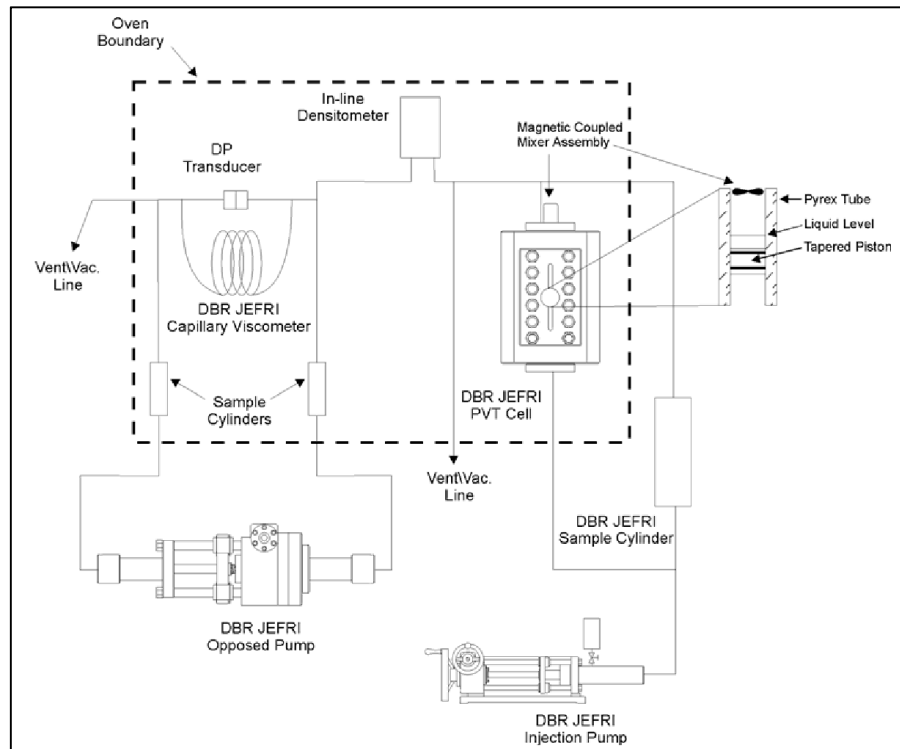
réceptient en appliquant une force sur le piston à l'aide de deux bobines électromagnétiques à l'intérieur du corps du capteur. Après avoir parcouru la longueur du réceptient d'essai, le piston est ramené à son emplacement de départ en inversant le champ magnétique de l'électroaimant. Le mouvement du piston à l'intérieur de la cuve est entravé par un écoulement visqueux autour de l'anneau entre le piston et la paroi de la chambre de mesure. La viscosité est déterminée en mesurant le temps de transit du piston pour un cycle complet de mouvement du piston et en le comparant aux temps obtenus en utilisant des étalons calibrés.

#### II.3.2.4.a Viscosimètre capillaire (CV)

Le CV est évalué à 10000,0 psia et 190,0 ° C. La configuration CV se compose de deux cylindres haute pression (50,0 cc chacun) connectés à une bobine capillaire de 183 000 m et 0,076 cm de diamètre. Un transducteur de pression différentielle est utilisé pour surveiller la chute de pression à travers la bobine capillaire. L'échantillon de fluide est pompé d'un cylindre à l'autre à travers le serpentin capillaire par une pompe opposée (voir Figure II.8). A partir du débit de fluide mesuré et de la perte de charge, la viscosité peut être déterminée en utilisant la relation Hagen-Poiseuille pour l'écoulement laminaire dans les tubes, à savoir [10] :

$$\mu = \frac{\Delta p}{Q} \left( \frac{\pi r^4}{8 L} \right) = \frac{\Delta p}{Q} k \quad (\text{II-2})$$





*Figure II.8 : Schéma de configuration du viscosimètre capillaire*

## II.4. Conclusion

Les informations obtenues des tests de laboratoire constituent une base des données intéressantes qui peuvent être exploitées dans plusieurs domaines notamment dans la caractérisation des fluides de réservoirs pétroliers, ce qui nous importe dans ce présent travail.



## **Chapitre III :**

### **Les équations d'états**

### III.1. Introduction

Idéalement, les propriétés PVT sont déterminées à partir des études en laboratoire sur des échantillons prélevés au fond du puits de forage ou à la surface. Ces données expérimentales sont cependant très coûteuses à obtenir. Par conséquent, la solution est d'utiliser l'équation d'état, de régression statistique, graphiques techniques et des corrélations empiriques pour prédire ces propriétés PVT.

De telles données expérimentales sont cependant pas toujours disponibles en raison d'un ou plusieurs de telles raisons :

- a) les échantillons rassemblés ne sont pas fiables.
- b) des échantillons n'ont pas été pris en raison de l'économie.
- c) des analyses de PVT ne sont pas disponibles quand les données sont nécessaires.

Cette situation se produit souvent dans l'interprétation de test de production dans des puits d'exploration. Cependant, en l'absence de tels essais l'utilisation des corrélations fournit la seule option viable pour la prévision des propriétés de PVT pour des applications de champ. Les corrélations sont également utiles comme contrôle contre des résultats de laboratoire, en faisant des évaluations pour le plan d'expérience et dans la généralisation des propriétés.

Les propriétés de PVT d'intérêt incluent la pression de bulle ( $P_b$ ), le rapport de gaz/huile de solution (GOR), le facteur de volume de formation de pétrole au point de bulle ( $B_o$ ), la viscosité d'huile ( $\mu$ ). [11]

### III.2. Sélection des corrélations PVT des propriétés pétrolières

Des nombreuse corrélations PVT existent pour chaque propriété pétrolière. Ces corrélations du pétrole et du gaz peuvent généralement être regroupées en famille de corrélation. Les chercheurs sur les corrélations PVT développent généralement une corrélation distincte pour la propriété PVT à partir de leur donnée en laboratoire, pour la sélection de là ou des corrélations à utiliser pour un fluide spécifique les approches suivantes sont disponible [12] :

1. La location géographique
2. Type ou des caractéristique évident du fluide

3. Les corrélations basées sur application
4. La plage de donnée et de classement
5. Utilisation d'un système expert ou d'un système

### **III.3. Les équations d'état**

#### **III.3.1. Corrélation de AL-MARHOUN 1985 :**

Il a développé des corrélations empiriques pour le brut de Moyen-Orient, il a utilisé 160 observations chacune pour la Pb et FVF saturé et 1556 observations pour FVF total rassemblé de 69 échantillons provenant de 69 gisements de pétrole de Moyen-Orient.

En 1992, Il a développé une autre corrélation pour améliorer le FVF avec 11728 FVF expérimentalement provenant de plus de 700 réservoirs de partout dans le monde, la plupart du Moyen-Orient et d'Amérique du Nord.

L'analyse de régression multiple linéaire et non linéaire ont été employées pour développer les corrélations et des abaques ont été présentés pour chacune d'elles. Pour la Pb, l'erreur moyenne était 0,03%, fait la moyenne de l'erreur absolue 3,66% et du coefficient de corrélation 0,997; pour FVF saturé les valeurs étaient -0,01%, 0,88% et 0,997 respectivement ; pour FVF total elles avaient 0,4%, 4,11% et 0,994 respectivement.

En 1992, l'erreur moyenne rapportée était 0.00% pour FVF à la pression de point de bulle, 0.00% pour FVF sous-saturée et 0,11% pour FVF total ; l'erreur absolue moyenne était 0,57%, 0,28% et 1,68% respectivement ; le coefficient de corrélation était 0,9987 ; 0,9997 et 0,9995 respectivement.

Il a également présenté une méthode graphique pour estimer la Pb sous forme d'abaque.

En 2002, il a publié au journal SPE les propriétés de fluide de réservoir sous le titre : "Reservoir Fluid Properties State of the Art and Outlook for Future Development".

En 2004, il a donné les meilleures corrélations pour estimer : la pression de bulle(Pb), le rapport de gaz/huile de solution(Rs), facteur de volume de formation de pétrole à la pression de bulle(Bo), facteur total de volume de formation(Bt), la compressibilité sous saturée d'huile(Co) et les viscosités sous-saturées ( $\mu_o$ ), saturées ( $\mu_{ob}$ ) et mortes ( $\mu_{od}$ ) d'huile pour les réservoirs pour des bruts d'Moyen-est. [8]

- La pression au point de bulle  $P_b$  :

$$P_b = a R_s^b Y_g^c Y_o^d T^e \quad (\text{III-1})$$

Tell que :

Coefficient	Originaux
a	$5,38088 \times 10^{-3}$
b	0,715082
c	-1,87784
d	3,1437
e	1,32657

T : température en  $R^\circ$

- Le facteur de volume de formation de pétrole  $B_o$  :

$$B_o = a R_s + 1 + b R_s (Y_g/Y_o) + c R_s (T - 60)(1 - Y_o) + d(1 - 60) \quad (\text{III-2})$$

Tell que :

Coefficient	Originaux
a	$0,177342 \times 10^{-3}$
b	$0,220163 \times 10^{-3}$
c	$4,29258 \times 10^{-6}$
d	$0,528707 \times 10^{-3}$

- Rapport de Solution gaz-huile  $R_s$  :

$$R_s = [aYg^bY_o^cT^{(d)P}]^e \quad (\text{III-3})$$

Où :

Coefficient	Originaux
a	185.843208
b	1.87784
c	-3.1437
d	-1.32657
e	1.398441

### III.3.2. Corrélation de Standing 1947 :

Il a présenté des corrélations graphiques pour la  $P_b$ ,  $R_s$ , et  $B_o$ . Les corrélations de Standing ont été basées sur des expériences de laboratoire effectuées sur 105 points de repères expérimentaux d'une série de 22 différents mélanges de pétrole brut /gaz naturel des gisements de pétrole Californiens. Il a rapporté une erreur moyenne de 4,8% pour ses corrélations et plus tard les a mises sous forme d'équations algébriques.

Adel M. Elsharkawy (1995), M.N.Hemmati et R.Kharrat (2007) ont constaté que la corrélation de Standing(47) a montré la meilleure précision pour prédire la  $P_b$  pour la région de le Moyen-Orient et le Golfe Arabe parmi toutes les autres corrélations avec une erreur absolue moyenne de 10,85% et 9,45%.[11]

a. La pression au point de bulle :

$$P_b = 18 \left( \frac{R_s}{Y_g} \right)^{0,83} 10^a \quad (\text{III-4})$$

$$a = 0,00091T - 0,0125(\text{API})$$

$$P_b = 18,2 \left[ \left( \frac{R_s}{Y_g} \right)^{0,83} 10^a - 1,4 \right] \quad (\text{III-5})$$

$$a = 0,00091 (T - 460) - 0,0125 (\text{API})$$

b. Facteur de volume de formation de pétrole ( $B_o$ ) :

$$B_o = 0,9759 + 0,00012 \left[ R_s \left( \frac{Y_g}{Y_o} \right)^{0,5} + 1,25 (T - 460) \right]^{1,2} \quad (\text{III-6})$$

T : température, R°.

$Y_o$  : spécifique gravité de réservoir d'huile,

$Y_g$  : spécifique gravité de solution gaz,

$R_s$  : solubilité de gaz, scf/STB

c. Rapport de Solution gaz-huile  $R_s$  :

$$R_s = a Y_g P^b \exp \left( c \left( \frac{\text{API}}{T} \right) \right) \quad (\text{III-7})$$

Tell que :

Coefficient	API<30	API>30
a	0.362	0.0178
b	1.0937	1.1870
c	25.7240	23.931

### III.3.3. Corrélation de Lasater (1958) :

Il a également développé une corrélation pour la  $P_b$  pour l'huile noire de 158 observations expérimentales sur 137 systèmes indépendants de pétrole brut provenant de l'USA, du Canada et de l'Amérique du Sud.

L'erreur moyenne rapportée était 3,8%, et l'erreur maximum était 17,4%. Sa corrélation était plus précise que Standing (1947) pour les pétroles bruts de gravité élevée.

Basé sur l'analyse statistique d'erreur, Mohammed Aamir Mahmood et Muhammad Ali Al-Marhoun (1996) ont recommandées la corrélation de Lasater (58) pour estimer la  $P_b$  pour le pétrole brut pakistanais. (31,30% d'erreurs).

- La pression de bulle  $P_b$  :

$$P_b = \left( \frac{Y}{T_g} \right)^A \quad (\text{III-8})$$

$$A = 0,83918 [10^{1,17664 Y_{\text{gaz}}}] Y_{\text{gaz}}^{0,57246} \quad \text{Si } Y_{\text{gaz}} \leq 0,6$$

$$A = 0,83918 (10^{1,08 Y_{\text{gaz}}}) Y_{\text{gaz}}^{0,31109} \quad \text{Si } Y_{\text{gaz}} > 0,6$$

$$Y_g = \frac{MRS}{MRS + 133Y_o} \quad (\text{III-9})$$

### III.3.4. Vasquez et Beggs (1980) :

Ils ont présenté des corrélations pour la  $P_b$ , le FVF saturé et sous-saturée, la solution GOR et la viscosité sous-saturée d'huile. Ils ont divisé des mélanges d'huile en deux groupes, au-dessus et en-dessous de trente degrés de gravité API. Plus que 6000 points de repères de 600 mesures de laboratoire ont été employés en développant les corrélations.

Deux ensembles d'équations ont été donnés pour chacune des corrélations, une pour des bruts au-dessus de 30 API et des autres pour ceux ci-dessous, menant pour améliorer la prévision. La régression linéaire a été employée pour estimer la compressibilité isotherme, et cela a été employé pour déterminer FVF sous-saturée. La viscosité sous-saturée d'huile a été corrélée avec la viscosité à la pression de point de bulle, qui était déterminée des corrélations de Beggs et Robinson (1975) sa corrélation mathématique montrée dans l'annexe B et l'erreur absolue moyenne 4,7%.

- La pression de bulle  $P_b$  :

$$P_b = \left[ \left( \frac{aRS}{Y_g} \right) 10^{\frac{bAPI}{T+640}} \right]^c \quad (\text{III-10})$$

Tell que :



Coefficient	API<30	API>30
A	27,62	56,18
B	-11,172	-10,393
C	0,914328	0,84246

- Facteur de volume de formation de pétrole ( $B_o$ ) :

$$B_o = 1 + aR_s + b(T - 60) \left(\frac{API}{Y_g}\right) + cR_s(T - 60) \left(\frac{API}{Y_g}\right) \quad (\text{III-11})$$

Tell que :

Coefficients	Si API $\leq$ 30	Si API >30
A	a= 4.677x10 <sup>-4</sup>	4.670x10 <sup>-4</sup>
B	b= 1.751x10 <sup>-5</sup>	0.100x10 <sup>-5</sup>
C	c= 1.811 x10 <sup>-8</sup>	1.337x10 <sup>-9</sup>

- Rapport de Solution gaz-huile  $R_s$  :

$$R_s = aY_gP^b \exp\left[c\left(\frac{API}{T}\right)\right] \quad (\text{III-12})$$

Tell que :

Coefficients	Si API $\leq$ 30	Si API >30
a	0.362	0.0178
b	1.0937	1.1870
c	25.7240	23.931

### III.3.5. La corrélation de Glaso (1980) :

Il a prolongé la corrélation de Standing en tenant compte du paraffinacité du pétrole brut et de la présence des non-hydrocarbonés (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S) en gaz de surface de réservoir utilisant 45 échantillons d'huile provenant des mélanges d'hydrocarbure de la Mer du Nord. Il a développé une corrélation et un abaque pour la prévision de la Pb, FVF saturé, FVF total et la viscosité morte d'huile.

Il a rapporté une erreur moyenne de 1,28% pour la pression de point de bulle, - 0,43% pour FVF saturé et - 4,56% pour FVF total. Des abaques pour la pression de point de bulle et FVF ont été également présentés. Cependant, la correction pour le paraffinacité exige l'analyse compositionnelle de l'échantillon, qui ne peut pas être facilement exécuté pendant les essais de production.

Glaso a rapporté qu'une erreur relative absolue moyens des pressions de saturation prévues des valeurs expérimentales était 1,28 dans la gamme de pression de 150 à 7000 psia et 0,7 dans la gamme de pression de 2000 à 7000 psia.

L'étude de Sutton et al. (1990) prouve que la corrélation de Glaso (80) pour la Pb, Bo et Rs a fourni au meilleur résultat de toutes les corrélations évaluées l'erreur relative absolue moyenne de 17,79%, 2,38% et 17,63% respectivement pour les pétroles bruts de Golfe du Mexique aussi M.N.Hemmati et R.Kharrat (2007) ont montrés que la corrélation de Glaso(80) se corrèle mieux (2,157%) pour déterminer Bo pour le pétrole brut de Moyen-Orient.[1]

a. La pression de bulle  $P_b$  :

$$P_b = 10^{1,7669 + 1,7447 \log A - 0,30218 (\log A)^2} \quad (\text{III-13})$$

$$A = \frac{\left(\frac{R_s}{Y_g}\right)^{0,816} T^{0,172}}{API^{0,989}} \quad (\text{III-14})$$

T : température F°

b. Facteur de volume de formation de pétrole (Bo) :

$$Bo = 1 + 10^A \quad (\text{III-15})$$

$$A = -6,58511 + 2,91329 \log(B) - 0,27683 (\log B)^2 \quad (\text{III-16})$$

$$B = R_s \left(\frac{Y_g}{Y_o}\right)^{0,526} + 0,968 T \quad (\text{III-17})$$

T : temperature F°

### III.4. Comparaison des corrélations

Les gammes des données utilisées dans le développement permanent de corrélation sont indiquées dans le tableau suivant :

*Tableau III-8 : comparaison des corrélations d'états*

Paramètres	Standing	Lasater	Vazquez et Beggs	Glaso	Al-Marhoun	Al-Marhoun
Année	1947	1958	1980	1980	1988	1992
Régions	Californie	USA Canada, Amérique du Sud	-	Mer du Nord	Moyen- Orient	Moyen- Orient et l'Amérique du Nord
Nombre des données	105	158	6004	41	160	4012
P (psi)			141-9151			

Pb	130-7000	48-5780	15-6055	165-7142	130 - 3573	15 - 6641
Pb (erreur%)	4,8		4,9	5,03	3,66	
T(F°)	100-258	82-272	75-294	80-280	74-240	75-300
Bo (FVF)	1,024-2,15	-	1,028-2,22	1,025- 2,58	1,0321,997	1,010 -2,960
Bo (erreur%)	1,2		4,7	2,8	1,3	
Rs (stf/STB)	20-1425	3-2905	9,3-2199	90-2637	26-1602	0-3265
Rs (erreur%)	4,8			1,28	12,4	
API	16,5-63,8	17,9-51,1	15,3-59,5	22,3-48,1	19,4-44,6	9,5-55,9
Yg (air=1)	0,59-0,95	0,57-1,22	0,511-1,351	0,65- 1,276	0,752-1,36	0,575-2,52
CO <sub>2</sub> (mole%)	< 1,0	00	-	-	0,0-16,38	-
N <sub>2</sub> (mole%)	00	00	-	-	0,0-3,89	-
H <sub>2</sub> S (mole%)	00	00	-	-	0,0-16,3	-
$\mu_0$ (c p)			0,117-148			
$\mu_0$ (erreur%)			20	35,26		

De diverses autres corrélations ont été également proposées par les chercheurs différents de partout dans le monde, avec des divers niveaux d'exactitude en termes d'erreur moyenne, et basées sur les échantillons bruts provenant de différents gisements de pétrole. La plupart de ces corrélations ont été développées par la régression linéaire ou non linéaire. Le notable parmi ces derniers travaux étaient ceux de Khan et autres (1987) pour le brut Saoudien, Abdul-Majeed et Salman (1988) pour le brut Irakiens, Elsharkawy et l'Alikhan (1997.1999) pour le brut koweïtien, Khairy et autres (1998) pour le brut égyptien, McCain et autres (1998) fournissent une analyse détaillée de diverses corrélations de point de bulle, Dindoruk et

Christman (2001) pour le brut du Golfe de Mexique, Naseri et autres (2005) pour le brut Iranien. Sutton (2006) fournit un excellent examen de ces corrélations empiriques. (10)

### **III.5. Conclusion**

Ces corrélations empiriques pression-volume-température PVT les plus fréquemment utilisées pour les échantillons de pétrole brut, l'évaluation est effectuée en utilisant un ensemble des données non publiées de fluide de fond prélevés à différents endroits. Sur la base d'une analyse statique, des corrélations appropriées pour les applications sur le terrain sont recommandées pour estimer la pression au point de bulle, le facteur de volume de formation d'huile FVF ( $B_o$ ), la viscosité et la compressibilité d'huile et Rapport de Solution gaz-huile ( $R_s$ ).



## **CHAPITRE IV**

### **Modélisation numérique**

## IV.1. Description du champ HMD

### IV.1.1. Situation géographique :

Le gisement de Hassi Messaoud, l'un des plus grands du monde, s'étend sur une superficie voisine de  $2500\text{Km}^2$ . Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958. Le gisement de Hassi Messaoud continue, après 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

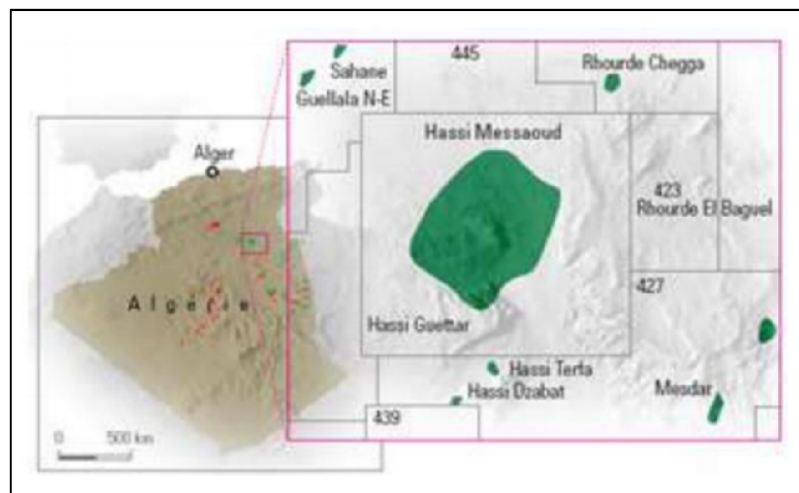
Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud – Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne sa localisation est (figure IV.1) :

1. En coordonnées Lambert sud Algérie est la suivante :

- De 790.000 à 840.000 Est.
- De 110.000 à 150.000 Nord.

2. En coordonnées géographiques :

- Au Nord par la latitude 3215.
- Au Sud par la latitude 3130.
- A l'Ouest par la longitude 540.
- A l'Est par la longitude 635. [13]



*Figure IV.1: Localisation du champ HMD.*

### IV.1.2. Caractéristiques des fluides et de la roche réservoir :

Le tableau IV.1 représente quelques propriétés caractérisant la roche réservoir du champ HMD comme la perméabilité et la porosité, et aussi quelques caractéristiques des fluides contenues dans le gisement. [14]

*Tableau IV.1 : Caractéristiques de fluide et de la roche réservoir.*

Caractéristiques	Remarques	Valeurs
Densité	Huile légère de densité moyenne en surface	$\rho_o = 0.8$
Pression de gisement	Variable	$P_g = 120 \text{ à } 500 \text{ Kg/cm}^2$
Température de gisement		$T = 118^\circ\text{C}$
GORde dissolution	Variable	$R_s = 100 \text{ à } 5000 \text{ m}^3 / \text{m}^3$
Porosité moyenne	Faible	$\Phi = 5 \text{ à } 10\%$
Perméabilité	très variable	$K = 0,1 \text{ à } 1000 \text{ md}$
Viscosité		$\mu_o = 0.2 \text{ CP}$
Facteur volumétrique de fond	Moyen	$B_o = 1.7 \text{ m}^3 / \text{m}^3$
Contact huile /eau		-3380 m
Point de bulle		140 à 200 kg / cm <sup>2</sup>
Cote de référence		-3200 m
L'épaisseur de la zone productive		$H = 0 \text{ à } 120 \text{ m}$



## IV.2. Acquisition des données

Les données utilisées dans cette étude ont été obtenues à partir de plusieurs testes de 31 puits différents de la région de Hassi Messaoud et spécialement des quatre champs ; HGA, HGAW, RAMA et HTF.

Le tableau IV.2 présente la description des données utilisées dans cette étude avec un éventail de pression de point de bulle, rapport de gaz-huile de solution, la température de réservoir, facteur de volume de formation de pétrole, densité relative de gaz, densité relative d'huile et le degré de gravité d'huile API.

**Tableau IV.2 : Description des données pour le pétrole brut de trois champs de Hassi Messaoud**

Paramètres	Minimum	Maximum	Moyenne	
	Statistiques	Statistiques	Statistiques	Erreur standard
La température de réservoir (°C)	93.5000	126.5000	112.669355	1.7962636
Pression de point de bulle $P_b$ (psia)	1899.7000	3695.8000	2405.535284	75.6446112
Solution GOR, $R_s$ (scf/STB)	122.8000	348.7000	214.805484	9.7464699
Volume facteur de formation d'huile (scf/STB)	1.5500	2.3270	1.789494	0.0349159
Densité relative de gaz $\gamma_g$	0.8203	1.3760	1.056195	0.0267882
Degré de gravité d'huile °API	40.5800	51.5500	44.364881	0.5326449

Densité relative d'huile	0.6100	0.8215	0.752997	0.0138928
masse volumique	0.5330	0.6539	0.602653	0.0058679
Viscosité (cp)	0.160	0.340	0.24261	0.009982

### IV.3. Plan de travail

Dans ce travail on va créer un model PVT pour le calcul de trois propriétés essentiel qui sont : la pression de point de bulle ( $P_b$ ), le facteur de volume de formation d'huile ( $B_o$ ) et le rapport gaz-huile de solution ( $R_s$ ), pour compléter cette étude, des corrélations PVT existantes sont appliquées à l'ensemble de données et une analyse de coefficient de chaque corrélation ( $R^2$ ) est exécutée pour examiner leur exactitude et pour déterminer laquelle qui convient pour le calcul de chaque propriété, cette analyse a basé sur une comparaison de la valeur prévue de chaque propriété avec la valeur expérimentale originale.

Tout ça se fait à l'aide d'un programme de statistique s'appelle IBM SPSS V26 qui nous permet de faire les calculs et la comparaison nécessaire pour cette étude.

Notre étude va passer par plusieurs étapes :

- Organisation des données expérimentales dans le SPSS.
- Calcule des propriétés ; pression de bulle ( $P_b$ ), facteur de volume ( $B_o$ ) et solution GOR ( $R_s$ ) par des différentes corrélations empiriques.
- Examiner l'exactitude de chaque corrélation pour choisir l'une qui est favorable pour le calcul de chaque propriété.
- Faire la régression non linéaire pour modifier la corrélation sélectionnée par des nouveaux coefficients adaptés aux données expérimentales.

### IV.4. Résultats et discussion

Généralement, l'utilisation des corrélations pour le calcul des propriétés PVT a comme conséquence des grandes erreurs exceptées, donc l'étape suivante c'est l'amélioration de ces corrélations pour réduire l'erreur et pour améliorer l'exécution des corrélations basées sur les ensembles de données globaux.

L'analyse statistique montre généralement une amélioration importante dans les erreurs pour toutes les corrélations avec les nouveaux coefficients, mais l'insuffisance des données expérimentales peut représenter une autre source d'erreur.

#### IV.4.1. Pression de point de bulle ( $P_b$ ) :

On fait le calcul de la pression de bulle en utilisant des différentes corrélations, le tableau IV.3 représente les corrélations empiriques utilisées et leurs coefficients  $R^2$  qui montre l'exactitude de chacune et aussi leurs erreurs absolues.

*Tableau IV.3 : les corrélations utilisées pour le calcul de  $P_b$*

Corrélation	Coefficient de corrélation ( $R^2$ )	Erreur absolue (%)
Al-marhoun (1985)	0.260	74.84
Al-marhoun (1988)	0.259	76.35
Al-Najjar et al. (1988)	0.460	71.78
Al-Shammasi (1999)	0.047	74.94
Bolondarzadeh et al. (2006)	0.503	59.00
Doklah et Osman. (1992)	0.420	68.94
Elam (1957)	0.363	58.77
Elsharkawy et Alikhan. (1997)	0.222	83.97
Hanafy et al. (1997)	0.325	53.74
Khairy et al. (1998)	0.573	67.61
Khamehchi et Ebrahimian (2009)	0.403	68.74
Labedi (1990)	0.459	70.19
Livitan et Murtha (1999)	0.050	76.42

Macary et El-Batanoney (1992)	0.325	53.74
Mazandarani (2007)	0.263	63.81
Mehran et al. (2006)	0.149	75.71
Obomanu et Okpobiri. (1987)	0.554	82.71
Owolabi (1984)	0.409	68.10
Petrosky (1990)	0.439	52.61
Standing (1947)	0.461	72.29
Vasquez et Beggs. (1980)	0.461	59.58

Parmi les corrélations ci-dessus on a choisi deux (02) corrélations qui ont des valeurs de  $R^2$  acceptées et aussi une erreur absolue pas trop élevée, Bolondarzadeh et al (2006) avec  $R^2=0.503$  et  $E_a=59\%$ , Standing (1947) avec  $R^2=0.461$  et  $E_a=72.29\%$ .

La prochaine étape est de faire une régression non linéaire pour les corrélations choisies pour avoir des nouveaux coefficients adaptés aux données expérimentales de champ HMD et aussi pour voir les améliorations expectantes concernant l'erreur relative absolue et le coefficient  $R^2$ .

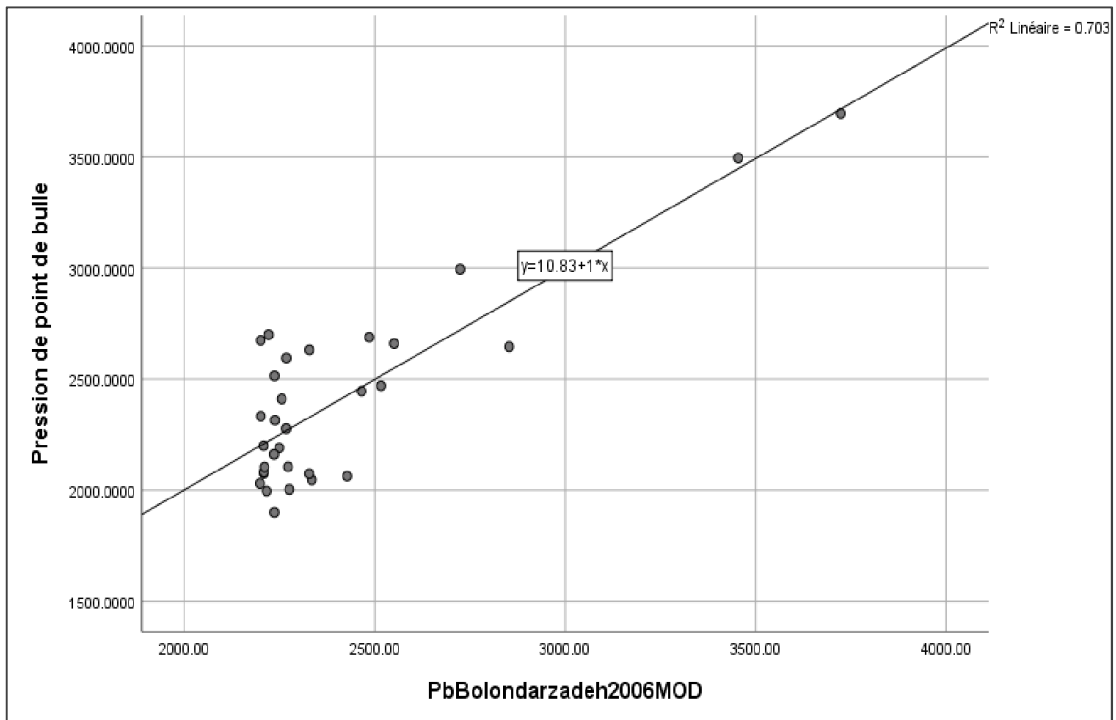
Donc on va commencer par la corrélation de Bolondarzadeh et al (2006) qui a la relation suivante [1] avec les coefficients A, B, C, D, E, F, G, H et K mentionnés dans le tableau (IV.4) avec leurs valeurs avant et après la régression :

$$P_b = A * \left[ \left( \frac{B * R_s^C}{d * \gamma_g^E} \right) * \left( \frac{F * T^G}{H * \gamma_{APL}^K} \right) - L \right] \quad \dots(IV-1)$$

**Tableau IV.4 : Coefficients de corrélation de Bolondarzadeh et al (2006)**

Coefficient	Avant régression	Après régression
A	27.16	38.357492
B	3.4394	0.174209
C	0.57102	4.225372
D	0.56807	$1.214 \cdot 10^{-13}$
E	0.922092	4.787956
F	3.73877	0.189404
G	0.2304	-0.464134
H	6.27605	$1.344 \cdot 10^{-12}$
K	0.42469	19.242859
L	30.28	-57.274394

La figure (IV.2) représente la comparaison graphique entre la pression de bulle expérimentale et la pression de bulle calculée par la corrélation modifier (pour cette étude) de Bolondarzadeh et al (2006), on remarque qu'il y a une bonne amélioration sur le coefficient  $R^2$  (de  $R^2=0.503$  à  $R^2=0.703$ ).



**Figure IV.2 : Comparaison graphique entre  $P_b$  expérimentale et  $P_b$  calculée par la corrélation modifier de Bolondarzadeh et al (2006)**

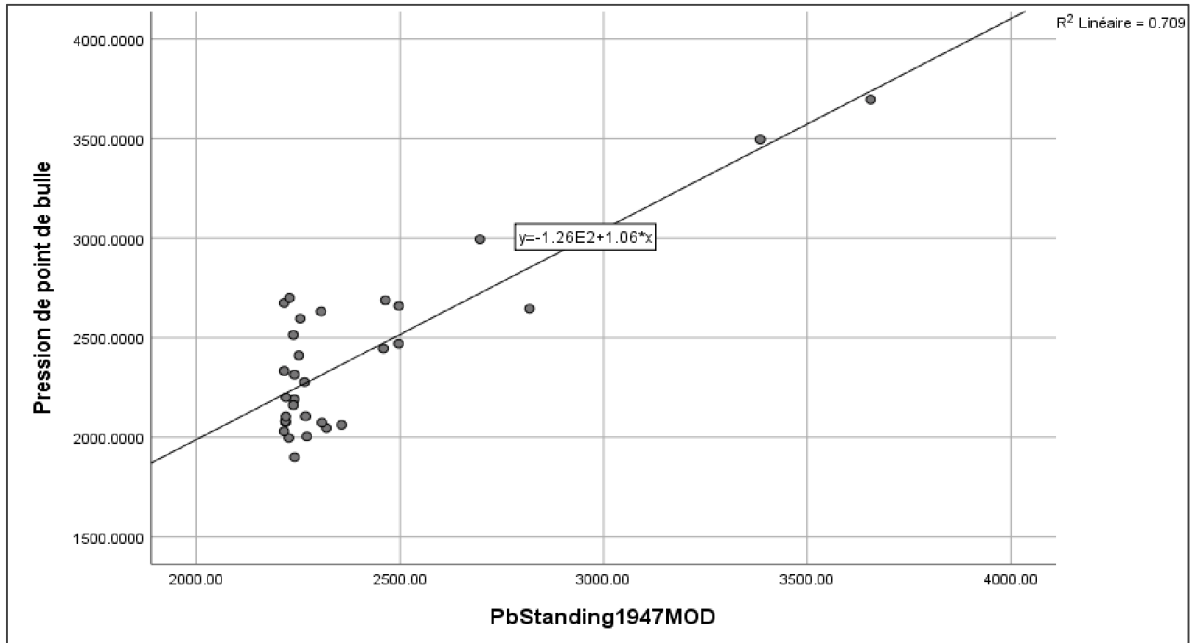
La deuxième corrélation qu'on va modifier est la corrélation de Standing (1947) qui a la relation (IV-2)[1] avec les coefficients A, B, C, D, E mentionnés dans le tableau IV.5 avec leurs valeurs avant et après la régression.

$$P_b = A * \left[ \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right)^B * 10^{(C*T - D*\gamma_{API})} - E \right] \quad \dots(IV-2)$$

**Tableau IV.5 : Coefficients de corrélation de Standing (1947)**

Coefficients	Avant régression	Après régression
A	18.2	200.909452
B	0.83	4.886143
C	0.00091	-0.004017
D	0.0125	0.247842
E	1.4	-11.024325

La figure (IV.3) représente la comparaison graphique entre la pression de bulle expérimentale et la pression de bulle calculée par la corrélation modifier (pour cette étude) de Standing (1947), on remarque qu'il y a une certaine diminution sur le coefficient  $R^2$  (de  $R^2=0.461$  à  $R^2=0.709$ ).



**Figure IV.3 : Comparaison graphique entre  $P_b$  expérimentale et  $P_b$  calculée par la corrélation modifier de Standing (1947)**

Après la régression non linéaire on recalcule la  $P_b$  par les corrélations modifier, en effet, on a remarqué une certaine amélioration concernant le coefficient  $R^2$  pour les corrélations de Standing (1947) et Bolondarzadeh et al (2006), le tableau (IV.6) représente le coefficient  $R^2$  et l'erreur absolue de ces corrélations.

**Tableau IV.6 : Etude statistique de  $R^2$  et l'erreur absolue de chaque corrélation avant et après modification**

Corrélation	Coefficient de corrélation ( $R^2$ )		Erreur absolue	
	Avant	Après	Avant	Après
Bolondarzadeh et al (2006)	0.503	0.703	59.00	7.94
Standing (1947)	0.461	0.709	72.29	8.00

#### IV.4.2. Facteur de volume de formation d'huile ( $B_o$ )

On fait le calcul de  $B_o$  en utilisant des différentes corrélations, le tableau IV.7 représente les corrélations empiriques utilisées et leurs coefficients  $R^2$  qui montre l'exactitude de chacune et aussi leur erreur absolue.

*Tableau IV.7 : les corrélations utilisées pour le calcul de  $B_o$*

Corrélation	Coefficient de corrélation $R^2$	Erreur absolue (%)
Al-Marhoun (1985)	0.099	34.81
Al-Marhoun (1988)	0.282	31.94
Al-Marhoun (1992)	0.321	30.45
Almehaideb (1997)	0.143	24.03
Al-Najjar et al (1988)	0.354	30.58
Doklah et Osman (1992)	0.244	28.16
Elam (1957)	0.311	29.65
Elsharkawy et Alikhan (1997)	0.328	30.13
Hanafy et al (1997)	0.396	31.90
Karimnezhad et al (2014)	0.390	33.42
Khairy et al (1998)	0.265	33.26
Levitan et Murtha (1999)	0.267	32.13
Macary et El-Batnoney (1992)	0.333	26.77
Mazandarani et Asghari (2007)	0.017	29.19
Merhan et al (2006)	0.310	29.90
Moradi et al (2013)	0.318	29.61



Obomanu et Okpobiri (1987)	0.353	72.16
Petrosky (1990)	0.268	29.84
Standing (1947)	0.353	31.90
Standing (1981)	0.353	31.52

Parmi les corrélations ci-dessus on a choisi quatre (4) corrélations qui ont des valeurs de  $R^2$  acceptées et aussi une erreur absolue pas trop élevée, Elsharkawy et Alikhan (1997) avec  $R^2=0.328$  et  $E_a=30.13\%$ , Hanafy et al (1997) avec  $R^2=0.396$  et  $E_a=31.90\%$ , Khairy et al (1998) avec  $R^2=0.265$  et  $E_a=33.36\%$  et Macary et El-Batnoney (1992) avec  $R^2=0.333$  et  $E_a=26.77\%$ , on a choisi ces corrélations prenant en importance la valeur de  $R^2$  après la régression non linéaire comme montre le tableau IV.8 :

**Tableau IV.8 : Coefficient de corrélation  $R^2$  après régression non linéaire**

<b>Corrélation</b>	<b>Coefficient de corrélation <math>R^2</math> après régression non linéaire</b>
Al-Marhoun (1992)	0.392
Almehaideb (1997)	0.143
Al-Najjar et al (1988)	0.354
Elam (1957)	0.381
Elsharkawy et Alikhan (1997)	0.408
Hanafy et al (1997)	0.396
Karimnezhad et al (2014)	0.390
Khairy et al (1998)	0.467
Levitan et Murtha (1999)	0.346
Macary et El-Batnoney (1992)	0.400

Standing (1947)	0.356
Standing (1981)	0.356

La prochaine étape est de faire une régression non linéaire pour les corrélations choisis pour avoir des nouveaux coefficients adaptés aux données expérimentales de champ HMD et aussi pour voir les améliorations expectantes concernant l'erreur absolue et le coefficient  $R^2$ .

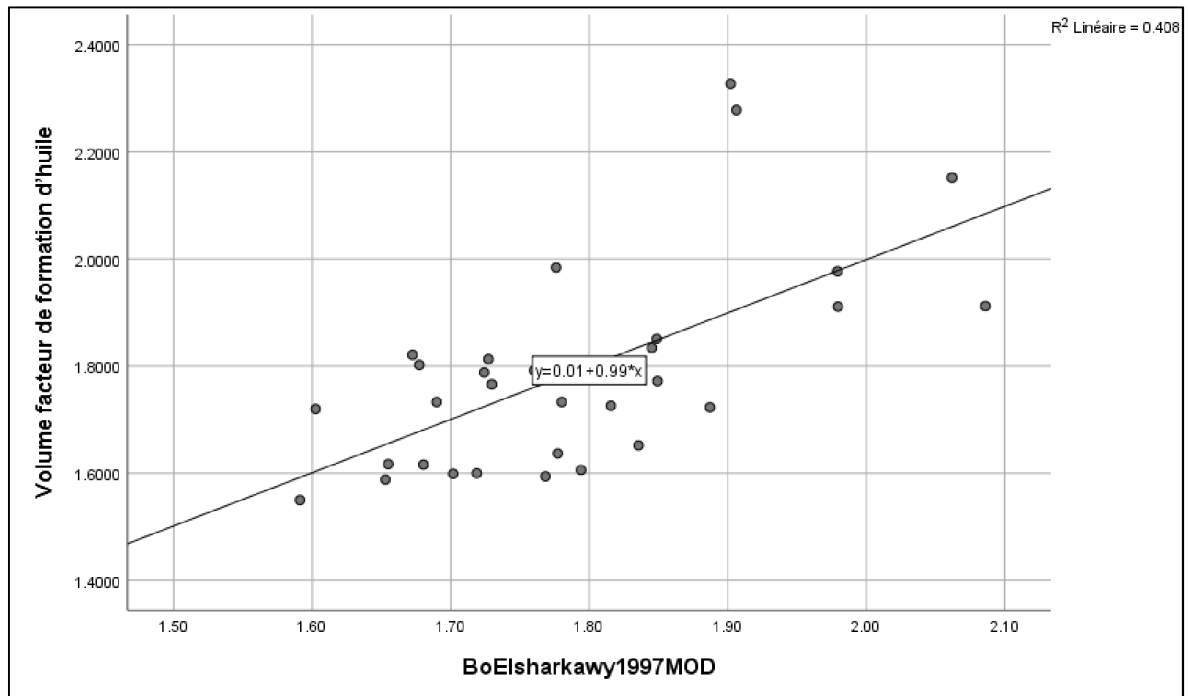
Donc on va commencer par la corrélation d'Elsharkawy et Alikhan (1997) qui a la relation (IV-3) avec les coefficients A, B, C mentionnés dans le tableau (IV.9) avec leurs valeurs avant et après la régression :

$$B_o = 1 + A * R_s + B * (T - 60) + C * R_s * (T - 60) * \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \quad \dots \text{(IV-3)}$$

**Tableau IV.9 : Coefficients de corrélation d'Elsharkawy et Alikhan (1997) pour le  $B_o$**

Coefficients	Avant régression	Après régression
A	$4.0428 \cdot 10^{-4}$	0.003092
B	$6.3802 \cdot 10^{-4}$	0.001803
C	$7.8 \cdot 10^{-7}$	$-3.609 \cdot 10^{-6}$

La figure (IV.4) représente la comparaison graphique entre le facteur de volume ( $B_o$ ) expérimental et le facteur de volume calculé par la corrélation modifier (pour cette étude) d'Elsharkawy et Alikhan (1997), on remarque qu'il y a une certaine amélioration sur le coefficient  $R^2$  (de  $R^2=0.328$  à  $R^2=0.408$ ).



**Figure IV.4 : Comparaison graphique entre  $B_o$  expérimentale et  $B_o$  calculé par la corrélation modifier d'Elsharkawy et Alikhan (1997)**

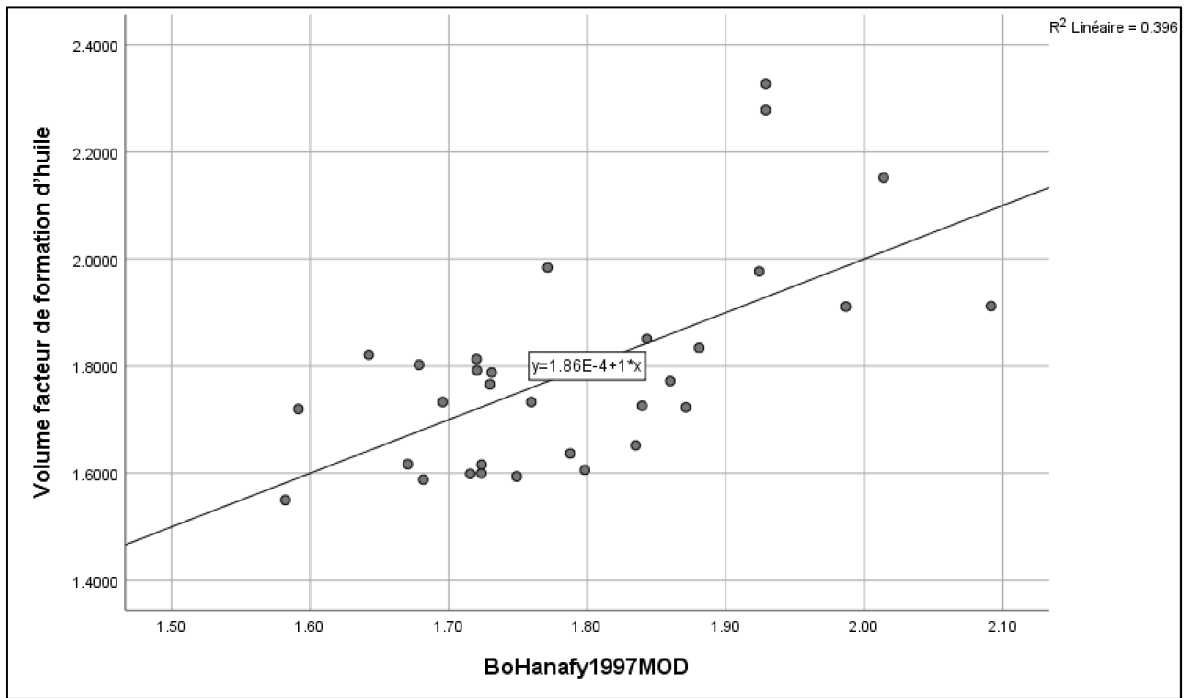
La deuxième corrélation qu'on va modifier est la corrélation de Hanafy et al (1997) qui a la relationa (IV-4) avec les coefficients A, B mentionnés dans le tableau (IV.10) avec leurs valeurs avant et après la régression :

$$B_o = A * R_s + B \quad \dots \text{(IV-4)}$$

**Tableau IV.10 : Coefficients de corrélation de Hanafy et al (1997) pour le  $B_o$**

Coefficients	Avant régression	Après régression
A	0.0006	0.002255
B	1.079	1.30516

La figure (IV.5) représente la comparaison graphique entre le facteur de volume ( $B_o$ ) expérimental et le facteur de volume calculé par la corrélation modifier (pour cette étude) de Hanafy et al (1997), on remarque qu'il n'y a pas de changement sur le coefficient  $R^2$  (de  $R^2=0.396$  à  $R^2=0.396$ ).



**Figure IV.5 : Comparaison graphique entre  $B_o$  expérimentale et  $B_o$  calculé par la corrélation modifier de Hanafy et al (1997)**

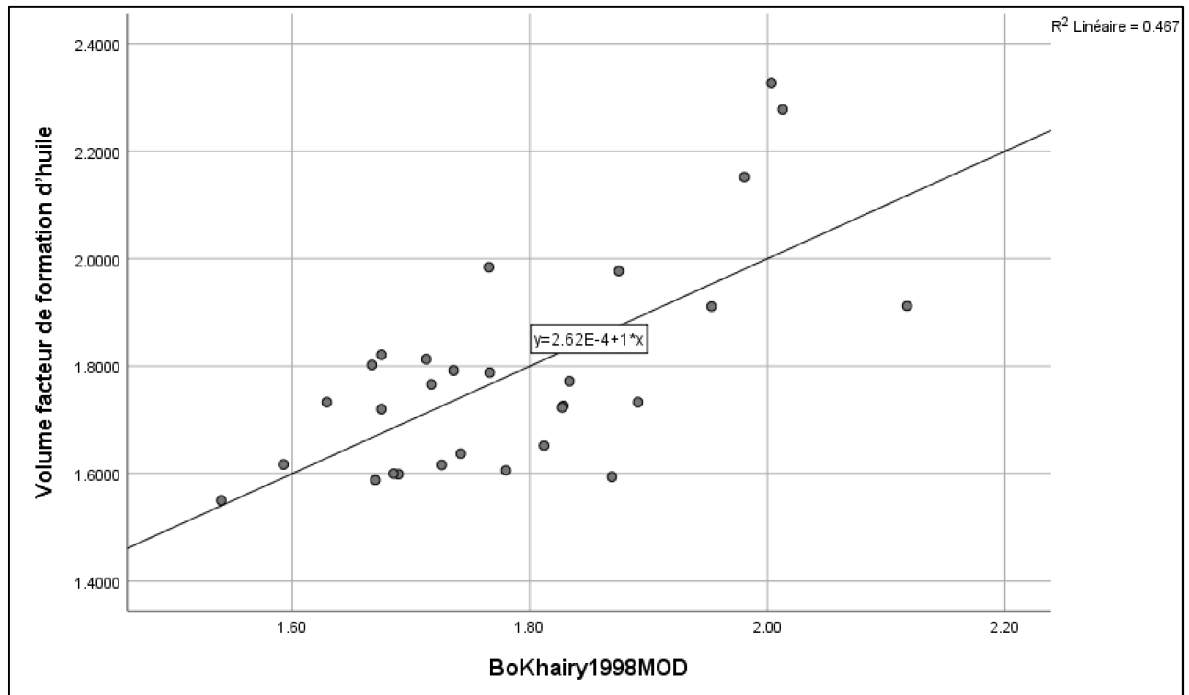
La troisième corrélation qu'on va modifier est la corrélation de Khairy et al (1998) qui a la relation suivante [1] avec les coefficients A, B, C, D, E mentionnés dans le tableau (IV.11) avec leurs valeurs avant et après la régression :

$$B_o = A + B * R_s + C * \gamma_g - D * \gamma_{API} + E * T \quad \dots \text{(IV-5)}$$

**Tableau IV.11 : Coefficients de corrélation de Khairy et al (1998) pour le  $B_o$**

Coefficients	Avant régression	Après régression
A	0.773413	0.338788
B	$7.05341 * 10^{-4}$	0.002177
C	0.18669	0.021790
D	$9.2589 * 10^{-4}$	-0.017153
E	$4.41 * 10^{-4}$	0.000848

La figure (IV.6) représente la comparaison graphique entre le facteur de volume ( $B_o$ ) expérimental et le facteur de volume calculé par la corrélation modifier (pour cette étude) de Khairy et al (1998), on remarque qu'il y a une bonne amélioration du coefficient  $R^2$  (de  $R^2=0.265$  à  $R^2=0.467$ ).



**Figure IV.6 : Comparaison graphique entre  $B_o$  expérimentale et  $B_o$  calculé par la corrélation modifier de Khairy et al (1998)**

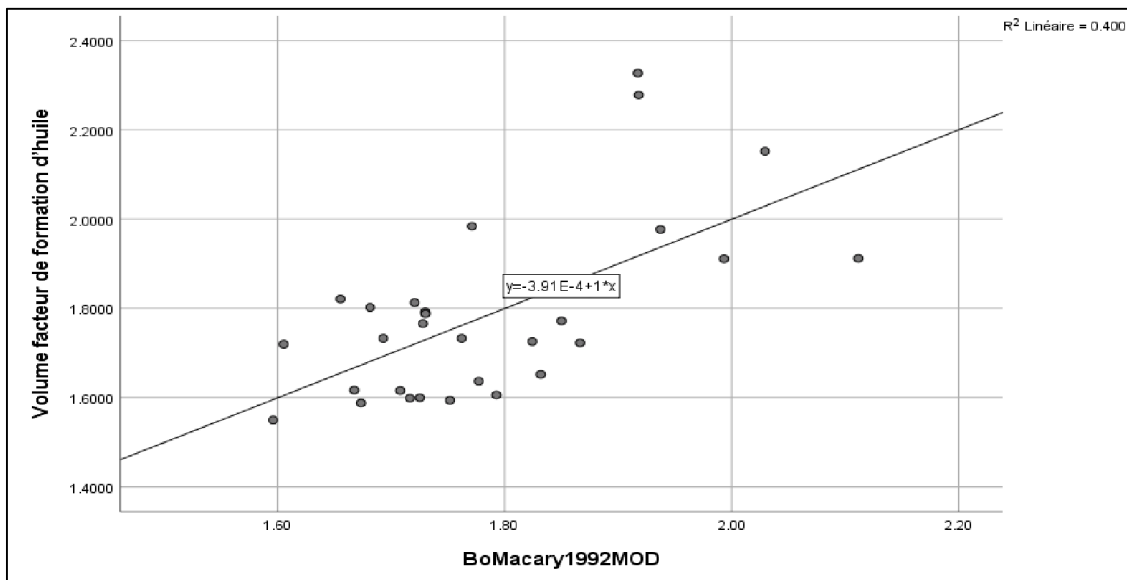
La quatrième corrélation qu'on va modifier est la corrélation de Macary et El-Batnoney (1992) qui a la relation suivante [1] avec les coefficients A, B, C, D mentionnés dans le tableau (IV.12) avec leurs valeurs avant et après la régression :

$$B_o = (A + B * T) * e^{[C * R_s + D * (\frac{y_o}{y_g})]} \quad \dots \text{(IV-6)}$$

**Tableau IV.12 : Coefficients de corrélation de Macary et El-Batnoney (1992) pour le  $B_o$**

Coefficients	Avant régression	Après régression
A	1.0031	1.284397
B	0.0008	0.000249
C	0.0004	0.001230
D	0.0006	0.028887

La figure (IV.7) représente la comparaison graphique entre le facteur de volume ( $B_0$ ) expérimental et le facteur de volume calculé par la corrélation modifier (pour cette étude) de Macary et El-Batnoney (1992), on a remarqué qu'il y a une certaine amélioration du coefficient  $R^2$  (de  $R^2=0.333$  à  $R^2=0.400$ ).



**Figure IV.7 : Comparaison graphique entre  $B_0$  expérimentale et  $B_0$  calculé par la corrélation modifier de Macary et El-Batnoney (1992)**

Après la régression non linéaire on recalcule le  $B_0$  par les corrélations modifier, en effet, on a remarqué une certaine amélioration concernant le coefficient  $R^2$  pour les corrélations de Khairy et al (1998), Macary et El-Batnoney (1992) et Elsharkawy et Alikhan (1997), et qu'il n'y a pas de changement de  $R^2$  pour la corrélation de Hanafy et al (1997), le tableau (IV.14) représente le coefficient  $R^2$  et l'erreur absolue de ces corrélations.

**Tableau IV.13 : Etude statistique de  $R^2$  et l'erreur absolue de chaque corrélation avant et après modification**

Corrélation	Coefficient de corrélation ( $R^2$ )		Erreur absolue (%)	
	Avant	Après	Avant	Après
Macary et El-Batnoney (1992)	0.333	0.400	26.77	6.48
Khairy et al. (1998)	0.265	0.467	33.26	6.35

Hanafy et al (1997)	0.396	0.396	31.90	6.65
Elsharkawy et Alikhan (1997)	0.328	0.408	30.13	6.13

#### IV.4.3. Solution GOR ( $R_s$ )

On fait le calcul de  $R_s$  en utilisant des différentes corrélations, le tableau IV.14 représente les corrélations empiriques utilisées et leurs coefficients  $R^2$  qui montre l'exactitude de chacune et aussi leur erreur absolue.

*Tableau IV.14 : les corrélations utilisées pour le calcul de  $R_s$*

Corrélation	Coefficient de corrélation $R^2$	Erreur absolue (%)
Elsharkawy et Alikhan (1997)	0.152	89.31
Hanafy (1997)	0.132	80.19
Khamehchi et Ebrahimian (2009)	0.246	74.56
Macary et El-Batanoney (1992)	0.220	79.44
Mazandarani et Asghari (2007)	0.038	78.30
Petrosky et Farshad (1993)	0.223	73.00
Standing (1947)	0.235	72.76
Standing (1981)	0.234	71.27
Vasquez et Beggs (1980)	0.238	75.48

Parmi les corrélations ci-dessus on a choisi quatre (4) corrélation qui ont des valeurs de  $R^2$  acceptées et aussi une erreur absolue pas trop élevée, Khamehchi et Ebrahimian (2009) avec  $R^2=0.246$  et  $E_a=74.56\%$ , Standing (1947) avec  $R^2=0.235$  et  $E_a=72.76\%$ , Standing (1981) avec  $R^2=0.234$  et  $E_a=71.27\%$  et Vasquez et Beggs (1980) avec  $R^2=0.238$  et  $E_a=75.48\%$ .

La prochaine étape est de faire une régression non linéaire pour les corrélations choisis pour avoir des nouveaux coefficients adaptés aux données expérimentales de champ HMD et aussi pour voir les améliorations expectantes concernant l'erreur absolue et le coefficient  $R^2$ .

Donc on va commencer par la corrélation de Khamehchi et Ebrahimian (2009) qui a la relation suivante [1] avec les coefficients A, B, C, D, E mentionnés dans le tableau (IV.15) avec leurs valeurs avant et après la régression :

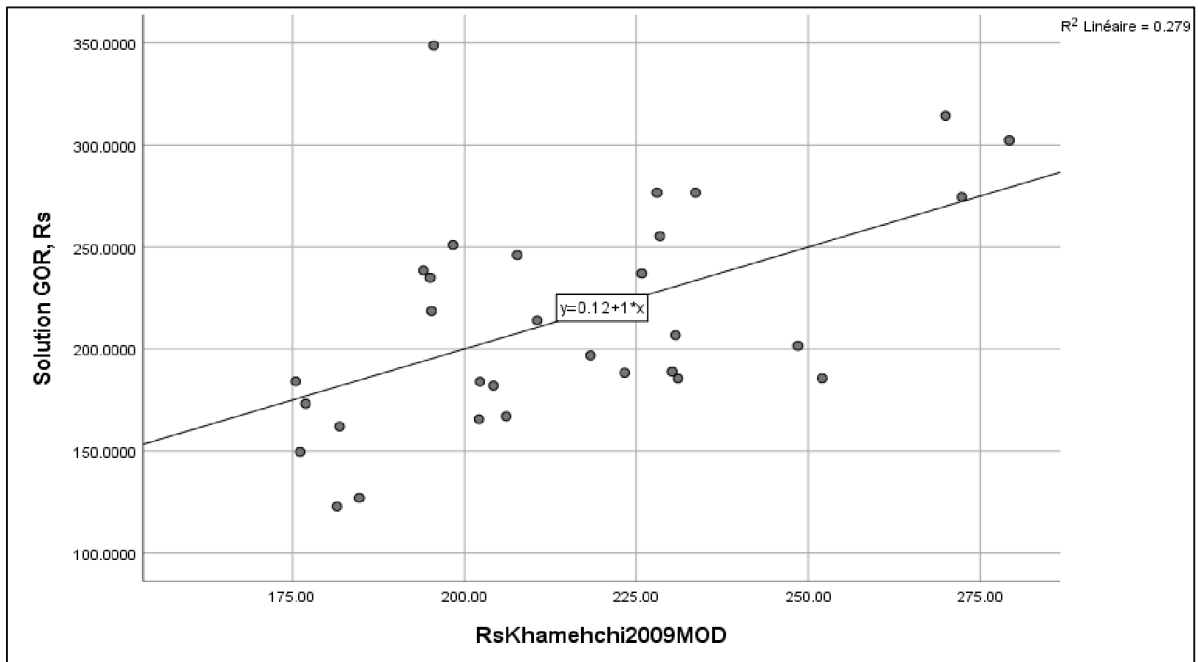
$$R_s = A * P_b^B * \gamma_g^C * T^D * \gamma_{API}^E \quad \dots \text{(IV-7)}$$

**Tableau IV.15 : Coefficients de corrélation de Khamehchi et Ebrahimian (2009) pour le  $R_s$**

Coefficients	Avant régression	Après régression
A	0.0103	0.1123
B	1.014	0.970346
C	0.719	0.942383
D	-0.223	-0.409757
E	1.182	0.580205

La figure (IV.8) représente la comparaison graphique entre la solution GOR ( $R_s$ ) expérimental et la solution GOR calculé par la corrélation modifier (pour cette étude) de Khamehchi et Ebrahimian (2009), on remarque qu'il y a une certaine amélioration du coefficient  $R^2$  (de  $R^2=0.246$  à  $R^2=0.272$ ).





**Figure IV.8 : Comparaison graphique entre  $R_s$  expérimentale et  $R_s$  calculée par la corrélation modifier de Khomechi et Ebrahimian (2009)**

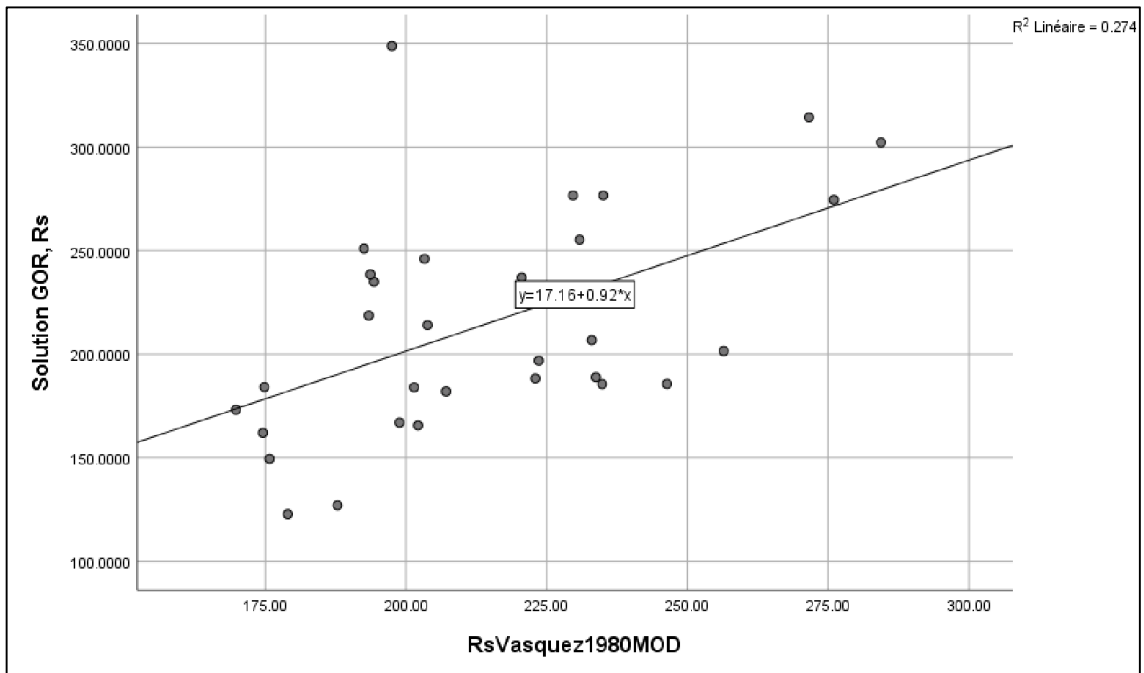
La deuxième corrélation qu'on va modifier est la corrélation de Vasquez et Beggs (1980) qui a la relation suivante [1] avec les coefficients A, B, C mentionnés dans le tableau (IV.16) avec leurs valeurs avant et après la régression :

$$R_s = A * \gamma_g * P_b^B * e^{((C*\gamma_{API})/(T+460))} \quad \dots \text{(IV-8)}$$

**Tableau IV.16 : Coefficients de corrélation de Vasquez et Beggs (1980) pour le  $R_s$**

Coefficients	Avant régression	Après régression
A	0.0362	0.039213
B	1.0937	1.009541
C	25.7240	11.036806

La figure (IV.9) représente la comparaison graphique entre la solution GOR ( $R_s$ ) expérimental et la solution GOR calculé par la corrélation modifier (pour cette étude) de Vasquez et Beggs (1980), on a remarqué qu'il y a une certaine amélioration du coefficient  $R^2$  (de  $R^2=0.238$  à  $R^2=0.274$ ).



**Fig IV.9 : Comparaison graphique entre  $R_s$  expérimentale et  $R_s$  calculée par la corrélation modifier de Vasquez et Beggs (1980)**

La troisième corrélation qu'on va modifier est la corrélation de Standing (1947) qui a la relation suivante [1] avec les coefficients A, B, C, D mentionnés dans le tableau (IV.17) avec leurs valeurs avant et après la régression :

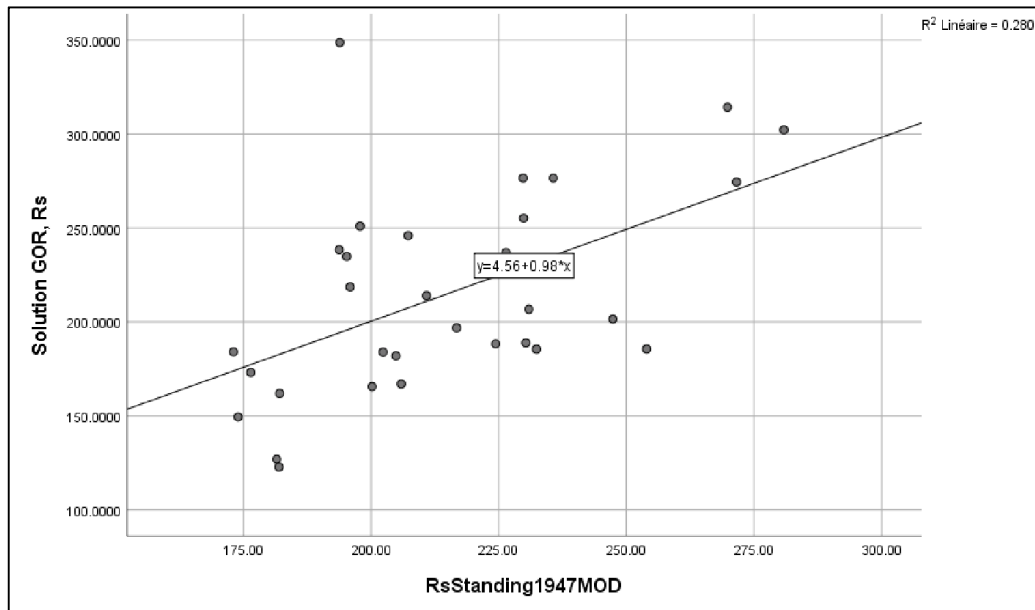
$$R_s = A * \gamma_g * P_b^B * e^{(C * T + D * \gamma_{API})} \quad \dots \text{ (IV-9)}$$

**Tableau IV.17 : Coefficients de corrélation de Standing (1947) pour le  $R_s$**

Coefficients	Avant régression	Après régression
A	$30.7343 * 10^{-3}$	0.089934
B	1.2048	0.990108
C	$-2.5245 * 10^{-3}$	-0.002172
D	$34.677 * 10^{-3}$	0.012146

La figure (IV.10) représente la comparaison graphique entre la solution GOR ( $R_s$ ) expérimental et la solution GOR calculé par la corrélation modifier (pour cette étude) de

Standing (1947), on a remarqué qu'il y a une certaine amélioration du coefficient R<sup>2</sup> (de R<sup>2</sup>=0.235 à R<sup>2</sup>=0.280).



**Figure IV.10 : Comparaison graphique entre R<sub>s</sub> expérimentale et R<sub>s</sub> calculée par la corrélation modifier de Standing (1947)**

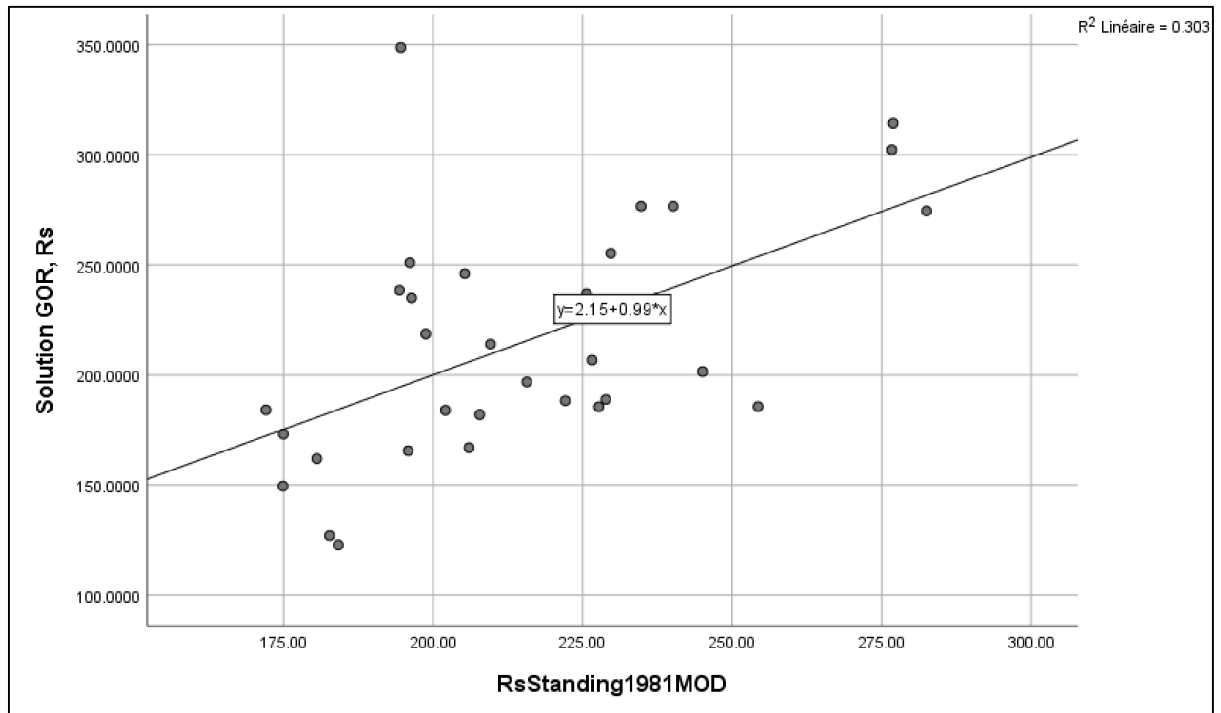
La dernière corrélation qu'on va modifier est la corrélation de Standing (1981) qui a la relation suivante (1) avec les coefficients A, B, C, D, E mentionnés dans le tableau (IV.18) avec leurs valeurs avant et après la régression :

$$R_s = \gamma_g * \left[ \left( \frac{P_b}{A} + B \right) * 10^{(C * \gamma_{API} - D * T)} \right]^E \quad \dots \text{(IV-10)}$$

**Tableau IV.18 : Coefficients de corrélation de Standing (1981) pour le R<sub>s</sub>**

Coefficients	Avant régression	Après régression
A	18.2	60335.795179
B	1.4	1.170557
C	0.0125	0.000209
D	0.00091	3.998
E	1.2048	27.877734

La figure (IV.11) représente la comparaison graphique entre la solution GOR ( $R_s$ ) expérimental et la solution GOR calculé par la corrélation modifier (pour cette étude) de Standing (1981), on a remarqué qu'il y a une certaine amélioration du coefficient  $R^2$  (de  $R^2=0.234$  à  $R^2=0.303$ ).



**Figure IV.11 : Comparaison graphique entre  $R_s$  expérimentale et  $R_s$  calculée par la corrélation modifier de Standing (1981)**

Après la régression non linéaire on recalcule le  $R_s$  par les corrélations modifier, en effet, on a remarqué une certaine amélioration concernant le coefficient  $R^2$  pour ces corrélations, le tableau (IV.19) représente le coefficient  $R^2$  et l'erreur absolue de ces corrélations.

**Tableau IV.19 : Etude statistique de  $R^2$  et l'erreur absolue de chaque corrélation avant et après modification**

Corrélation	Coefficient de corrélation ( $R^2$ )		Erreur absolue (%)	
	Avant	Après	Avant	Après
Khamehchi et Ebrahimian (2009)	0.246	0.279	74.56	17.55
Vasquez et Beggs (1980)	0.238	0.274	75.48	17.74

---

Standing (1947)	0.235	0.280	71.27	17.42
Standing (1981)	0.234	0.303	72.76	17.10

#### **IV.5. Conclusion**

A la fin de ce chapitre nous avons conclu que notre model PVT pour le champ de Hassi Messaoud basé sur trois corrélations empiriques :

La première corrélation est de Standing (1947) modifier pour le calcul de la pression de bulle avec un coefficient  $R^2=0.709$ .

La deuxième corrélation est de Khairy et al. (1998) modifier pour le calcul de facteur de volume de formation d'huile avec un coefficient  $R^2=0.467$ .

La troisième corrélation est de Standing (1981) modifier pour le calcul de la solution GOR avec un coefficient  $R^2=0.303$ .

## **Conclusion et recommandations**

## Conclusion et recommandations

Ce présent travail sert à identifier les propriétés PVT tel que la pression de bulle  $P_b$ , le facteur de volume de formation  $B_o$  et le rapport de solution gaz-huile  $R_s$ , et les modéliser par plusieurs corrélations standards utilisées dans le secteur pétrolier. Il vise également à évaluer l'exactitude de ces corrélations pour les appliquées dans le domaine de prédiction des propriétés PVT de pétrole algérien, ainsi que la réactualisation des coefficients de ces corrélations avec ce qui correspond le champ de HASSI MESSAOUD.

L'utilisation de l'analyse PVT dans la prospection pétrolière dépend en grande partie d'un ensemble de données expérimentales. Vue la limitation de ces dernières, le recoure aux modèles prédictifs est recommandé.

La pression de bulle, le facteur de volume de formation et le rapport gaz huile sont des paramètres très importants dans le calcul de l'ingénierie thermodynamique, et pour cette raison on a basé dans ce travail sur :

- L'étude thermodynamique (PVT) de champ Hassi Messaoud.
- L'application des équations d'état les plus célèbres.
- La modification des paramètres de ces équations, à l'objectif d'obtenir les propriétés PVT ( $P_b$ ,  $B_o$  et  $R_s$ ) modifié plus proche au l'expérimental.
- L'analyse statistique et graphique des résultats des équations d'état avant et après les modifications.

En fin et d'après les résultats de cette étude, il est opportun de recommander pour les travaux futurs et pour les prochaines études sur la thermodynamique :

- L'étude devrait être entreprise sur d'autres propriétés de PVT telles que la viscosité et le facteur de compressibilité.
- Elargir cette étude à d'autres régions et faire un classement selon le type de réservoir.
- Valider les résultats obtenus par des corrélations modifiées par des données des autres champs
- Il faut appliquer les équations d'état les plus célèbres et les plus récentes
- La base de données doit être plus large et actuels

---

## Références

- 1- Ahmed El-Banbi, Ahmed Alzahabi & Ahmed El-Maraghi. "PVT Property Correlations Selection and Estimation". Copyright r 2018 Elsevier Inc. All rights reserved
- 2- Amyx, J. M., Bass, D. M., and Whiting, R., Petroleum Reservoir Engineering- Physical Properties. New York: McGraw-Hill Book Company, 1960.
- 3- Dodson, L. P., "Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems," JPT, December 1953, pp. 287–298.
- 4- J.F. GAVIER : Propriétés des fluides de gisements cour de production TOME 2 ,1986.
- 5- <https://production-technology.org/pvt-experiments-separator-test/>
- 6- Guidelines for reservoirs fluid sampling, melun, France: Flopetrol Jonston, 1973.
- 7- McCain, W., The Properties of Petroleum Fluids. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company, 1990
- 8-MUHAMMAD AAMIR MEHMOOD. "Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Oil Field Brines". These master of science in petroleum engineering, JUNE 1996.
- 9- Shlumberger laboratories fluid analysis report blak oil.
- 10- Sonatrach rapport étude thermodynamique de l'effluent de puits BKP2.
- 11- Sid Rouhou Hadj Mohammed, ' étude empirique et corrélative des propriétés PVT du pétrole algérien. Memoir magister' option. Génie pétrolière Ouargla 2011
- 12- STAMATAKI.S. K., et al "Correlation and prediction of phase equilibria and volumetric behaviour of hyperbaric binary fluids". Revue de l'institut français du pétrole. Janvier-février 1998. vol. 53, n° 1.
- 13-TAREK H AHMED. "Hydrocarbon Phase Bihavior". Vol.7 ©1989 by Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- 14- Sonatrach DP HMD