

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

HALILAT abdelhamid

ABID abderrezak

-THÈME-

**Analyse et interprétation d'étude PVT intégrée dans l'évaluation des
propriétés de fluide de réservoir**

(étude de cas)

Soutenue le : 13 / 06 / 2019 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	Mehsoul Amar	M.C.B	UKM, Ouargla
Examineur:	Hafsi Fadila	M.A.A	UKM, Ouargla
Encadreurs:	ROBEI SARRA	M.A.A	UKM, Ouargla

Année universitaire : 2018/2019

Résumé

Résumé :

L'étude des propriétés PVT de fluide de réservoir est essentielle pour le développement de sa production et son exploitation. Le laboratoire est considéré comme la principale source de données pour ces propriétés comme il est possible aussi de calculer ces données à l'aide des tests et des corrélations empiriques avec des marges d'erreurs variables.

Études de laboratoire précises sur le comportement du PVT et l'équilibre de phase des fluides de réservoir sont nécessaires pour caractériser ces fluides et évaluer leur performance volumétrique à différents niveaux de pression. Il y a nombreuses analyses de laboratoire pouvant être effectuées sur un échantillon de fluide de réservoir.

La quantité de données souhaitée détermine le nombre de tests effectués dans le laboratoire.

Dans cette étude, nous présentons les procédures pour tous les tests effectués sur un échantillon dans un laboratoire de PVT et interprétons les données obtenues à partir de ces tests.

Les mots clés : PVT, comportement de réservoir, pression de bulle, pression de rosée, point de saturation, volume relative.

Abstract:

The study of PVT properties of reservoir fluid is essential for the development of its production and exploitation. The laboratory is considered the primary source of data for these properties as it is also possible to compute these data using tests and empirical correlations with variable error margins.

Accurate laboratory studies of PVT behavior and phase equilibrium of reservoir fluids are needed to characterize these fluids and evaluate their volumetric performance at different pressure levels. There are many laboratory tests that can be performed on a reservoir fluid sample.

The amount of data desired determines the number of tests performed in the laboratory.

In this study, we present the procedures for all tests performed on a sample in a PVT laboratory and interpret the data obtained from these tests.

Keywords: PVT, phase behavior, bubble pressure, dew pressure, saturation point, relative volume.

ملخص :

تعتبر دراسة خصائص PVT لسائل الخزان ضرورية لتطوير إنتاجه واستغلاله. يعتبر المختبر المصدر الرئيسي لبيانات هذه الخصائص لأنه من الممكن أيضاً حساب هذه البيانات باستخدام الاختبارات والعلاقات التجريبية مع هامش الخطأ المتغيرة.

هناك حاجة لدراسات مخبرية دقيقة لسلوك PVT وتوازن الطور لسوائل الخزان لتوصيف هذه السوائل وتقييم أدائها الحجمي عند مستويات ضغط مختلفة. هناك العديد من الاختبارات العملية التي يمكن إجراؤها على عينة من سائل الخزان. تحدد كمية البيانات المطلوبة عدد الاختبارات التي يتم إجراؤها في المختبر. في هذه الدراسة ، نقدم الإجراءات لجميع الاختبارات التي أجريت على عينة في مختبر PVT وتفسير البيانات التي تم الحصول عليها من هذه الاختبارات.

الكلمات الدالة : PVT ، سلوك الخزان ، ضغط الفقاعة ، ضغط الندى ، نقطة التشبع ، الحجم النسبي.

Remerciements

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

*Tous nos remerciements à notre Encadreur Melle : **ROBEI SARRA** qui nous a guidé à réaliser ce travail. Et pour avoir accepté de suivre cette étude. Et aussi pour son appui, ses conseils et sa patience durant l'élaboration de ce mémoire.*

*Je tiens à remercier Mr : **Mehsoul Amar** pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à Mme : **Hafsi Fadila** qui a accepté d'examiner notre travail.*

Nous tenons aussi à remercier tous les enseignants du département Production des hydrocarbures qui ont contribué de près ou de loin à réussir notre formation durant tout le cursus universitaire.

Mrs : Kadri A yacine, Sid Rouhou med lhadj, Atlili med lhadi, Lebtahi, Arbaoui Ali, Ouezzazi et tous les profs de département.

Nous tenons aussi à remercier toutes les personales de division exploration Sonatrach qui ont contribué de près ou de loin à réussir notre travail.

Mrs : BECHONI lamine, BAOUIA Zakaria, LEMOUI mahdi.

Enfin, comme nous ne pouvons mentionner tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce travail, que tous ceux qui nous ont aidés ne serait-ce que d'un

Simple encouragement trouve ici l'expression de notre

Reconnaissance la plus sincère.

Abderrazak et Abdelhamid



Sommaire

Sommaire.....	i
Liste des tableaux.....	iv
Liste des figures.....	v
Nomenclature.....	vi
Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Généralité sur Propriétés du fluide de réservoir	
Introduction.....	3
I.1.L'importance du donnés d'une analyse PVT.....	3
I-2-Généralité sur les propriétés du pétrole et du gaz	4
I.2.1 Composition des fluides pétrolières	4
I.2.1.1 Les gaz	4
I.2.1.1 Gaz secs, gaz humides et gaz à condensat rétrograde.....	5
I.2.2. Les huiles	5
I.3 Propriétés du gaz naturel	6
I.3-1 La masse Moléculaire.....	7
I.3-2- La densité.....	7
I.3-3- Facteur de volume de formation de gaz Bg.....	7
I.3-4 Le facteur de compressibilité (Z)	8
I.3-5 La viscosité de gaz.....	9
I.4- Propriétés de l'huile brut.....	10
I.4-1 Pression du point de bulle	10
I.4-2 La densité.....	10
I.4-3 Rapport gaz /Huile (GOR)	11

I.4-4 Rapport gaz – huile de solution (Rs)	11
I.4-5 Facteur de volume de formation d'huile (B_o)	12
I.4.6. Facteur de contraction (Fc) ou schrinkage (Sh)	12
I.4-7 Compressibilité d'huile C_o	13
I.4-8 La viscosité d'Huile μ_o	13
Conclusion	14

Chapitre II : Procédure expérimentale d'une étude PVT

Introduction.....	15
II-1-Description de l'appareil requis pour une étude Thermodynamique.....	15
II-2 – Echantillonnage.....	18
II-2-1-Les étapes de l'analyse des échantillons de fluide dans laboratoire.....	18
II-2-1-1-La restauration des échantillons	18
II-2-1-2- Validation des échantillons.....	19
II-2-1-2-1 Les tests de validation d'échantillon du séparateur	19
II-2-1-3-Recombinaison mathématique et physique du fluide séparateur (Gaz + Liquide).....	21
II-2-1-3-1-Recombinaison mathématique du fluide (Gaz + Liquide) séparateur.....	21
II-2-1-3-2-Recombinaison physique du fluide (Gaz + Liquide) séparateur.....	22
II-2-2-Les étude thermodynamique pour le fluide du séparateur ou fond.....	24
II-2-2-1- Analyse de laboratoire de système d'huile	25
II-2-2-1-1-Essais d' expansion à composition constante à température du réservoir.....	28
II-2-2-1-2-Essai de libération différentielle (vaporisation)	28
II-2-2-1-3-Tests de séparateur	30
II-2-2-2-Analyse de laboratoire de systèmes gaz-condensat.....	31
II-2-2-2-1- Composition constante test d'expansion.....	31
II-2-2-2-2- Test Constante Volume Déplétion	32
II-2-2-3-Test Viscosité De L'huile (Recombinée / Fond) A La Température De Réservoir.....	35
Conclusion.....	36

Chapitre III : étude de cas pour puits BBKPSE-2

Introduction	37
III-1-Identification de puits BBKPSE-2.....	37
III-2-Identification des bouteilles d'échantillons	38
III.3- Etude Thermodynamique de l'effluent du puits BBKPSE-2 DST#2.....	38
III.3-1- Validation des échantillons de séparateur.....	38
III.3-1-1-Validation du gaz séparateur GSB-0391.....	39
III.3-1-2 Validation de l'huile de séparateur CSB-8375-QA.....	39
III.3-1-2-1- étude à masse constante ou comportement éclair du (CCE) l'huile de séparateur CSB-8375-QA.....	40
III.3-1-2-2- La séparation flash de liquide séparateur CSB-8375-QA.....	42
III.3-2- La recombinaison mathématique et physique du fluide du séparateur.....	44
II.3-2-1-Recombinaison Mathématique.....	44
II.3-2-2-Recombinaison Physique	44
III.4-Les études thermodynamiques pour le fluide de la recombinaison	47
III.4-1-Expansion constante de la composition à T_{RES} 116,0 ° C de l'échantillon recombiné	47
III.4-2-Libération différentielle à 116.0 ° C	51
III.4-3-Essais de séparation par des étapes d'un échantillon recombiné	56
III.4-4-Essai de viscosité simulé à 116,0 ° C.....	58
Conclusion.....	59
Conclusion Générale.....	60
References.....	61

LISTE DES TABLEAUX

TABLUE.III-1-FICHE TECHNIQUE Bir Berkine Profond Sud Est-2 (BBKPSE-2).....	42
TABLEAU.III-2-Identification des bouteilles d'échantillons.....	43
TABLEAU.III-3-Les conditions de fermeture et d'ouverture des échantillons.....	43
TABLEAU.III-4 Les résultats de validité du gaz flash GSB-0391.....	44
TABLEAU.III5-les résultat du test CCE l'huile de séparateur CSB-8375-QA.....	45
TABLEAU.III-6-Composition du liquide séparateur CSB-8375-QA.....	46
TABLEAU.III-7-Résumé des donnés obtenu par séparation de flashe d'huile séparateur.....	47
TABLEAU.III-8-Les résultats de la recombinaison mathématique.....	48
TABLEAU.III.9-Résultats de la Recombinaison physique.....	49
TABLEAU III.10-comparaisons de La recombinaison mathématique et physique du fluide du séparateur.....	50
TABLEAU III.11-Expansion constante de la composition à 116,0 ° C de l'échantillon recombéné.....	51
TABLEAU.III-12-Libération différentielle à 116,0 ° C d'huile recombéné.....	55
TABLEAU.III-13-Libération différentielle à 116,0 ° C d'échantillon recombéné - Compositions à la vapeur (en moles%).....	59
TABLEAU.III-14-Test de séparation en deux étapes d'un échantillon recombéné.....	60
TABLEAU.III-15-Composition molaire du gaz flash d'échantillon.....	61
TABLEAU.III-16-Essai de viscosité simulé à 116,0 ° C.....	62

LISTE DES FIGURES

Figure.I-1- Diagramme Pression –Température.....	6
Figure.I-2-Le diagramme des facteurs de compressibilité Z de Standing et Katz.....	9
Figure.II-1-Equipement de l'étude PVT.....	19
Figure.II-1- Représentation schématique du tracé d'une isotherme p, V.....	22
Figure.II-3- Test d'expansion à composition constante.....	28
Figure.II-4-La courbe de la fonction Y en fonction de la pression.....	31
Figure.II-5-Test de vaporisation différentielle.....	32
Figure.II-6- Tests de séparateur.....	35
Figure.II-7- Test Constante Volume Déplétion.....	39
Figure.III.1-Schéma synoptique du forage BBKPSE-2 à partir de HMD.....	41
Figure.III-2- La Relation pression-volume ou étude à composition constante à T=31.1°C.....	45
Figure.III.3-Variation du volume relative (A) en fonction de pression.....	52
Figure.III.4-Variation du volume relative (B) en fonction de pression.....	53
Figure.III.5-Variation du volume relative (C) en fonction de pression.....	53
Figure.III.6-Variation la masse volumique (D)en fonction de pression.....	54
Figure.III.7-Variation coefficient de compressibilité(E) en fonction de pression.....	54
Figure.III.8-Variation du GOR de dissolution R_s de l'huile recombinaé.....	55
Figure.III.9-Variation du FVF de l'huile recombinaée.....	56
Figure.III.10-Variation du la masse volumique de l'huile recombinaée.....	56
Figure.III.11-Variation du Facteur de compressibilité du gaz libéré.....	57
Figure.III.12-Variation du FVF du gaz.....	57
Figure.III.13-Variation de la viscosité de gaz libéré en fonction de pression.....	58
Figure.III.14-Variation du Facteur Volumétrique total en fonction de pression.....	58
Figure.III-15-Variation de viscosité en fonction de pression.....	62

Nomenclature

Symbole	Désignation	Unité
PVT	Pression Volume Température	
API	Degré API d'huile	
P	Pression	Psia
Prés	Pression de réservoir	Psia
P_b, P_{sat}	Pression de bulle	Psia
P_c	Pression critique	
T	Température	K, F°
Très	Température de réservoir	K, F°
T_c	Température critique	K, F°
V	Volume	m^3
Rs	Solubilité de gaz.	scf/STB
FVF	Facteur de volume de formation	
GOR	Gas Oil Ratio = $V_{gaz}Scf/V_{liquide}STB$	scf/STB
V_r	Volume Relative	%
B_o	Facteur de volume de formation de l'huile	bbbl/STB
B_g	Facteur de volume de formation de	scf/STB
μ_o	Viscosité d'huile	cP
μ_g	Viscosité du gaz	cP
d_o	Spécifique gravité de l'huile (eau=1)	
d_g	Spécifique gravité du gaz (air=1)	
Mw	Poids moléculaire (la masse molaire).	g/mole
Z	Facteur de compressibilité	
Scf	Standard cubic feet	
STB	Stock Tank Barrel	
STO		
C_o	Compressibilité d'huile	$Psia^{-1}$
C_g	Compressibilité du gaz	$Psia^{-1}$

INTRODUCTION GENERALE

Les calculs de performance pour les réservoirs pétroliers ont besoin d'une connaissance précise du comportement volumétrique de mélanges d'hydrocarbures, liquide et gazeux.

L'aspect important dans l'étude des propriétés thermodynamiques de pétrole bruts est de prédire le comportement de phases au cours de l'exploitation de gisement, c'est pourquoi on s'intéresse dans ce travail de présenter l'effets de changement de la pression ou la température sur la situation compositionnelle (huile or gaz) de façon générale ce n'est pas que la pression et ou la température qui font influencer aussi sur le comportement car la composition de ce dernier influencer aussi sur l'état d'équilibre de mélange.

Dans l'ingénierie de réservoirs le plus important c'est la production et surtout la pression et la température qui entrent directement ou indirectement dans toutes les phases d'études de réservoirs. Il est possible de comprendre certains aspects de comportement de phase ou l'état d'équilibre de mélange, en conséquence de déterminer les meilleurs régimes et techniques d'exploitation[16].

Notre présent travail entre dans ce contexte. Son objectif principal est la caractérisation des propriétés d'un échantillon prélevé au puits BBKPSE-2 du champ Hassi Berkine, par des analyses PVT dans laboratoire de Schlumberger.

Donc C'est quoi le PVT ?

Le PVT C'est Connaitre les propriétés thermodynamiques (données PVT) des fluides réservoir dans les conditions de réservoir (pression et température), dans les tubings de production, dans les pipes de transport ainsi que et leurs variations durant leur acheminement depuis le réservoir vers la surface (stockage), à savoir :

- Composition (s) initiale (s) du fluide réservoir.
- Pression de saturation à la température du réservoir.
- La masse volumique de de l'huile réservoir.
- Densités de l'huile et du gaz.
- Viscosités de l'huile et de gaz.
- Solubilité du gaz dans l'huile de réservoir.
- Teneur en liquide du gaz (condensat) réservoir.

- Facteurs de contraction (shrinkage) de l'huile réservoir et du gaz réservoir, des conditions de pression Température de réservoir aux conditions de surface.
- Le nombre de phase en équilibre.
- Les propriétés de chaque phase.
- Compositions des phases en équilibre[2].

De nombreuses analyses de laboratoire nous l'avons fait sur cet échantillon de fluide de réservoir. La donnée souhaitée détermine le nombre de tests effectués dans le laboratoire.

Pour cet échantillon nous avons réalisés plusieurs types d'essais de laboratoire sont les plus couramment effectués pour caractériser le fluide d'hydrocarbure du réservoir. Ils comprennent

- Analyse compositionnelle.
- Expansion à composition constante.
- Libération différentielle.
- Tests de séparation.
- Comportement a volume constant.
- Viscosité de fluide monophasique à température de réservoir[3].

Dans ce travail, qui est divisé en trois chapitres, le premier chapitre est un aperçu des propriétés du réservoir de liquide. Et l'importance de l'étude de ces caractéristiques et de l'identification, et nous expliquons dans le deuxième chapitre les étapes expérimentales de l'étude du PVT en laboratoire, et aussi le troisième chapitre et la dernière étude de cas Pour le puits BBKPSE-2 où nous interprétons les résultats de l'analyse d'échantillons du séparateur.

Chapitre I
Généralité sur Propriétés du
fluide de réservoir

Introduction :

L'étude de comportement d'un réservoir vient avec le savoir de ses propriétés physiques et chimiques du fluide de réservoir. Ces propriétés de fluide sont généralement déterminées par des expériences de laboratoire effectuées sur des échantillons de fluide de réservoir. En absence de propriétés mesurées expérimentalement, il est nécessaire de déterminer les propriétés à partir des corrélations empiriquement dérivées.

La nature de ces fluides (gaz ou liquide) implique l'introduction de la thermodynamique pour la détermination de ces propriétés telles que : la masse volumique, la composition des fluides et les fractions pétrolières ainsi que les paramètres PVT.

L'objectif de ce chapitre est de présenter des corrélations bien établies des propriétés physiques pour les fluides de réservoir.

I.1-L'importance du données d'une analyse PVT :

Les analyses (PVT) prennent beaucoup d'intérêt des compagnies pétrolières. En particulier les compagnies d'exploration. Ces analyses permettent de déterminer les caractéristiques et le comportement des fluides de réservoir sous différentes conditions de pression, volume et température. L'objectif principal d'une telle étude étant :

- Estimer le volume d'huile et de gaz du réservoir.
- Étudier le comportement thermodynamique des fluides réservoirs
- Les besoins propriétés des calculs du reservoir engineering
- Fournir des informations sur le déclin de pression du réservoir en fonction du temps.
- Calculer les propriétés de débit du fluide de réservoir.
- Optimiser la récupération de liquide
- Définir le type du fluide réservoir,
- Le calcul et l'optimisation des installations de surface (colonne de production, pipe, séparateurs.....)
- Arrêter un plan de développement et un mode de production qui maximise le profit.
- Étudier le mécanisme de déposition des dépôts organiques (asphaltènes, paraffines) et leur prévention.
- Création de model PVT[15].

I.2- Généralité sur les propriétés du pétrole et du gaz :

Les pétroles bruts et les gaz naturels sont les formes les plus courantes des mélanges d'hydrocarbures que l'on extrait du sous-sol.

Ces mélanges d'hydrocarbures exploités peuvent exister à l'état solide, liquide ou gazeux selon les conditions de pression et de température dans les réservoirs ou dans les équipements de production par lesquels transitent.

Les phases liquide et gazeuse sous lesquelles les mélanges d'hydrocarbures sont le plus souvent exploités et presque toujours associées. C'est ainsi que la production d'un pétrole brut est presque toujours accompagnée par une production de gaz et qu'inversement, l'exploitation d'un gisement d'un gaz conduit très souvent à la production de liquide.

Les propriétés les plus importantes pour la production de pétrole sont :

- Pression de saturation à la température du réservoir
- Poids moléculaire apparent, M_a
- Solubilité du gaz dans l'huile de réservoir
- Facteur de compressibilité, z
- Densité,
- Facteur de volume de formation
- Viscosité
- Densité du gaz de solution.
- Coefficient isotherm de compressibilité
- Les compositions chimiques.

Les données sur la plupart de ces propriétés de fluide sont généralement déterminées par des expériences de laboratoire effectuées sur des échantillons de fluide de réservoir. En l'absence de propriétés expérimentalement mesurées des pétroles bruts, l'ingénieur pétrolier doit déterminer les propriétés à partir de corrélations empiriquement dérivées[4].

I.2-1 Les Composition des fluides pétrolières :**I.2-1-1- Les gaz :**

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

- Méthane C_1H_4 Ou C_1

- *Ethane* C_2H_6 Ou C_2
- *Propane* C_3H_8 Ou C_3
- *Butane* C_4H_{10} Ou C_4

I.2-1-1-1-Gaz secs, gaz humides et gaz à condensat rétrograde :

Le déclin de pression, au court de production, une partie du gaz dissous se regazéifie et les bulles de gaz entraînent avec elles l'huile vers la sortie. Quand le gaz s'est échappé à peu près complètement, ou si le pétrole n'en contient guère à l'état naturel, le puits cesse d'être ou n'est pas éruptif.

Il arrive aussi, qu'un chapeau de gaz libre (gaz cap) surmonte la couche imprégnée d'huile, en ce cas elle-même saturée de gaz dissous.

Lors de leur arrivée en surface, certains gaz naturels restent à l'état gazeux. Ils sont alors principalement constitués de C_1 , C_2 , C_3 , N_2 , H_2 et sont dits gaz secs. Les autres donnent lieu au dépôt d'une partie de leurs constituants, appelée gazoline. Ils sont dits humides ou à condensat rétrograde.

Quand on baisse la pression d'un tel gaz (à température constante), il arrive un moment où une goutte de liquide se dépose (pression de rosée rétrograde) ; puis la quantité de condensat augmente, passe un maximum et rediminue. Elle s'annulerait pour une deuxième valeur de la pression (pression de rosée). Pour ces gaz :

$$T_c < T_g < T_{cc}.$$

Donc on peut distinguer deux classes de gaz :

1. La première classe comprend les mélanges d'hydrocarbures qui sont toujours à l'état gazeux dans le réservoir ($T_g > T_{cc}$) : ce sont les gaz humides.
2. La deuxième classe comprend des gaz qui, par détente à la température du gisement (détente isotherme), peuvent déposer dans le gisement un condensat. Ils sont dits gaz à condensat rétrograde[11].

I.2-1-2. Les huiles :

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

- *Pentane* C_5H_{12} Ou C_5
- *Hexane* C_6H_{14} Ou C_6
- *Heptane* C_7H_{16} Ou C_7
- *Octane* C_8H_{18} Ou C_8

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

Le diagramme P-T présente la classification des réservoirs d'après les critères thermodynamique (Figure.I.1).

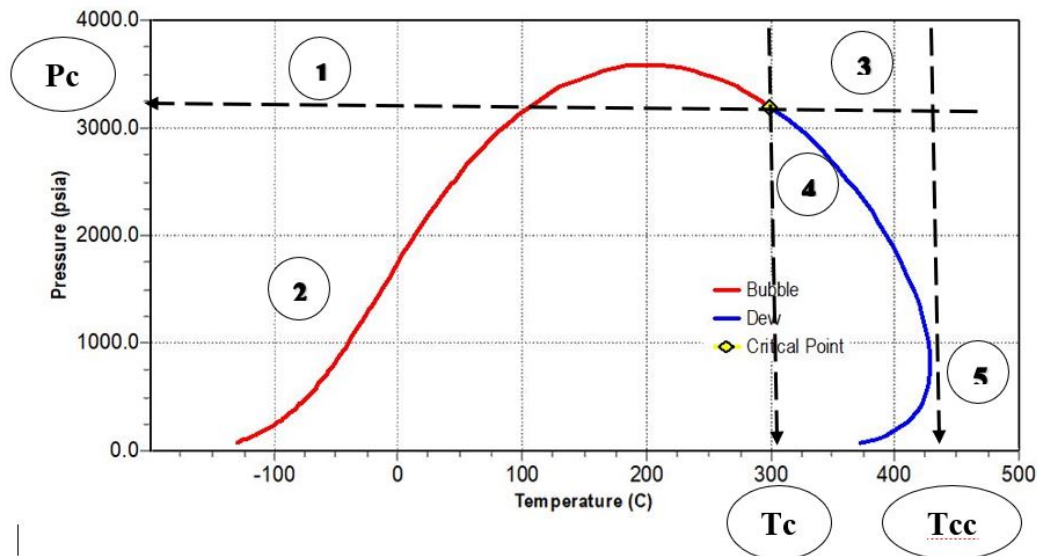


Figure.I-1 : Diagramme Pression –Température.

- Le point 1 : Zone monophasique liquide, huile sous saturée.
- Le point 2 : Zone biphasique de vaporisation.
- Le point 3 : Zone monophasique gaz, gaz à condensat.
- Le point 4 : Zone biphasique de condensation rétrograde.
- Le point 5 : Zone monophasique gaz[12].

I.3 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[13].

I.3-1 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 (1) suivante:

$$M_g = \sum_{i=1} y_i M_i \quad \dots\dots\dots (1)$$

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. [12].

I.3-2-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 (2) suivante :

$$d_g = \frac{M_g}{28.966} \quad \dots\dots\dots (2)$$

Avec :

M_g : La masse moléculaire du gaz.

28.966 : la masse molaire de l'air [6].

I.3-3-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 (3) suivante :

$$B_g = \frac{V(P,T)}{V(P_{sc},T_{sc})} \quad \dots\dots\dots (3)$$

Avec :

B_g : facteur de volume de formation de gaz, ft³ / 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.

Aussi, on peut l'exprimer d'après l'équation (4) suivante :

$$B_g = \frac{T}{P} Z \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \dots\dots\dots (4)$$

Avec :

Z : Facteur de compressibilité[11].

I.3-4 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 (5) suivante:

$$PV = ZnRT \dots\dots\dots (5)$$

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.

Le facteur de compressibilité peut être déterminé par la Pression pseudo réduite et la température pseudo réduite, en utilisant le diagramme de STANDING et KATZ (Figure.I.2),

$$P_{Pr} = \frac{P}{P_{Pc}} \quad \text{Avec : } P_{Pc} = \sum_{i=1} y_i P_{ci}$$

$$T_{Pr} = \frac{T}{T_{Pc}} \quad \text{Avec : } T_{Pc} = \sum_{i=1} y_i T_{ci}$$

P_{Pr} : pression pseudo réduite du mélange

T_{Pr} : température pseudo réduite du mélange

P_{ci} : pression critique du constituant i

T_{ci} : température critique du constituant i

P_{Pc} : pression pseudo critique du mélange

T_{Pc} : température pseudo critique du mélange

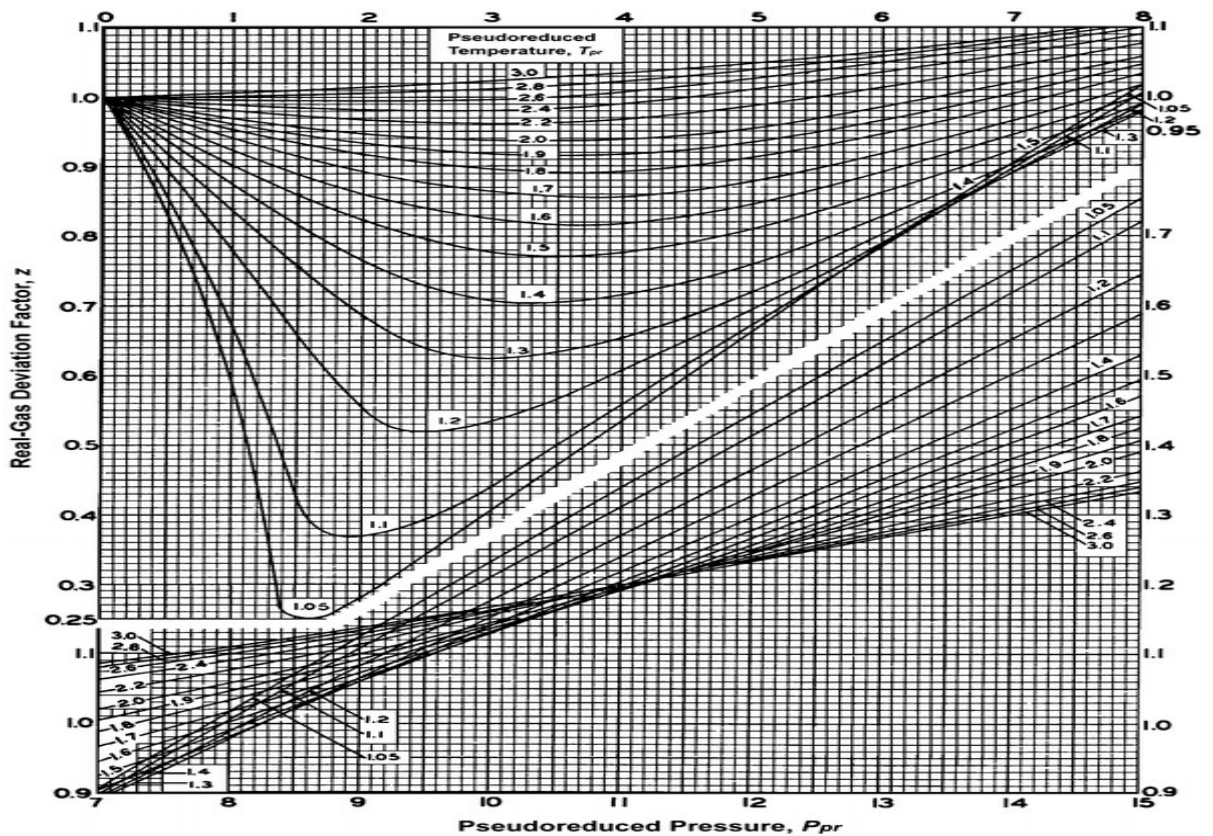


Figure.I-2-Le diagramme des facteurs de compressibilité Z de Standing et Katz

Ce diagramme est généralement fiable pour le gaz naturel avec une quantité mineure de non hydrocarbures. C'est l'une des corrélations les plus largement acceptées dans l'industrie du pétrole et du gaz[14].

I.3-5 La viscosité de gaz :

Lee, Gonzalez et Eakin (1966) ont présenté une relation semi-empirique permettant de calculer la viscosité des gaz naturels. Leur équation proposée est donnée par l'équation (6) suivante :

$$\mu_g = 10^{-4}K \exp \left[x \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^y \right] \dots\dots\dots (6)$$

Avec :

$$K = \frac{(9.4+0.02M_a)T^{1.5}}{209+19M_a+T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M_a$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

ρ_g : Densité de gaz à la pression et à la température du réservoir, lb/ft^3 .

T : température de réservoir, °R.

M_a : Masse moléculaire du mélange gazeux[13].

I.4 Propriétés de l'huile brut :

Une description précise des propriétés physiques des huiles bruts revêt une importance considérable dans les domaines de la science appliquée et théorique, et en particulier dans la résolution des problèmes d'ingénierie des réservoirs de pétrole ; Les propriétés physiques d'intérêt principal dans les études d'ingénierie pétrolière comprennent :

I.4-1 Pression du point de bulle :

La pression au point de bulle P_b d'un système d'hydrocarbures est définie comme la pression la plus élevée à laquelle une bulle de gaz se libère pour la première fois de l'huile. Cette propriété importante peut être mesurée expérimentalement pour un système de pétrole brut en effectuant un test d'expansion à composition constante[10].

I.4-2 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 condensats légers jusqu'à des valeurs quelque peu supérieures à l'unité pour les bitumes par l'équation (7) suivante :

$$d_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots (7)$$

Avec :

d_o : La densité d'huile.

ρ_o : La masse volumique d'huile.

ρ_w . La masse volumique d'eau.

L'industrie américaine utilise pour mesurer la densité du pétrole brut la gravité à API. (American Petroleum Industrial gravity).

$$API = \frac{141.5}{d_o} - 131.5$$

La densité API des pétroles bruts se situe généralement entre 47 ° API pour des pétroles bruts plus légers à 10 ° API pour les pétroles bruts plus lourds[5].

I.4-3. 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.

Il est donné par l'équation (8) suivante [13]:

$$GOR = \frac{\text{Volume gaz}(CS)}{\text{Volume huile}(CS)} \dots\dots\dots (8)$$

I.4-4. Rapport gaz – huile de solution (Rs) :

La solubilité dans le gaz Rs est définie comme le volume standard de gaz qui se dissoudront dans un baril de pétrole brut à une pression et à une température déterminée. La solubilité d'un gaz naturel dans un pétrole brut dépend fortement de la pression, de la température, de la densité API et de la gravité du gaz. Il est nommé solution GOR.

Les corrélations empiriques suivantes pour l'estimation de la solubilité dans les gaz sont indiquées ci-dessous :

a. Corrélation de Vasquez-Beggs :

Vasquez et Beggs (1980) ont présenté une corrélation empirique améliorée pour l'estimation de Rs par l'équation (9) suivante[9] :

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp \left[C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \right] \dots\dots\dots (9)$$

Avec :

R_s : GOR de dissolution en scf / STB.

γ_{gs} : Gravité du gaz à la pression de séparation (100psig).

T : température en °F.

P : pression en psia.

C_1, C_2, C_3 : sont des constants.

Coefficient	API = 30	API > 30
C_1	0.0362	0.0178

C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.7240	23.931

b. Corrélation de McCain (1991) :

McCain (1991) a souligné que la solubilité dans les gaz peut également être calculée de manière rigoureuse à partir des données expérimentales de PVT mesurées à la pression et à la température spécifiées. L'expression suivante relie la solubilité du gaz R_s à la masse volumique et la densité d'huile, et ainsi que la densité du gaz et au facteur de volume de formation de l'huile par l'équation (10) suivante [6].

$$R_s = \frac{B_o \rho_o - 62.4 d_o}{0.0136 d_g} \dots\dots\dots (10)$$

L'erreur dans le calcul de R_s en utilisant l'équation ci-dessus dépendra uniquement de la précision des données PVT disponibles.

I.4-5 Facteur de volume de formation d'huile (B_o) :

Le facteur de volume de formation d'huile, B_o , est défini comme le rapport entre le volume d'huile (plus le gaz en solution) à la température et la pression du réservoir et le volume d'huile dans les conditions standard. B_o est toujours supérieur ou égal à l'unité. Le facteur de volume de formation d'huile par l'équation (11) suivante :

$$B_o = \frac{V_o(p,t)}{V_{sc}(p_{atm}, 15^\circ c)} \dots\dots\dots (11)$$

Avec :

$V_o(p, t)$: volume de l'huile à P et T de réservoir.

V_{sc} : volume de l'huile mesuré dans les conditions standards.

B_o : Facteur de volume de formation d'huile[5].

I.4-6. Facteur de contraction (F_c) ou shrinkage (Sh) :

La différence entre le volume à (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, donné par l'équation (12) suivante[2] :

$$F_c = \frac{\text{Volume de l'huile } (C_s)}{\text{Volume de l'huile } (P,T)} \dots\dots\dots (12)$$

I.4-7. 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. Elle se définit par l'équation (13) suivante [5]:

$$C_o = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \dots \dots (13)$$

C_o : Compressibilité d'huile.

T : Temperature.

∂V : Variation de volume.

∂P : Variation de pression.

I.4-8. La viscosité d'Huile μ_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.

a. Corrélation de Beggs-Robinson :

Beggs et Robinson (1975) ont proposé une corrélation empirique pour estimer la viscosité d'huile saturée par l'équation (14) suivante :

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \dots \dots (14)$$

Avec :

μ_{ob} : La viscosité d'huile pour une pression inférieure ou égale la pression de bulle

μ_{od} : La viscosité de Dead oil (huile morte)

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

La viscosité d'huile morte exprimé par la forme suivante :

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Avec :

$$x = y(T - 460)^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023^\circ API [6].$$

b. Corrélation de Vasquez-Beggs :

Pour la pression supérieure à la pression de bulle, **Vasquez -Beggs (1976)** ont proposé la corrélation par l'équation (15) suivante [5]:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \dots \dots (15)$$

Avec :

$$m = 26P^{1.187} 10^a$$

$$a = -3.9(10^{-5})P - 5$$

Conclusion :

La caractérisation des propriétés des fluides est très importante dans l'industrie pétrolière.

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'obtenir 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.

Chapitre II

Procédure expérimentale

d'une étude PVT

Introduction :

L'exploitation, qui amène le fluide du réservoir jusqu'à la surface, entraîne d'une part une diminution isotherme de la pression dans le gisement, une fois qu'on extrait la matière le fluide sera soumis à une réduction de pression et de température entre le fond et les installations de surface.

Deux conséquences importantes découlent de cette situation :

- Dans le gisement d'abord, le fluide voit ses propriétés physiques varier lorsque la pression diminue au fur et à mesure de l'exploitation ;
- Dans les installations de surface on aura un mélange dont l'état et les propriétés des phases gazeuses et liquides dépendront des conditions de pression et de température imposées.

De ce qui précède, on voit qu'il est nécessaire d'étudier les propriétés physiques des mélanges naturels d'hydrocarbures et en particulier la variation de ces propriétés en fonction de la pression et de la température[1].

De nombreuses expériences plus ou moins développées peuvent être effectuées sur des huiles de gisement mais **l'analyse P.V.T (pression, volume, température)** courante destinée aux études classiques de gisement et de production est essentiellement composée des étapes suivantes :

1. Etude à composition constante (CCE) ou comportement Eclair d'un fluide d'hydrocarbures à température constante.
2. La vaporisation différentielle à la température du réservoir
3. Les essais de séparation dans les conditions de production en surface
4. La composition du fluide de réservoir
5. La viscosité de l'huile à la température de réservoir[4].

II-1-Description de l'appareil requis pour une étude Thermodynamique :

L'étude **PVT** désigne l'ensemble des mesures massiques, volumétriques et viscosimétriques ainsi que la détermination de la pression de saturation du mélange d'hydrocarbures, son GOR (rapport gaz sur huile de stockage) et l'analyse des phases liquide et gazeuse recueillies lors de la détente de ce mélange aux conditions standards (14,7Psia, 15°C).

L'équipement PVT comme indique dans Figure.II.1 destiné à l'étude thermodynamique des mélanges d'hydrocarbures comprend :

i. Une étuve (four) :

L'étuve est composée de thermoplongeur à ailettes, alimentés électriquement et situés à grand courant de recirculation fournissant un mélange d'air uniforme et une distribution efficace de la chaleur dans l'enceinte. La température de l'étuve est contrôlée à l'aide d'un microprocesseur en contact avec un senseur RTD en platine. Le système de réfrigération complète l'ensemble permettant ainsi de réaliser l'essai dans les conditions ambiantes et même à des basses températures.

- Température maximale de service= +200°C.
- Température minimale de service= -35° C.

ii. Une cellule PVT à visibilité totale :

La cellule PVT est un instrument en acier Inox de haute précision pour déterminer les propriétés physiques des équilibres (liquide/vapeur).

La pression maximale de service est de 15.000 Psi \pm 10 Psi avec un volume total de 132 cm³, avec une précision dans la lecture des volumes de 0.01 cm³. Température maximale de service est de 200°C \pm 0.1°C.

La cellule PVT compte de nombreux avantages tels que :

- Mesures directes des volumes des phases en contact.
- Présente une facilité d'entretien et de démontage dans le cas de nettoyage.
- Grande masse thermique offrant une stabilité de la température.
- Visibilité total de l'échantillon à travers des fenêtres.

iii. Une pompe volumétrique à haute pression :

La pompe volumétrique est contrôlée par un terminal RS 232 et le contrôle de logiciel fournit un maximum de flexibilité dans les modes opérationnels.

- Pression maximale de service : 15.000 Psi,
- Volume total = 500 cm³
- Débit maximal de déplacement = 100 cm³/h,
- Débit minimal de déplacement = 1 cm³/h,

iv. Un système vidéo à haute résolution :

Ce système est composé de deux parties principales :

- Partie optique équipée d':
 - Une lentille télescopique d'agrandissement élevée.

- Un tube d'extension optique, qui agit comme un microscope à grande distance par rapport à le hublot de la cellule PVT
- Un écran en couleur de haute résolution permet de visualiser et par-là de mesurer avec précision les volumes des phases en présence. La lecture des volumes est présentée sur un tableau de calibration du cathétomètre (figure.II.1).



Figure.II-1 : Equipement de l'étude PVT.

➤ Partie mécanique composée de:

Un système motorisé linéaire dont l'usage permet de fixer la position de la caméra par rapport à l'interface du fluide ; celui-ci est muni d'un encodeur linéaire à haute résolution permettant de mesurer les volumes des phases en présence avec précision.

Un équipement est entièrement piloté par ordinateur, une fois l'échantillon transféré, la manipulation se résume en des consignes que l'on fixe puisque la pompe, la sonde de température ainsi que d'autres organes sont complètement et automatiquement contrôlés.

Un matériau requis est tout fluide d'hydrocarbures dont on aimerait connaître le comportement thermodynamique et aussi une eau de réservoir contenant du gaz dissous dont les conditions de production doivent être connues avec exactitude aussi bien que le type

d'échantillon (fond ou surface), les conditions de prélèvement (séparation, tête de puits, échantillonneur de fond...etc.), les conditions de transport, toutes ces informations sont consignées dans des fiches d'échantillonnage spécialement conçues à cet effet[8].

II-2 - Echantillonnage :

On rappelle qu'il existe deux types d'échantillonnage :

- **L'échantillonnage de surface sur séparateur :**

Il consiste à collecter du gaz et du liquide qui sont ensuite mélangés au laboratoire dans le rapport de leurs débits afin de reconstituer l'effluent du puits[10].

- **L'échantillonnage de fond :**

Il s'effectue au moyen d'appareils spéciaux descendus dans le puits au niveau de la couche ; ceux-ci recueillent un certain volume de fluide qui est ensuite amené en surface.

II-2-1-Les étapes de l'analyse des échantillons de fluide dans laboratoire :

II-2-1-1-La restauration des échantillons :

Les bouteilles d'échantillonnage subissent des tests de validation par la détermination de leurs pressions d'ouverture ; L'échantillon choisi pour l'étude est soumis à **la restauration** donc la bouteille qui le contient est :

-Chauffée à la Température de réservoir ou séparateur par le biais d'une jaquette de chauffage adéquate.

-Mise sur le banc de restauration pour agitation afin d'assurer l'homogénéisation du fluide réservoir pendant le temps nécessaire de trois heures à (03) à quatre (04) jours[15].

II-2-1-2- Validation des échantillons :

Comme la validité d'une étude thermodynamique « **PVT** » dépend beaucoup de la représentativité de l'échantillonnage qui est la première et la plus importante des opérations en vue de la réalisation d'une étude PVT, il est donc primordial de contrôler et de valider les échantillons prélevés soit au fond ou au niveau du séparateur avant d'entreprendre l'expérimentation.

- **La validation des échantillons de fond englobe :**

- Une pression d'ouverture des bouteilles.
- La détermination de la pression de saturation à la température du réservoir.
- La comparaison de la pression de saturation avec la pression de réservoir.

- **La validation des échantillons de surface englobe :**

a) Pour les gaz :

La validation se fait par analyse chromatographique et la pression d'ouverture doit être proche si non égale à la pression de séparation, en plus la composition chromatographique du gaz de toutes les bouteilles prélevées doit être identique

b) Pour les liquides :

- Une pression d'ouverture des bouteilles ;
- Déterminer la pression de la saturation du liquide séparateur qui devrait être proche ou égale à la pression de séparation (1 à 2% d'écart) Pour cela on doit lui faire subir un test CCE à la température de séparation[10].

II-2-1-2-1 Les tests de validation d'échantillon du séparateur :

A. Validation du gaz séparateur :

Le gaz séparateur est analysé par chromatographie en phase gazeuse, le but de cette étude est de corriger le (GOR) chantier et de déterminer[4].

a) La Composition chimique :

Elle indique les composés hydrocarbures et autres constituants de gaz et leur importance relative dans le mélange par l'intermédiaire de leur fraction volumique et moléculaire. La composition chimique d'un gaz est utilisée pour les études de valorisation. Elle sert aussi à calculer certaines propriétés en fonction de la pression et de la température (facteur de compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de l'exploitation (extraction du produit liquide).

b) La masse molaire moyenne du gaz séparateur M l'équation (1).

c) La densité d l'équation (2).

d) Le facteur de compressibilité du gaz séparateur Z l'équation (5).

B. Validation du liquide de séparateur :

B-1- d'étude à masse constante ou comportement éclair :

Par l'étude de relation pression-volume ou étude à composition constante CCE :

Le but de cette étude est de déterminer la pression saturation du liquide séparateur. Cette pression doit être égale à la pression de séparation pour que l'échantillon soit valide. L'isotherme en variables PV est tracée point par point en réalisant des équilibres du liquide à

la température de séparation dans une cellule de mesure. Le déclin de pression est obtenu par accroissement du volume offert au fluide.

L'expérience se poursuit jusqu'à ce que le fluide occupe la totalité du volume de la cellule. On observe que dès que le gaz ou liquide se libère, le déclin de pression par accroissement unité de volume diminue : c'est le changement de pente de l'isotherme qui définit la pression de la saturation de fluide[16].

On notera, que pendant l'expérience aucun retrait de matière n'est effectué : la masse et la Composition du système reste donc constante. Les appellations vaporisation à masse constante, ou détente à composition constante ou encore détente éclair sont indifféremment utilisées pour définir cette opération[4](figure.II-1).

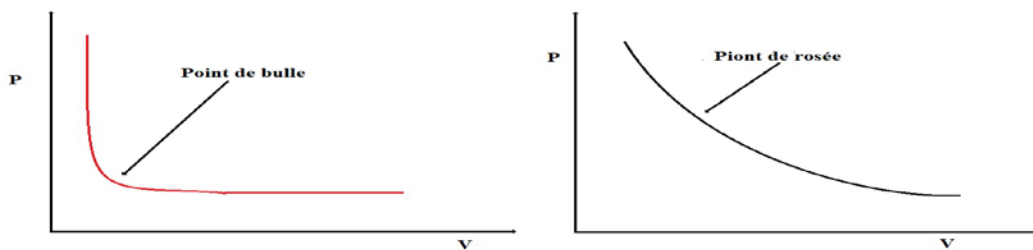


Figure.II-1- Représentation schématique du tracé d'une isotherme p, V.

A chaque palier de pression, les valeurs de volume total (liquide + gaz au-dessous de la pression du saturation) du fluide dans la cellule et de la pression correspondante sont relevées et notées, l'équilibre d'un palier à un autre est atteint plus facilement grâce à l'agitateur magnétique.

A noter aucun fluide n'est ni injecté ni libéré de la cellule d'étude durant l'expérimentation d'où le nom d'étude à masse constante ou comportement éclair[4].

Cette expérience permet de déterminer les paramètres suivants :

- a) **La pression de saturation du liquide (point de bulle ou rosée)**
- b) **Le volume relatif l'équation (26).**
- c) **La masse volumique.**

La masse volumique du fluide de réservoir constitue une donnée essentielle pour la valorisation des huiles dans l'industrie pétrolière. Au laboratoire, la masse volumique est mesurée comme suit :

$$\rho = \frac{\text{masse pycnomètre rempli} - \text{masse pycnomètre vide}}{\text{Volume du liquide initial}}$$

A noter que le volume du liquide initial est déterminé par une simple lecture du volume sur le

Cathétomètre avant (V_1) et après (V_2) transfert de l'échantillon[12].

$$\text{Volume du liquide initial} = V_1 - V_2$$

Lors de la détente éclairée, le volume du liquide croît sensiblement jusqu'à une brusque variation au point de saturation. Ceci s'explique par le changement de phase qui passe de l'état liquide à l'état gazeux. Et la pression de la saturation qui est égale à correspond à la pression de séparation, d'où la validité d'échantillon.

B-2-La séparation flash :

Les essais de séparation consistent à simuler le processus de séparation du brut utilisé sur le champ en amenant l'huile d'un état initial (pression et température de réservoir) à un état final (conditions standards) par l'intermédiaire d'un séparateur.

Les essais de séparation en laboratoire se réalisent dans un « **Jefri GOR Apparatus** » où l'équilibre liquide/vapeur est atteint parfaitement grâce à une pompe de circulation incorporée qui continue à faire circuler le gaz en faisant barboter dans le liquide jusqu'à ce que tous les condensables contenus dans le gaz se déposent dans le liquide[4].

Procédure de l'étude :

La procédure de séparation d'huile séparateur s'effectue selon les étapes suivantes :

- 1) On place dans le « Jefri GOR Apparatus » le pycnomètre à l'huile après avoir déterminé la masse volumique de l'échantillon transféré dans ce pycnomètre ainsi que le pycnomètre à gaz et le piège pour le liquide.
- 2) On fait le vide dans le circuit à l'aide d'une pompe à vide.
- 3) On envoie un gaz vecteur (Hélium), quand la pression sur l'afficheur sera égale à la pression atmosphérique, on ferme la bouteille.
- 4) On ouvre doucement la vanne supérieure du pycnomètre à l'huile jusqu'à l'ouverture totale, ainsi l'expansion du gaz doit se poursuivre jusqu'à ce que le contrôleur de pression affiche la pression atmosphérique.
- 5) On ouvre la vanne inférieure du pycnomètre à l'huile.
- 6) On fait circuler le gaz produit dans le liquide flashé en actionnant la pompe de circulation pendant 10 à 15 minutes.
- 7) On arrête la pompe lorsque le volume de gaz affiché est stable.
- 8) On ferme les vannes des deux pycnomètres.
- 9) On débranche les deux pycnomètres.

Les échantillons liquide et gazeux piégés dans les deux pycnomètres sont prélevés pour des analyses chromatographiques pour connaître leurs compositions molaires et massiques[4].

Cette manipulation permet de calculer les paramètres suivants :

a) Composition des effluents :

L'huile et le gaz après la détente flash sont analysés par chromatographie en phase gazeuse pour déterminer la composition chimique des constituants respectifs qui serviront à une recombinaison mathématique qui se fait par un programme en langage BASIC.

b) Le facteur de contraction de l'huile « F_c » ou shrinkage « sh » l'équation (12).

c) Le rapport gaz-huile « GOR » l'équation (8).

d) Le facteur de volume du liquide « Bo » l'équation (11).

e) La densité du liquide de stockage l'équation (7).

La mesure de la densité d'un liquide flashé (huile de stockage à 15°C) se fait à l'aide d'un densimètre électronique.

II-2-1-3-Recombinaison mathématique et physique du fluide séparateur (Gaz + Liquide) :

Le but de la recombinaison des fluides séparateur est de reconstituer le fluide de fond ou du réservoir à partir des échantillons de surface validés.

II-2-1-3-1-Recombinaison mathématique du fluide (Gaz + Liquide) séparateur :

La recombinaison mathématique permet d'atteindre la composition molaire du liquide séparateur à partir de l'analyse chromatographique des effluents obtenus par détente à la pression atmosphérique, de la masse volumique de stockage, du GOR et des masses molaires des constituants[4].

Les calculs sont effectués par un programme en langage BASIC.

• **Introduction des données :**

- GOR : Rapport gaz-liquide [m^3/m^3]
- ρ_h : Masse volumique du liquide de stockage [Kg/cm^3]
- Y_i : % molaire de la phase gazeuse
- X_i : % Massique de la phase liquide
- MM_i : Masse Molaire des constituants[14].

• **Calcul de la masse molaire du gaz par l'équation (16) suivante :**

$$MM_g = \frac{\sum(Y_i * MM_i)}{100} \dots \dots (16)$$

- Calcul de la concentration massique des constituants dans le gaz par l'équation (17) suivante :

$$Y_i = \frac{Y_i * MM_i}{\sum Y_i * MM_i} \dots \dots (17)$$

- Calcul de la masse molaire du liquide par l'équation (18) suivante :

$$MM_h = \frac{100}{\sum \frac{X_i}{MM_i}} \dots \dots \dots (18)$$

- Calcul de la concentration molaire des constituants dans le liquide par l'équation (19) suivante :

$$X_i = \frac{\frac{X_i}{MM_i}}{\sum \frac{X_i}{MM_i}} \dots \dots (19)$$

- Calcul de la concentration molaire des constituants dans le recombéné par l'équation (20) suivante :

$$Z_i (mol) = \frac{X_i (mol) + \frac{GOR}{23.646} * \frac{MM_h}{\rho_h} * Y_i (mol)}{1 + \frac{GOR}{23.646} * \frac{MM_h}{\rho_h}} \dots \dots \dots (20)$$

- Calcul de la concentration massique des constituants dans le recombéné par l'équation (21) suivante [4] :

$$W_i (mass) = \frac{X_i (mass) + \frac{GOR}{23.6462a} * \frac{MM_g}{\rho_h} * Y_i (mass)}{1 + \frac{GOR}{23.646} * \frac{MM_g}{\rho_h}} \dots \dots \dots (21)$$

II-2-1-3-2-Recombinaison physique du fluide (Gaz + Liquide) séparateur :

Le fluide recombéné est obtenu par un mélange des échantillons de surface, de l'huile séparateur et du gaz séparateur à des proportions bien déterminées.

Pour cela il faut calculer le $GOR_{\text{corrigé}}$. Les paramètres physiques fournis par l'étude du gaz et de l'huile séparateur serviront à corriger le GOR chantier pour obtenir le fluide initial. Le GOR de recombinaison est calculé à partir des données de chantier et de laboratoire par la formule suivante l'équation (22) [1].

$$GOR_{\text{cor}} = GOR_{\text{chant}} \times F_c \sqrt{\frac{Z \times d_g (\text{Chantier})}{Z \times d_g (\text{laboratoire})}} \dots \dots \dots (22)$$

d_{chantier} : Densité du gaz (air=1) déterminé sur chantier.

Z_{chantier} : Facteur de compressibilité du gaz déterminé sur chantier.

$d_{\text{laboratoire}}$: Densité du gaz (air=1) déterminé au laboratoire.

$Z_{\text{laboratoire}}$: Facteur de compressibilité du gaz déterminé au laboratoire.

F_c : Facteur de contraction de liquide séparateur (vol/vol).

Procédure de la Recombinaison Physique :

On introduit un volume de gaz (V_1) à une température (T_1) et une pression (P_1) supérieure à la pression de séparation P_{sep} dans une cellule de recombinaison. Ce volume de gaz occupe dans les conditions standards de température et de pression un volume exprime par l'équation (23) suivante :

$$V_o(15^\circ C, 14.7 \text{ Psi}) = \frac{P_1 * V_1 * Z_0}{P_o * Z_1} * \frac{T_o}{T_1} = \frac{P_1 * V_1 * Z_0}{14.7 * Z_1} * \frac{288}{T_1} \dots \dots (23)$$

P_o : Pression atmosphérique (14.7 Psia).

P_1 : Pression de transfert (Psia).

T_o : Température standard (288K).

T_1 : Température de transfert (K).

Z_0 : Facteur de compressibilité du gaz séparateur aux conditions standards.

Z_1 : Facteur de compressibilité du gaz séparateur à P_1 et T_1 .

Ensuite, on calcule Le volume d'huile qu'il faut ajouter à celui du gaz à la pression et la température de séparation. Le GOR corrigé permet de déduire ce volume pris dans les conditions normales par l'équation (24) suivante :

$$V_{\text{huile}} = \frac{V_o(\text{gaz})}{GOR_{\text{recombinaison}}} \dots \dots (24)$$

On augmente la pression du gaz dans la cellule de recombinaison jusqu'à P_1 pour s'assurer que le gaz sera complètement dissous, à ce niveau-là, on détermine le volume d'huile qu'il faudrait ajouter à ce volume de gaz à P_1 et T_1 en le multipliant par le volume relatif « V_r » pour obtenir le fluide de gisement par l'équation (25) suivante [12].

$$V_h = V_h(C_s) * V_r \dots \dots (25)$$

II-2-2-Les étude thermodynamique pour le fluide du séparateur ou fond :

En général, il existe plusieurs tests de laboratoire utilisés pour analyse des échantillons de réservoir d'hydrocarbures. Ce sont plusieurs tests de laboratoire qui sont effectués systématiquement pour caractériser le fluide de réservoir hydrocarbure. Ils comprennent :

Pour une huile conventionnelle

- Analyse compositionnelle du système
- Composition constante test d'expansion (CCE)
- Libération différentielle (DL).

Pour un fluide gaz-condensat

- Composition constante test d'expansion (CCE)
- Test Constante Volume Déplétion (CVD)
- Libération différentielle (DL) [15]

II-2-2-1-Analyse laboratoire de systèmes d'huile :

Nous allons expérimenter comme suit :

II-2-2-1-1-Essais d'expansion à composition constante à température du réservoir :

Des expériences de dilatation à composition constante sont effectuées sur du gaz condensats ou du pétrole brut pour simuler les relations pression-volume de ces systèmes d'hydrocarbures. L'essai est réalisé dans le but de déterminant :

- pression de saturation (pression de bulle ou de rosée)
- Coefficients de compressibilité isothermique du fluide monophasé en excès de pression de saturation
- Facteurs de compressibilité de la phase gazeuse
- Volume total de mélange en fonction de la pression

La procédure expérimentale, illustrée schématiquement à la figure 3-1 implique de placer un échantillon de fluide d'hydrocarbure (huile ou gaz) dans un PVT visuel cellule à la température du réservoir et à une pression supérieure à la réserve initiale. Voir pression (Figure II-3) [12].

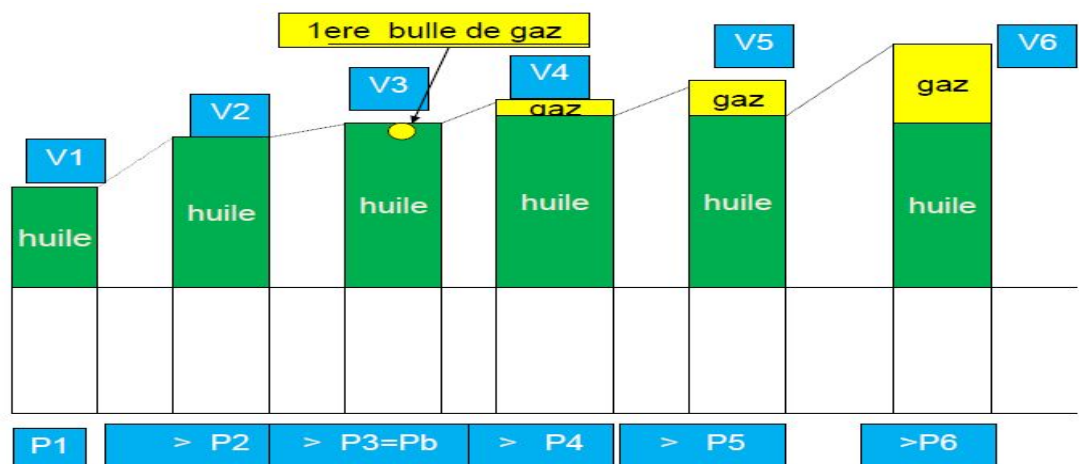


Figure.II-3- Test d'expansion à composition constante.

La pression est réduite par paliers à température constante en éliminant le mercure de la cellule, et le changement du volume total de mélange V_t est mesuré pour chaque incrément de pression ; la pression de saturation (pression de bulle ou de rosée) et les volumes correspondants sont observés et enregistrés et utilisés comme référence Le volume V_{sat} (Figure II-3).

Cette expérience permet de déterminer les paramètres suivants :

- a) **Pression de saturation (pression de bulle ou de rosée).**
- b) **Le volume relatif**

Le volume des systèmes d'hydrocarbures en fonction de la pression de la cellule est rapporté comme le rapport du volume de référence. Ce volume est appelé le volume relatif et est exprimé mathématiquement par l'équation (26) suivante :

$$Vr = \frac{Vt}{Vsat} \dots \dots \dots (26)$$

Où

V_r : volume relatif

V_t : volume total d'hydrocarbures

V_{sat} : volume à la pression de saturation

Le volume relatif est égal à **un** (1) à la pression de saturation. Ce test est communément appelé relation pression-volume, libération flash, flash vaporisation ou expansion flash

Il convient de noter qu'aucun hydrocarbure n'est éliminé du réacteur cellule, donc, la composition du mélange d'hydrocarbures totaux dans la cellule reste fixé à la composition d'origine[13].

- c) **La masse volumique :**

La masse volumique de l'huile à la pression de saturation est déterminée à partir de mesures directes poids-volume sur l'échantillon la cellule PVT. Au-dessus de la pression de bulle, la densité de l'huile peut être calculé en utilisant le volume relatif enregistré est exprimé par l'équation (27) suivante :

$$\rho = \frac{\rho_{sat}}{V_{rel}} \dots \dots \dots (27)$$

Où

ρ : La masse volumique de l'huile à toute pression supérieure à la pression de saturation

ρ_{sat} : La masse volumique de l'huile à la pression de saturation

V_{rel} : volume relatif à la pression d'intérêt[9].

- d) **Coefficient de Compressibilité isotherme de l'huile « B_o »**

Ce paramètre traduit la variation relative de volume obtenu par variation unitaire de pression à température constante.

Celui-ci est calculé en utilisant des résultats volumétriques expérimentaux comme suit l'équation (28) :

$$Bo = -\frac{1}{v} * \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right) \dots \dots \dots (28)$$

ΔV : Variation relative de volume

ΔP : variation unitaire de pression à température constante.

Fonction « Y » :

Ce paramètre représente la déviation des valeurs de pression relativement à la déviation des valeurs de volumes par rapport aux conditions de saturation à chaque palier de pression. Ce paramètre est calculé pour les valeurs de pression au-dessous de la pression de saturation (partie diphasique). Ces valeurs expérimentales corrigées les valeurs du volume relatif doivent monter une fonction « Y » par l'équation (29) suivante :

$$Y = \frac{P_{sat} - P}{P(Vr + 1)} \dots \dots \dots (29)$$

Où

P_{sat} : saturation pressure, psia

P : pressure, psia

V_r : relative volume at pressure p

Les étapes suivantes résument la procédure simple de corriger les données de volume relatives :

Étape 1. Calculez la fonction Y pour toutes les pressions inférieures à la saturation pression en utilisant l'équation

Étape 2. Tracez la fonction Y en fonction de la pression sur une échelle cartésienne.

Étape 3. Déterminez les coefficients du meilleur ajustement simple des données, où :

$$Y = a + bP$$

Où a et b sont l'ordonnée à l'origine et la pente des lignes, respectivement.

Étape 4. Recalculez le volume relatif à toute pression inférieure à la pression de saturation par l'équation (30) suivante [14]:

$$Vr = 1 + \frac{Psat - P}{P(a + Pb)} \dots \dots \dots (30)$$

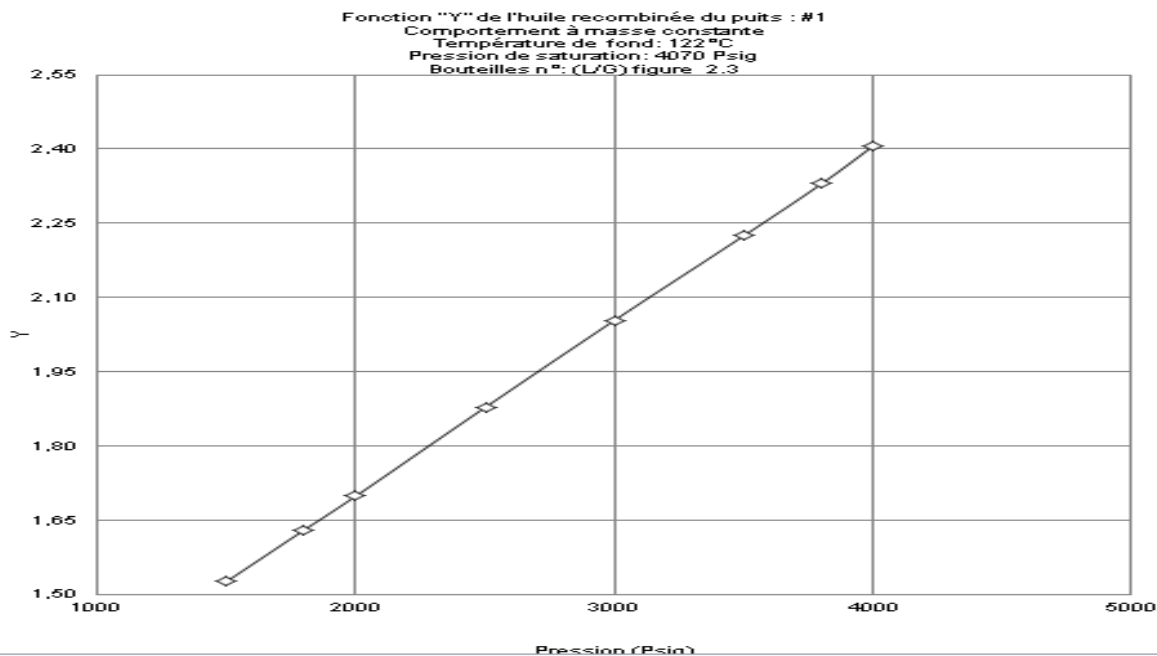


Figure.II-4-La courbe de la fonction Y en fonction de la pression.

II-2-2-1-2-Essai de libération différentielle (vaporisation) :

Dans le processus de libération différentielle, le gaz de solution qui est libéré à partir d'un échantillon d'huile lors d'une baisse de pression est continuellement retiré du contact avec l'huile, et avant d'établir l'équilibre avec le phase liquide. Ce type de libération est caractérisé par une composition variable configuration du système d'hydrocarbures totaux.

Les données expérimentales obtenues à partir du test impliquent :

- Quantité de gaz dans la solution en fonction de la pression
- shrinkage du volume d'huile en fonction de la pression
- Propriétés du gaz dégagé, y compris la composition du gaz libéré gaz, facteur de compressibilité des gaz et densité relative du gaz
- Densité de l'huile restante en fonction de la pression

Le test de libération différentielle est considéré comme le meilleur décrire de processus de séparation se déroulant dans le réservoir et de simuler également le comportement d'écoulement des systèmes d'hydrocarbures dans des conditions supérieures à la saturation critique en gaz.

Le gaz libéré commence à couler, laissant derrière l'huile qui l'a contenue à l'origine.

L'essai est effectué sur des échantillons d'huile de réservoir et consiste à charger une cellule PVT visuelle avec un échantillon liquide à la pression de bulle et à température du réservoir. Comme le montre schématiquement la figure.2-5, la pression est réduite progressivement, généralement de 10 à 15 niveaux de pression, et tout le gaz libéré est enlevé et son volume est mesuré aux conditions standard. Le volume d'huile rester V_L est aussi mesurée à chaque niveau de pression. Cela devrait noter que l'huile résiduel est soumise à une composition continue change à mesure qu'il s'enrichit progressivement en composants plus lourds[12].

La procédure ci-dessus est poursuivie jusqu'à la pression atmosphérique où

Le volume de l'huile résiduelle (restante) est mesuré et converti en volume à 60 ° F, V_s

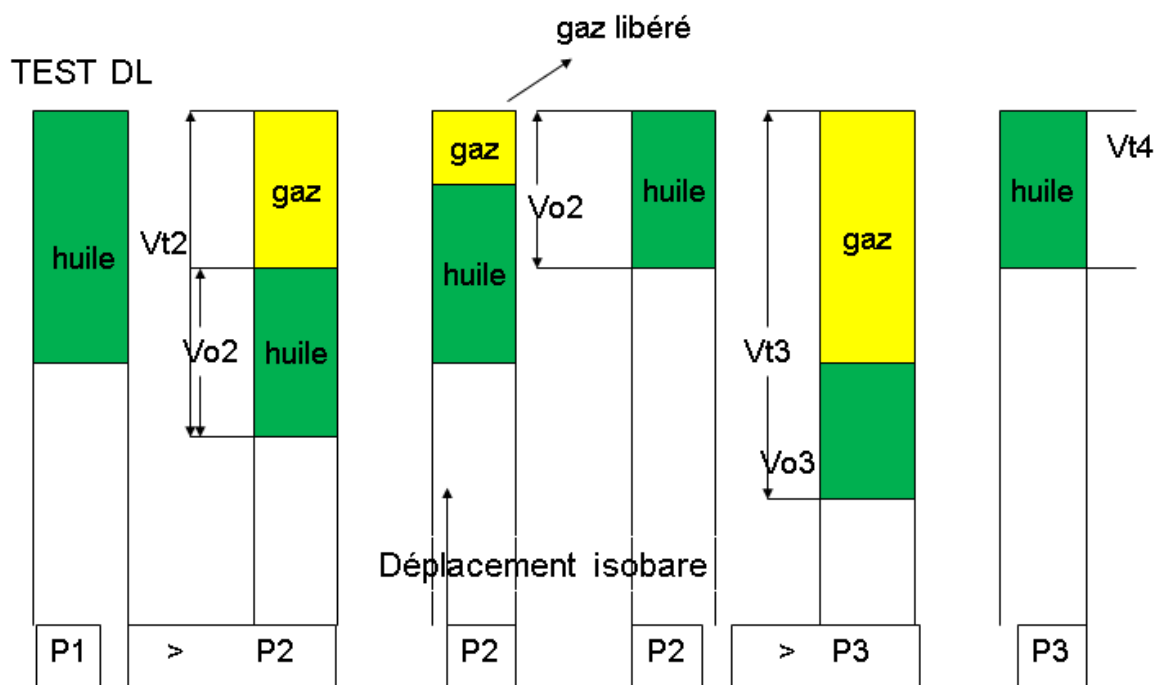


Figure.II-5-Test de vaporisation différentielle.

Cette expérience permet de déterminer les paramètres suivants :

a) Les facteurs de volume de formation d'huile différentielle B_{od}

Communément appelés facteurs relatifs de volume d'huile à toutes les diverses présent les niveaux sont calculés en divisant les volumes d'huile enregistrés V_L par le volume d'huile résiduelle V_{sc} , est exprimé par l'équation (31) suivante [6]:

$$B_{od} = \frac{V_L}{V_{sc}} \dots \dots (31)$$

b) Le rapport gaz / huile différentiel R_{sd}

En solution est également calculé en divisant le volume de gaz en solution par le volume d'huile résiduel. R_{sd} est exprimé par l'équation (32) suivante[3] :

$$R_{sc} = \frac{V_g}{V_L} \dots \dots \dots (32)$$

L'essai indique que le rapport différentiel gaz-huile et les différences.

Le volume relatif d'huile relative à la pression de bulle est respectivement Les symboles R_{sdb} et B_{odb} sont utilisés pour indique le volume total relatif B_{td} provenant de différentes libérations essentielles calculée à partir de l'équation (33) suivante :

$$B_{td} = B_{od} + (R_{sdb} - R_{sd})B_g$$

Où B_{td} = volume total relatif, bbl / STB

B_g = facteur de volume de formation de gaz, bbl / scf

c) **Le facteur de compressibilité (Z)** : représente le facteur z du gaz de solution libéré (éliminé) à la pression spécifique et ces valeurs sont calculées à partir des mesures de volume de gaz enregistrées, le facteur Z est déduit à l'équation (5)[9].

$$Z_d = \frac{PdV_i}{niRT}$$

d) **Le facteur de volume de formation de gaz B_g l'équation (3).**

Il convient de souligner que le test de libération différentielle représente le comportement de l'huile dans le réservoir lorsque la pression diminue. Nous devons trouver un moyen de ramener cette huile à la surface à travers des séparateurs et dans de stockage. Ce processus est un processus flash ou séparateur

II-2-2-1-3-Tests de séparateur

Des tests de séparation sont effectués pour déterminer les modifications du volume comportement du fluide du réservoir lorsque celui-ci passe à travers le séparateur (ou des séparateurs), puis dans le réservoir de stockage. Le résultat volumétrique comportement est influencé dans une large mesure par les conditions de fonctionnement, à savoir :

La pressions et températures des installations de séparation en surface.

Le premier objectif principal des tests de séparation est donc de fournir l'information de laboratoire essentielles nécessaires pour déterminer les conditions de séparation en surface, ce qui optimisera le stockage d'huile. De plus, les résultats de l'essai, quand il convient de

combinés avec les données du test de libération différentielle, fournissent un moyen d'obtenir les paramètres de PVT (B_o , R_s , et B_t) requis pour les besoins des calculs du réservoir engineering. Ces tests de séparateur sont effectués uniquement sur l'huile d'origine au point de bulle

L'essai consiste à placer un échantillon d'hydrocarbures à sa pression de la saturation et la température du réservoir dans une cellule PVT ; le volume de l'échantillon est mesuré comme V_{sat} l'échantillon d'hydrocarbures est ensuite déplacé et flashé à travers un système de séparation à plusieurs étages de laboratoire généralement une à trois étapes la pression et la température de ces étapes sont définies représenter les installations de séparation de surface souhaitées ou réelles.

Le gaz libéré de chaque étape est enlevé et sa densité et son volume aux conditions standard sont mesurés ; le volume de l'huile restante dans la dernière étape (représentant l'état du stock) est mesuré et enregistré comme (V_{ost})

La procédure de laboratoire ci-dessus est répétée à une série de différentes pressions de séparation et à une température fixe. Il est généralement recommandé que quatre de ces tests soient utilisés pour déterminer la pression optimale du séparateur. bien sûr, ce qui est généralement considéré comme la pression du séparateur qui entraîne facteur de volume minimum de formation d'huile. À la même pression, la densité d'huile de stockage sera maximale. La libération différentielle est considérée comme une série multiple de flashes aux températures élevées du réservoir. Le test du séparateur est généralement un flash à un ou deux étages à basse pression et basse température. Donc la quantité de gaz libéré et liquide final sera différent[4].

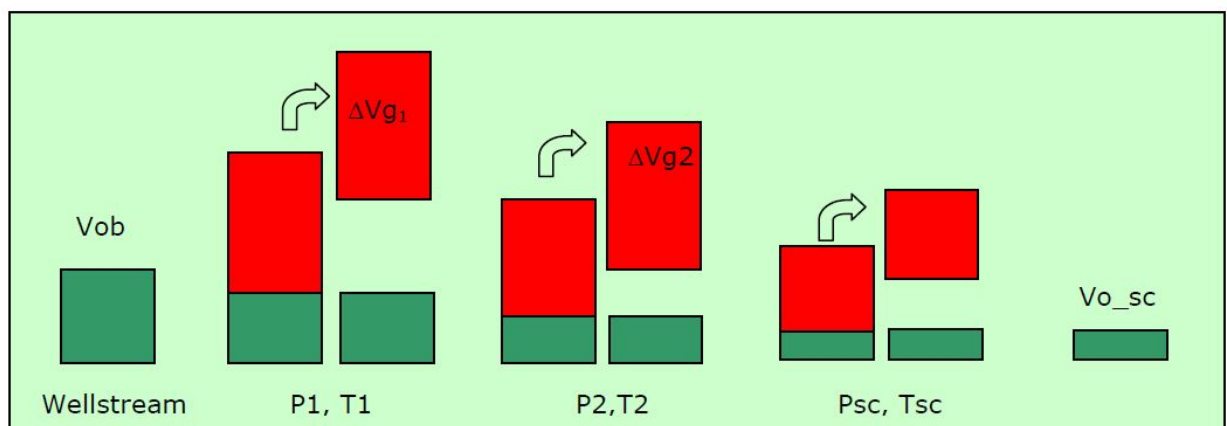


Figure.II-6- Tests de séparateur.

II-2-2-2-Analyse laboratoire de systèmes gaz-condensat :

Obtenir un échantillon représentatif du liquide de réservoir est considérablement plus difficile pour un fluide gaz-condensat que pour une huile noire conventionnelle réservoir ; La principale raison de cette difficulté est que le liquide peut dense du fluide du réservoir pendant le processus de prélèvement, et si les proportions indicatives de liquide et de gaz ne sont pas récupérées, alors une composition erronée sera calculée[3].

II-2-2-2-1- Composition constante test d'expansion.

Ce test consiste à mesurer les relations pression-volume du liquide de réservoir à la température du réservoir avec une cellule visuelle. Ce PVT habituel cellule permet l'observation visuelle du processus de condensation qui en résulte de changer les pressions. La procédure de test expérimental est similaire à celle menée sur les systèmes de pétrole brut. Le test CCE est conçu pour fournir la pression du point de rosée p_d à la température du réservoir et le total relative Volume V_r du fluide réservoir (par rapport au volume du point de rosée) en fonction de la pression.

Le volume relatif est égal à un (1) à p_d . Le facteur de compressibilité des gaz à des pressions supérieures ou égales à la valeur de pression de la saturation est mesure.

On mesure le facteur Z_1 à une pression P_1 et déterminer le facteur z du gaz à l'autre pression p , le facteur Z_1 est déduit à l'équation (5)[3].

$$Z = Z_1 \left(\frac{P}{P_1} \right) \frac{V_r}{(V_r)_1}$$

Où

Z : facteur de compressibilité du gaz en P

V_r : volume relatif à la pression P

$(V_r)_1$: volume relatif à la pression P_1

Si le facteur de compressibilité des gaz est mesuré à la pression du point de rosée donc et il est déduit à l'équation (5)

$$z = z_d \left(\frac{P}{P_d} \right) V_{rel}$$

Où

Z_d : facteur de compressibilité des gaz à la pression du point de rosée P_d .

P_d : pression au point de rosée, psia.

P : pression, psi.

II-2-2-2- Test Constante Volume Déplétion.

Les Tests Constante Volume Déplétion (CVD) sont effectués sur du gaz condensats pour simuler les performances d'épuisement des réservoirs et variation de composition. Le test fournit une variété de renseignements utiles et informations importantes utilisées dans les besoins des calculs du réservoir engineering[3].

La procédure de laboratoire de l'essai est schématisée à la Figure.II-7 et est résumé dans les étapes suivantes :

Étape 1. Une quantité mesurée d'un échantillon représentatif de l'original le fluide réservoir ayant une composition globale connue de z_i est chargé d'une cellule PVT visuelle à la pression de point de rosée p_d ("a" sur la Figure. II-7), la température de la cellule PVT est maintenue au Température réservoir T . à tout long de l'expérience. Le volume initial V_i du le fluide saturé est utilisé comme volume de référence.

Étape 2. Le facteur de compressibilité du gaz initial Z_i est calculé à partir de la réelle équation de gaz.

Étape 3. La pression de la cellule est réduite de la pression de saturation à un niveau déterminé P . Ceci peut être obtenu en retirant le mercure de la cellule, comme illustré dans la colonne b de la figure. Pendant le processus, une deuxième phase (liquide rétrograde) est formée. Le fluide dans la cellule est amené à l'équilibre et le volume de gaz V_g et le volume Les quantités de liquide rétrograde V_L sont mesurées visuellement ; ce le volume Les quantités de liquide rétrograde V_L est rapporté en tant que pourcentage du volume initial V_i qui représente fondamentalement la saturation en liquide rétrograde S_L est exprimé par l'équation (33) suivante :

$$s_L = \left(\frac{V_L}{V_i} \right) 100 \dots \dots (33)$$

Étape 4. Le mercure est réinjecté dans la cellule PVT à pression constante P tandis qu'un volume équivalent de gaz est simultanément éliminé. Lorsque le volume initial V_i est atteint, l'injection de mercure est comme indiqué dans la colonne c de la Figure.II-7. Cette étape simulâtes un réservoir produisant seulement du gaz, avec le liquide rétrograde restant immobile dans le réservoir[1].

Étape 5. Le gaz extrait est chargé dans un équipement d'analyse où sont la composition y_i est déterminée et son volume est mesuré à conditions normales et enregistrées sous la forme $(V_{gp})_{sc}$ Les Numbers de moles correspondantes du gaz produit peut-être calculer à partir l'équation (34) suivante :

$$n_p = \frac{P_{sc}(V_{gp})_{sc}}{RT_{sc}} \dots \dots \dots (34)$$

Où

n_p : moles de gaz produites

$(V_{gp})_{sc}$: volume de gaz produit mesuré à l'étalon conditions, scf

T_{sc} : température standard, ° R

P_{sc} : pression standard, psia

R : 10,73

Étape 6. Le facteur de compressibilité des gaz Z à la pression et à la température de la cellule est calculé à partir de l'équation d'état du gaz réel déduit à l'équation (5) suivante :

$$Z = \frac{V_g P}{n_p R T}$$

Une autre propriété, le facteur de compressibilité en deux phases est calculé. Le facteur de compressibilité en deux phases représente la compressibilité de tout le fluide restant (gaz et liquide rétrograde) dans la cellule et est calculée à partir de la loi des gaz réels déduit à l'équation (5) suivante :

$$Z_{2 \text{ phase}} = \frac{V_i P}{(n_i - n_p) R T}$$

Où

$(n_i - n_p)$: les moles restantes de fluide dans la cellule

n_i : moles initiales dans la cellule

n_p : moles cumulées de gaz éliminées[6].

Le facteur Z en deux phases est une propriété importante car il est utilisé lorsque la parcelle produite P/Z par rapport au gaz cumulatif est construite pour évaluer la production de condensats de gaz.

L'équation (35) peut être exprimée sous une forme plus commode en remplaçant moles de gaz, à savoir, n_i et n_p , avec leurs volumes de gaz équivalents

$$Z_{2 \text{ phase}} = \left(\frac{Z_d}{P_d} \right) \left[\frac{P}{1 - (G_p / GIIP)} \right] \dots \dots \dots (35)$$

Où

Z_d : Le facteur de compressibilité des gaz à la pression du point de rosée

P_d : pression au point de rosée, psia

P : pression du réservoir, psia

GIIP : gaz initial en place, scf

G_p : gaz cumulé produit à la pression p, scf

Étape 7. Le volume de gaz produit en pourcentage du gaz initialement en place est calculé en divisant le volume cumulé du produit gaz extrait par le volume de gaz initialement en place, le deux aux conditions standard comme équation (36).

$$\%G_p = \left(\frac{\sum (V_{gp})_{sc}}{GIIP} \right) 100 \dots \dots \dots (36)$$

Où

$$\%G_p = \left[\frac{\sum n_p}{(n_i)_{original}} \right] 100$$

La procédure expérimentale ci-dessous (Figure.II-7) est répétée plusieurs fois jusqu'à ce qu'une pression d'épreuve minimale soit atteinte, après quoi la quantité et la composition du gaz et du liquide rétrograde restant dans la cellule est déterminée[7].

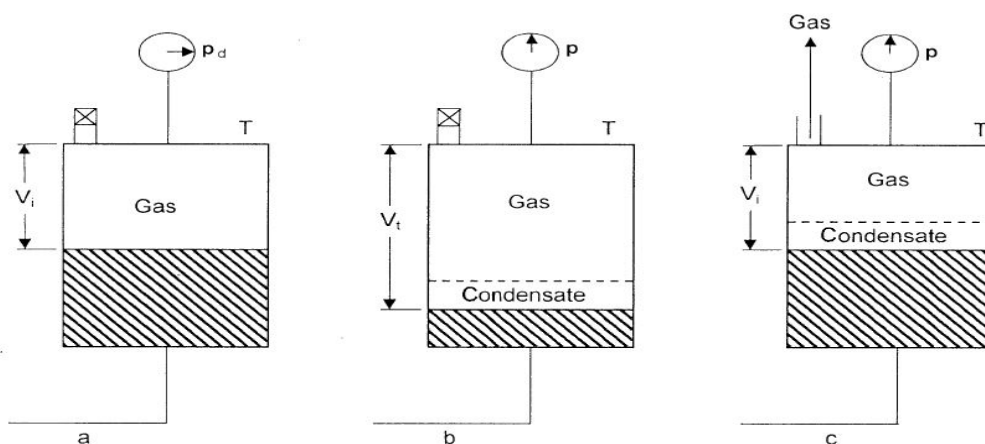


Figure.II-7- Test Constante Volume Déplétion.

Remarque : le test DL est le même que celui de l'explication précédente (analyse laboratoire de systèmes d'huile).

II-2-2-3-Test Viscosité De L'huile (Recombinée / Fond) A La Température De Réservoir :

Pour différentes pressions et isotherme, la viscosité du fluide de réservoir a été mesurée dans un viscosimètre et dont le principe de fonctionnement est basé sur le déplacement d'un piston de forme cylindrique dans un espace annulaire calibré rempli du fluide d'étude à la pression et température spécifiées[3].

Procédure de mesure :

La mesure de la viscosité de l'huile recombinaisonnée à la température de réservoir se fait selon les étapes suivantes :

- 1) Nettoyage du viscosimètre avec un solvant organique (Dichloro-méthane) ;
- 2) Création d'un vide à l'intérieur du viscosimètre ;
- 3) Mettre en liaison la cellule d'étude avec le viscosimètre ;
- 4) Transfert de l'échantillon de la cellule d'étude PVT vers le viscosimètre tout en augmentant la pression dans la cellule à une pression supérieure à la pression de gisement en agitant le viscosimètre pendant dix à quinze minutes jusqu'à où l'équilibre thermodynamique est atteint ;
- 5) Prendre les valeurs de la viscosité affichée sur l'ordinateur pour chaque palier de pression après stabilisation du système[8].

Conclusion :

L'échantillonnage de fluide dans le réservoir devrait être un objectif majeur de tout test, en particulier lors du test de la tige de forage, car l'analyse du PVT doit être effectuée le plus tôt possible dans la vie du champ.

Une fois la production démarrée, il ne sera jamais possible d'obtenir un échantillon du fluide du réservoir original, qui peut changer continuellement par la suite.

Les informations prises sur le terrain sont très importantes pour les tests.

Pour obtenir un échantillon valide, nous devons respecter les conditions mentionnées :

- Ramener le puits en production initiale à son plus faible débit (la Duse la plus faible)
- Maintenir le débit raisonnablement constant jusqu'au bon nettoyage du puits.
- Laisser le puits se stabiliser dans les conditions de séparation et échantillonner

Dans le chapitre suivant, nous voyons une analyse et une interprétation des résultats obtenus lors des tests.

Chapitre III
Étude de cas pour puits
BBKPSE-2

Introduction :

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats qui ont été obtenus de l'analyse de composition et de l'analyse PVT pour les échantillons de surface qui ont été prélevés à puits BBKPSE-2 du champ de Berkine pour l'exploration de Sonatrach. Ces analyses ont été réalisées par le laboratoire de Schlumberger à Hassi Messaoud.

III-1-Identification de puits BBKPSE-2 :

Le puits Bir Berkine Profond Sud Est-2 (BBKPSE-2) se situe dans le bloc 404b du périmètre de recherche Bir Berkine, à 7940 m au Nord Est de BBKPSE-1 et 6110 m au Nord-Ouest de HBNSP-1.

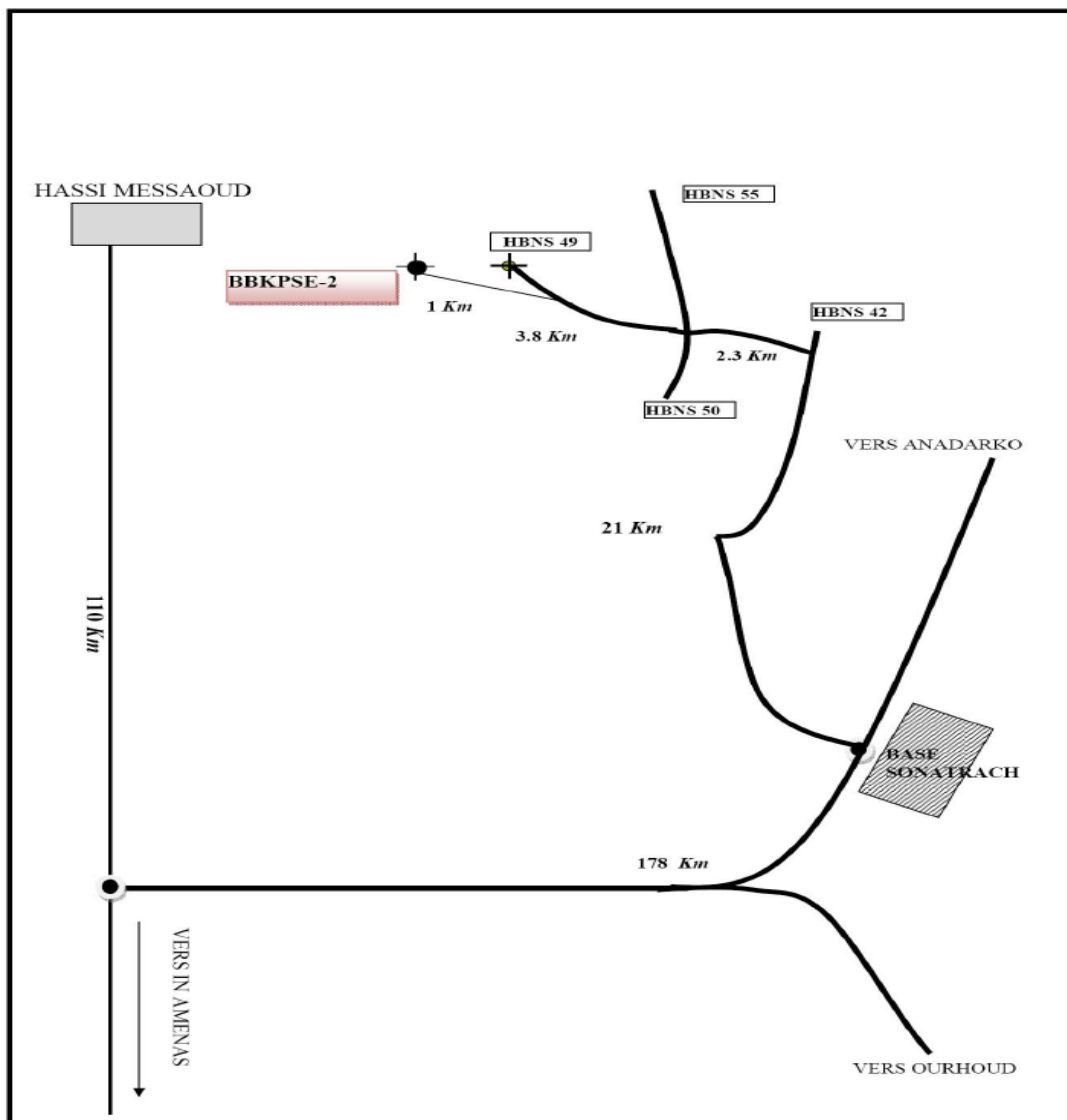


Figure.III.1-Schéma synoptique du forage BBKPSE-2 à partir de HMD.

TABLUE.III-1-FICHE TECHNIQUE Bir Berkine Profond Sud Est-2 (BBKPSE-2)

Bassin	Berkine Est
Pèrimètre de recherche	Bir Berkine
Bloc	404b
Classification du puits	Délinéation SAG-M2 et Exploration SAG-A2
Emplacement	Intersection : InLine 5556 et XLine 1060 (volume sismique 3D-BBK (2008)). Intersection : InLine 14286 et XLine 5448 (volume sismique 3D-HBN).
Coordonnées géographiques	Long : 8° 04' 54.03286" E Lat : 31° 02' 54.49743" N
Coordonnées UTM N° Fuseau 32	X : 412 370.997 m Y : 3 435 071.014 m
Altitudes	Zs : 214.203m Zt : 223.343m
Objectifs pétroliers	Silurien argilo-gréseux unité A2 : 4549m (-4326m) Silurien argilo-gréseux unité A1 : 4636m (-4416m) Silurien argilo-gréseux unité M2 : 4716m (-4493m)
Volumes en place (3P) S.A.G. « unité M2 »	Gaz : 7.11 Milliards de m ³ Condensât : 1.72 millions m ³
Ressources (P _{mean}) SAG « unité A2 »	Gaz : 4.13 Milliards de m ³
Profondeur finale prévue	4820m
Formation d'arrêt de forage	Silurien Argileux
Appareil de forage	SWCS-1
Température de réservoir	116.0 °C
Pression de réservoir (Pres)	6847.7 psia

III-2-Identification des bouteilles d'échantillons

Lorsque les échantillons arrivent au laboratoire, ils doivent être accompagnés par des informations importantes qui doivent être connues du personnel du laboratoire qui effectuera ces analyses. On a collecté ces informations pour un échantillons reçus au laboratoire dans *le Tableau III.1.*

TABLEAU.III-2-Identification des bouteilles d'échantillons.

Cylindre ID	Echantillon	Volume de chambre	Séparation Conditions		
			Pression	Température	Profondeur
		cc	psia	°C	
CSB-8375-QA	Huile de séparateur	600.00	110.0	31.1	Séparateur
GSB-0391	Gaz de séparateur	20000	110.0	31.1	Séparateur

III.3- Etude Thermodynamique de l'effluent du puits BBKPSE-2 DST#2 :

Avant de commencer les procédures d'analyse PVT, il faut de réaliser une évaluation préliminaire et des contrôles de validité des échantillons de séparateur gaz et liquide par la restauration des échantillons à la condition initiale du chantier.

III.3-1- Validation des échantillons de séparateur :

Le Tableau III.2 présenté la confirmation des conditions d'ouverture et de fermeture des échantillons de séparateur, pour évaluer leurs états ; après restauration

TABLEAU.III-3-Les conditions de fermeture et d'ouverture des échantillons.

Cylindre ID	Conditions de fermeture sur chantier	Condition d'ouverture dans laboratoire	Contenu en eau
	psia et °C	psia et °C	cm ³
CSB-8375-QA	94.7 at 44.0	83.7 at 28.0	0.0
GSB-0391	110.7 at 44.0	109.0 at 26.5	0.0

- Mesure de la pression d'ouverture des échantillons de gaz et de liquide de séparation
- Homogénéisez les échantillons de gaz et de liquide de séparation dans les conditions du séparateur avec balancement.
- Réaliser une évaluation préliminaire et des contrôles de validité des échantillons de séparateur gaz et liquide.

III.3-1-1-Validation du gaz séparateur GSB-0391 :

D'après l'analyse chromatographique des compositions du gaz séparateur, On calcule la masse molaire, la densité et le facteur de compressibilité. Les résultats sont présentés dans le

Tableau III.3.

TABLEAU.III-4 Les résultats de validité du gaz flash GSB-0391.

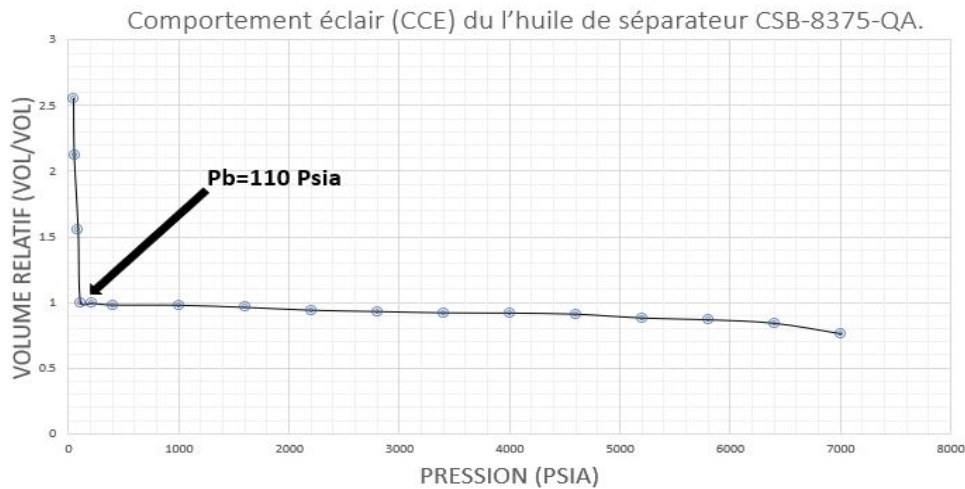
Composant	MW	GSB 0391	
	g/mol	wt %	Mole %
N2	28.01	0.69	0.60
CO2	44.01	2.98	1.64
H2S	34.08	0.00	0.00
C1	16.04	42.91	64.88
C2	30.07	22.77	18.37
C3	44.10	16.72	9.20
i-C4	58.12	3.11	1.30
n-C4	58.12	5.89	2.46
i-C5	72.15	1.79	0.60
n-C5	72.15	1.55	0.52
C6	84.00	1.04	0.30
Mcylo-C5	84.16	0.10	0.03
Benzene	78.11	0.02	0.01
Cyclo-C6	84.16	0.05	0.01
C7	100.21	0.24	0.06
Mcylo-C6	98.19	0.06	0.01
Toluene	92.14	0.01	0.00
C8	112.22	0.05	0.01
C2-Benzene	106.17	0.00	0.00
m&p-Xylene	106.17	0.01	0.00
o-Xylene	106.17	0.00	0.00
C9	125.01	0.01	0.00
C10	134.00	0.00	0.00
C11	147.00	0.00	0.00
C12	161.00	0.00	0.00
C13	175.00	0.00	0.00
C14	190.00	0.00	0.00
C15+	206.00	0.00	0.00
MW	g/mol	24.25	
Densité de gaz	(Air=1)	0.837	
Factor Z			0.973

III.3-1-2 Validation de l'huile de séparateur CSB-8375-QA :**III.3-1-2-1- étude à masse constante ou comportement éclair (CCE) du l'huile de séparateur CSB-8375-QA :**

D'après le test CCE (à T=,31.1°C) sur l'échantillon du l'huile de séparateur CSB-8375-QA, on trouve les résultats qui ont présentés dans Tableau III.3 :

TABLEAU.III5-les résultat du test CCE l'huile de séparateur CSB-8375-QA.

Pression (Psia)	Volume Relatif (cm ³ /cm ³) (Vol/vol)	ρ (gm/cm ³)
7000	0.918	0.990
6400	0.920	0.988
5800	0.923	0.985
5200	0.928	0.980
4600	0.932	0.978
4000	0.937	0.974
3400	0.942	0.968
2800	0.949	0.946
2200	0.954	0.921
1600	0.962	0.890
1000	0.970	0.860
400	0.978	0.820
210	0.989	0.812
Pb 110	1.000	0.801
90	1.558	-
55	2.120	-
48	2.557	-

Figure.III-2- La Relation pression-volume ou étude à composition constante à $T=31.1^{\circ}\text{C}$.

Lors de la détente éclair, le volume du liquide croît sensiblement jusqu'à une brusque variation au point de bulle. Ceci s'explique par le changement de phase qui passe de l'état liquide à l'état gazeux. Et la pression de bulle qui est égale à 110 psia correspond à la pression de séparation, d'où la validité de l'échantillon.

III.3-1-2-2- La séparation flash de liquide séparateur CSB-8375-QA :

On fait une analyse chromatographique pour obtenir les données de la composition d'un échantillon liquide séparateur CSB-8375-QA d'après flash le liquide a conditions standard. Les résultats de ces analyses sont regroupés dans le TABLEAU.III-6 :

TABLEAU.III-6-Composition du liquide séparateur CSB-8375-QA.

Component	MW ¹	Flashe Gaz		Flashe Liquide		Séparateur Liquide	
	g/mol	wt %	mole %	wt %	mole %	wt %	mole %
N2	28.01	0.05	0.06	0.00	0.00	0.00	0.01
CO2	44.01	1.18	1.06	0.00	0.00	0.04	0.13
H2S	34.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C1	16.04	8.00	19.78	0.00	0.00	0.25	2.37
C2	30.07	20.06	26.47	0.00	0.00	0.64	3.17
C3	44.10	31.52	28.39	0.76	2.84	1.74	5.90
i-C4	58.12	7.96	5.43	0.44	1.25	0.68	1.75
n-C4	58.12	16.22	11.07	1.64	4.64	2.10	5.41
i-C5	72.15	5.39	2.96	1.46	3.33	1.59	3.29
n-C5	72.15	4.65	2.55	1.75	4.00	1.84	3.83
C6	84.00	3.16	1.49	3.75	7.35	3.73	6.61
Mcyclo-C5	84.16	0.30	0.14	0.68	1.32	0.66	1.18
Benzene	78.11	0.05	0.03	0.13	0.27	0.13	0.25
Cyclo-C6	84.16	0.17	0.08	0.57	1.11	0.55	0.98
C7	100.21	0.79	0.31	4.13	6.78	4.02	6.01
Mcyclo-C6	98.19	0.21	0.08	1.61	2.70	1.56	2.38
Toluene	92.14	0.03	0.01	0.59	1.05	0.57	0.92
C8	114.23	0.19	0.07	5.05	7.27	4.89	6.41
C2-Benzene	106.17	0.01	0.00	0.23	0.36	0.23	0.32
m&p-Xylene	106.17	0.01	0.01	0.98	1.53	0.95	1.34
o-Xylene	106.17	0.00	0.00	0.24	0.38	0.24	0.33
C9	128.26	0.04	0.01	4.41	5.65	4.27	4.98
C10	134.00	0.01	0.00	5.49	6.74	5.32	5.94
C11	147.00	0.00	0.00	4.40	4.92	4.26	4.33
C12	161.00	0.00	0.00	4.01	4.10	3.88	3.61
C13	175.00	0.00	0.00	4.03	3.79	3.90	3.34
C14	190.00	0.00	0.00	3.58	3.11	3.47	2.73

C15	206.00	0.00	0.00	3.49	2.79	3.38	2.45
C16	222.00	0.00	0.00	3.09	2.29	2.99	2.02
C17	237.00	0.00	0.00	2.93	2.03	2.83	1.79
C18	251.00	0.00	0.00	2.87	1.88	2.78	1.65
C19	263.00	0.00	0.00	2.77	1.73	2.68	1.53
C20	275.00	0.00	0.00	2.46	1.47	2.38	1.30
C21	291.00	0.00	0.00	2.36	1.34	2.29	1.18
C22	305.00	0.00	0.00	2.22	1.20	2.15	1.06
C23	318.00	0.00	0.00	2.01	1.04	1.95	0.92
C24	331.00	0.00	0.00	1.92	0.96	1.86	0.84
C25	345.00	0.00	0.00	1.83	0.87	1.77	0.77
C26	359.00	0.00	0.00	1.72	0.79	1.67	0.69
C27	374.00	0.00	0.00	1.64	0.72	1.58	0.63
C28	388.00	0.00	0.00	1.55	0.66	1.50	0.58
C29	402.00	0.00	0.00	1.46	0.60	1.41	0.53
C30	416.00	0.00	0.00	1.39	0.55	1.35	0.49
C31	430.00	0.00	0.00	1.29	0.49	1.25	0.43
C32	444.00	0.00	0.00	1.25	0.46	1.21	0.41
C33	458.00	0.00	0.00	1.14	0.41	1.11	0.36
C34	472.00	0.00	0.00	1.11	0.39	1.07	0.34
C35	486.00	0.00	0.00	1.04	0.35	1.01	0.31
C36+	563.25	0.00	0.00	8.53	2.49	8.27	2.20
MW		39.67		164.59		149.63	

A partir de séparation, on peut obtenir les données qui permettent de faire les calculs de recombinaison (GOR, Shrinkage Fc, Facteur volumétrique Bo, Densité API, masse volumique du liquide et du gaz flashé). Le résumé de cette validation est présenté dans le Tableau.III.7.

TABLEAU.III-7-Résumé des données obtenues par séparation de flashe d'huile séparateur.

GOR2	Fc	Bo	STO API Densité	Vapeur Densité	Masse volumique de liquide
Vol/Vol	Vol (sc) / vol	Vol/ Vol	API	Air=1	g/cm ³
15.7	0.850	1.17	45.07	1.370	0.801

III.3-2- La recombinaison mathématique et physique du fluide du séparateur :

Après avoir confirmé la validité des échantillons, nous sommes passés à l'étape suivante, qui consiste à recombinaison des échantillons de gaz et huile.

II.3-2-1-Recombinaison Mathématique :

Les calculs de la recombinaison mathématique calculé par des relations mathématiques qui le mentionnées précédemment dans le chapitre II.

La réalisation de cette recombinaison effectuée par un programme en langage BASIC (Tableau III.8).

TABLEAU.III-8-Les résultats de la recombinaison mathématique.

Component	Recombinaison mathématique de fluide de réservoir
	Mole%
N2	0.40
CO2	1.09
H2S	0.00
C1	42.26
C2	12.89
C3	8.08
i-C4	1.47
n-C4	3.55
i-C5	1.56
n-C5	1.70
C6	2.55
Mcyclo-C5	0.38
Benzene	0.09
Cyclo-C6	0.36
C7	2.21
Mcyclo-C6	0.86
Toluene	0.33
C8	2.34
C2-Benzene	0.10
m&p-Xylene	0.48
o-Xylene	0.12
C9	1.79
C10	2.10
C11	1.53
C12	1.27
C13	1.18
C14	0.97
C15	0.87
C16	0.71
C17	0.64

C18	0.58
C19	0.53
C20	0.47
C21	0.42
C22	0.38
C23	0.33
C24	0.30
C25	0.27
C26	0.25
C27	0.23
C28	0.21
C29	0.19
C30	0.18
C31	0.17
C32	0.15
C33	0.14
C34	0.13
C35	0.13
C36+	1.01
MW	70.51

II.3-2-2-Recombinaison Physique :

La recombinaison physique nécessite les données de validation du deux échantillons (gaz et liquide) et aussi des données de chantier (au cours de prélève les échantillons) comme le GOR, la masse volumique et le facteur de compressibilité du gaz de séparateur (TABLEAU.III-9).

Donnés de chantier	Donnés de laboratoire
$GOR_{chant} = 220.33 + 15.7 = 236.03$	$F_c = 0.850$
$Z_{chantier} = 1$	$Z_{lab} = 0.973$
$d_g = 0.840$	$d_g = 0.837$
$GOR_{cor} = 203.754 \frac{m^3}{m^3}$	

Après avoir appliqué les équations (22 ,23 ,24 et 25) nous avons obtenu les résultats suivants (TABLEAU.III.9) :

TABLEAU.III.9-Résultats de la Recombinaison physique.

P ₁ (psi)	V ₁ (cm ³)	T ₀ (K)	Z ₀	T ₁ (K)	P ₀ (psi)	Z ₁	V _r à 1600 Psi	V _g (cm ³)	V _{liq} (cm ³)	V _{liq} final (cm ³)
1600	140	288	1	286.15	14.7	0.860	0.962	17232.15	84.577	81.363

Finalement, on mélange donc 140 cm³ de gaz séparateur avec 81.363 cm³ de liquide séparateur pour obtenir d'échantillon représentatif du fluide de gisement.

Pour confirmer la recombinaison physique, doit être comparé les compositions du fluide recombinaison avec les résultats de la recombinaison mathématique (Tableau III.10).

TABLEAU III.10-comparaisons de La recombinaison mathématique et physique du fluide du séparateur.

Component	Recombinaison physique de fluide de réservoir	Recombinaison mathématique de fluide de réservoir
	Mole%	Mole%
N2	0.38	0.40
CO2	1.07	1.09
H2S	0.00	0.00
C1	41.92	42.26
C2	12.85	12.89
C3	8.09	8.08
i-C4	1.55	1.47
n-C4	3.61	3.55
i-C5	1.61	1.56
n-C5	1.77	1.70
C6	2.63	2.55
Mcylo-C5	0.39	0.38
Benzene	0.09	0.09
Cyclo-C6	0.37	0.36
C7	2.28	2.21
Mcylo-C6	0.89	0.86
Toluene	0.32	0.33
C8	2.36	2.34
C2-Benzene	0.12	0.10
m&p-Xylene	0.54	0.48
o-Xylene	0.14	0.12
C9	1.76	1.79
C10	2.21	2.10
C11	1.60	1.53
C12	1.32	1.27
C13	1.24	1.18
C14	1.00	0.97
C15	0.90	0.87
C16	0.74	0.71
C17	0.64	0.64
C18	0.60	0.58
C19	0.54	0.53
C20	0.48	0.47
C21	0.42	0.42
C22	0.37	0.38

C23	0.33	0.33
C24	0.30	0.30
C25	0.27	0.27
C26	0.24	0.25
C27	0.22	0.23
C28	0.20	0.21
C29	0.18	0.19
C30	0.16	0.18
C31	0.15	0.17
C32	0.13	0.15
C33	0.13	0.14
C34	0.11	0.13
C35	0.11	0.13
C36+	0.67	1.01
MW	69.05	70.51

Le laboratoire de Schlumberger a une erreur d'incertitude égale au maximum 0.5%. Après la comparaison entre les compositions et la masse moléculaire de chaque recombinaison on trouve que le pourcentage d'erreur égale à 0.33%. Donc notre recombinaison est correcte et l'échantillon recombinaison est représentative.

III.4-Les études thermodynamiques pour le fluide de la recombinaison :

III.4-1-Expansion constante de la composition à $T_{RES} 116,0^{\circ} C$ de l'échantillon recombinaison :

Dans ce test, nous avons préparé un volume de fluide de 81.363 cm³ dans la cellule PVT et appliqué à une pression supérieure à la pression du réservoir et à température du réservoir. Les résultats de ce test affichés dans le tableau III.11 : au cours de la dégradation de pression nous remarquons que la première bulle de gaz est apparue à 3279.7 psia.

TABLEAU III.11-Expansion constante de la composition à 116,0 ° C de l'échantillon recombinaison.

	Pressure	% V_{liq}/V_{tot1}	% V_{liq}/V_{sat2}	Relative Volume ³	La masse volumique	Compressibility ⁴
	psia	%	%	$V_r = V/V_{sat}$	g/cm ³	10 ⁻⁶ /psia
	8014.7	100.000	91.902	0.919	0.624	9.26
	7014.7	100.000	93.111	0.931	0.616	11.85
Pres	6847.7	100.000	93.206	0.932	0.615	12.35
	6014.7	100.000	94.345	0.943	0.608	15.13
	5014.7	100.000	96.029	0.960	0.597	19.24
	4514.7	100.000	96.907	0.969	0.592	21.66
	4014.7	100.000	98.022	0.980	0.585	24.36

	3514.7	100.000	99.350	0.993	0.577	27.35
	3364.7	100.000	99.777	0.998	0.575	28.31
Psat	3279.7	100.000	100.000	1.000	0.573	28.87
	3264.7	99.300	99.462	1.002		
	3234.7	98.048	98.534	1.005		
	3214.7	97.032	97.735	1.007		
	3164.7	94.909	96.154	1.013		
	3114.7	92.712	94.503	1.019		
	3014.7	89.124	92.056	1.033		
	1414.7	43.597	74.100	1.700		
	1214.7	37.171	72.321	1.946		
	1114.7	33.892	71.349	2.105		

- 1 - Volume de liquide relative 1 : volume de liquide à la pression indiquée par volume total
- 2 - Volume de liquide relative 2 : volume de liquide à la pression indiquée par le volume a la pression de saturation
- 3 - Volume relatif, ($V_r = V_t / V_{sat}$) : volume à la pression indiquée par volume à la pression de saturation

On peut mettre ces résultats du test l'expansion de la composition constante sur des Graphiques (Figure.III.3 ; Figure.III.4, Figure.III.5 Figure.III.6 , Figure.III.7) :

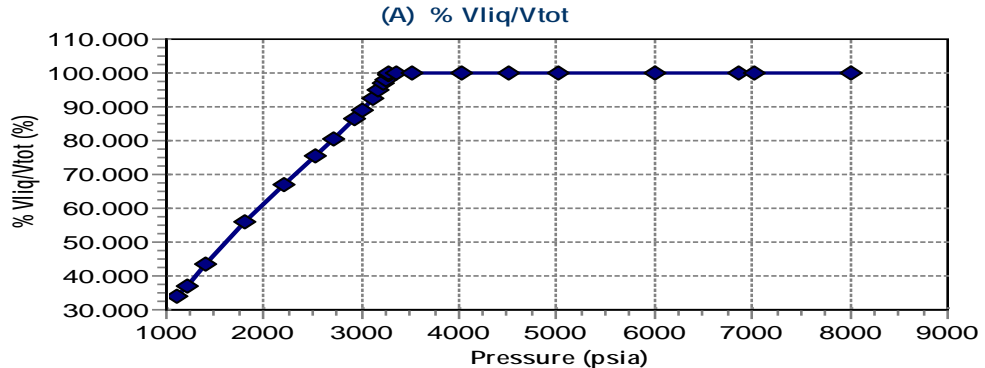


Figure.III.3-Variation du volume relative (A) en fonction de pression.

Dans la Figure III.3 on observe que le volume relative égale 1 avant de l'atteint à la pression de bulle, car le volume de liquide occupe tout le volume de récipient.

Après la pression de bulle le volume relatif diminue à cause de libération de gaz donc une diminution au volume de liquide compensé par la continuité de l'augmentation du volume et C'est ce qui explique le déclin immédiat de V_r .

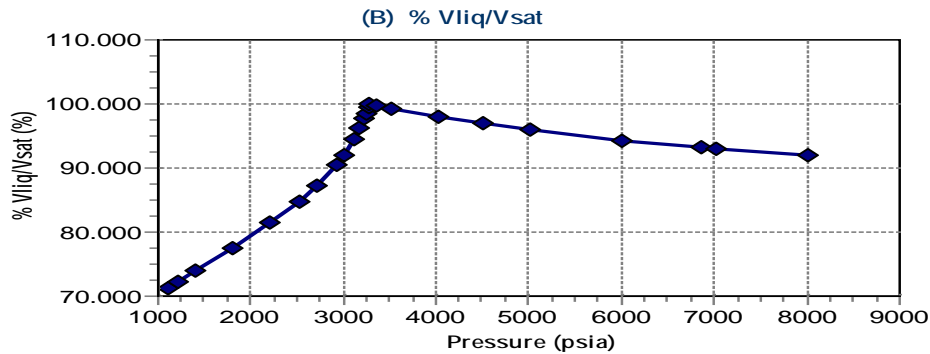


Figure.III.4-Variation du volume relatif (B) en fonction de pression.

Lors de la détente éclairée, le volume du liquide croît sensiblement jusqu'à quand le rapport V_{liq}/V_{sat} égale à 1 dans la pression de saturation. A partir de ce point nous regardons une brusque diminution de volume relatif. Ceci s'explique par le changement de phase qui passe de l'état Liquide à l'état gazeux.

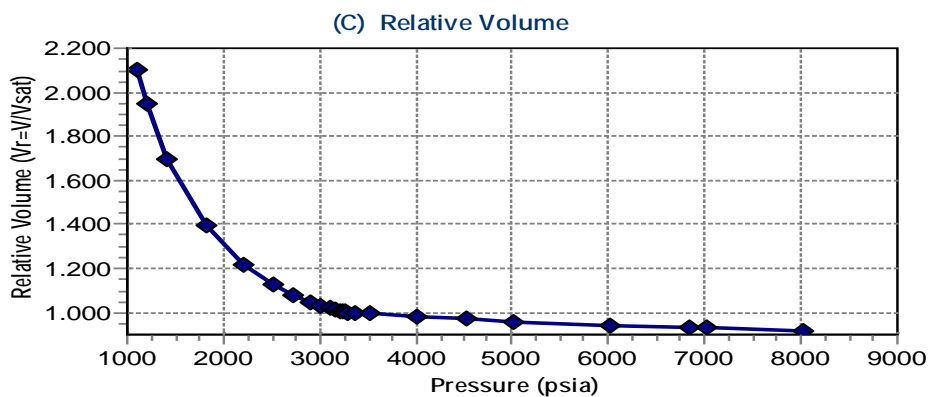


Figure.III.5-Variation du volume relatif (C) en fonction de pression.

La figure III.5 montre clairement la transition du système monophasé au système biphasé. La pression à laquelle la pente change représente la pression au point de bulle.

Il convient d'indiquer que le changement brusque de pente (Le point de cassure) est lié à la compressibilité du fluide résultant du passage de l'état monophasé à l'état biphasé.

En plus, dans la région à phase liquide, la compressibilité du liquide est relativement faible. Entraînant une forte baisse de la pression avec une légère augmentation dans le volume de liquide.

A la pression approche du point de bulle et de l'initiation de libération de gaz en solution, le gaz dégagé est caractérisé par une forte compressibilité qui provoque moins de réduction de la pression résultant en une forte rupture de la pente entre les régions monophasées et biphasées.

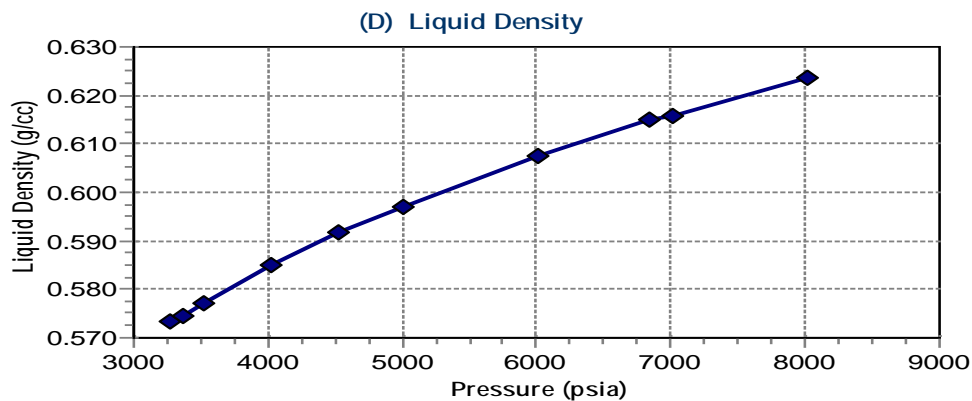


Figure.III.6-Variation la masse volumique (D) en fonction de pression.

On observe dans la figure III.6, la diminution de la masse volumique à mesure que la pression diminue. Cette diminution est due à l'augmentation du volume de liquide et ceci avant le point de saturation et après ce point nous avons deux phase c-à-d. ont parlé à deux masses volumiques gaz et liquide.

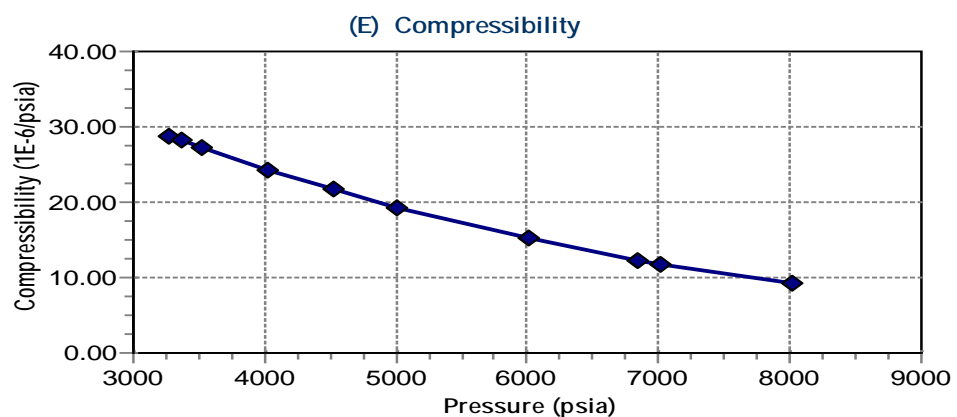


Figure.III.7-Variation coefficient de compressibilité (E) en fonction de pression.

On observe dans la figure III.7, l'augmentation de coefficient de compressibilité avec la diminution de pression, en effet, d'après la relation qui lie ce coefficient au volume et à la pression, le rapport $\Delta V/\Delta p$ reste presque constant dans la partie monophasique et B est fonction uniquement du rapport $1/V$ qui a l'allure d'une hyperbole (fonction $f(x) = 1/x$).

Une explication physique peut être donnée à la variation du coefficient de compressibilité avec la pression et la température de réservoir : à une haute pression (Température Constante), les molécules sont rapprochées au maximum, la compressibilité est minimale, en diminuant la pression, les molécules s'éloignent les unes des autres et la compressibilité augmente jusqu'à ce qu'elle atteigne une valeur maximale.

III.4-2-Libération différentielle à 116.0 ° C :

Ce test a été effectué sur un échantillon de pétrole brut à 116 ° F. L'échantillon présentait une pression de bulle de 3279.7 psia. Le volume d'huile résiduel (restant) a été corrigé en condition standard (de 14,7 psia et 60 ° F) pour donner 60 cm³ le tableau.III-12donnés les mesures obtenues à partir d'un test de libération différentielle (DL) :

TABLEAU.III-12-Libération différentielle à 116,0 ° C d'huile recombinié.

	Pressio n	Rsd	Bod	ρ	Z	Bg	Viscosité du gaz ⁵	Bt
	psia	Vol/Vol	vol/vol	g/cm ³		vol/vol	cP	vol/vol
	8014.7	322.1	1.994	0.624				
	7014.7	322.1	2.021	0.616				
Pres	6847.7	322.1	2.023	0.615				
	6014.7	322.1	2.047	0.608				
	5014.7	322.1	2.084	0.597				
	4514.7	322.1	2.103	0.592				
	4014.7	322.1	2.127	0.585				
	3514.7	322.1	2.156	0.577				
	3364.7	322.1	2.165	0.575				
Psat	3279.7	322.1	2.170	0.573				2.170
	2814.7	259.5	1.994	0.589	0.837	0.006	0.02	2.363
	2314.7	208.7	1.858	0.603	0.833	0.007	0.02	2.666
	1814.7	165.8	1.746	0.616	0.840	0.009	0.02	3.180
	1214.7	121.3	1.619	0.636	0.861	0.014	0.02	4.439
	514.7	73.6	1.473	0.662	0.905	0.035	0.01	10.125
Resid ual	14.7	0.0	1.094	0.751	0.987	1.331	0.01	429.687

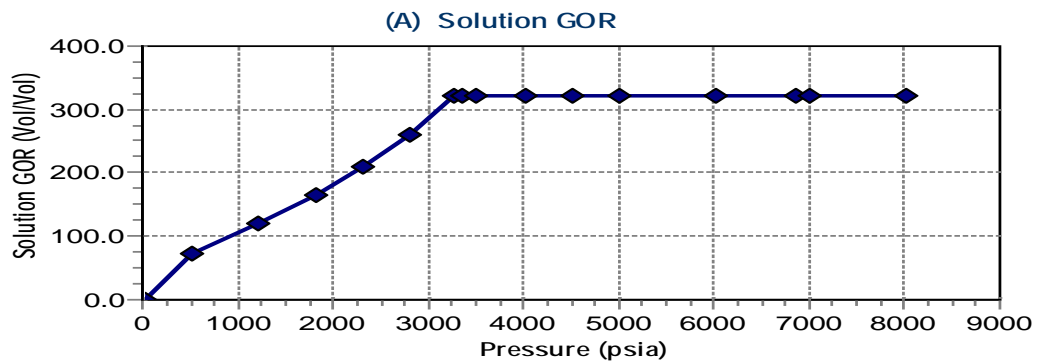


Figure.III.8-Variation du GOR de dissolution R_s de l'huile recombinié.

On observe dans la figure III.8,

- Le GOR dissous est constant lorsque $P > P_b$ pas de libération du gaz
- Lorsque $P < P_b$ le GOR dissous diminue avec la diminution de la pression, cette diminution due à la libération du gaz.

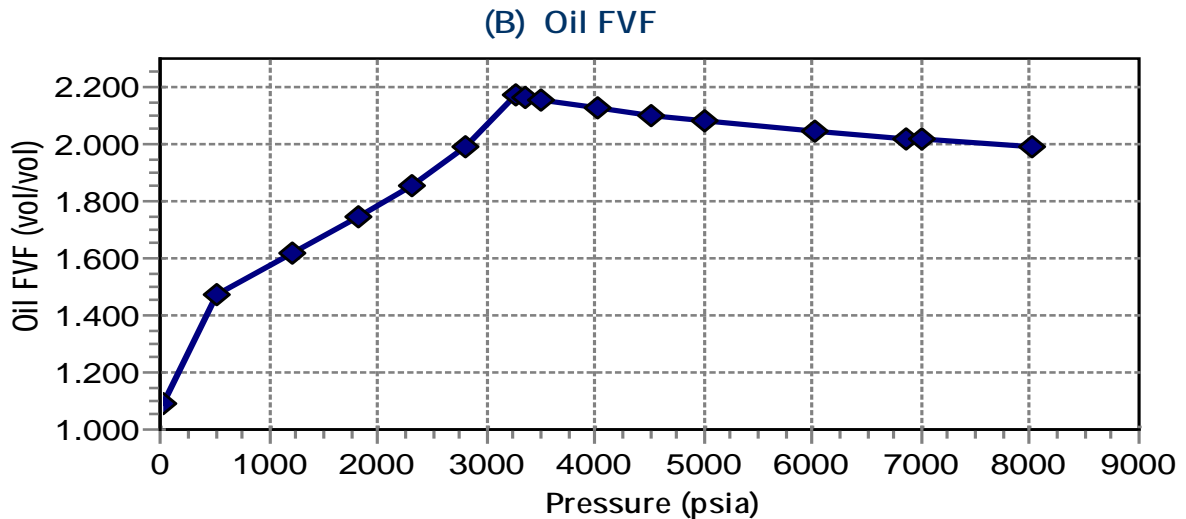


Figure.III.9-Variation du FVF de l'huile recombinaée.

On observe dans la figure III.9, Lorsque la pression est réduite en dessous de la pression initiale du réservoir, le volume d'huile augmente en raison de la dilatation de l'huile. Ce comportement entraîne une augmentation du facteur de volume de formation d'huile et continu jusqu'à ce que la pression au point de bulle soit atteinte. En p_b , l'huile atteint son expansion maximale et atteint par conséquent une valeur maximale de B_{ob} pour le facteur de volume de formation d'huile. Lorsque la pression diminue en dessous de p_b , le volume de l'huile et de B_o diminue à mesure que le gaz de solution se libère. Lorsque la pression est réduite à la pression atmosphérique et la température à $60^\circ F$

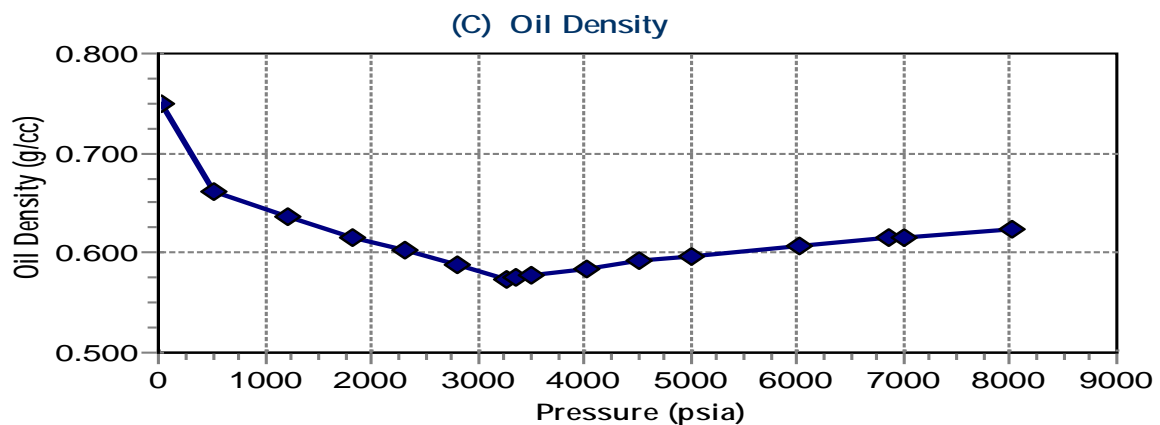


Figure.III.10-Variation de la masse volumique de l'huile recombinaée.

On observe dans la figure III.10, la masse volumique est inversement proportionnelle au volume de l'échantillon ; la décompression de ce dernier entraîne une augmentation du volume et par conséquent une diminution de la masse volumique (la masse est constante) ; arrivé à la pression de bulle le gaz commence à se dégager en diminuant ainsi le volume ce qui résulte à l'augmentation de densité (la masse du gaz libéré est négligeable devant la masse globale qui reste presque constante).

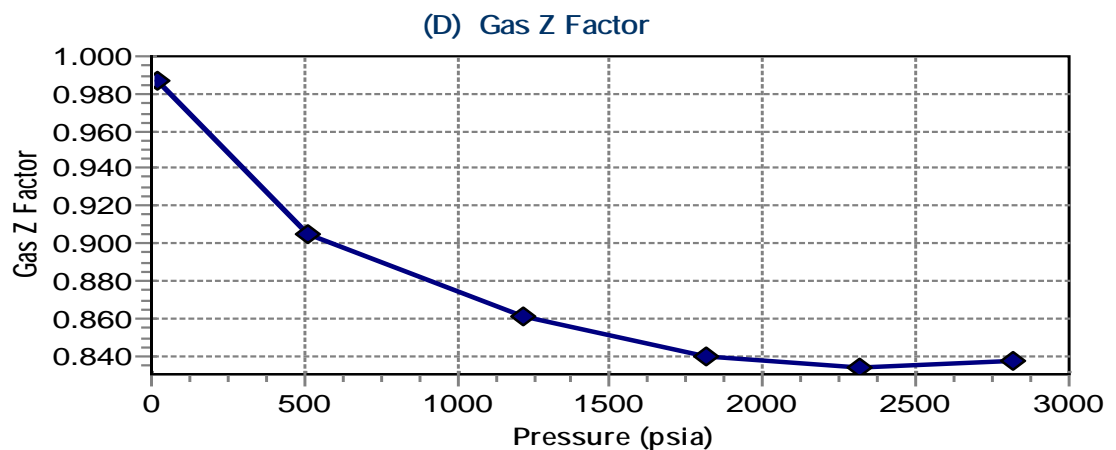


Figure.III.11-Variation du Facteur de compressibilité du gaz libéré.

La courbe du facteur de compressibilité en fonction de la pression à T constante (figure III.11) a la forme parabolique et présente un minimum. Cette allure est en accord avec la théorie des gaz, en augmentant la pression progressivement le facteur Z commence à diminuer car il ya l'influence de la contraction du gaz (diminution du volume) jusqu'à ce qu'il atteigne un minimum. Le facteur de compressibilité devient proportionnel à la pression au-delà de ce minimum.

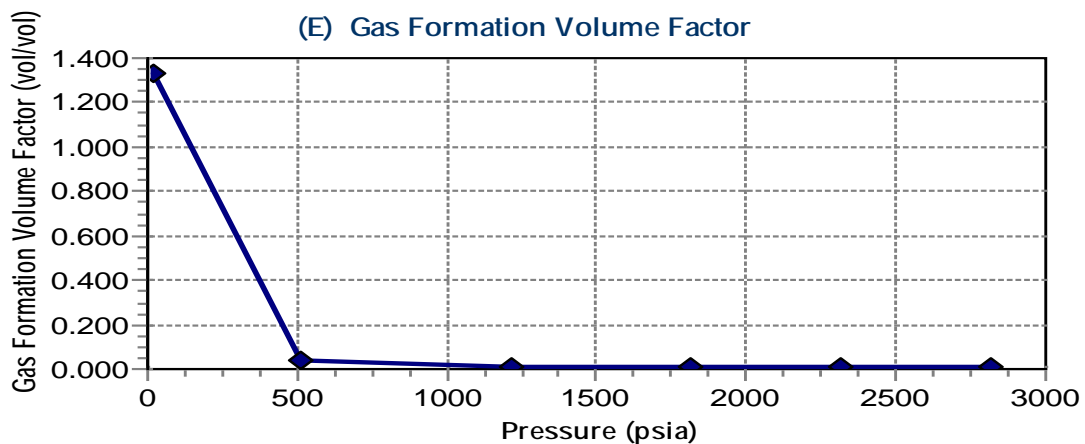


Figure.III.12-Variation du FVF du gaz.

On observe dans la figure III.12, le facteur volumétrique du gaz augmente avec la diminution de pression parce que la quantité du gaz libérés croit à chaque étape du déclin de pression.

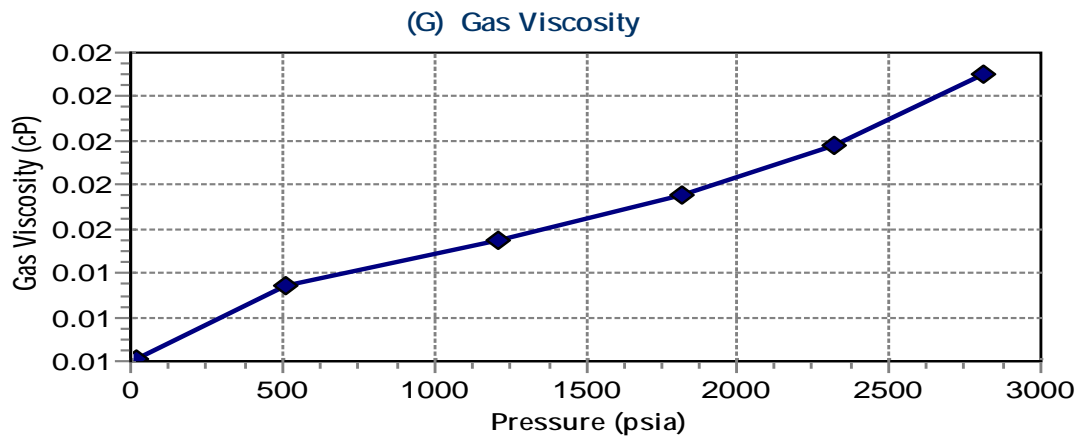


Figure.III.13-Variation de la viscosité de gaz libéré en fonction de pression.

Dans la figure III.13, Avant que le point de saturation le gaz n'existe pas et après que le gaz soit formé, la viscosité de ce gaz diminue car le gaz devient libre de se déplacer à basse pression.

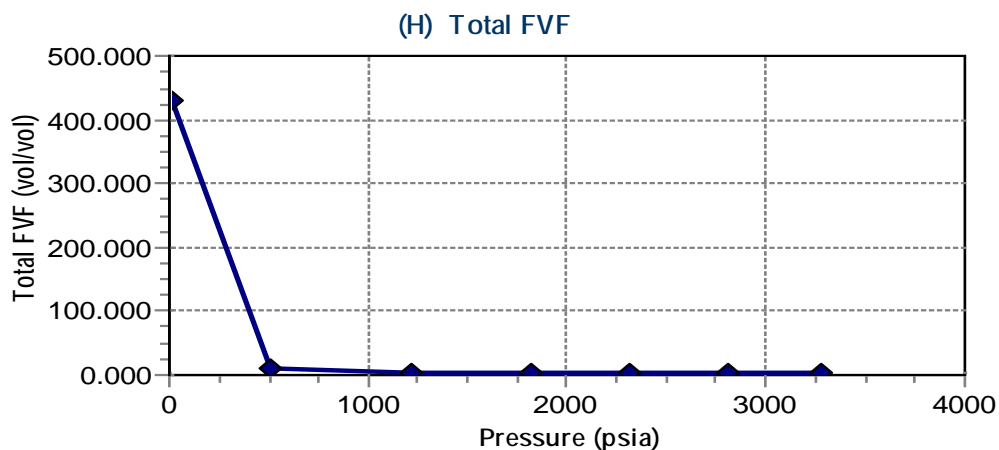


Figure.III.14-Variation du Facteur Volumétrique total en fonction de pression.

Dans la figure III.14, Le facteur volumétrique totale indique le volume total du système hydrocarbures (huile + gaz) par une unité du volume d'huile stock-tank. Comme on a vu sur la cellule au cours du test DL, malgré le volume d'huile diminue à chaque étape de pression, le volume total reste augmenté à cause de l'augmentation du volume de gaz libéré. Par conséquent le volume total augmente donc B_t augmente.

A des pressions précisément définies on prend la composition en pourcentage molaire des gaz libérés du Comportement Différentiel de l'huile recombinaée (*tableau.III-13*).

**TABLEAU.III-13-Libération différentielle à 116,0 ° C d'échantillon recombinaison -
Compositions à la vapeur (en moles%).**

Component	MW ¹	Vapor Compositions at Specified Pressure					Last Stage	
	g/mol	2814.7 psia	2314.7 psia	1814.7 psia	1214.7 psia	514.7 psia	Vapor	Residual Oil
N2	28.01	0.87	0.81	0.63	0.49	0.25	0.00	0.00
CO2	44.01	1.41	1.44	1.49	1.58	1.69	0.89	0.00
H2S	34.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C1	16.04	68.14	69.03	69.44	67.31	56.83	19.30	0.00
C2	30.07	14.27	14.66	15.34	17.05	21.81	19.77	0.00
C3	44.10	6.62	6.87	7.06	7.75	11.13	19.56	0.25
i-C4	58.12	1.01	1.05	1.06	1.12	1.60	4.47	0.24
n-C4	58.12	2.09	2.14	2.13	2.22	3.15	10.94	1.05
i-C5	72.15	0.75	0.71	0.68	0.66	0.90	4.64	1.31
n-C5	72.15	0.78	0.71	0.65	0.63	0.86	4.86	1.80
C6	84.00	0.93	0.73	0.57	0.51	0.71	5.51	4.95
Mecyclo-C5	84.16	0.12	0.09	0.06	0.05	0.08	0.69	0.92
Benzene	78.11	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.13	0.21
Cyclo-C6	84.16	0.10	0.07	0.04	0.04	0.06	0.52	0.97
C7	100.21	0.64	0.43	0.24	0.19	0.32	3.11	6.25
Mecyclo-C6	98.19	0.20	0.13	0.07	0.06	0.09	0.93	2.71
Toluene	92.14	0.07	0.04	0.02	0.01	0.03	0.30	1.04
C8	114.23	0.53	0.32	0.16	0.10	0.19	1.88	7.74
C2-Benzene	106.17	0.02	0.01	0.01	0.00	0.01	0.06	0.40
m&p-Xylene	106.17	0.09	0.05	0.03	0.01	0.03	0.27	1.91
o-Xylene	106.17	0.02	0.01	0.01	0.00	0.01	0.06	0.50
C9	128.26	0.33	0.18	0.09	0.05	0.09	0.81	6.32
C10	134.00	0.33	0.18	0.08	0.04	0.06	0.58	8.32
C11	147.00	0.20	0.10	0.04	0.02	0.03	0.27	6.21
C12	161.00	0.13	0.07	0.03	0.02	0.02	0.16	5.23
C13	175.00	0.10	0.05	0.02	0.02	0.01	0.12	4.95
C14	190.00	0.07	0.03	0.01	0.01	0.01	0.08	4.03
C15	206.00	0.05	0.02	0.01	0.01	0.01	0.05	3.67
C16	222.00	0.03	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	3.06
C17	237.00	0.02	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	2.67
C18	251.00	0.02	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	2.49
C19	263.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	2.25
C20	275.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.95
C21	291.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.76
C22	305.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54
C23	318.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.38
C24	331.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24
C25	345.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.14
C26	359.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
C27	374.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91
C28	388.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83
C29	402.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77
C30	416.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.70
C31	430.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.62
C32	444.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.55
C33	458.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.52
C34	472.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.47
C35	486.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43
C36+	577.88	0.00	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	2.74
MW (g/mol)		26.67	25.19	24.17	24.38	27.26	49.53	188.09
Le masse volumique Spécifique (Air=1)		0.9209	0.8698	0.8348	0.8419	0.9412	1.7104	

D'après ce le Tableau.III-5 on observe que la fraction massique pour les compositions C_1 et C_2 en croissant avec la diminution de pression a des valeurs maximales pour chaque composant (C_1 à 1214.7 psia et C_2 a 514.7 psia) mais a des baisses pressions la fraction massique retourne à la décroissant ; Aussi, les composants de C_3 et C_4

III.4-3-Essais de séparation par des étapes d'un échantillon recombinaé :

Le test de séparation en une étape fournit les propriétés du fluide telles que le GOR, la densité et le facteur de volume de formation d'huile dans les conditions de test du séparateur (tableau 22). Les conditions de test du séparateur utilisées étaient :

- 1 - Point de bulle : 3279,7 psia à 116,0 ° C
- 2 - étape 1 : 110,0 psia à 31,1 ° C
- 3 - Dernière étape : 14,7 psia à 15,6 ° C

Le *Tableau.III-14* affiché les résultats de ce test :

TABLEAU.III-14-Test de séparation en deux étapes d'un échantillon recombinaé.

	Pressure	Temperature	GOR1	GOR2	Séparateur Volume Factor ¹
			Rsf		
	psia	°C	scf/STB	scf/bbl	vol/vol
Psat	3279.7	116.0			1.839
	110.0	31.1	227.3	1207	1.057
Residual	14.7	15.6	12.7	71	1.000

1 Volume d'huile aux pressions et températures indiquées par volume d'huile de réserve dans les conditions normales.

Dans ce test ont déterminé la pression optimale de séparation, cette pression doivent correspond:

- Entraînant un facteur de volume de formation d'huile B_o minimum.
- La gravité de l'huile du stock tank API° sera maximale et la totalité du gaz est dégagé,
- Le gaz du stock tank R_s , sera au minimum.

A partir de ces résultats, B_o est approché à 1 Alors que le volume à cette condition est le même a du volume du stock-tank. Cela confirme que la séparation est presque totale.

Aussi on voir que la valeur de Rsf a condition stock-tank est très petits.

Donc on peut conclue que les conditions de séparation (110.0 psi et 31.1 °C) sont favorable.

Pour chaque étape du test de séparation d'un échantillon recombinaison on prend le gaz libéré au chromatographe pour obtenir ces Compositions (en moles) (*Tableau.III-15*):

TABLEAU.III-15-Composition molaire du gaz flash d'échantillon.

composant	MW ¹	Vapor Compositions at Stage Conditions 110.0 psia at 31.1 °C	Dernier étape 14.7 psia at 15.6 °C	
			Vapor	Huile Résiduel
	g/mol	en moles%	Moles%	Moles%
N2	28.01	0.59	0.06	0.00
CO2	44.01	1.56	1.74	0.00
H2S	34.08	0.00	0.00	0.00
C1	16.04	64.75	32.68	0.00
C2	30.07	19.53	13.18	0.00
C3	44.10	9.00	32.74	3.70
i-C4	58.12	1.11	4.81	1.78
n-C4	58.12	1.94	8.97	5.75
i-C5	72.15	0.43	2.15	3.52
n-C5	72.15	0.37	1.88	4.12
C6	84.00	0.24	1.21	7.16
Myclo-C5	84.16	0.02	0.11	1.11
Benzene	78.11	0.01	0.02	0.24
Cyclo-C6	84.16	0.02	0.06	1.06
C7	100.21	0.08	0.24	6.73
Myclo-C6	98.19	0.02	0.06	2.62
Toluene	92.14	0.00	0.01	0.98
C8	114.23	0.06	0.06	7.09
C2-Benzene	106.17	0.00	0.00	0.34
m&p-Xylene	106.17	0.00	0.01	1.62
o-Xylene	106.17	0.00	0.00	0.42
C9	128.26	0.03	0.01	5.32
C10	134.00	0.03	0.00	6.67
C11	147.00	0.02	0.00	4.85
C12	161.00	0.02	0.00	4.02
C13	175.00	0.02	0.00	3.77
C14	190.00	0.02	0.00	3.05
C15	206.00	0.02	0.00	2.76
C16	222.00	0.01	0.00	2.27
C17	237.00	0.01	0.00	1.97
C18	251.00	0.01	0.00	1.83
C19	263.00	0.01	0.00	1.66
C20	275.00	0.01	0.00	1.45
C21	291.00	0.01	0.00	1.29
C22	305.00	0.01	0.00	1.13
C23	318.00	0.00	0.00	1.02
C24	331.00	0.01	0.00	0.91
C25+	345.00	0.00	0.00	7.79
MW (g/mol)		24.63	36.92	158.82
Specific Gravity (Air=1)		0.8505	1.2750	

Les concentrations du C₁ et C₂ dans le vapeur dégagé sont plus grands à cause de la quantité importante du gaz dissous dans l'huile mais dans la dernière étape on observe que les

concentrations sont diminués parce que la majorité du gaz dissous est libéré. Dans l'huile résiduelle ces composants n'excitent pas (pas de gaz dissous).

Au contraire les composants à partir de C₃ jusqu'à C₈ leurs concentrations sont augmentés dans la dernière étape.

Les particules plus lourds (C₈⁺) Vient d'apparaître dans l'huile résiduelle. Ceci explique l'augmentation de leur masse molaire et densité

III.4-4-Essai de viscosité simulé à 116,0 ° C :

Dans le Tableau.III-16 les résultats de test viscosité à différent pression :

TABLEAU.III-16-Essai de viscosité simulé à 116,0 ° C.

	Pression	Viscosité
	psia	cP
	8014.7	0.24
	7014.7	0.22
Pres	6847.7	0.22
	6014.7	0.21
	5014.7	0.20
	4514.7	0.19
	4014.7	0.18
	3514.7	0.17
	3364.7	0.17
Psat	3279.7	0.17
	2814.7	0.20
	2314.7	0.23
	1814.7	0.27
	1214.7	0.34
	514.7	0.48
Residual	14.7	1.09

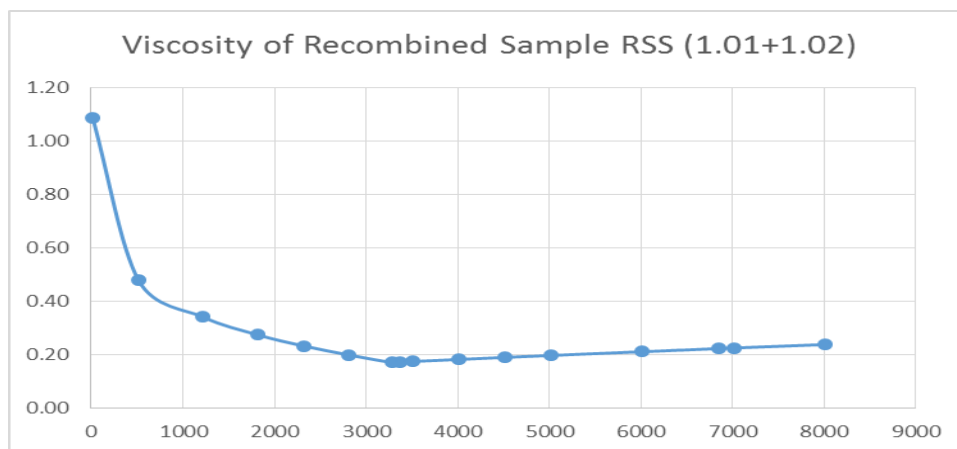


Figure.III-15-Variation de viscosité en fonction de pression.

Dans le Figure III.15 Lorsque la pression est supérieure à la pression de bulle, la viscosité d'après l'allure du graphe diminue avec la diminution de la pression (effet d'éloignement des molécules cela s'explique par la diminution de la résistance du fluide à l'écoulement).

Lorsque la pression est inférieure à la pression de bulle, la viscosité augmente avec la diminution de la pression cette augmentation est due à la libération du gaz dissous.

Conclusion :

Dans notre étude, Nous avons réalisé les tests de laboratoire, c'est-à-dire une analyse PVT (CCE, DI, Essai de séparation, Essai de viscosité) sur un échantillon représentatif de puits BBKPSE-2.

Afin de réalisation des tests PVT au laboratoire sur l'échantillon de puits BBKPSE-2,

Nous voulons souligner que ces mesures doivent être très précis (mesure de volume du gaz libéré, Assurer que l'air ou l'eau n'affecte pas sur le comportement du fluide au cours de test, vérifié les calculs ... etc.).

La chose la plus importante avant de mettre l'échantillon dans le test est de s'assurer que sa qualité est correcte cad qu'un échantillon représentatif. Pour garantir une étude exacte et donné des résultats fiables peut être généralisé à tous les puits environnants.

CONCLUSION GENERALE

L'objectif de ce présent travail est d'identifier les propriétés PVT du puits BBKPSE-2 – Hassi Berkine et modéliser ces propriétés par un série expérimentale des tests dans un laboratoire. Il vise également à évaluer l'exactitude de ces Analyses expérimentale pour leur applicabilité dans la prédiction de comportement de réservoir de champ Berkine.

On a adopté que l'analyse PVT doit être comprise comme outil complémentaire très important pour le génie pétrolier, qui permet avec l'intégration d'autres donnés comme la porosité, perméabilité et la saturation et etc., de faire une bonne modélisation de réservoir, alors que l'augmentation de rendement de production.

D'après résultats de l'analyse PVT du puits BBKPSE-2 on a constaté que :

La couleur de ce fluide est un marron. Le GOR du chantier et La solubilité dans le gaz R_s sont plus élevé par rapport un huile lourds.

Le facteur volumétrique du formation B_o a condition réservoir plus élevé, donc cette huile a une grande quantité du gaz (son volume diminue jusqu' à la moitié dans la surface), la concentration du composant lourds C_{7+} égale à 23.67%, API aux conditions de stockage égale à 42.52.

A partir de tout ça, nous avons conclu que le fluide de réservoir est une huile légère avec un grande volume du gaz.

La comparaison des résultats PVT obtenus pour ce puits avec les puits voisins est nécessaire ; ceci va nous permettre de développer des corrélations empiriques en conformité avec l'effluent de chaque zone.

Au cours de ces tests il faut que précisé les mesures pour éviter l'erreur humaine a fin d'atteint à l'exactitude des résultats, donc on recommander d'intégrer les corrélations qui nous mentionnés dans le premier chapitre.

RÉFÉRENCES

- [1] AHMED el BANBI: Book "PVT Property Correlations , selection and estimation "2018
- [2] Amyx, J. M., Bass, D. M., and Whiting, R., Petroleum Reservoir Engineering- Physical Properties. New York: McGraw-Hill Book Company, 1960.
- [3] Dake, L. P., Fundamentals of Reservoir Engineering. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.
- [4] Dodson, L. P., "Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems," JPT, December 1953, pp. 287–298.
- [5] J.F. GAVIER : Propriétés des fluides de gisements cour de production TOME 2 ,1986.
- [6] McCain, W., The Properties of Petroleum Fluids. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company, 1990.
- [7] Moses, P., "Engineering Application of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems," JPT, July 1986, pp. 715–723.
- [8] Rapport N° 2015DZH1-P004-J0010 du Schlumberger laboratoire « analyse PVT du puits BBKPSE-2
- [9] RENÉ COSSÉ : techniques d'exploitation pétrolière, le gisement, 1988.
- [10] SONATRACH - EXPRO – Présentation SQM Échantillonnage Analyse PVT.
- [11] TAREK H AHMED. "Advanced Reservoir Engineering". ©2005, Elsevier Inc.
- [12] TAREK H AHMED. "Equations of state and PVT analysis: applications for improved reservoir modeling". ©2007 by Gulf Publishing Company, Houston, Texas
- [13] TAREK H AHMED. "Hydrocarbon Phase Behavior". Vol.7 ©1989 by Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- [14] TAREK H AHMED. "Reservoir Engineering Handbook". Second edition. ©2000 by Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- [15] PRESENTATION par Mr OUADOU IAP Séminaire sur le PVT du 10 au 14 Mars 2019.
- [16] WHITSON CURTIS H. "Phase Behavior". ©2000 by the Society of Petroleum Engineers.