



**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique**



Université M'Hamed Bougera Boumerdès

Faculté des Sciences de l'ingénieur

Département génie des procédés

Mémoire de fin d'études En vue de l'obtention du diplôme de Master

Filière : Génie des Procédés

Option : Génie Chimique.

THEME

Etude Thermodynamique d'une huile sous pression

Présenté par : TIMIZAR Karim

Encadré par : Pr. NOURI L'Hadi

Soutenu le : 30 / 09 / 2019

Devant le jury composé de :

Mr. L. NOURI	Professeur	U.M.B.B	Promoteur
Melle. A. ASSELAH	Maître de Conférences A	U.M.B.B	Examinatrice
Mr. H. BALOUL	Maître de Conférences B	U.M.B.B	Membre
Mme. F. BOUMECHHOUR	Maître de Conférences A	U.M.B.B	Présidente
Mr. A. MEZEIANE	Ingénieur PVT	SH-DLAB	Co-Promoteur

2018/2019

Résumé

La connaissance des propriétés thermodynamiques des fluides d'hydrocarbures a pour but de comprendre leurs comportements dans le réservoir et prédire les changements attendus aux différents niveaux de production

L'objectif de ce projet est de déterminer les propriétés thermodynamiques d'une huile de fond provenant du champ de Hassi Messaoud. L'échantillon sélectionné a subi une étude de comportement à masse constante (CCE) à la température de réservoir ensuite le même échantillon a subi une libération différentielle (DL) à la température de réservoir.

Abstract

Knowledge of the thermodynamic properties of hydrocarbon fluids is intended to understand their behavior in the reservoir and predict expected changes at different levels of production.

The objective of this project is to determine the thermodynamic properties of a bottom oil from the Hassi Messaoud field.

The selected sample underwent a constant mass behavior (CCE) study at the reservoir temperature and then the same sample experienced a differential release (DL) at the same time at reservoir temperature.

ملخص

معرفة الخواص الديناميكية الحرارية لسوائل الهيدروكربون يساعد على فهم سلوكهم في الخزان والتنبؤ بالتغيرات المتوقعة على مستويات الإنتاج المختلفة.

الهدف من هذا المشروع هو تحديد الخصائص الديناميكية الحرارية لنفط أسود من حقل حاسي مسعود خضعت العينة المختارة لدراسة سلوك ثابت للكتلة (CCE) عند درجة حرارة الخزان، ثم إلى إطلاق تفاضلي (DL) في نفس درجة حرارة الخزان.

Remerciements

Avant tout je tiens à remercier Dieu de m'avoir guidé à suivre le chemin de la science et m'avoir accordé la force, le courage, la patience et les moyens afin de pouvoir accomplir ce modeste travail.

*Je tiens vivement à exprimer ma profonde reconnaissance et gratitude à mon très chère promoteur Mr **NOURI L'Hadi**, Professeur à l'U.M.B.B pour son encadrement, sa précieuse aide, son appui et ses conseils.*

Je remercie également :

*Mme **BOUMECHOUR Fatima** maitre conférence à l'U.M.B.B de m'avoir fait l'honneur de présider le jury.*

*Melle **ASSELAH Amel** maitre de conférence et Mr **BALOUL Hakim** maitre de conférence à l'U.M.B.B d'avoir accepté d'examiner ce travail.*

*Un grand remerciement à Mr **AKSAS Hamouche** Chef département de Génie des Procédés .*

*J'offre mes sincères remerciements aux tous personnels du SH-DLAB pour leur soutien et aide à réaliser ce travail en particulier : **ALI , HAMZA , MOURAD , MOH SGHIR ET HAKIM***

Je n'oublierais pas de remercier tous les enseignants qui ont contribué à notre formation spécialement ceux du département de Génie des Procédés .

Enfin ce travail n'aurait pas été mené à terme sans les concessions et les encouragements de mes parents ma femme et tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à réaliser ce travail auxquels je dis tout simplement merci.

KARIM

Dédicace

Artist ... Fighter ... Angel ... Flower

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

À ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier

Pour moi. À mon très cher père, À tous mes frères et ma sœur.

À messieurs Boudali Abed al Hakim et Mr Meziane Ali pour leurs aides et encouragements.

À tous mes amis

Rafik ... Micho et Abedo

À Tous ceux que j'aime et je respecte.

Karim

LISTE DES FIGURES

- Figure.I.1.** Diagramme de pression-température pour un corps pur.
- Figure.I.2.** Diagramme pression-volume pour un corps pur (diagramme de *Clapeyron*).
- Figure.I.3.** Diagramme de pression-température pour deux corps et le mélange.
- Figure.I.4.** Diagramme de pression-volume pour deux corps et le mélange.
- Figure I.5.** Classification des gisements d'hydrocarbures d'après sa composition chimique.
- Figure.I.6.** Les différents types des fluides de réservoir.
- Figure.I.7.** Courbe de contraction de liquide.
- Figure.I.8.** Diagramme de phase pour le *Black Oli*.
- Figure.I.9.** Diagramme de phase pour les huiles volatiles.
- Figure.I.10.** Courbe de contraction du volume de liquide.
- Figure.I.11.** Diagramme de phase pour le gaz à condensat.
- Figure.I.12.** Diagramme de phase pour le gaz humide.
- Figure.I.13.** Diagramme de phase pour le gaz sec.
- Figure.I.14.** La courbe de facteur de formation d'huile.
- Figure.I.15.** La courbe de rapport gaz-huile de solution (*Rs*).
- Figure.I.16.** La courbe de rapport gaz-huile produit.
- Figure.I.17.** La courbe de viscosité.
- Figure II.1.** Organigramme de la Division DLAB.
- Figure II.2.** Organigramme de la direction gisement.

Figure II.3. Équipement de l'étude PVT de marque D.B. ROBINSON.

Figure II.4. Schéma d'une cellule PVT- DBR.

Figure II.5. Schéma échantillonnage sur séparateur.

Figure II. 6. Schéma Comportement à Masse Constante.

Figure II.7. Schéma de séparation flash.

Figure II.8. Schéma de la recombinaison mathématique

Figure II.9. Schéma d'une recombinaison Physique des effluents de surface.

Figure II.10. Volume relatif du liquide séparateur Bouteille n° : B-1 Température de séparation : 22°C Pression de saturation : 100 Psi

Figure II.11. Coefficient de compressibilité du liquide séparateur Bouteille n° : B-1 Température de séparation : 22 °C Pression de saturation : 100 Psi

Figure II.12. Volume Relatif de l'huile recombinaison Comportement à masse constante Température de réservoir : 129 °C Pression de saturation : 3935 Psi Bouteilles n° : (B-1 & G-1).

Figure II.13. Coefficient de compressibilité de l'huile recombinaison Comportement à masse constante Température de réservoir : 129 °C Pression de saturation : 3935 Psi Bouteilles n° : (B-1 & G-1).

Figure II.14. Facteur volumétrique de fond de l'huile recombinaison Comportement Différentiel Température de réservoir : 129 °C Pression de saturation : 3935 Psi Bouteilles n°: (B-1 & G-1).

Figure II.15. Masse volumique de l'huile recombinaison Comportement Différentiel Température de réservoir : 129 °C Pression de saturation : 3935 Psi Bouteilles n°: (B-1 & G-1).

Figure II.16. GOR dissous, R_s de l'huile recombinaée Comportement Différentiel Température de réservoir : 129 °C Pression de saturation : 3935 Psi Bouteilles n° : (B-1 & G-1).

Figure II.17. Facteur de compressibilité des gaz libérés de l'huile recombinaée Comportement Différentiel Température de réservoir : 129 °C Pression de saturation : 3935 Psi Bouteilles n° : (B-1 & G-1).

Figure II.18. Facteur de compressibilité des gaz libérés de l'huile recombinaée Comportement Différentiel Température de réservoir : 129 °C Pression de saturation : 3935 Psi Bouteilles n° : (B-1 & G-1).

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1. Classification à partir des données de production.

Tableau I.2. Les propriétés du pétrole et du gaz.

Tableau II.1. Les données caractéristiques du champ et de l'effluent.

Tableau II.2. Résultats de validation des effluents de séparateur.

Tableau II.3. Bouteille N°B-1.

Tableau II.4. Paramètres de la recombinaison physique du gaz et du liquide séparateur

Tableau II.5. Résultats Volumétriques de l'essai de séparation de l'huile recombinaisonnée (Single stage).

Tableau II.6. Comportement à masse constante (CCE) de l'huile recombinaisonnée à la température réservoir.

Tableau II.7. Comportement Différentiel (DL) de l'huile recombinaisonnée à la température de réservoir.

Tableau II.8 : Compositions en pourcentage molaire de l'huile recombinaisonnée

Nomenclature et Définitions

API Gravity	American Petroleum Institute Gravity
B_g	Facteur volumétrique de fond de gaz
B_o	Facteur Volumétrique de fond de l'huile
β	Coefficient de compressibilité
CCE	Constant Composition Expansion
cm³	Centimètres Cubes
DL	Différentiel Liberation
F_c	Facteur de contraction (shrinkage)
G.O.R	Gas Oil Ratio
K_i	Constante d'équilibre Vapeur-Liquide
% Mass.	Pourcentage Massique
% Mol.	Pourcentage Molaire
MW	Masse molaire moyenne
R	Constante universelle des gaz parfaits
R_s	GOR dissous
P_{sat}	Pression de saturation ou de bulle
Prés	Pression de réservoir
P_s	Pression de séparation
PV	Relation Pression –Volume
T	Température
T_{bi}	Température d'ébullition
T_{ci}	Température critique
Trés	Température de réservoir
T_s	Température de séparation
P_{sig}	Pound per square inch gage
V	Volume
V_m	Volume molaire
V_r	Volume Relatif
Z	Facteur de compressibilité du gaz
X_i	Fraction molaire du constituant i dans la phase liquide
Y_i	Fraction molaire du constituant i dans la phase vapeur
Y	Fonction
ρ	Masse volumique
PVT	Pression Volume Température
HC	Hydrocarbure
GN	Gaz Naturel
SCF/STB	standard cubic foot per stock tank barrel
C_s	Conditions standards
Sm³/Sm³	standard cubic metre per standard cubic metre
bbl	Barrel stock tank barrel

Table des matières

Introduction générale.....	1
I. Partie théorique:	3
I.1. Composition, classification et comportement des fluides pétroliers:	3
I.2. Les constituants chimiques des fluides de réservoir :.....	3
I.3. Comportement des phases des hydrocarbures :	4
I.3.1.1. Diagramme pression-volume :.....	5
I.3.1.2. Diagramme pression-température :	6
I.3.2. Les mélanges :	6
I.3.2.1. Diagramme pression-volume :.....	6
I.3.2.2. Diagramme pression-température:	7
I.4. Classification des fluides de réservoir:	8
I.5. Classification à partir des données de production:	8
I.6. Classification à partir de la composition chimique de l'effluent:.....	9
I.7. Classification à l'aide du diagramme P, T:	10
I.8. Les propriétés physico-chimiques des fluides des réservoirs:	15
I.8.1.1. Pression de bulle (ou pression de saturation) :	15
I.8.1.2. Facteurs de volume de formation FVF (Bo) :.....	15
I.8.1.3. Le facteur de contraction de l'huile (Sh) :.....	16
I.8.1.4. Rapport gaz-huile de solution (Rs) :	16
I.8.1.5. Rapport gaz-huile produit GOR« Gaz Oil Ratio»:	17
I.8.1.6. Masse volumique ρ (Densité) :.....	18
I.8.1.7. Densité (Specific Gravity):	18
I.8.1.8. Coefficient de compressibilité isotherme β :	19
I.8.1.9. Viscosité:	19
I.8.2.1. Facteur de compressibilité (Z) :.....	21
I.8.2.2. La viscosité :	21
I.8.2.3. Facteur de volume de formation d'un gaz « Bg » :.....	21
I.8.2.4. Densité :	21
II. Partie expérimentale:	24
II.1. Présentation de la Division Laboratoire:	24
II.1.1 Organigramme de La Division Laboratoire :.....	25

II.1.2. Organigramme de la direction Gisement :	25
II.1.3. Département Etudes Thermodynamiques :	26
II.1.3.1. Service Flow Assurance :	26
II.1.3.2. Service Analyses Chromatographiques :	27
II.1.3.3. Service PVT et une activité Miscibilité :	27
II.2. Etude expérimentale :	29
II.2.1. Description de l'équipement PVT:	29
II.2.1.1. Une étuve de type DBR :	29
II.2.1.2. Une cellule PVT- DBR à visibilité totale:	29
II.2.1.3. Une pompe volumétrique DBR à haute pression :	29
II.2.1.4. Un système caméra vidéo à haute résolution:	30
II.2.2. Déroulement d'une étude PVT complète d'une huile:	32
II.2.3. Echantillonnage des fluides pétroliers sous pression:	32
II.2.4. Composition d'une étude PVT:	34
II.2.5. Procédure de l'étude :	36
II.2.6. Essais de séparation (liquide séparateur):	38
II.2.7. Procédure de l'étude :	38
II.2.8. Validation du gaz séparateur	40
II.2.9. Recombinaison Mathématique des effluents de surface:	41
II.2.9.1. Préparation du recombéné physique (mode opératoire Mo-Gis-H08) :	42
II.2.9.2. La correction de GOR chantier :	42
II.2.9.3. Recombinaison Physique des effluents de surface:	43
II.2.10. Etude Thermodynamique de l'huile recombénée :	45
II.2.10.2. Comportement à Masse Constante (CCE) à la Température du Réservoir : ...	45
II.2.10.3. Essais de séparation (huile recombénée) :	45
II.2.10.3. Comportement Différentiel à la Température de Réservoir :	46
II.3. Résultats expérimentaux de l'étude PVT	49
II.3.1. Validation des échantillons de la surface (études préliminaire):	49
II.3.2. Préparation du recombénée physique à partir des effluents de séparateur :	53
II.3.3. Etude Thermodynamique de l'huile recombénée à la température de réservoir: .	54
Conclusion	68
Recommandation	68
References	69

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

La production des hydrocarbures conduit à nombreuses applications pratiques et industrielles, y compris dans le transport, l’approvisionnement en énergie, chimie industrielles, la pétrochimie etc...

Mais cette production n’a pu satisfaire une demande de plus en plus croissante. De nos jours, il n’est plus possible de produire sans tenir compte de la rentabilité économique. La matière première doit donc répondre à certains critères tels que la qualité, la quantité, la disponibilité et le prix.

En ce sens, les producteurs ont été amenés à mieux exploiter les gisements de pétroles afin de s’en servir dans l’industrie. En effet, lors de la découverte d’un gisement, on se préoccupe en premier lieu de déterminer les caractéristiques volumétriques de ce brut et les changements d’état qui l’affectent au cours de son mouvement dans le réservoir et jusqu’à les installations de production en surface. Les informations permettent de choisir le mode d’exploitation qui conduise à la récupération optimale.

Ces paramètres (caractéristiques volumétriques et propriété thermodynamique), qui constituent l’objet de notre étude, seront déterminés essentiellement à partir d’un échantillon de surface, le prélèvement est pris à partir du champ de Berkine. L’échantillonnage se fait sur un séparateur du premier étage.

Après la réception de l’échantillon, il faudra procéder à des études préliminaires sur le gaz et le liquide de séparation, afin de recombinaison physiquement ces fluides, et ainsi reproduire l’effluent de gisement. L’étude PVT de l’échantillon recombinaison est conduite de la même manière que l’étude d’un échantillon du fond.

Le rapport des deux débits s’appelle le GOR (Gas Oil Ratio) rapport gaz-huile à une importance capitale pour reproduire le fluide de réservoir, pour cela il est nécessaire de corriger le GOR annoncé par le producteur.

Nous procédons en second lieu à une recombinaison physique de l’huile et du gaz de séparateur à la température de gisement afin d’avoir un échantillon représentatif identique à celui de réservoir.

Après avoir obtenu un échantillon représentatif ; nous essayons de reproduire le processus du comportement à masse constante qui simule la détente du réservoir aux zones lointaines, et le comportement de vaporisation différentielle dans le cas où le puits est en production.

Ce travail est structuré en : une introduction, une partie théorique, une partie expérimentale, et une conclusion.

PARTIE THEORIQUE

I. Partie théorique:

I.1. Composition, classification et comportement des fluides pétroliers:

Les pétroles bruts et les G.N sont les formes les plus courantes des mélanges d'hydrocarbures que l'on extrait du sous-sol. Ces mélanges peuvent exister à l'état solide, liquide ou gazeux selon les conditions de P et T sous lesquels ils se trouvent. Les phases liquides et gazeuses sous lesquelles les mélanges d'hydrocarbures sont le plus souvent exploités sont très souvent associées : la production d'un pétrole brut est souvent accompagnée par une production de gaz et vice-versa [1].

- ❖ Pour le Pétrole brut, il est pratiquement impossible d'établir sa composition détaillée qui ferait apparaître tous ses constituants. On fait donc appel à certaines propriétés physiques (couleur, odeur, densité, viscosité, indice de réfraction, ...etc.) pour différencier les huiles produites.
- ❖ Pour les G.N, au stade final de leur exploitation, ils sont caractérisés essentiellement par 3 propriétés : densité, pouvoir calorifique et composition chimique (nature des composés et leur fraction molaire ou volumique).

I.2. Les constituants chimiques des fluides de réservoir :

Les pétroles bruts et les gaz naturels sont essentiellement constitués par des éléments organiques. les HC, qui sont les constituants prépondérants représentent une classe particulière d'éléments organiques qui contient du carbone et de l'hydrogène.

De plus, de nombreuses huiles brutes contiennent de l'azote, du dioxyde de carbone.

I.2.1. Les paraffines :

Un composé paraffiné est constitué de segments d'hydrocarbures du type CH, CH₂ ou CH₃.

Les atomes de carbone sont reliés par des liaisons simples.

Les paraffines sont divisées en paraffines normales (n-paraffines) et iso-paraffines (i paraffines).

Dans un « n-paraffine », les atomes de carbone forment des chaînes droites, tandis qu'un « i-paraffine » contient au moins une chaîne latérale. Parfois, les paraffines sont également appelées alcanes.

I.2.2. Les naphènes :

Ces composés sont semblables aux paraffines dans le sens où ils sont construits par les mêmes types de segments d'hydrocarbures, mais la différence consiste à la présence d'une ou plusieurs structures cycliques dans les naphènes. Les segments dans les structures cycliques (par exemple, CH₂) sont reliés par des liaisons simples.

La plupart des structures cycliques naphténiques contiennent six atomes de carbone, mais les composés naphténiques ayant cinq ou sept atomes de carbone reliés à des structures cycliques sont souvent présents dans les fluides du réservoir.

I.2.3. Les aromatiques :

Semblables aux naphténes, les aromatiques contiennent une ou plusieurs structures cycliques, mais les atomes de carbone dans un composé aromatique sont reliés par des liaisons aromatiques doublées. Le Benzène (C_6H_6) est le composé aromatique le plus simple, on peut trouver aussi des composés aromatiques polycycliques avec deux ou plusieurs structures cycliques dans les fluides des réservoirs pétroliers. Les pourcentages des composants paraffinés (P), naphténiques (N) et aromatiques (A) d'un fluide de réservoir sont souvent désignés sous le nom de : la distribution « PNA ».

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

I.3. Comportement des phases des hydrocarbures :

Une phase est la partie homogène d'un système qui est physiquement différent et séparer des autres systèmes par des limites bien définies. Bien que la phase des substances soit contrôlée par la pression et la température il suffit juste de changer cette dernière pour que la substance passe d'une phase à l'autre, ce changement est dit le comportement des phases [1] [2].

Les systèmes des hydrocarbures trouvés dans les réservoirs montrent un comportement multiphasique sur intervalles des pressions et des températures très larges. Les phases les plus importantes apparues dans le domaine des hydrocarbures sont : la phase liquide, comme le brut et le condensat et la phase gazeuse comme le gaz naturel.

Les conditions sous lesquelles ces phases existent ayant une grande importance. La détermination mathématique ou expérimentale de ces conditions est convenablement exprimée sous différents types des diagrammes appelés : diagrammes des phases.

I.3.1. Les corps purs :

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

I.3.1.1. Diagramme pression-volume :

On observe successivement dans le diagramme de Clapeyron :

- à pression élevée H le corps pur est à l'état liquide .si il subit une décroissance isotherme de volume on verra.
- Une décroissance rapide de la pression tant que le corps pur reste en phase liquide : les liquides sont peu compressibles.
- L'apparition d'une phase vapeur (point G sur la Fig. II.1) : point de bulle.
- L'augmentation de la phase vapeur et la diminution de la phase liquide et la pression reste constante (saignement G - F).
- La disparition de la dernière goutte de liquide (point F sur la figure) : point de rosée.
- Une décroissance relativement lente de la pression : les vapeurs sont compressibles.

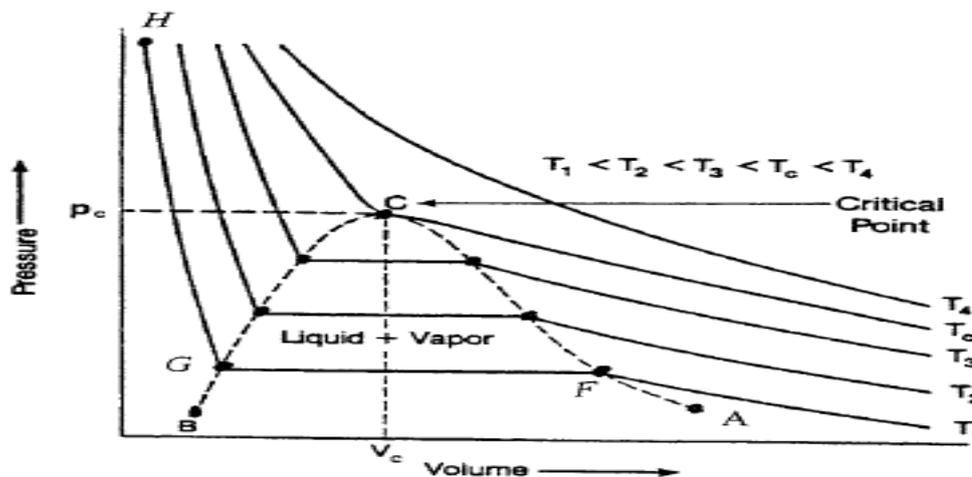


Figure I.1. Diagramme pression-volume pour un corps pur (diagramme de Clapeyron).

PARTIE THEORIQUE

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

I.3.1.2. Diagramme pression-température :

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

L'état diphasique est donc aussi représenté par la courbe de saturation qui s'arrête au point critique (P_c, T_c) comme il représente la figure II.2.

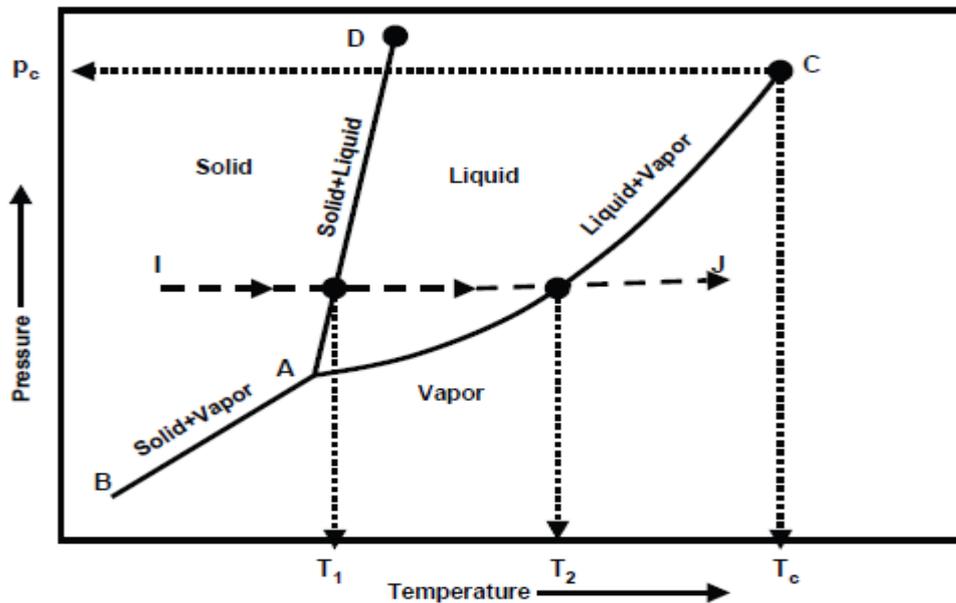


Figure I.2. Diagramme de pression-température pour un corps pur.

I.3.2. Les mélanges :

I.3.2.1. Diagramme pression-volume :

On observe successivement sur le diagramme dans la figure I.3 :

- Une décroissance rapide de la pression en phase liquide.
- L'apparition d'une phase vapeur point B_1 ; point de bulle.
- L'augmentation de la phase vapeur et la diminution de la phase liquide, la pression diminue, mais moins rapidement qu'en phase liquide seule.
- La disparition de la dernière goutte de liquide au point de rosée R_2 .

PARTIE THEORIQUE

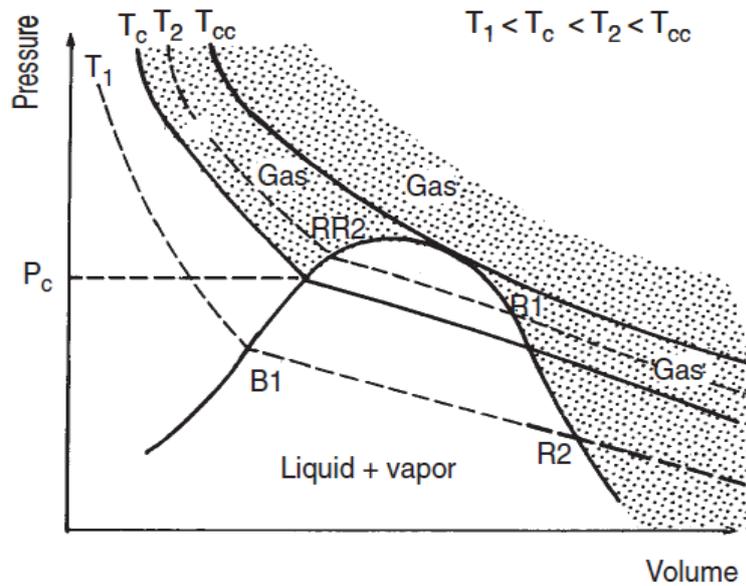


Figure I.3. Diagramme de pression-volume pour deux corps et le mélange.

I.3.2.2. Diagramme pression-température:

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

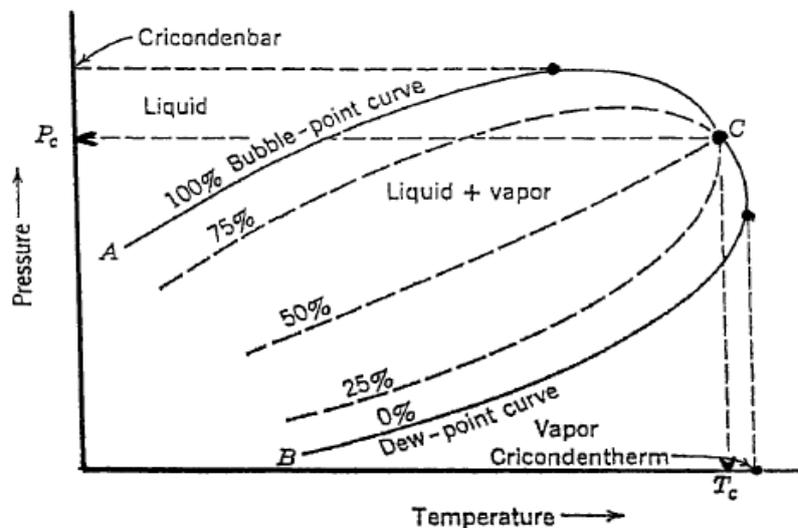


Figure I.4. Diagramme de pression-température pour deux corps et le mélange.

I.4. Classification des fluides de réservoir:

Pour distinguer les mélanges naturels des hydrocarbures on peut utiliser la classification courante, basée sur les propriétés physiques élémentaires : on dira alors qu'il s'agit soit d'une huile, soit d'un gaz ; Mais il s'avère que dans la majorité des cas l'exploitation des huiles entraîne la production de gaz et *vice-versa* et celle de gaz entraîne la production de l'huile.

Donc, le problème qui se pose, c'est de savoir l'origine de la production de liquide, c'est-à-dire l'état dans lequel se trouve dans le gisement et ses propriétés du fond. Donc les mélange des hydrocarbures peuvent être classés selon :

- Les données de production mesurés ou cours de l'essai initial du puits (GOR, densité, API Bo).
- La composition chimique de l'effluent.
- Diagramme P, T (pression-température).

I.5. Classification à partir des données de production:

La nature de mélange des hydrocarbures peut être définie à partir des mesures de production effectuées au cours de l'essai initial du puits [3].

- La densité (gravité API) permet de savoir s'il s'agit d'une huile ou d'un condensat. Si la densité supérieure à 0.8 ($API < 45$), le liquide est généralement coloré et correspond à une huile. Dans le cas contraire le liquide est assez souvent incolore, il provient d'une condensation rétrograde d'un gaz.
- le rapport gaz /liquide, qui est le volume du gaz mesuré dans les conditions de référence correspond à l'unité de volume de liquide produit, permet de différencier les huiles et les gaz.

Le tableau II.1 résume la classification des différents fluides pétroliers :

PARTIE THEORIQUE

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

Types de gisement	GOR [cf/b]	d	API	Rs [scf/STB/]	Bo [bbl/STB]	Couleur
Black oil (Fig.I.7)	100-2500	0,83-0,88	15-40	200 - 700		brune à vert foncé.
Huile Volatile (Fig.I.8)	3000	0,78-0,83	40-50	< 200	< 1,2	Noir ou Profondément coloré
Gaz – Condensat (Fig.I.10)	5-100	0,7-0,78	50-70	8000 - 70.000	-	Blanc d'eau ou légèrement coloré
Gaz Humide (Fig.I.11)	100	0,7-0,78	50-70	60000 - 100000	-	blanc d'eau.
Gaz secs (Fig.I.12)	-	-	-	>100000	-	-

I.6. Classification à partir de la composition chimique de l'effluent:

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

TABLE 1.2—Composition (mol%) and properties of various reservoir fluids and a crude oil.

Component	Dry gas ^a	Wet gas ^b	Gas condensate ^c	Volatile oil ^d	Black oil ^e	Crude oil ^f
CO ₂	3.70	0.00	0.18	1.19	0.09	0.00
N ₂	0.30	0.00	0.13	0.51	2.09	0.00
H ₂ S	0.00	0.00	0.00	0.00	1.89	0.00
C ₁	96.00	82.28	61.92	45.21	29.18	0.00
C ₂	0.00	9.52	14.08	7.09	13.60	0.19
C ₃	0.00	4.64	8.35	4.61	9.20	1.88
<i>i</i> C ₄	0.00	0.64	0.97	1.69	0.95	0.62
<i>n</i> C ₄	0.00	0.96	3.41	2.81	4.30	3.92
<i>i</i> C ₅	0.00	0.35	0.84	1.55	1.38	2.11
<i>n</i> C ₅	0.00	0.29	1.48	2.01	2.60	4.46
C ₆	0.00	0.29	1.79	4.42	4.32	8.59
C ₇₊	0.00	1.01	6.85	28.91	30.40	78.23
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
GOR (scf/stb)	...	69917	4428	1011	855	...
M ₇₊	...	113	143	190	209.8	266
SG ₇₊ (at 15.5°C)	...	0.794	0.795	0.8142	0.844	0.895
API ₇₊	...	46.7	46.5	42.1	36.1	26.6

^aGas sample from Salt Lake, Utah [12].

^bWet gas data from McCain [11].

^cGas condensate sample from Samson County, Texas (M. B. Standing, personal notes, Department of Petroleum Engineering, Norwegian Institute of Technology, Trondheim, Norway, 1974).

^dVolatile oil sample from Raleigh Field, Smith County, Mississippi (M. B. Standing, personal notes, Department of Petroleum Engineering, Norwegian Institute of Technology, Trondheim, Norway, 1974).

^eBlack oil sample from M. Ghuraiba, M.Sc. Thesis, Kuwait University, Kuwait, 2000.

^fA crude oil sample produced at stock tank conditions.

Figure I.5 : Classification des gisements d'hydrocarbures d'après sa composition chimique.

PARTIE THEORIQUE

I.7. Classification à l'aide du diagramme P, T:

Les données de production, la densité, le rapport gaz-liquide et la composition chimique de l'effluent ainsi que sa couleur, nous donnent une indication sur la nature du fluide produit mais elles sont insuffisantes car elles ne tiennent pas compte des conditions du réservoir qui commandent les changements d'état du système. En conséquence, les différents mélanges existants dans le gisement seront classés d'après la position du point (P, T) représentatif des conditions initiales du réservoir et celles de leur production en surface par rapport à la courbe de saturation du mélange qui définira le type du fluide [4] [5].

Si la température du fluide est supérieure à sa température d'équilibre dans le réservoir, le fluide de gisement est une huile à gaz dissous dans le cas contraire, il y a du gaz libre. On a coutume de répartir les fluides de réservoir en 5 types : *Black Oil* riche en constituants lourds, Huile volatile, Gaz à condensat, Gaz humide et Gaz sec, cela est montré sur la figure II.6.

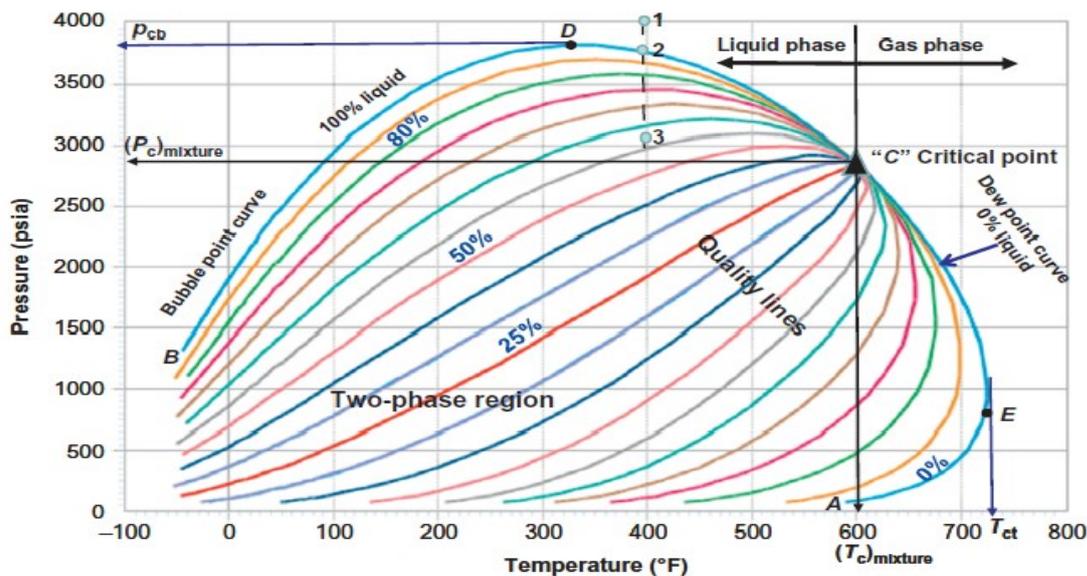


Figure I.6 : Les différents types des fluides de réservoir.

I.7.1. Black Oil :(huile à faible contraction)

Le diagramme de phase dans ce cas est caractérisé par des lignes iso-volume pratiquement étroitement espacées près de la courbe de rosée (Fig.I.6). En dehors des basses pressions, la courbe de contraction de liquide est une ligne droite, la Fig.I.7 montre les caractéristiques de contraction de ce type de pétrole brut.

Elle est caractérisé par :

PARTIE THEORIQUE

- La densité est supérieure ou égale à 0.82
- La valeur de GOR $\leq 310 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- Une teneur élevée des HC C₇₊
- Bo < 2

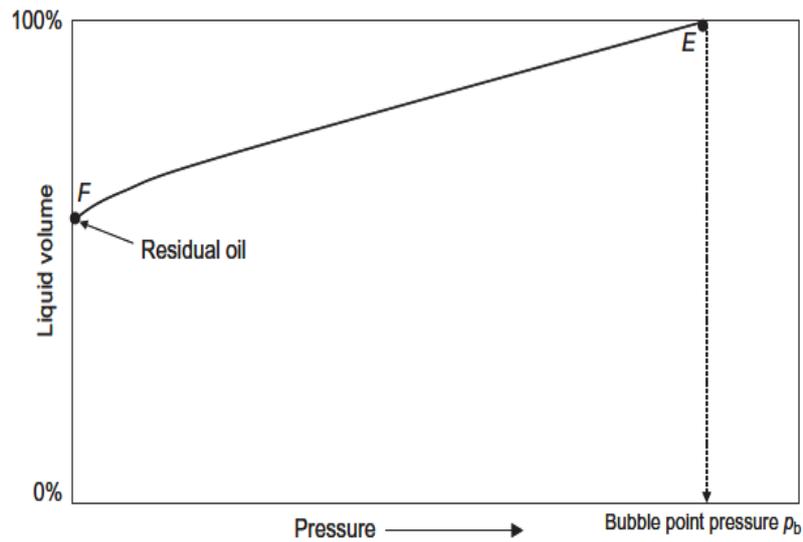


Figure I.7: Courbe de contraction de liquide.

Le *Black Oil* contient peu de gaz en solution et relativement riche en constituants lourds. Sa température critique est donc élevée et son point critique est généralement situé à droite du Cricondenbar (P_{cC}).

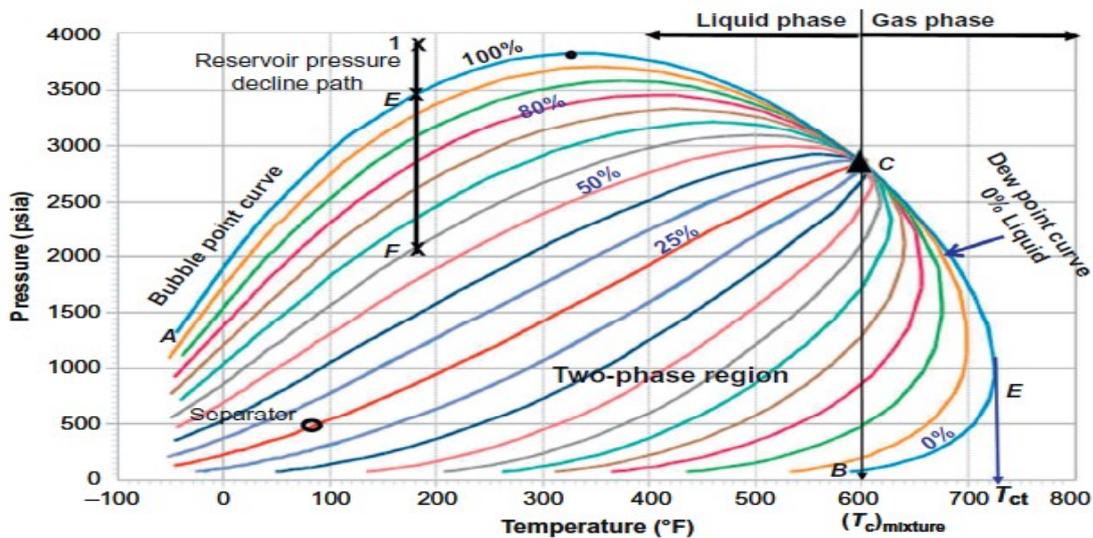


Figure I.8. Diagramme de phase pour le *Black Oil*.

PARTIE THEORIQUE

I.7.2. Huile volatile :(huile à forte contraction)

Ce pétrole contient plus de gaz en solution que le cas précédent. Il est donc plus riche en constituants volatils (de ce fait T_c est plus faible et donc plus proche de T_r). Les lignes iso-volume dans le diagramme de phase (Fig. I.9) sont très rapprochées près de la courbe de bulle mais très espacées ailleurs (pour de faibles pressions).

Elle est caractérisé par :

- La densité d'huile de stockage est ≤ 0.8
- La valeur de GOR est comprise $310 \text{ m}^3/\text{m}^3$ et $570 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- $12\% \leq \% C_7 < 20\%$
- $B_o > 2$

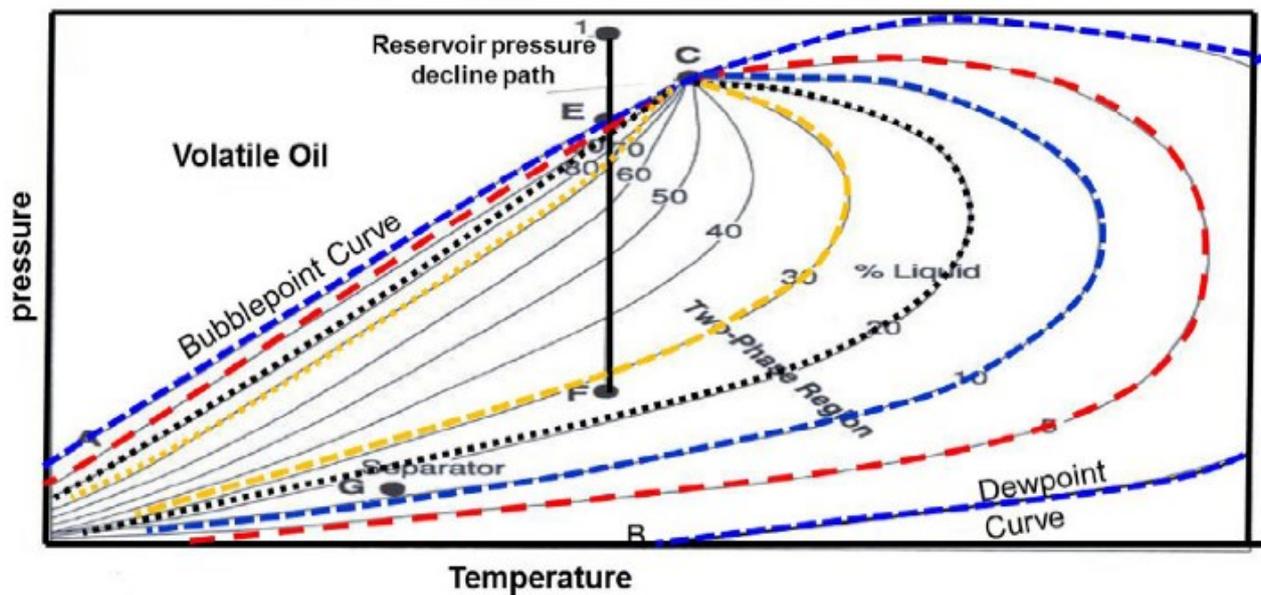


Figure I.9: Diagramme de phase pour les huiles volatiles.

Ce pétrole brut est généralement caractérisé par une contraction importante du volume de liquide dès que la pression est inférieure à celle du point de bulle (Fig.I.10).

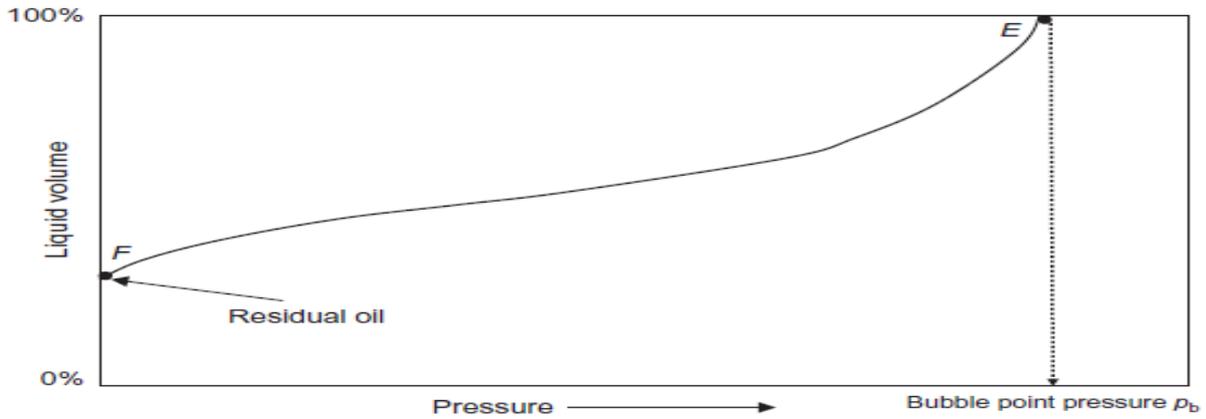


Figure I.10. Courbe de contraction du volume de liquide.

I.7.3. Gaz à condensat :

C'est un gaz, d'ont la température de gisement est comprise entre la température critique du mélange et la température maximale d'équilibre (T_{cC}). De plus la pression du réservoir est supérieure ou égale à la pression de saturation, lorsque la température d'équilibre dans le gisement est comprise entre T_c et T_{cC} . L'exploitation d'un gisement du gaz à condensat est caractérisé par :

- Le dépôt liquide dans les pores de la roche réservoir résultant du déclin de pression.
- La production du liquide en surface, généralement $d \leq 0.78$, $C_{7+} \leq 12\%$ et un GOR élevé.

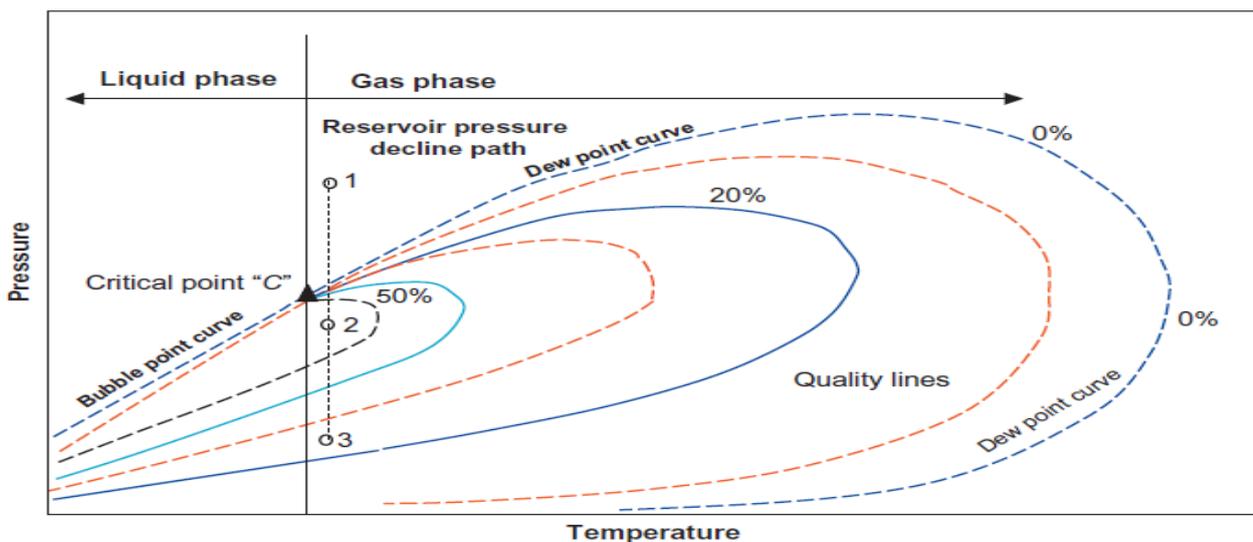


Figure I.11. Diagramme de phase pour le gaz à condensat.

PARTIE THEORIQUE

I.7.4. Gaz humide :

Un gaz est dit humide s'il y a une production de la phase liquide en surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement (Fig.II.12). Dans ce cas, ($T_r > T_{ct}$): T_r ne traverse pas la zone diphasique et donc il n'apparaît pas de phase liquide dans le réservoir lorsque la pression baisse en cours de production (déplétion du gisement). Par contre il se forme une phase liquide en surface dont les conditions (T_s, P) sont situées à l'intérieur du domaine liquide-vapeur.

Du point de vue compositionnel, un gaz humide contient moins de constituants lourds qu'un gaz à condensat (donc sa T_c est plus faible et sa zone diphasique est moins développée). Notons que si les conditions en surface restent fixées au cours de l'exploitation du gisement, la fraction liquide produite en surface reste constante et la composition de l'effluent n'évolue pas au cours du temps.

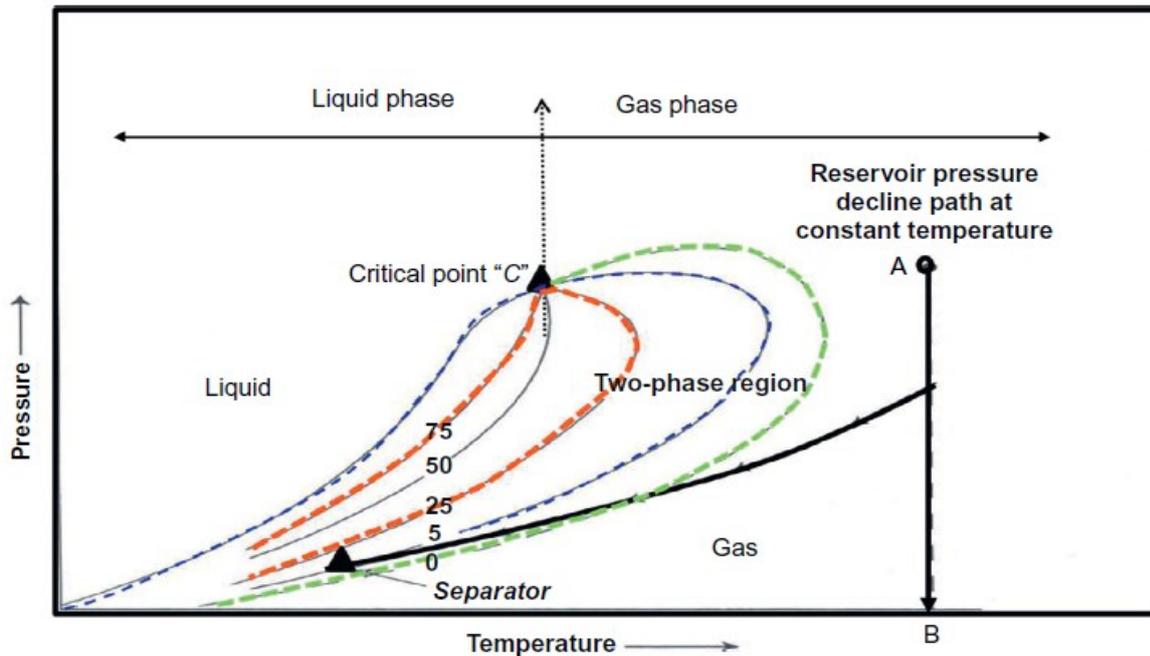


Figure I. 12. Diagramme de phase pour le gaz humide.

I.7.5. Gaz sec :

Un gaz sec ne produit pas de liquide ni dans les conditions de surface ni dans les conditions de réservoir. L'isotherme correspondant à la température du réservoir T_r et le point représentatif des conditions de production en surface T_s sont, par conséquent, tous deux situés à l'extérieur de la courbe de saturation du gaz (mélange hydrocarbures) (Fig.I.13).

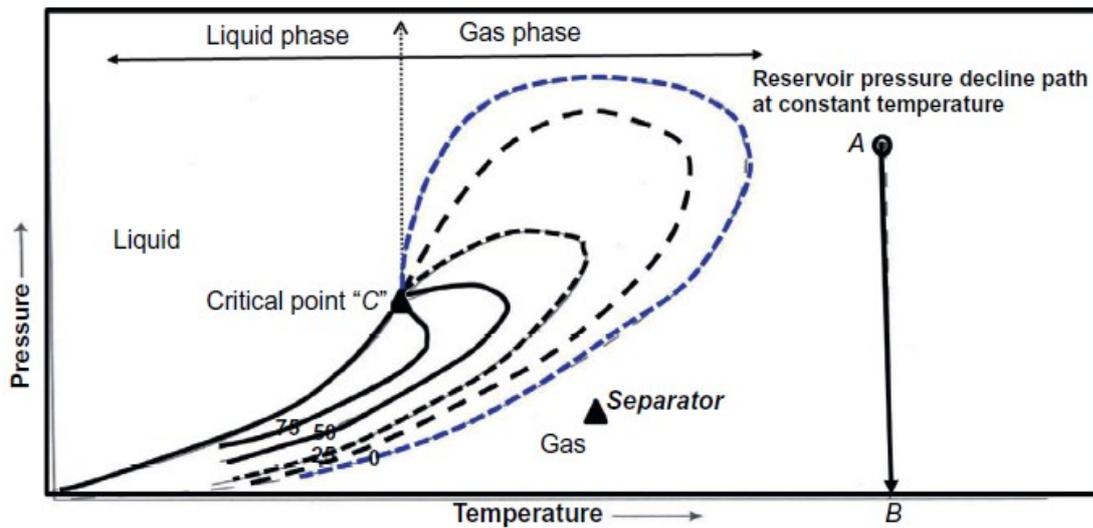


Figure I.13. Diagramme de phase pour le gaz sec.

I.8. Les propriétés physico-chimiques des fluides des réservoirs:

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

I.8.1. Les huiles :

I.8.1.1. Pression de bulle (ou pression de saturation) :

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

I.8.1.2. Facteurs de volume de formation FVF (B_o) :

Le facteur de volume d'une huile, noté B_o , est le rapport entre le volume de liquide à une pression et une température donnée sur le même volume de liquide aux conditions standards. Sa valeur, supérieure à l'unité est fonction de la pression, de la température, de la teneur en gaz dissous et des conditions de traitement de l'huile en surface.

Le facteur de volume de formation est calculé par la formule suivante :

$$B_o = \frac{\text{volume de l'huile (P\&T)}}{\text{volume de l'huile (Cs)}}$$

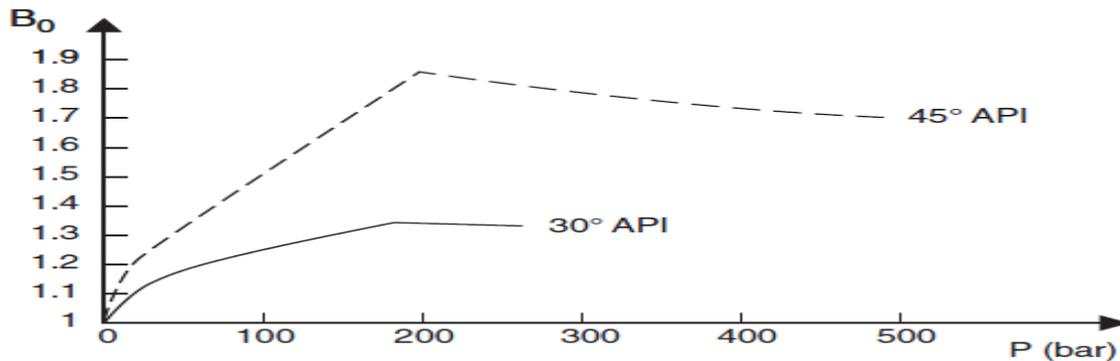


Figure I.14. La courbe de facteur de formation d'huile.

I.8.1.3. Le facteur de contraction de l'huile (Sh) :

La différence entre le volume à (Pression, Température) donnée et le volume au bac de stockage représente la contraction du liquide, cette contraction est due à la fois à la libération du gaz dissous provoquée par la détente à la pression atmosphérique et à la diminution de température. Le facteur prépondérant qui affecte la contraction du liquide est la libération du gaz dissous. Ce facteur est déterminé selon la formule suivante :

$$Sh = \frac{\text{volume de l'huile (Cs)}}{\text{volume de l'huile (P\&T)}} = \frac{1}{Bo}$$

I.8.1.4. Rapport gaz-huile de solution (R_s) :

Le rapport de gaz-huile de solution (ou dissous) est le nombre des mètres cubes standard de gaz qui se dissout dans un baril courant de réservoir d'huile quand tous les deux sont rendus vers le bas au réservoir à la pression de réservoir et à la température régnante. Les Bo et les R_s varient beaucoup suivant les types d'huile : légère, moyenne et lourd. Il est nommé solution GOR (unités-gaz [scf/stb], huile, [m³/m³]). La figure II.15 montre que :

- R_s : Reste constant pour $P > P_b$ (la pression de bulle).
- R_s : diminué avec la diminution de pression.

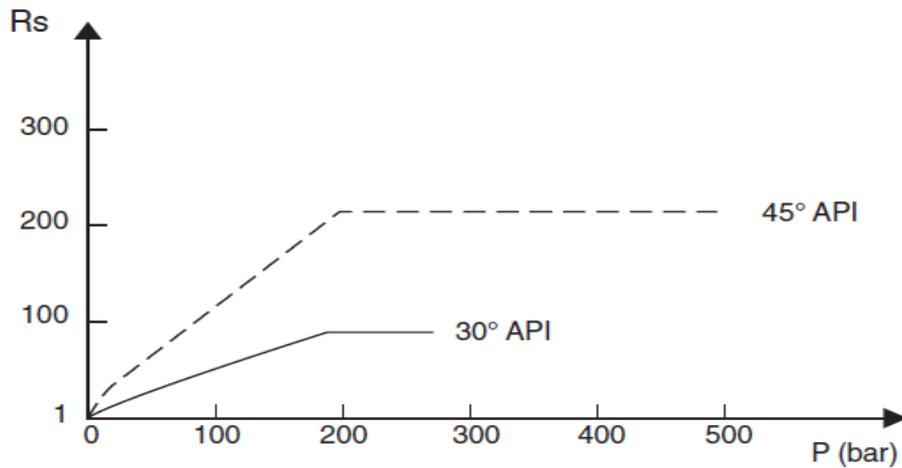


Figure.I.15. La courbe de rapport gaz-huile de solution (R_s).

I.8.1.5. Rapport gaz-huile produit GOR« Gaz Oil Ratio»:

Le rapport gaz-huile est défini par le rapport du volume de gaz libéré au volume du liquide de séparateur mesuré dans les conditions standards, il représente la quantité de gaz dessous dans l'huile de réservoir

$$\text{GOR} = \frac{\text{volume du gaz (Cs)}}{\text{volume de liquide (C stock)}} \text{ [m}^3\text{/m}^3\text{]}$$

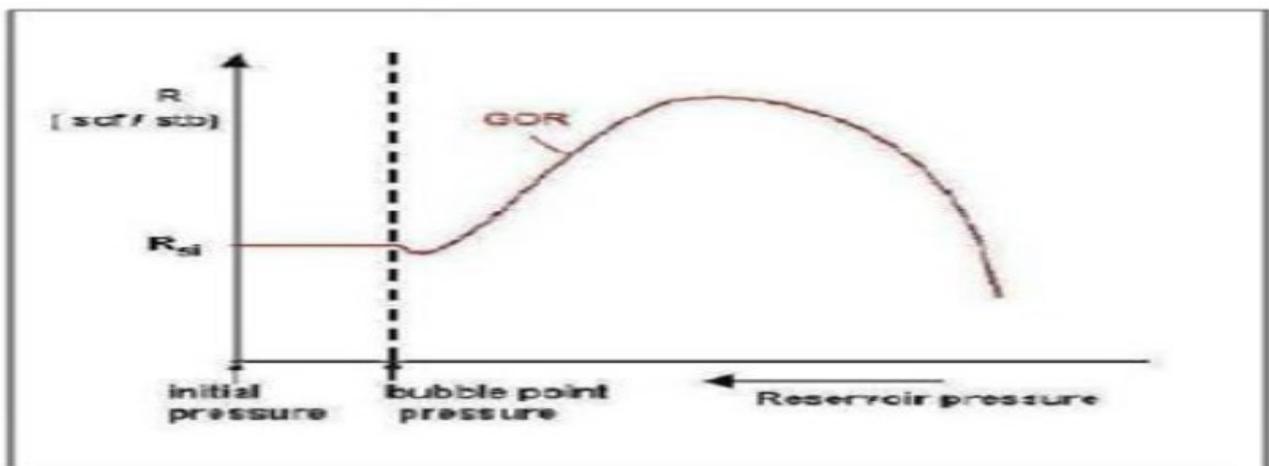


Figure I.16. La courbe de rapport gaz-huile produit.

PARTIE THEORIQUE

I.8.1.6. Masse volumique ρ (Densité) :

La masse volumique aux conditions P et T d'huile est définie comme le rapport de masse d'huile sur le volume [m³/kg], la figure I.17 montre cette relation.

$$\rho = m/v$$

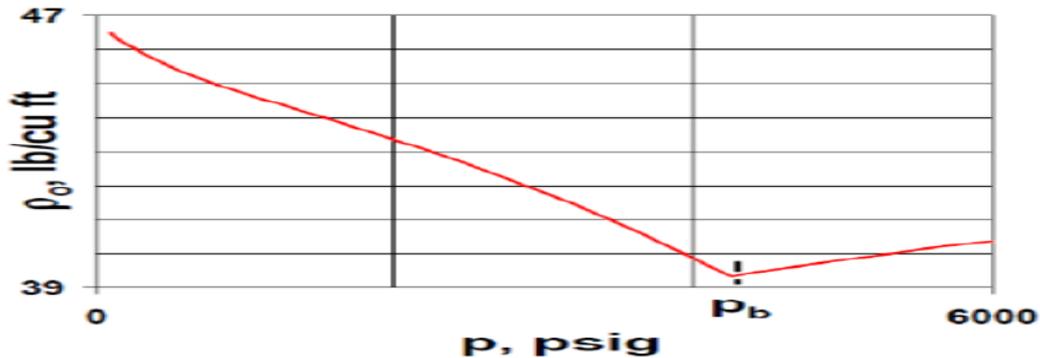


Figure I.17. La courbe masse volumique (Densité).

I.8.1.7. Densité (Specific Gravity):

La densité d'une huile est le rapport de sa masse volumique par celle de l'eau, chacune d'elles étant mesurées à une température donnée. On peut dire qu'elle est aussi la masse d'une unité de volume. Dans l'industrie de pétrole on a admis d'utiliser la même température 15,6°C ou 60°F pour l'eau et pour l'huile et la pression atmosphérique. La densité de brute varie de 0,7 pour les condensats légers à des valeurs quelque peu supérieures à l'unité pour les bitumes.

$$\gamma_o = \rho_o/\rho_w$$

Où :

- γ_o : La densité d'huile
- ρ_o : La masse volumique d'huile
- ρ_w : La masse volumique d'eau

L'industrie américaine utilise la gravité API qui est en fonction de la densité :

$$\text{Densité} = 141,5 / (131,5 + \text{degré API})$$

PARTIE THEORIQUE

I.8.1.8. Coefficient de compressibilité isotherme β :

Il traduit la variation relative de volume obtenu par variation unitaire de pression à température constante, il est défini par :

$$\beta = -\frac{1}{V} \times \left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_{T=cste}$$

Pour une huile sous-saturé ($P > P_b$) le coefficient de compressibilité est constant

Le coefficient compressibilité varie avec la pression, en général $10^{-4} \leq \beta \leq 4.10^{-4}(\text{bar}^{-1})$, selon l'huile et sa teneur en gaz.

I.8.1.9. Viscosité:

Elle caractérise l'aptitude de fluide à s'opposer au déplacement. Elle diminue lorsque la température augmente. A la pression et à la température atmosphérique, elle varie de 1 C_p pour des huiles et condensats légers à plusieurs milliers centpoises pour certaines huiles lourdes de densité voisine de l'unité.

La viscosité peut être mesurée sur site entre 21,1°C (70°F) et 98,9°C (210°F) dans différents appareils et elle peut aussi être corrélée avec d'autres propriétés à l'aide des relations empiriques La figure II.18 montre la courbe de viscosité.

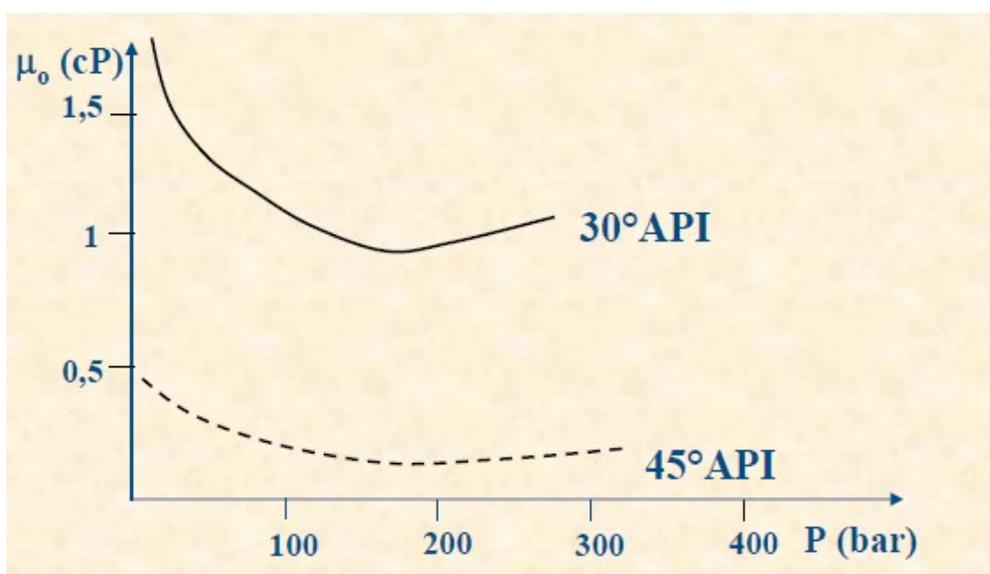


Figure I.18. La courbe de viscosité.

PARTIE THEORIQUE

Le tableau I.2 expose les propriétés utilisées pour la caractérisation des fluides pétroliers.

Tableau I.2. Les propriétés du pétrole et du gaz.

Propriétés PVT	Pour l'huile	Pour le gaz
Pression	Pression de bulle (P_b)	-
Solubilité en gaz	R_s, GOR	-
Facteur de volume de formation, FVF	B_o à la pression de bulle (B_{ob}), Totale (B_t)	B_g
Coefficient de compressibilité isotherme	C_o	-
Masse volumique (Densité)	ρ_o	ρ_g
Densité (Spécifique gravité)	γ_o	γ_g
Viscosité	Sous saturation (μ_o), saturé (μ_{ob}), Morte (μ_{om})	μ_g
Masse moléculaire apparente	-	M_a
Coefficient de compressibilité isotherme	-	C_g
Volume spécifique	-	V
Facteur de compressibilité	-	Z

PARTIE THEORIQUE

I.8.2. Les gaz :

I.8.2.1. Facteur de compressibilité (Z) :

Le facteur de compressibilité « Z » indique l'écart de comportement de gaz réel par rapport au comportement d'un gaz parfait, qui est décrit par l'équation :

$$PV = Z.n.R.T$$

Le facteur de compressibilité dépend de la composition du gaz, de la pression et de la température. Quand la pression tend vers 0, les interactions moléculaires diminuent ; le comportement du gaz tend vers celui d'un gaz parfait et Z tend vers 1.

I.8.2.2. La viscosité :

Aux faibles pressions (voisines de la pression atmosphérique) la viscosité d'un gaz croît avec la température. Aux autres pressions, elle croît quand la pression croît et quand la température décroît. Ordre de grandeur de 0.01 à 0.03 Cp.

I.8.2.3. Facteur de volume de formation d'un gaz « Bg » :

Le facteur de volume, noté Bg, est le volume qu'occupe, dans des conditions de pression et de température données, l'unité de volume de gaz dans les conditions standards.

Pour ces conditions, on admet que :

$$B_g = \frac{\text{volume de gaz (P\&T)}}{\text{volume de gaz (Cs)}}$$

I.8.2.4. Densité :

Elle est définie comme étant le rapport de la masse volumique du gaz par celle de l'air, exprimées dans les mêmes conditions. [6] [7].

$$d_g = \frac{M_g}{28,96}$$

Avec :

d_g : densité de gaz M_g : masse molaire de gaz 28,96 : Masse molaire de l'air

PARTIE EXPERIMENTALE

II. Partie expérimentale:

II.1. Présentation de la Division Laboratoire:

La Division Laboratoire (DLAB) se situe au centre de recherche, et du développement de Boumerdes. La construction de ce centre de recherche et de développement a débuté en 1971. Depuis 1975, le centre constitue le support scientifique et technique du service d'exploitation et aussi de production sur le plan matériel et humaine. En 1982, 1987, la Division Laboratoire est devenue le laboratoire central de Sonatrach s'occupé, plus particulièrement, des problèmes, d'exploitation pétrolière ainsi que l'amélioration des techniques de production et de récupération. En 2009 la Division Laboratoire est accréditée par le Comité Français d'Accréditation (COFRAC) pour certains essais.

La recherche joue un rôle très important dans l'industrie pétrolière, où le développement des champs et la production des hydrocarbures que ce soit du pétrole brut ou du gaz naturel et nécessite une technologie développée. Pour cela, les sociétés pétrolières créent les centres de recherche.

Pour mieux asseoir sa position et se développer d'avantage, Sonatrach, à travers la Division Laboratoire (DLAB) « Centre de Recherche et Développement », s'est doté de ses propres laboratoires d'analyses de pointe et de moyens humains de haut niveau. Un atout de taille pour la pérennité et le développement du Groupe, rattachée à l'Activité amont. La Division Laboratoire créé en 1973, son siège est sis à l'avenue du 1^{er} novembre 35000 BOUMERDES, cette structure s'est, depuis consacrée aux travaux de prestations d'études, d'essais et d'expertise dans le domaine de l'amont pétrolier.

Elle représente également l'outil scientifique et technique nécessaires à la prospection, l'exploitation et le développement des hydrocarbures. Aussi, en se concentrant sur les travaux de laboratoire et d'études, la division pourra ainsi déployer, de manière plus cohérente, sa vision et sa démarche stratégique qui consiste à maintenir et à renforcer sa position dans son domaine d'intervention. C'est dans ce sens que les laboratoires de Boumerdes et de Hassi Messaoud ont été regroupés en une seule entité au niveau de l'activité amont.

Ces laboratoires assurent la plus large gamme de leurs prestations aux structures opérationnelles de Sonatrach et celles opérées en association. La Division Laboratoire (DLAB) est structurée comme suit :

La Division Laboratoire organisée en quatre directions opérationnelles dont trois situées à Boumerdes et d'une direction située à Hassi Messaoud, plus trois départements ainsi que deux directions de support qui travaillent en étroite synergie en assurant le fonctionnement et la bonne fonctionnement de ce centre.

II.1.1 Organigramme de La Division Laboratoire :

Le schème ci-dessous (Fig. II.2) représente l'organigramme de la Division Laboratoire.

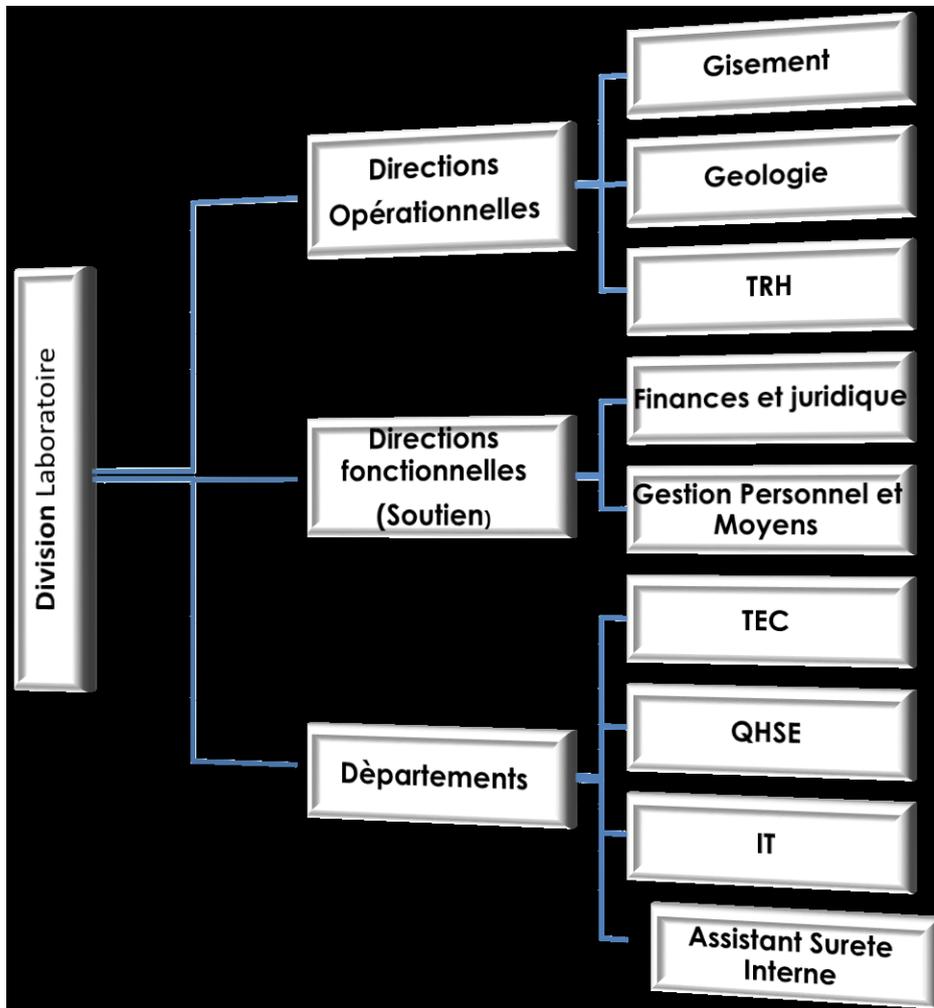


Figure II.1. Organigramme de la Division LAB.

II.1.2. Organigramme de la direction Gisement :

Dans la Direction Gisement, la détermination des propriétés géo-mécanique et pétro-physique des roches réservoirs est réalisé pour satisfaire un besoin d'exploitation des gisements d'hydrocarbures.

Cette direction se divise en trois départements :

- 1- Département Etudes Thermodynamiques
- 2- Département Caractérisation des Réservoirs
- 3- Département Caractérisation Produits Pétroliers Stabilisés

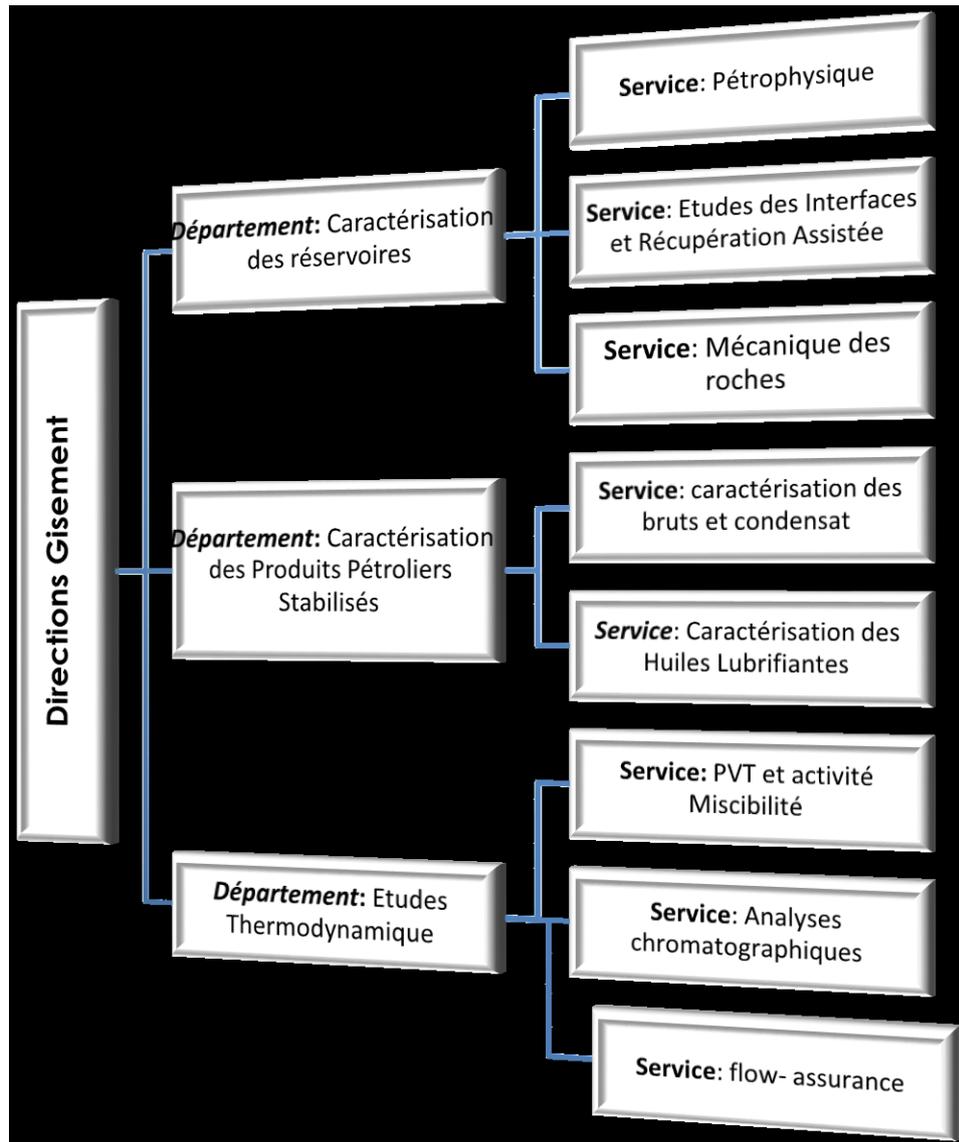


Figure II.2. Organigramme de la direction gisement.

II.1.3. Département Etudes Thermodynamiques :

Le département qui nous intéresse pour faire notre stage pratique est le département études thermodynamiques, ce département est divisé en trois services :

:

II.1.3.1. Service Flow Assurance :

Les missions principales de ce service sont :

- ❖ L'étude des problèmes des dépôts solides en prévoyant leur apparition et prospectant les causes de leur formation.
- ❖ L'élaboration des moyens et des méthodes pour remédier à ces dépôts solides

II.1.3.2. Service Analyses Chromatographiques :

Ce service est équipé par un chromatographe pour les gaz, un chromatographe pour les liquides.

Parmi ses missions principales :

- ❖ Analyse compositionnelles des gaz et liquides.
- ❖ Composition des fluides de gisement jusqu'à C_n^+ (C_{30}^+).
- ❖ Composition des gaz jusqu'à C_n^+ (C_7^+).
- ❖ Analyse détaillée des hydrocarbures dans les fractions pétrolières de type essence et en famille d'hydrocarbures (paraffine, iso-paraffine, NAFTA et aromatique).
- ❖ Détermination de la nature d'un produit pétrolier ou de synthèse par rapport à un référentiel de la base de données de l'équipement par le couplage GC/MS
- ❖ Détermination des teneurs en H_2S , en Hélium, en eau, en Oxygène dans les gaz.

II.1.3.3. Service PVT et une activité Miscibilité :

Avec ses laboratoires d'expérimentation et d'études, ce service permet :

- ❖ La supervision et la réalisation des échantillonnages des fluides pétroliers.
- ❖ La réalisation des études thermodynamiques conventionnelles et spéciales (études PVT, études de miscibilité).
- ❖ La réalisation des études sur le gisement de gaz à condensât et la détermination de leur évolution en matière de richesse en produits condensables.
- ❖ L'étude des fluides de gisement et leur caractérisation thermodynamique pour la définition et le dimensionnement des installations de surface.

➤ But du laboratoire PVT :

Avant d'aborder les différentes phases d'une étude thermodynamique, Il est utile de connaître le but de laboratoire PVT et l'utilité des données mesurées et calculées dans l'étude et l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures

L'évaluation des quantités en place, la définition du mode d'exploitation et les conditions de traitement, nécessitent la connaissance de certaines propriétés du fluide du réservoir. Ces propriétés qui varient avec la pression et la température (propriétés appelés communément "PVT") peuvent

être définies soient par applications des lois empiriques, soit aux moyens de mesures au laboratoire, mais l'incertitude qui caractérise quelques lois empiriques conduits à la détermination et avec précision de ces propriétés au laboratoire, et c'est la raison de l'existence d'un laboratoire PVT.

➤ Applications :

Les propriétés volumétriques interviennent à toutes les étapes d'extraction, de transport et de transformation des hydrocarbures, ces données sont utiles pour :

- ✓ La compréhension du comportement des phases du fluide analysé
- ✓ Estimation des réserves en place.
- ✓ Analyse de la composition des fluides.
- ✓ Simulation numérique à l'échelle du champ.
- ✓ Modélisation des gisements.
- ✓ Optimisation des installations de surface et les conditions de séparation pour une meilleure production.
- ✓ Etablir un plan cohérent de développement.
- ✓ Etude de l'efficacité de récupération.

Sur le plan stratégique ces données interviennent à de nombreux niveaux tel que ; la faisabilité technique, optimisation économique, dimensionnement final et calcule des couts.

II.2. Etude expérimentale :

II.2.1. Description de l'équipement PVT:

L'équipement utilisé pour réaliser ces études est un équipement fabriqué par l'entreprise Canadienne D.B.Robinson et Associates «Jefri PVT SYSTEM» actuellement propriétaire Schlumberger, un des meilleurs laboratoires dans le monde en ce qui concerne les études PVT. L'équipement PVT complet comprend essentiellement :

II.2.1.1. Une étuve de type DBR :

L'étuve est une enceinte chauffante en acier Inoxydable 316 SS qui loge une cellule PVT, Elle est équipée d'un système de ventilation afin de rendre la température la plus homogène possible.

- La température maximale de service est de 200°C.
- La température minimale de service est de - 40°C

II.2.1.2. Une cellule PVT- DBR à visibilité totale:

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

Pression maximale de service est de 10.000 Psi \pm 10 Psi, 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- DBR comporte de nombreux avantages tels que :

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

II.2.1.3. Une pompe volumétrique DBR à haute pression :

Cette pompe est contrôlée par un ordinateur et équipée d'un volant manuel pour réaliser les essais de transfert des effluents pour la réalisation des études PVT, elle est caractérisée par :

- Pression maximale de service : 10.000 Psi,
- Volume total= 500 cm³
- Débit maximal de déplacement = 33.333 cm³/mn,
- Débit minimal de déplacement = 0.01 cm³/mn,

II.2.1.4. Un système caméra vidéo à haute résolution:

Ce système permet de visualiser avec une résolution élevée le contenu total de la cellule PVT sur un écran en couleur, il permet aussi de distinguer l'apparition des phases étudiées. Il est équipé d'un cathétomètre qui permet de mesurer les volumes des phases avec une précision de lecture de 0.01cm^3 .

L'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.

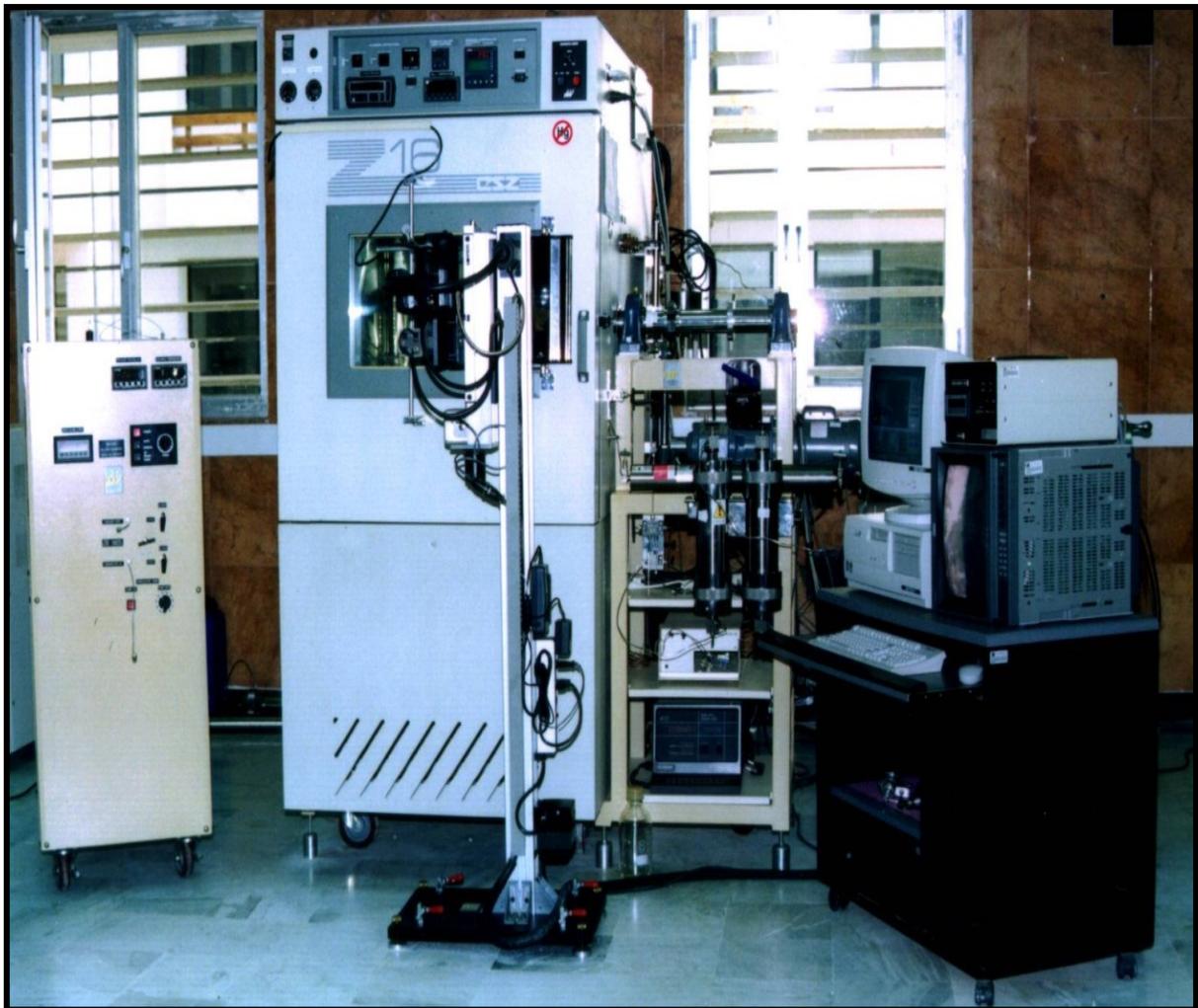


Figure II.3. Équipement de l'étude PVT de marque D.B.ROBINSON.

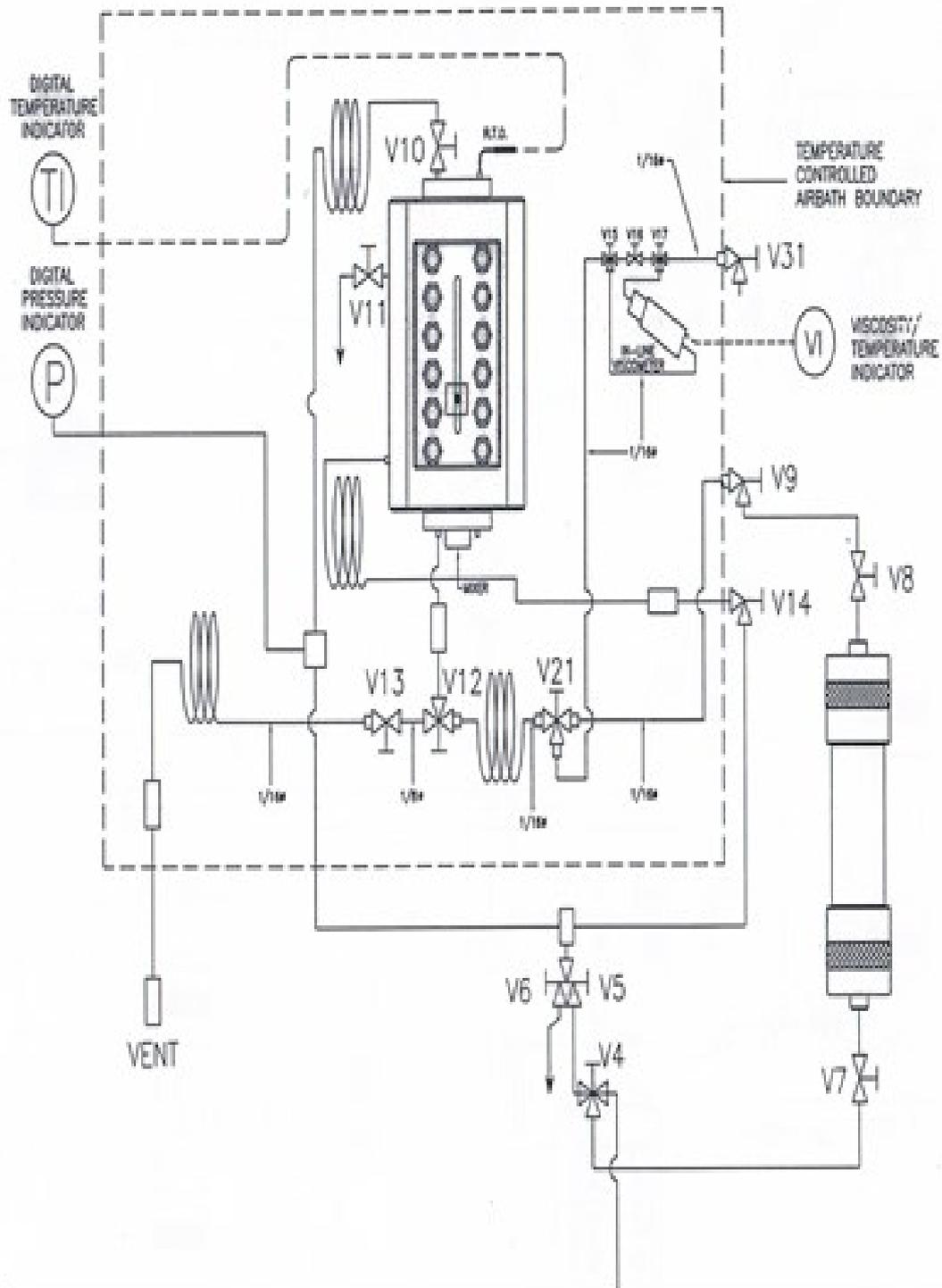


Figure II.4 : Schéma d'une cellule PVT- DBR

II.2.2. Déroulement d'une étude PVT complète d'une huile:

L'objectif de cette étude, est de déterminer les caractéristiques volumétriques et propriétés thermodynamique d'un échantillon de surface de fluide de gisement prélevé à partir d'un champ de la région de Berkine,

II.2.3. Echantillonnage des fluides pétroliers sous pression:

L'étude théorique d'un réservoir d'hydrocarbures impose la connaissance précise de l'état d'équilibre de ce dernier au moment de sa découverte, et les conditions d'écoulement des fluides au début de la mise en production, et durant toute la vie de ce réservoir.

L'état d'équilibre et les conditions d'écoulement des fluides sont définis par un ensemble de paramètres que l'on doit déterminer expérimentalement avec précision sur un échantillon de l'effluent prélevé par différents types d'échantillonnages.

➤ Le but de l'échantillonnage :

Le but de l'échantillonnage des fluides réservoirs est de recueillir un ou plusieurs échantillons de l'huile, de gaz ou d'eau aussi représentatifs que possible des fluides présents au moment d'échantillonnage.

C'est une opération essentielle dont dépend la valeur des résultats des essais effectués sur les échantillons ou sur les prises d'essais.

Un échantillonnage dépendra du soin avec lequel seront effectués les trois (03) Operations suivantes :

- Conditionnement du puits
- Prise de l'échantillon
- Transfert de l'échantillon

C'est ainsi que la technique d'échantillonnage revêt donc une grande importance,

II.2.3.1. Les Types d'échantillonnage :

a. Echantillonnage de fond :

L'objectif de l'échantillonnage de fond étant d'obtenir un échantillon représentatif du complexe du gisement, cette méthode est la plus correcte si l'on veut avoir un échantillon représentatif du fluide réservoir, à la condition qu'on soit en présence d'un fluide à l'état monophasique. Il faudra donc qu'on dispose de renseignements sur le fluide de ce gisement et les conditions d'exploitation du puits. Ces renseignements peuvent être donnés par le profil de pression au cours du débit de stabilisation qui a lieu avant la prise d'échantillonnage ou au cours des essais de production.

b. Echantillonnage en tête de puits :

L'échantillonnage en tête de puits revêt un caractère exceptionnel pour la raison suivante :

Il faut que la pression stabilisée en tête de puits soit supérieure ou égale à la pression de bulle du fluide échantillonné.

Il faudra donc au préalable connaître la pression de bulle de l'huile à échantillonner, ce qui suppose avoir déjà réalisé une étude PVT sur l'huile considérée où avoir un profil de pression du puits qu'indique que la colonne est entièrement monophasique.

Pour un échantillonnage monophasique en tête de puits, le débit sera considéré comme stable lorsque la pression en tête présentera des variations inférieures à 1%.

A partir de ce moment, il faudra attendre pour prélever, un temps égal à 3 ou 4 fois le temps nécessaire pour produire l'équivalent du tubing de production avec le même débit du puits. Pendant le prélèvement, la pression en tête de puits devra rester constante.

c. Echantillonnage sur séparateur :

L'échantillonnage sur séparateur est le type d'échantillonnage le plus fréquent surtout pour les gaz à condensat.

L'échantillonnage est réalisé au niveau de séparateur haute pression en prélevant un échantillon de gaz et un échantillon de liquide (huile) parallèlement, l'échantillonnage sur séparateur doit être dans des conditions bien déterminées pour pouvoir prélever des échantillons aussi représentatifs que possible telle que :

- La stabilité des conditions séparation (variations de débit ou de pression au séparateur n'excèdent pas 5%)
- La pression en tête de puits étant constante à moins de 1% près.

Afin de pouvoir reconstituer le fluide réservoir pour la détermination des propriétés du fluide .il est important de bien noter les conditions exactes dans lesquelles un échantillon a été prélevé et de prendre en compte a posteriori dans l'interprétation des résultats de laboratoire.

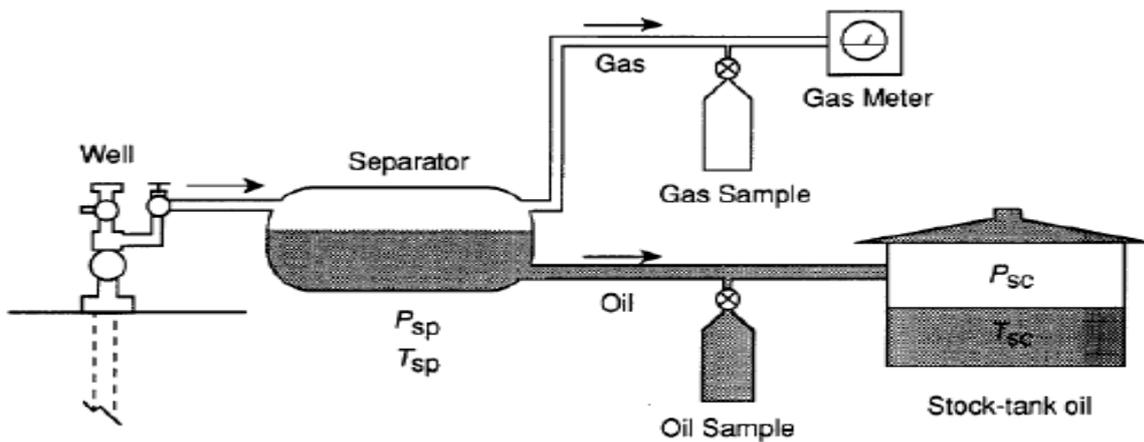


Figure II.5. Schéma échantillonnage sur séparateur

II.2.4. Composition d'une étude PVT:

L'analyse PVT (Pression, Volume, Température) courante destinée pour l'analyse thermodynamique d'une huile recombinaisonnée à partir des échantillons de surface (gaz et liquide séparateur) est composée des étapes suivantes :

- ✓ Validation des effluents de surface.
- ✓ Recombinaison physique des effluents de surface.
- ✓ Etude thermodynamique d'une huile recombinaisonnée.

II.2.4.1. La validation des échantillons de surface :

- ❖ Pour les liquides, la validation englobe :
 - Une pression d'ouverture des bouteilles ou P_{ouv} est proche ou égale à la $P_{sép}$.
 - La détermination de la pression de saturation à la température de séparation qui doit être identique à la pression de séparation ($P_{bulle} = P_{sép}$).

- ❖ Pour les gaz la validation se fait par une simple analyse chromatographique dont 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.

II.2.4.2. Validation du liquide séparateur :

Cette étude consiste à reproduire, à l'échelle du laboratoire, à différentes pressions et à la température de séparation, les équilibres gaz-huile d'un échantillon du liquide séparateur.

Cette étude a pour but de préparer les données nécessaires à la recombinaison physique des effluents de surface.

II.2.4.3. Comportement à Masse Constante du liquide séparateur (CCE) :

C'est une étude classique qui est conduite à la température de réservoir pour déterminer la pression de saturation (communément appelé « point de bulle ») du fluide réservoir c'est-à-dire la pression à laquelle la première bulle de gaz est libérée du liquide. C'est aussi une expansion à composition constante (CCE) ou tout simplement une relation (Pression /Volume).

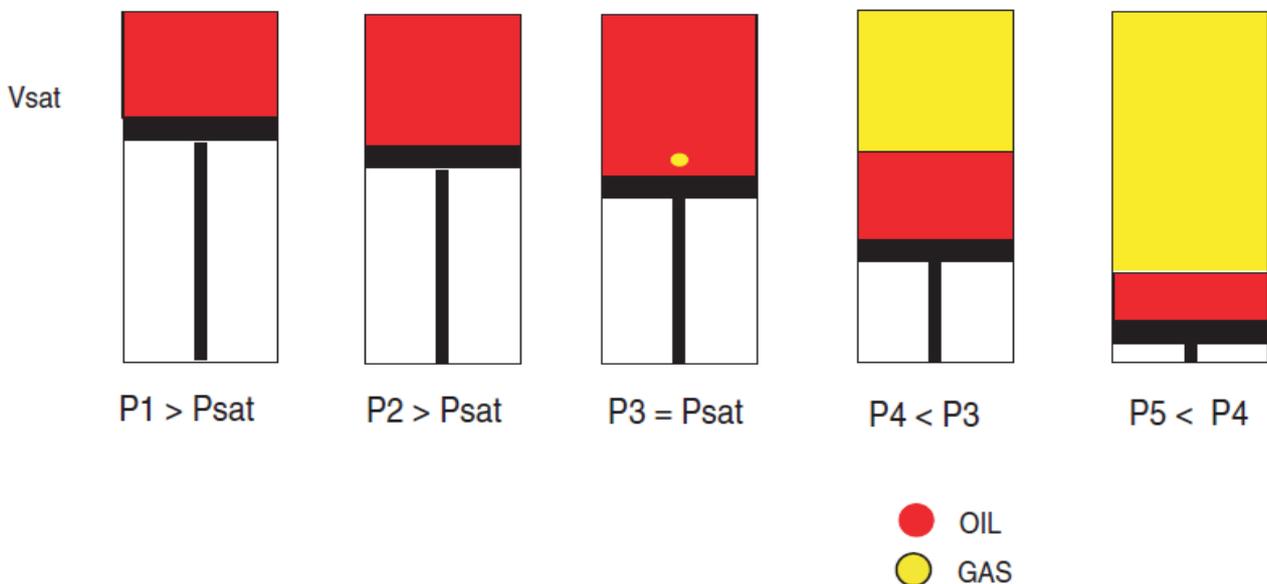


Figure II. 6 : Schéma Comportement à Masse Constante

II.2.5. Procédure de l'étude :

- ❖ On procède avant chaque étude P.V.T au nettoyage de la cellule d'étude, au changement des joints-d'étanchéité s'il y a lieu, à mettre l'ensemble sous vide, à la vérification des capteurs de pression et de température, au réglage du cathétomètre et au contrôle des tubings de transfert et de libération des fluides.
- ❖ On introduit ensuite un volume de 70 cm³ dans la cellule d'étude ajustée aux conditions de température et de pression de l'étude. Ce dernier est soumis à une déplétion, ce qui implique :
- ❖ L'application d'une série d'équilibres thermodynamiques à différents paliers de pression.
- ❖ La détermination expérimentale des volumes occupés par le mélange dans les conditions d'équilibre.

A chaque palier de pression, les valeurs de volume total (Liquide + gaz dessous de la pression de Bulle) du fluide dans la cellule et de la pression correspondante sont relevées et montées, 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 Eclair

Cette expérimentation permet de déterminer les paramètres suivants :

a. Pression de Saturation :

Par définition c'est la pression « Pb » laquelle se libère la première bulle de gaz dissous dans l'huile.

La valeur de la pression de saturation est déterminée soit :

- Par le point de cassure sur le graphe de la relation (Pression/Volume).
- Visuellement.

b. Volume Relatif :

Le volume relatif total noté « Vr » est le volume du fluide monophasique ou diphasique rapporté au volume d'huile au point de saturation (point de bulle).

$$Vr = \frac{V}{VPb}$$

V_{Pb} : Volume au point de bulle.

c. Masse Volumique :

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

Une quantité d'huile est transférée dans une cellule de densité « pycnomètre » à pression de mesure et à la température de mesure, dont on connaît le volume intérieur et sa masse à vide ($M_{1\text{vide}}$). Le pycnomètre rempli d'un certain volume d'huile (10 à 20 cm³) est ensuite pesé à l'aide d'une balance.

Le liquide va subir une séparation flash (voir la procédure ci-dessous), on note sa masse M_2 rempli: la masse volumique de l'huile est calculée selon la formule suivante :

$$\rho = \frac{\text{masse pycnomètre rempli} - \text{masse pycnomètre vide}}{\text{volume du liquide transféré}}$$

A noter que le volume du liquide est déterminé par une simple lecture du volume sur le Cathétomètre avant (V_1) et après (V_2) transfert.

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

d. Coefficient de Compressibilité isotherme de l'huile « β »

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 :

$$\beta = \frac{1}{v} * \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right) T = \text{constante}$$

ΔV : Variation relative de volume

ΔP : variation unitaire de pression à température constante.

II.2.6. Essais de séparation (liquide séparateur):

Les essais de séparation consistent à simuler le processus de séparation du liquide utilisé sur le champ en amenant l'huile d'un état initial (Pression et température) 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 » de la (D.B.Robinson) ou 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.

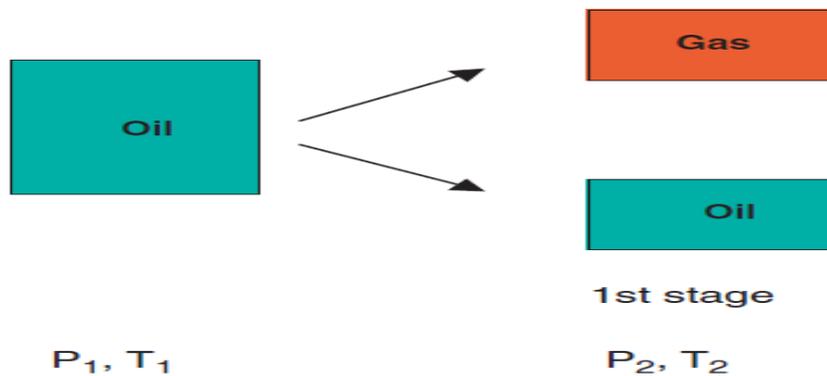


Figure II.7 : Schéma de séparation flash.

II.2.7. Procédure de l'étude :

La procédure de séparation sur l'huile séparateur de la région Bir Berkine effectuée selon les étapes suivantes :

1. On place dans le « Jefri GOR Apparatus » (Voir schéma de la figure 2) le pycnomètre à l'huile après avoir déterminé sa masse volumique (voir la procédure de mesure ci-dessous) 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), la pression sur l'afficheur 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 afin de connaître leurs compositions molaires et massiques. Cette manipulation permet de calculer les paramètres suivants :

a. Le facteur de contraction de l'huile « Fc » ou shrinkage « sh » :

Le facteur de contraction est le volume d'huile de référence obtenu à partir du volume unité d'huile de gisement, la contraction est due à la diminution de température et à la libération du gaz dissous provoquée par la détente à la pression atmosphérique.

$$F_c = \frac{\text{Volume de l'huile (conditions standards)}}{\text{Volume de l'huile (P, T)}}$$

b. Le rapport gaz-huile « GOR » :

Le rapport gaz-huile est défini par le rapport du volume de gaz libéré au volume du liquide de séparateur mesuré dans les conditions standards.

$$GOR = \frac{\text{Volume du gaz libéré (Cs)}}{\text{Volume du liquide (Cs)}}$$

c. La masse volumique du liquide de stockage (15°C):

La mesure de la densité d'un liquide flashé (huile de stockage à 15°C) se fait à l'aide d'un densimètre électronique de type DMA#48.

La procédure de la mesure de la masse volumique des liquides par densimètre Digital se fait selon les étapes suivantes :

1. On nettoie d'abord le densimètre avec un peu d'essence à l'aide d'une pissette dans le tube du densimètre, on actionne la pompe incorporée dans le densimètre pour chasser l'essence du tube.
2. On répète la première opération autant de fois qu'il faudra, jusqu'au bon nettoyage du densimètre.

3. On introduit un petit volume (approximativement 0.7 cm^3) d'un échantillon liquide dans le tube d'échantillon à oscillation à l'aide d'une seringue propre.
4. Après stabilisation, on lit la valeur de la masse volumique affichée par le densimètre.
Cette méthode est basée sur la norme ASTM D 4052-96.

d. Composition chimique des effluents :

L'huile et le gaz après 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 sur un logiciel de calcul « PVT Sim 13 » dont dispose le service PVT Département Etudes Thermodynamiques.

II.2.8. Validation du gaz séparateur

Cette étude est basée sur les étapes suivantes :

Analyse chromatographique pour déterminer la composition chimique du gaz séparateur qui sert ensuite à calculer :

a. La densité du Gaz Séparateur :

La masse molaire moyenne ainsi que la densité du gaz séparateur par rapport à l'air sont déterminées selon la formule suivante :

$$d = \frac{\text{Masse moléculaire moyenne}}{28.966} = \frac{\sum_{i=1}^m Y_i * M_i}{28.966}$$

Avec :

- Y_i : Fraction molaire du constituant « i » dans le mélange (% molaire)
- M_i : Masse molaire du constituant « i » dans le mélange.
- m : Nombre de constituants.

b. Détermination du Facteur de Compressibilité « Z » :

Pour décrire le comportement des mélanges de gaz, il existe deux méthodes de calcul du coefficient de compressibilité « Z ».

- Soit par la loi des gaz parfait qui est donnée par l'équation suivante :

$$PV = Z. n. R. T$$

- Ou bien à partir de la composition chimique du gaz sépareur. Pour cela, on utilise un logiciel pour le calcul de z (dont on dispose au niveau de service PVT).

c. La masse molaire moyenne :

La masse molaire moyenne d'un gaz du sépareur est calculée à partir de sa composition, selon la formule suivante :

$$M = \sum_{i=0}^n Y_i \cdot M_i$$

Où :

- Y_i : la fraction molaire de constituant i dans le mélange gazeux.
- M_i : la masse molaire de constituant i dans le mélange gazeux.
- n : nombre de constituant du gaz.

Détermination de la densité du Gaz Sépareur

La densité du gaz sépareur est donnée par la formule suivant ;

$$d = \frac{M}{28.966}$$

Où :

- M : la masse moyenne du gaz sépareur.
- La masse molaire de l'air égale 28.966.

II.2.9. Recombinaison Mathématique des effluents de surface:

La recombinaison mathématique des effluents de surface permet d'atteindre la composition molaire du liquide sépareur et du liquide réservoir à partir de l'analyse chromatographique des effluents de surface flashés (gaz+ liquide)

Les calculs sont effectués par le logiciel PVT Sim dont L'algorithme de base est le suivant :

Par Introduction des données :

- ✓ Rapport gaz-liquide [m³/m³]
- ✓ Masse volumique du liquide de stockage [Kg/cm³]
- ✓ % molaire de la phase gazeuse.
- ✓ % Massique de la phase liquide.
- ✓ Masse Molaire des constituants.

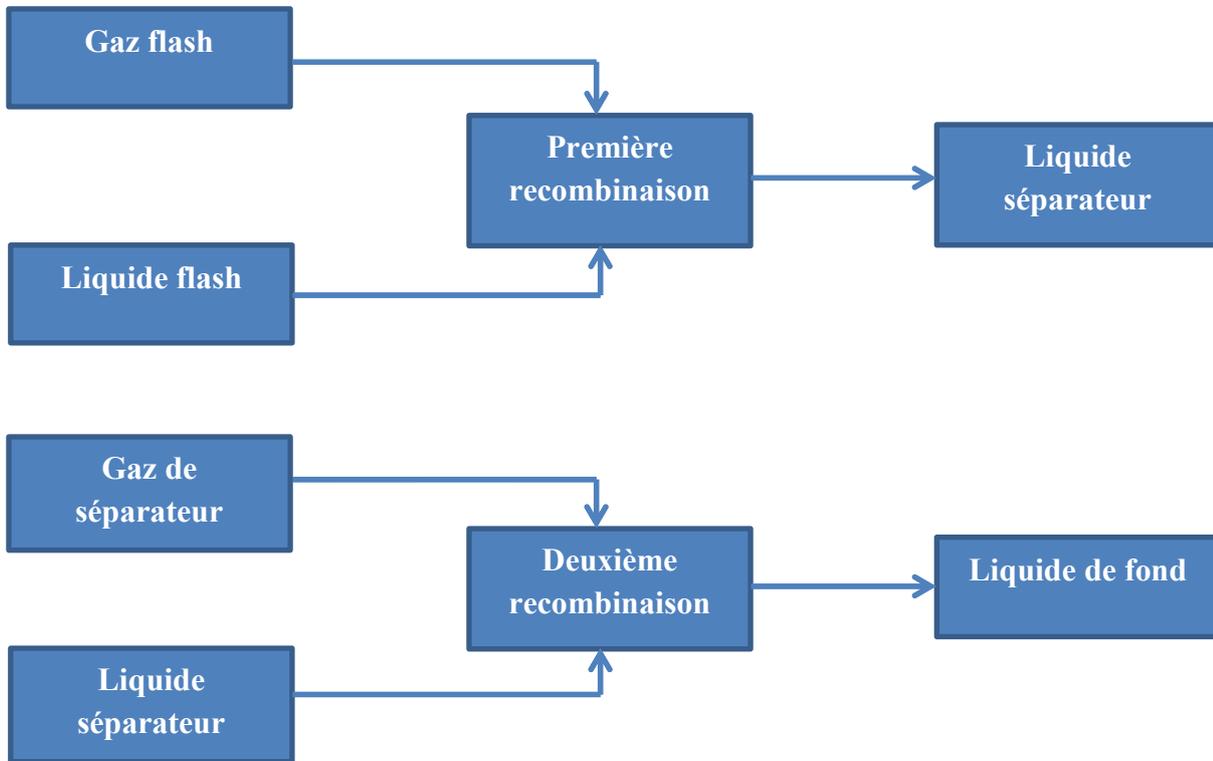


Figure II.8 : Schéma de la recombinaison mathématique

II.2.9.1. Préparation du recombéné physique (mode opératoire Mo-Gis-H08) :

La préparation du recombéné nécessite des échantillons préalablement validés, bouteille contenant du gaz séparateur et une autre contenant du liquide. Sa composition est déterminée par une recombinaison physique des effluents de surface.

II.2.9.2. La correction de GOR chantier :

Les paramètres physiques fournis par l'étude du gaz et de l'huile sortie 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 :

$$\text{GOR}_{\text{corrigé}} = \text{GOR}_{\text{chantier}} * \text{Fc} * \sqrt{\frac{(\text{d} * \text{z})_{\text{chantier}}}{(\text{d} * \text{z})_{\text{laboratoire}}}}$$

- $\text{d}_{\text{chantier}}$: Densité du gaz (=air) déterminé sur chantier.
- $\text{Z}_{\text{chantier}}$: Facteur de compressibilité du gaz déterminé sur chantier.
- $\text{d}_{\text{laboratoire}}$: Densité du gaz (=air) déterminé au laboratoire.
- $\text{Z}_{\text{laboratoire}}$: Facteur de compressibilité du gaz déterminé au laboratoire.
- Fc : Facteur de contraction de liquide séparateur (vol/vol).

II.2.9.3. Recombinaison Physique des effluents de surface:

L'huile recombinaison est obtenue par un mélange des échantillons de surface, d'huile séparateur et de gaz séparateur à des proportions bien déterminées.

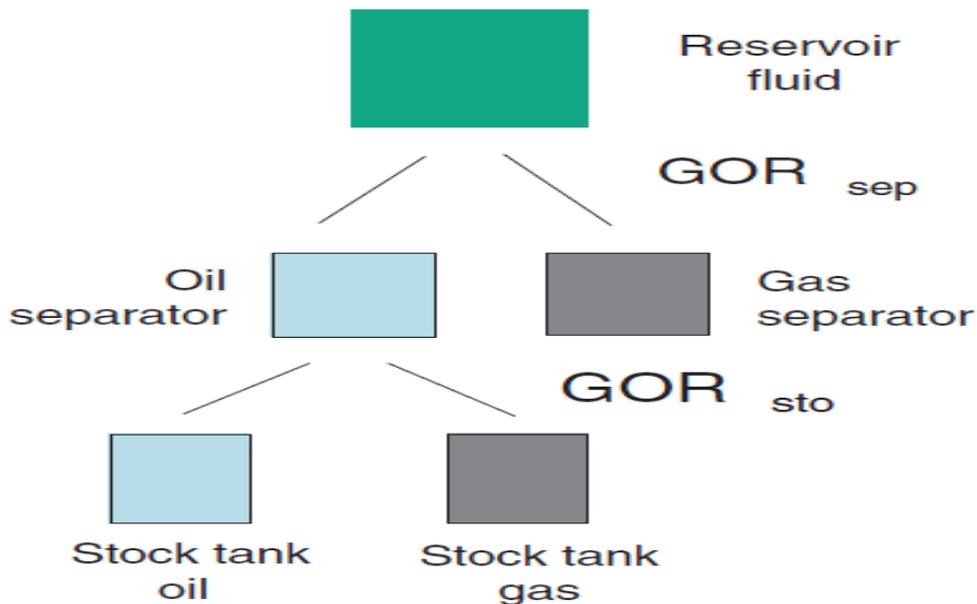


Figure II.9 : Schéma d'une recombinaison Physique des effluents de surface

II.2.9.3.1. Procédure de la Recombinaison Physique:

On introduit un certain volume de gaz (70 cm^3) à une température T et une pression P dans une cellule de recombinaison. Ce volume de gaz occupe dans les conditions normales de température et de pression un volume de :

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

- P_o : Pression atmosphérique (14.7 Psi)
 - P_1 : Pression de transfert P (psi)
 - T_o : Température standard ($15^\circ + 273.15 = 288\text{k}$)
 - T_1 : Température de transfert T ($^\circ\text{K}$)
 - Z_0 : Facteur de compressibilité du gaz séparateur
 - Z_1 : Facteur de compressibilité du gaz séparateur à ($P\&T$)
- Ensuite, on calcule La volume d'huile qu'il faut ajouter à celui du gaz à la pression et la température de séparation. Ce volume est déterminé selon la formule suivante :

$$V_{\text{huile}} = \frac{V_{\text{gaz}}}{\text{GOR recombinaison}}$$

- Le volume du liquide est corrigé aux mêmes température et pression de transferts du gaz (3000 psi) selon la formule suivante :

$$V_h = V_h(\text{Cs}) * V_r (\text{Tsep}, 3000 \text{ psi})$$

- Ensuite en transfert le volume trouvé vers la cellule aux conditions de T_{sep} et à 3000 psi.

II.2.10. Etude Thermodynamique de l'huile recombinaée :

II.2.10.1. Procédure expérimentale d'une étude PVT complète d'une huile:

L'analyse PVT (Pression, Volume, Température) courante destinée aux études classiques d'une huile de fond est essentiellement composée de cinq déterminations suivantes :

- ✓ Comportement à masse constante « CCE » à la température du réservoir
- ✓ Essais de séparation dans les conditions standards.
- ✓ Vaporisation différentielle à la température du réservoir.
- ✓ Viscosité de l'huile à la température du réservoir.
- ✓ Composition de l'huile de fond.
- A noter que, comme la réussite d'une étude thermodynamique dépend de la représentativité de l'échantillon, il est donc primordial de contrôler et de valider les échantillons prélevés avant d'entreprendre l'expérimentation.

Cette validation consiste à vérifier les pressions d'ouverture des bouteilles renferment les échantillons.

II.2.10.2. Comportement à Masse Constante (CCE) à la Température du Réservoir :

Le but de cette étude est de reproduire dans les conditions de température, la détente du fluide en place, au cours de la décomposition de réservoir.

Cette expérimentation permet de déterminer les paramètres suivants :

- Pression de saturation,
- Volume relatif « V_r ».
- Masse Volumique.
- Coefficient de compressibilité « β » de l'huile recombinaée.

II.2.10.3. Essais de séparation (huile recombinaée) :

Afin de reproduire les conditions de séparation, le fluide de réservoir a subi une séparation des conditions de gisement (P_g psi et T_g °C) aux conditions standards (14.7 Psi et 15°C). On établit la séparation selon la description de l'étude du comportement éclair de l'huile séparateur.

II.2.10.3. Comportement Différentiel à la Température de Réservoir :

Cette étude est une étude conventionnelle qui simule le comportement du fluide de réservoir durant la déplétion des conditions initiales jusqu'à la pression d'abandon du réservoir, la différentielle représente d'une façon satisfaisante ce qui se passe dans le réservoir au cours de la déplétion. La détente différentielle est par conséquent supposée représenter une situation limite correspondant à la seule production du gaz et pour laquelle l'huile serait immobile.

La vaporisation différentielle se caractérise par l'élimination successive de la phase gazeuse, et permet de couvrir toute une gamme de pression jusqu'à la pression atmosphérique et d'obtenir, enfin d'expérience, une huile dégazée à (P_a, T_a) , donc une huile résiduelle que l'on définit dans les conditions précises (1atm, 15°C).

Cette manipulation permet le calcul des paramètres suivants :

a. Le Volume Relatif de L'huile :

$$Vr = \frac{V}{VPb}$$

b. La Masse Volumique de L'huile de recombinaison :

Elle est déterminée :

- Par pesée à une pression donnée et température de réservoir, en transférant un volume de 10 à 20 cm³ dans un pycnomètre préalablement pesé et mis sous vide.

c. GOR de Dissolution « Rs » :

C'est le volume de gaz dissous dans l'huile à chaque valeur de pression, son symbole Rs. Il est exprimé en m³ de gaz /m³ de liquide résiduel dans les conditions standards de température et de pression (15°C & Pression atmosphérique).

$$Rs = \frac{\text{Volume du gaz cumulé}(Cs)}{\text{Volume d'huile résiduelle}(Pa, Ta)} = \frac{\sum Vg(Cs)}{Vh(Pa, Ta)}$$

d. Facteur Volumétrique de L'huile recombinaée « Bo » :

C'est le rapport du volume de l'huile restant dans le réservoir à une pression donnée par rapport au volume du liquide résiduel dans les conditions de stockage, conventionnellement assimilées aux conditions standards, son symbole F.V.F. ou Bo. Il est exprimé en m^3/m^3 (Tet P) / m^3 (C.S).

$$Bo = \frac{\text{Volume d'huile}(P \& T)}{\text{Volume d'huile résiduelle (Cs)}}$$

e. Composition Molaire des gaz libérés :

C'est la composition de la phase gazeuse en équilibre libérée à chaque palier de pression à température de réservoir durant l'étude, elle est exprimée en pourcentage molaire (% molaire) de chaque constituant, elle est déterminée par chromatographie.

f. Facteur de Compressibilité des gaz libérés « Z » :

Pour chaque palier de pression, on détermine le facteur « Z » des gaz libérés au cours de l'étude.

$$Z = \frac{Ta \quad Za}{Pa \quad T \quad Va}$$

Ta : température du gaz ambiant

Pa : pression du gaz ambiant

Za : facteur de compressibilité du gaz aux conditions ambiantes

T : température du gisement

Va : volume du gaz conditions ambiantes

g. Facteur Volumétrique du gaz « Bg » :

C'est le rapport du volume d'une masse de gaz donnée dans les conditions d'équilibre et température de réservoir à une pression donnée sur le volume occupé par cette même masse de gaz dans les conditions standards, son symbole est Dg, exprimé en m^3 (T , P) / M^3 (C.S).

$$Bg = \frac{\text{Volume du gaz (P \& T)}}{\text{Volume du gaz (C. S)}}$$

h. Procédure de L'essai différentiel :

Cette étude fait suite au comportement éclair qui est un test non destructif, il y lieu de noter que seuls les échantillons de réservoir qui sont concernés par la différentielle à l'inverse de la CCE qui englobe les échantillons de séparation.

La méthode expérimentale consiste à effectuer à la température de gisement une série de détentes à composition constante, chacune étant suivie par l'évacuation complète du gaz libéré.

Les valeurs de volumes occupés par les phases liquides et gaz dans les conditions d'équilibre sont mesurés et notés ainsi que la pression d'équilibre correspondante

Pour chaque détente, on réalise l'équilibre gaz-huile à une pression au-dessous de la pression de saturation déterminée au cours du comportement éclair de façon à avoir dans la cellule une poche de gaz surmontant une phase liquide (on laisse le complexe se stabiliser pendant au moins deux à trois heures).

Par la suite, on procède à l'évacuation du gaz vers le « GOR Apparatus » en renversant la cellule d'étude vers le bas tout en maintenant la pression choisie constante pour la comptabilisation de son volume, un autre échantillon est récupéré dans un pycnomètre pour des fins d'analyses chromatographiques et de mesure de densité par rapport à l'air.

On procède de la même manière à chaque palier de pression et ainsi à la pression atmosphérique, à ce dernier palier de pression, le liquide restant dans la cellule d'étude est flashé à pression atmosphérique, les paramètres de la phase gazeuse qui en résulte sont aussi déterminés et le liquide résiduel est récupéré, son volume est mesuré, et sa densité aux conditions standards est déterminée à l'aide d'un densimètre Anton Par, ensuite sa composition chromatographique est aussi déterminée.

A noter que la masse et la composition du mélange (complexe) varie tout au long de l'étude, ce qui explique le caractère destructif et donc le test ne peut pas être refait qu'avec le transfert d'un autre échantillon de fluide à étudier.

Procédure de mesure de la densité (15°C) :

Quand la cellule de mesure est remplie de liquide, la variation de la période de son oscillation naturelle dépend de la masse volumique de l'échantillon. La mesure de la densité de l'huile flash (Huile dégazée obtenue de la séparation flash) se fait à l'aide d'un densimètre électronique de type DMA#48.

II.3. Résultats expérimentaux de l'étude PVT

L'objectif de cette étude expérimentale, est de déterminer les caractéristiques volumétriques et propriétés thermodynamiques d'une huile noire reconstitué a laboratoire à partir des effluents (gaz et liquide) prélevés sur séparateur, provenant du champ de Bir Berkine.

Les données caractéristiques du champ et de l'effluent sont regroupées dans le tableau suivant :

Tableau II.1: Les données caractéristiques du champ et de l'effluent.

Champ	Bir Berkine
Type d'échantillon	Liquide séparateur
Pression de fond statique (Psi)	6754 (465.8 bars)
Température de fond (°C)	129
Pression de séparation (Psi)	100 (6.9 bars)
Température de séparation (°C)	22
GOR « chantier » (cm ³ /cm ³)	223
Facteur de compressibilité du gaz «chantier»	0.956
Densité du gaz séparateur « chantier »	0.836

II.3.1. Validation des échantillons de la surface (études préliminaire):

Dans le **Tableau II.2** on a réalisé une comparaison entre les paramètres thermodynamiques de deux bouteilles d'échantillonnage prélevés du séparateur de champ de berkine afin de sélectionner la bouteille la plus représentative pour procéder à l'étude thermodynamique.

On note qu'une bouteille représentative a une pression d'ouverture (P_{ouv}) égal à la Pression de séparation (P_{sep}) mentionné par l'opérateur dans la fiche d'échantillonnage, dans le cas actuel on sélectionne B-1.

PARTIE EXPERIMENTALE

Tableau II.2 : Résultats de validation des effluents de séparateur

Bouteille n°	P _{ouverture} (psi)	ρ (g/cm ³)	P _{bulle} (psi)	GOR	Bo	d ^{15°C}
B-1	100	0.785	100	13.507	1.022	0.7822
B-2	95	0.786	100	12.485	1.015	0.7822

Le tableau II.3 représente Une étude à masse constante effectuée sur la bouteille B-1 pour confirmer que sa Pression de bulle égale à la pression de séparation, ce qui est le 2^{ème} critère d'une bouteille représentative. Tel que : la pression de séparation (P_{sep}) = 100 psi.

Tableau II.3 : CCE Bouteille N°B-1

Bouteille n°: B-1				
(Comportement à Masse Constante) (Ts = 22°C):				
	Pression	Volume	ρ	Coefficient de
	(Psi)	Relatif		compressibilité
		(vol/vol)	(g/cm³)	(10⁻⁶/Psi)
	3000	0.976	0.785	-
	2000	0.981	0.781	5.03
	1000	0.989	0.774	8.54
	500	0.995	0.770	11.32
	200	0.999	0.767	12.92
P _{sat} =>	100	1.000	0.766	13.73
	70	1.054	-	-
	60	1.128	-	-
	50	1.397	-	-

PARTIE EXPERIMENTALE

La représentation graphique, figure II.10 exprime l'évolution du volume relative du liquide séparateur en fonction de la pression

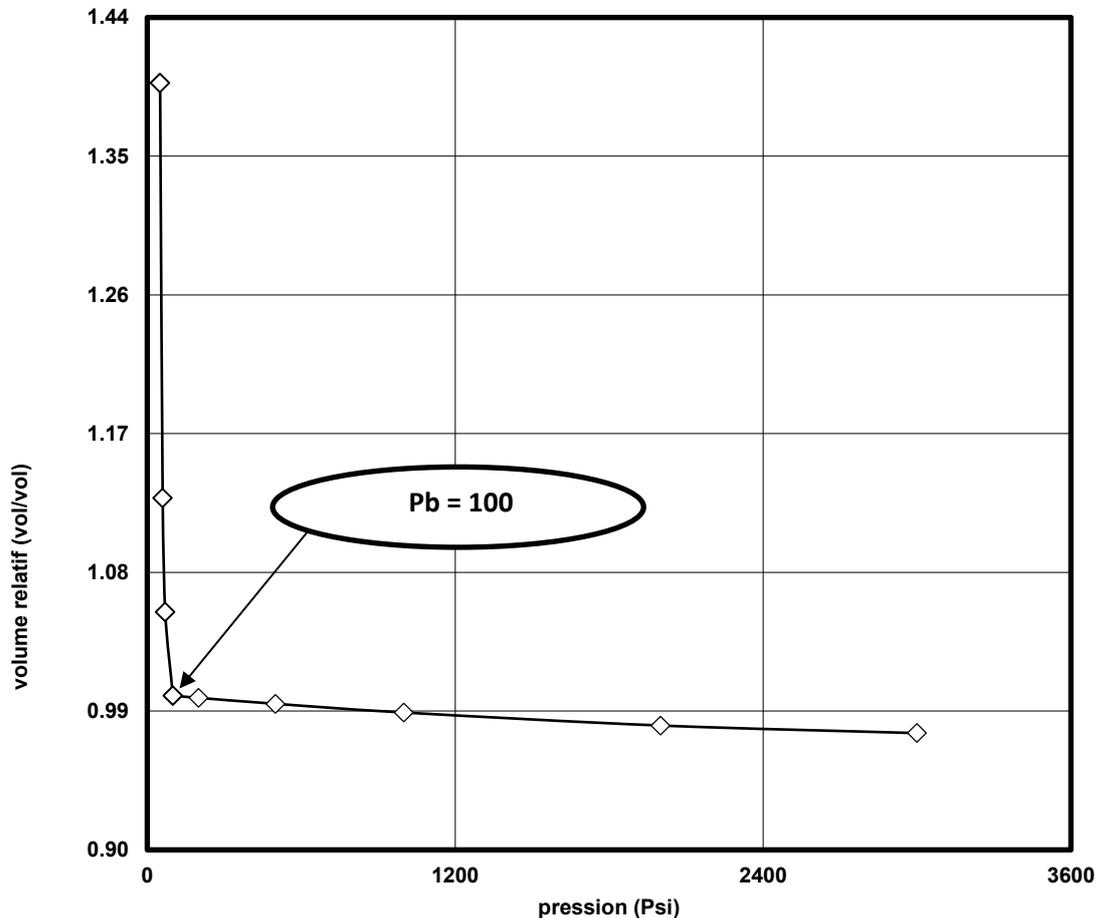


Figure II.10 :
Volume relatif du liquide séparateur
Bouteille n°: B-1
Température de séparation : 22°C
Pression de saturation : 100 Psi

D'après ce graphe on remarque une légère croissance du volume relative entre 3000 et 100 Psi, suivi d'une forte croissance de ce volume sur un intervalle de pression variant entre 100 à 50 Psi. Cette évolution du volume relatif peut être expliquée par le passage du liquide séparateur de l'état monophasique à l'état diphasique.

Le graphe II.11 représente la variation du coefficient de compressibilité du liquide en fonction de la pression. On remarque d'après ce graphe que plus la pression diminue et plus le coefficient de compressibilité augmente et par conséquent, le liquide séparateur devient plus compressible.

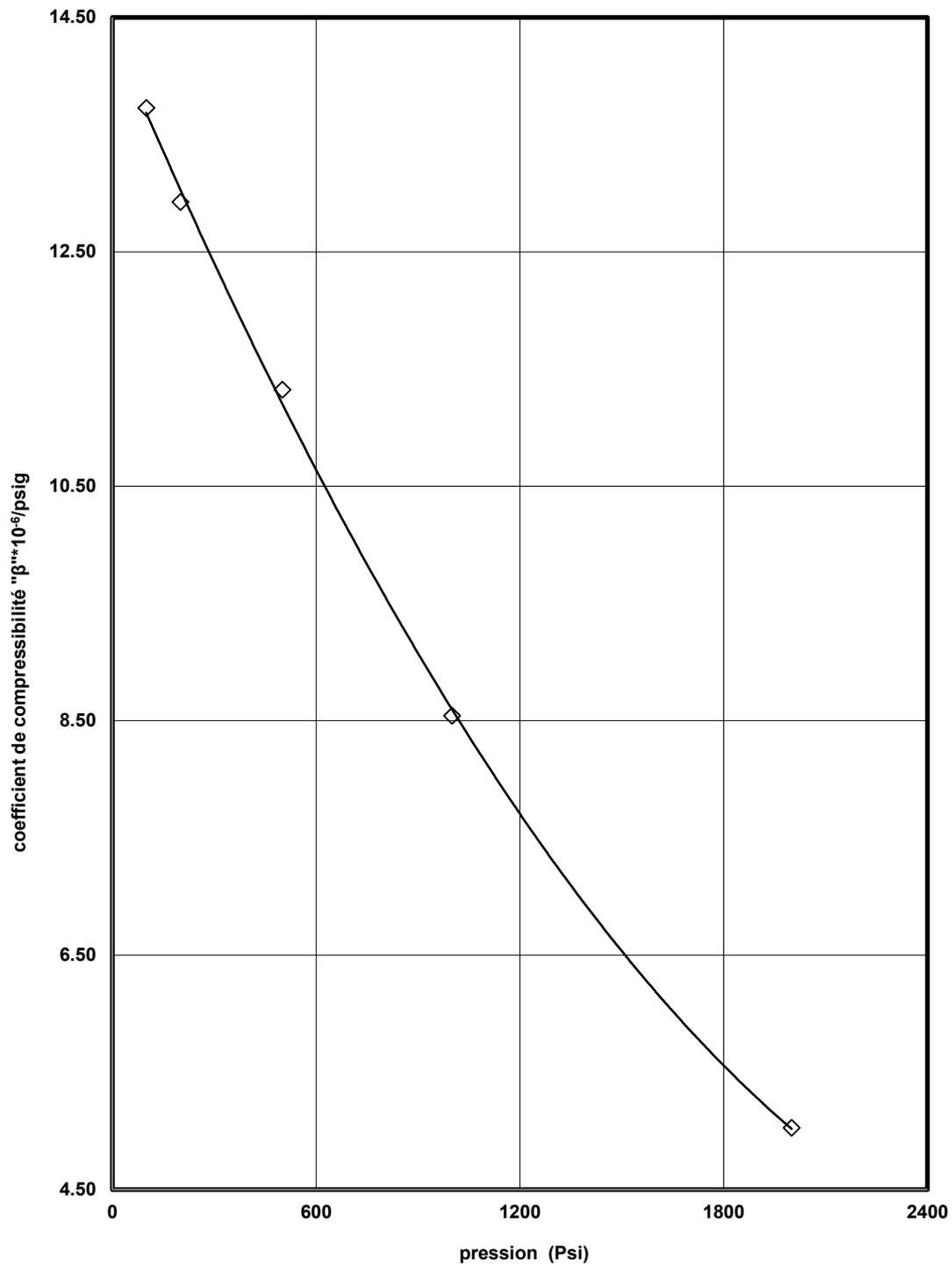


Figure II.11 :
Coefficient de compressibilité du liquide séparateur
Bouteille n°: B-1
Température de séparation : 22°C
Pression de saturation : 100 Psi

II.3.2. Préparation du recombinaison physique à partir des effluents de séparateur :

Le Tableau II. 4 nous avons rassemblé tous les paramètres du liquide et gaz séparateur relatif au niveau séparateur (terrain) et du laboratoire nécessaire pour reproduire le fluide de fond. Ces paramètres vont servir par la suite à reproduire le fluide de fond dans les conditions de gisement.

Tableau II.4 : Paramètres de la recombinaison physique du gaz et du liquide séparateur

Données de Recombinaison			
Liquide Séparateur Bouteille N° : B-1			
Obtenu par Séparation flash			
Pression	0 Psi		
Température	15 C°		
GOR	13.507 cm ³ /cm ³		
Densité de l'huile de stockage à 15°C	0.7822 [49.4°API]		
Bo flash	1.022 vol/vol		
Pression de saturation à Ts	100 Psi		
Densité du liquide à Psat	0.766 g/cm ³		
Gaz séparateur Bouteille N° : G-1			
Obtenu par Analyse chromatographique			
Données de Séparateur (terrain)		Données de laboratoire	
Densité (air = 1.000)	0.872	Densité (air = 1.000)	0.848
Z	0.96	Z à (100 psi & 25°C)	0.960
GOR _{chantier} = 311.36 vol/ vol			
GOR recombinaison = 307.53 vol/vol.			

II.3.3. Etude Thermodynamique de l'huile recombinaée à la température de réservoir:

➤ Résultats Volumétriques de l'essai de séparation de l'huile recombinaée (Premier stade de séparation)

L'étude thermodynamique de l'huile recombinaée du puits X à la température de réservoir ($T= 129^{\circ}\text{C}$) comporte une étude à masse constante (CCE) et une étude Différentielle (DL) à six (06) paliers de pression de libération de gaz.

Le Tableau II. 5 rassemble les résultats de l'essai de séparation d'huile recombinaée qui consiste à transformer cette l'huile des conditions de réservoir vers les conditions standards afin de déterminer le rapport gaz - huile et le facteur volumétrique de formation.

Tableau II.5 : Résultats Volumétriques de l'essai de séparation de l'huile recombinaée
(Premier stade de séparation)

Bouteilles N° : (B-1 & G-1)				
Pression	Température	ρ	GOR	Bo
(Psi)	($^{\circ}\text{C}$)	(g/cm^3)	(vol/ vol)	(vol/vol)
7500	129	0.575	-	-
0	15	0.7822	313.125	1.937

Le Tableau II.6 regroupe les valeurs de l'évolution de volume relatif et le coefficient de compressibilité durant la diminution de la pression du réservoir, de 6754 Psi jusqu'à la pression de bulle (3935 Psi).

PARTIE EXPERIMENTALE

- **Comportement à masse constante (CCE) de l'huile recombinaée à la température de réservoir**

-

Tableau II.6 : Comportement à masse constante (CCE) de l'huile recombinaée à la température de réservoir

Bouteilles N°: (B-1 & G-1)			
	Pression	Volume Relatif	Coefficient de compressibilité
	Psi	(vol/vol)	CC/Psi (10^{-6})
	7500	0.906	-
	7000	0.914	17.86
P_{rés}	6754	0.919	20.19
	6500	0.924	21.49
	6000	0.935	22.62
	5500	0.947	25.88
	5000	0.961	29.49
	4500	0.978	33.91
	4000	0.997	39.03
P_{sat} =>	3935	1.000	44.35
	3500	1.056	-
	3000	1.149	-
	2500	1.296	-
	2000	1.543	-

On remarque d'après ce tableau et la figure II.12 on remarque que le volume relatif augmente d'une façon similaire que pour cas du liquide séparateur en fonction de la diminution de la pression entre 7500 et 2000. Cette variation est due au passage de l'huile recombinaée de l'état monophasique à l'état diphasique par l'effet de la diminution de pression qui va stimuler la libération de gaz dissous dans l'huile recombinaée.

D'autre part, on constate d'après la figure II.13 que l'huile recombinaée devient plus compressible à chaque fois que la pression diminue afin d'atteindre son maximum correspondant à une pression de saturation de 3935 Psi.

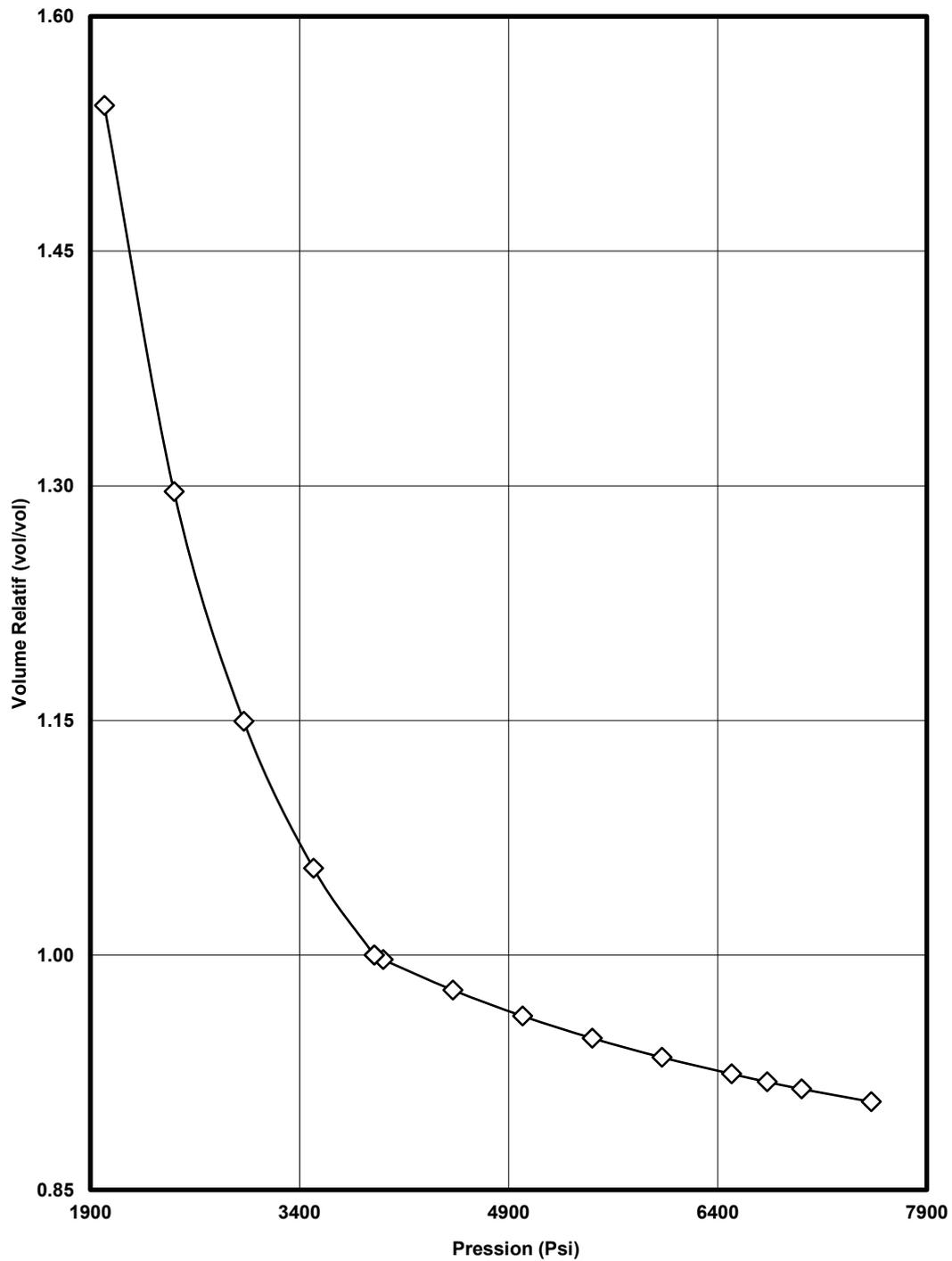


Figure II.12 :
Volume Relatif de l'huile recombée
Comportement à masse constante
Température de réservoir : 129°C
Pression de saturation: 3935 Psi
Bouteilles n°: (B-1 & G-1)

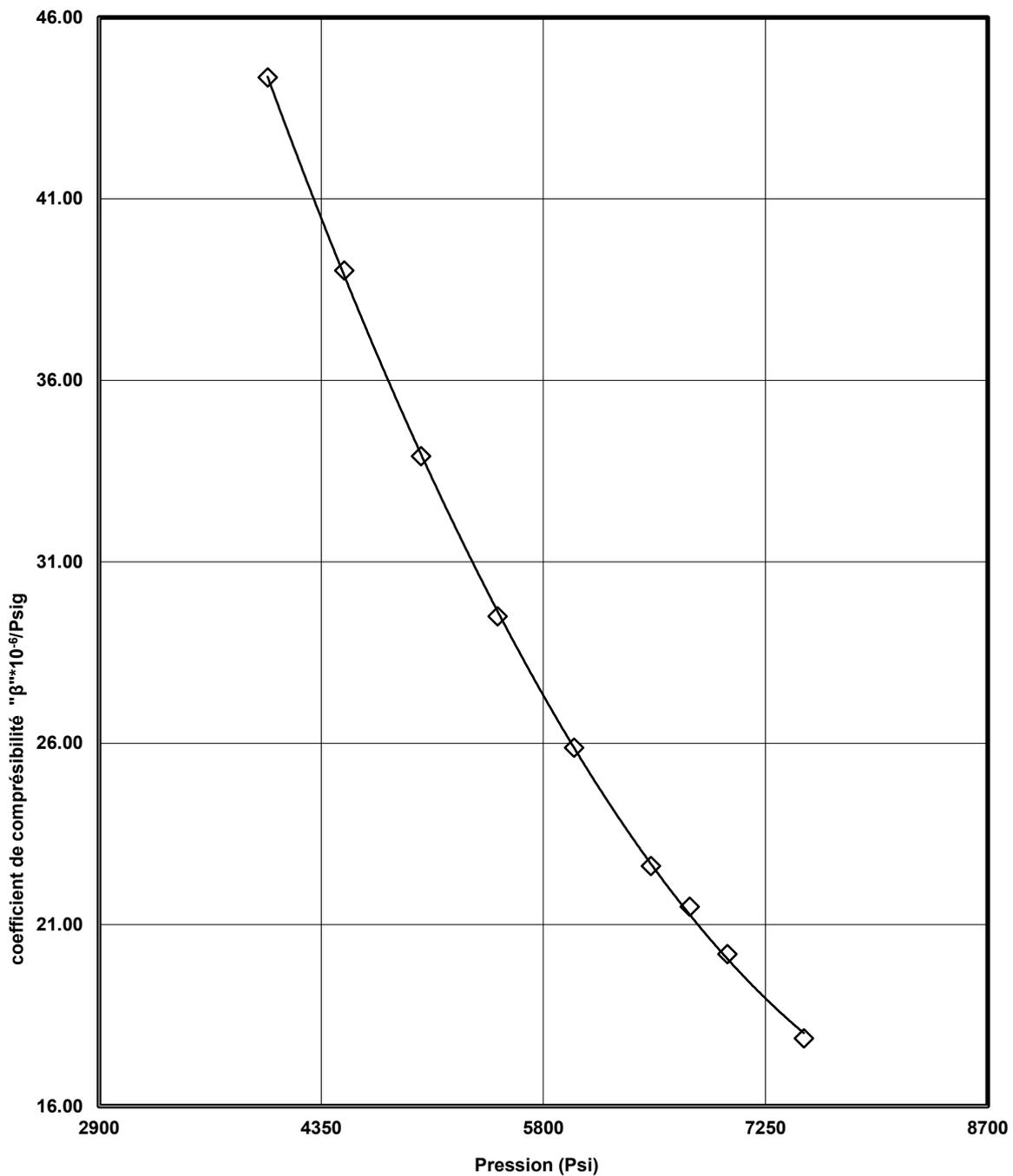


Figure II.13 :
Coefficient de compressibilité de l'huile recombinaée
Comportement à masse constante
Température de réservoir: 129°C
Pression de saturation: 3935 Psi
Bouteilles n°: (B-1 & G-1)

PARTIE EXPERIMENTALE

- Comportement Différentiel (DL) de l'huile recombinaée à la température de réservoir

Dans le Tableau II.7, nous avons regroupé les paramètres de l'étude de libération différentielle qui stimule le comportement du fluide de fond au cours de l'exploitation de puit.

Tableau II.7: Comportement Différentiel (DL) de l'huile recombinaée à la température de réservoir

	Pression	Volume Relatif V_r	Facteur Volumétrique de fond B_o	GOR dissous R_s	Facteur de compressibilité Z	Facteur volumétrique de fond $B_g \cdot 10^{-2}$	ρ g/cm^3
	psi	vol/vol	vol/vol	vol/vol	Z	$B_g \cdot 10^{-2}$	g/cm^3
	7500	0.906	2.258	380.43	-	-	0.575
	7000	0.914	2.278	380.43	-	-	0.570
$P_{réservoir}$	6754	0.919	2.290	380.43	-	-	0.567
	6500	0.924	2.302	380.43	-	-	0.564
	6000	0.935	2.329	380.43	-	-	0.558
	5500	0.947	2.359	380.43	-	-	0.550
	5000	0.961	2.394	380.43	-	-	0.542
	4500	0.978	2.436	380.43	-	-	0.533
	4000	0.997	2.484	380.43	-	-	0.523
$P_{saturation}$	3935	1.000	2.491	380.43	-	-	0.521
	3300	0.822	2.048	239.12	0.747	0.465	0.546
	2600	0.724	1.803	178.91	0.705	0.557	0.581
	1900	0.653	1.627	122.70	0.721	0.779	0.606
	1200	0.601	1.499	77.39	0.788	1.349	0.624
	500	0.547	1.363	41.71	0.891	3.662	0.653
C_s (0Psig, 15°C)		0.401	1.000	0.00	1.000	-	0.809*

On constate, d'après la **figure II.14**, que l'évolution du facteur volumétrique de fond augmente sur l'intervalle de pression 7500 et 3935 Psi, pour atteindre son maximum à une pression du bulle de 3935 Psi. Par la suite, ce facteur diminue sur un intervalle de pression variant entre 3935 et pression atmosphérique. On interprète ce comportement par la réduction du volume d'huile recombinaisonnée en phase mono à chaque fois que le gaz dessous se libère par l'effet de diminution du rapport du volume de l'huile dans les conditions de gisement et l'huile stabilisée (condition de stockage à T_{ambient} et P_{atm}).

Concernant l'évolution de masse volumique d'huile recombinaisonnée durant la libération différentielle de gaz en solution, on constate d'après la figure II.15 une décroissance de ce dernier sur un intervalle de pression varie entre 7500 et 3935 Psi. Au-delà de cette pression de 3935, la masse volumique croit avec la diminution de la pression.

Par ailleurs, nous remarquons d'après la figure II.16, que le GOR dissous (R_s) reste relativement constant en monophasique, correspondant à l'intervalle de pression 7500-3935 Psi. Cette phase est suivie par une décroissance du R_s , entre 3935 et P_{atm} .

Pour le facteur de compressibilité, On constate d'après la figure II.17 que ce dernier diminue avec la diminution de la pression afin d'atteindre le minimum correspondant à une pression de 2600 Psi. Au-delà on note une croissance du facteur de compressibilité jusqu'à la pression atmosphérique. On note qu'à pression atmosphérique la valeur de Z est d'environ égale à 1, d'où le comportement du gaz libéré se rapproche au comportement d'un gaz parfait.

Concernant le facteur volumétrique du gaz, on observe d'après la figure II.18 que ce dernier augmente avec la diminution de la pression afin d'atteindre une valeur de 3.66 correspondant à une pression de 500 Psi. On explique cette croissance par la différence entre le volume du gaz à une pression donnée par rapport ou volume du gaz dans les conditions ambiantes (atmosphérique).

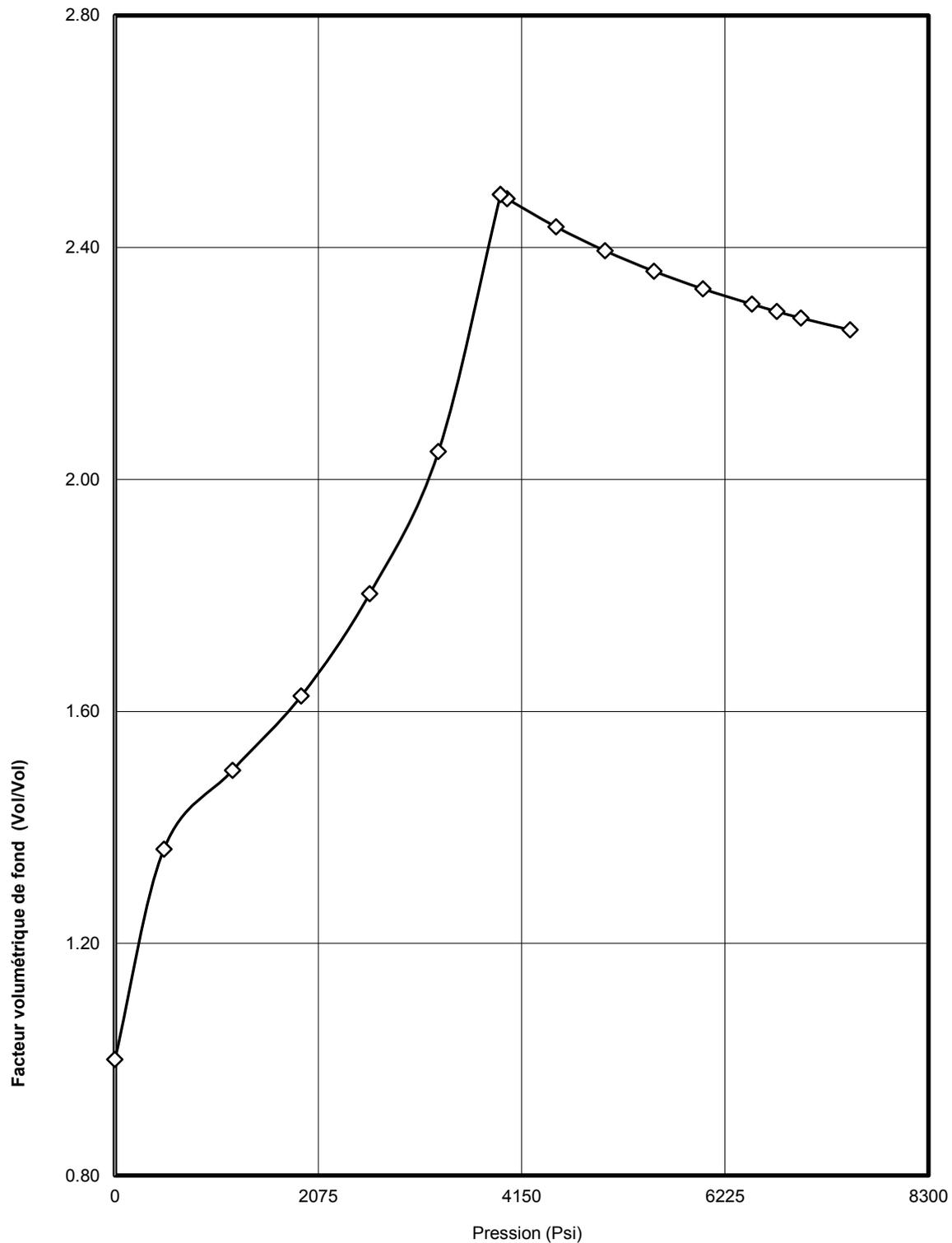


Figure II.14 :
Facteur volumétrique de fond de l'huile recombinaée
Comportement Différentiel
Température de réservoir : 129°C
Pression de saturation: 3935 Psi
Bouteilles n°: (B-1 & G-1)

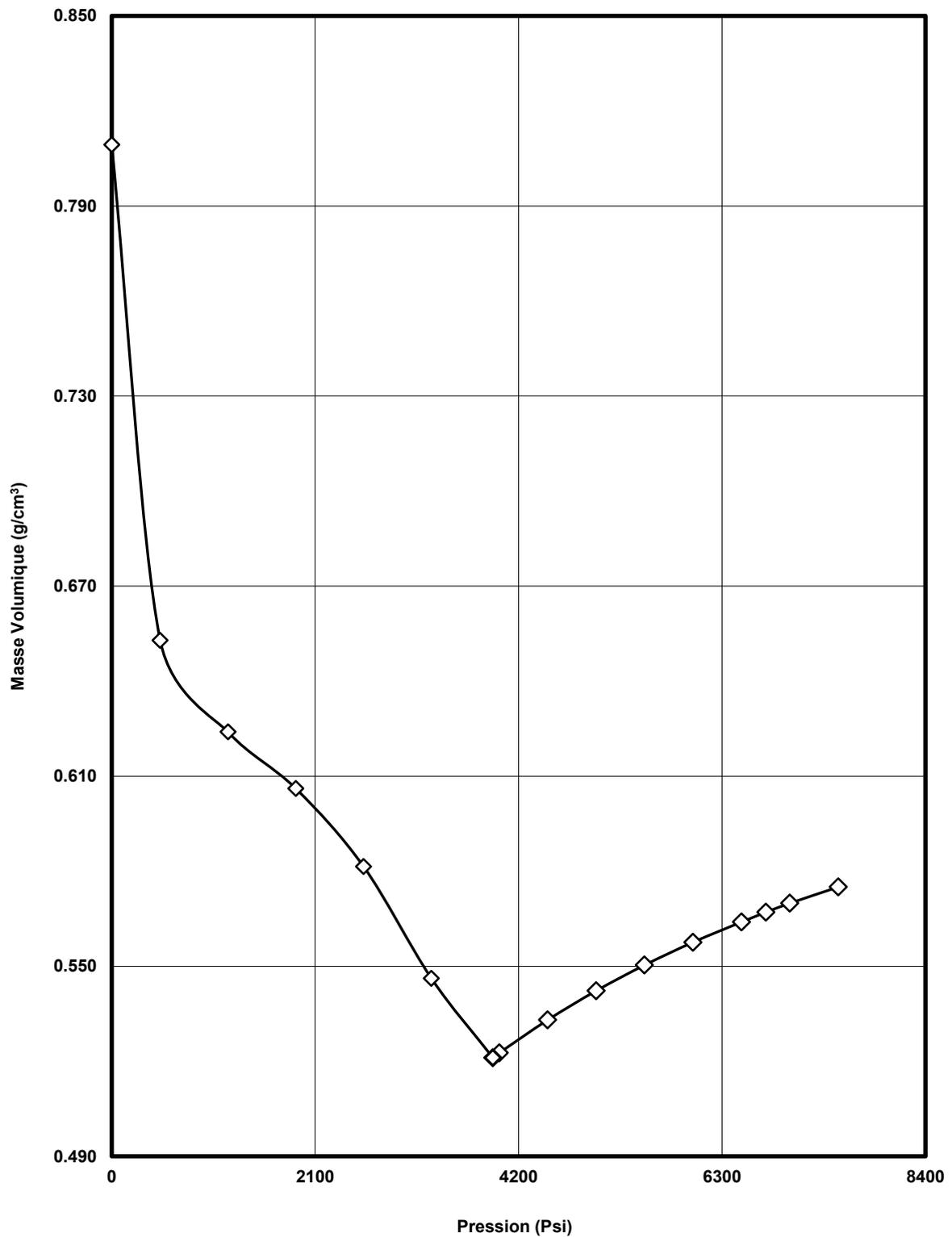


Figure II.15 :
Masse volumique de l'huile recombinaée
Comportement Differentiel
Température de réservoir : 129°C
Pression de saturation: 3935 Psi
Bouteilles n°: (B-1 & G-1)

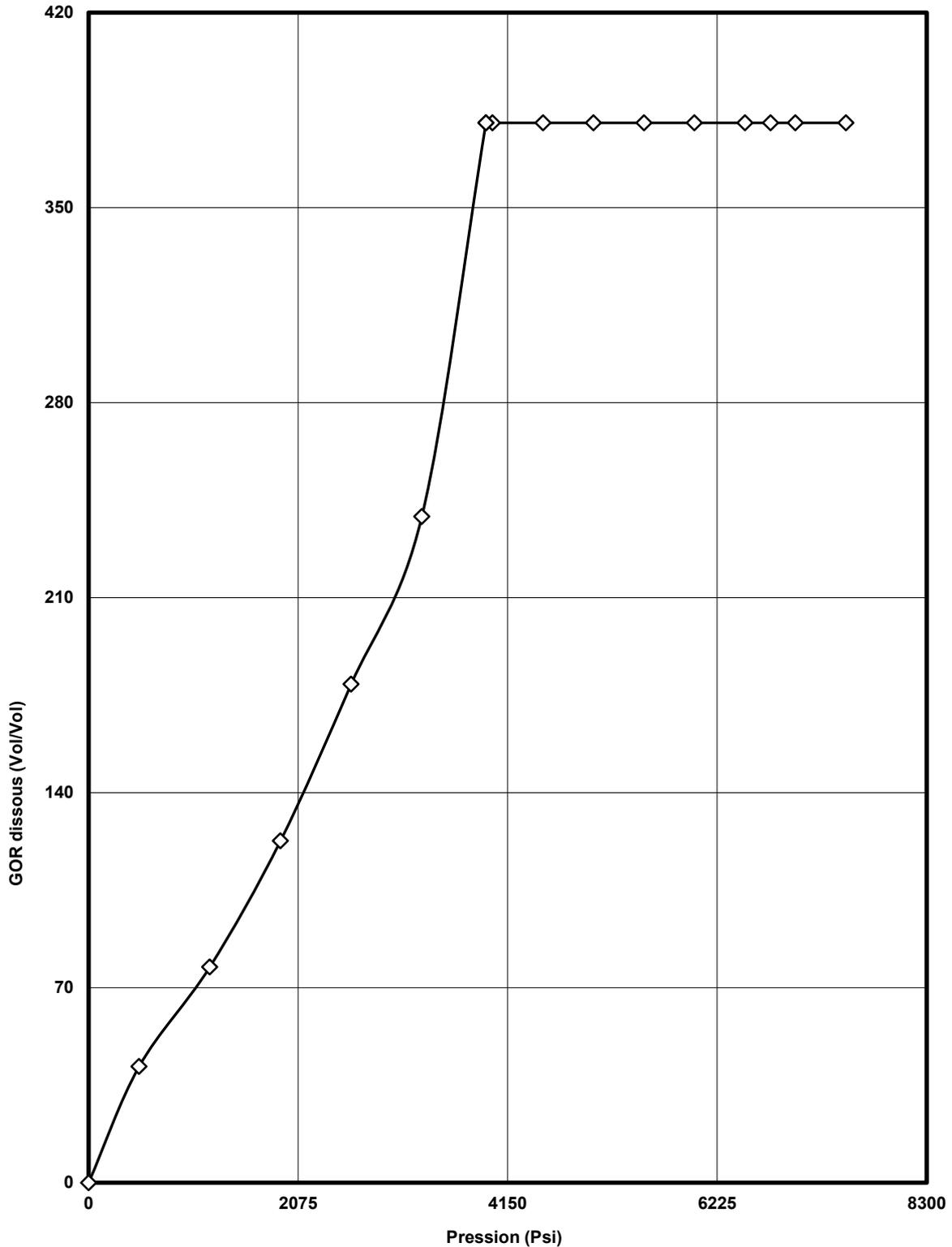


Figure II.16 :
GOR dissous, R_s de l'huile recombinaée
Comportement Differentiel
Température de réservoir : 129°C
Pression de saturation: 3935 Psi
Bouteilles n°: (B-1 & G-1)

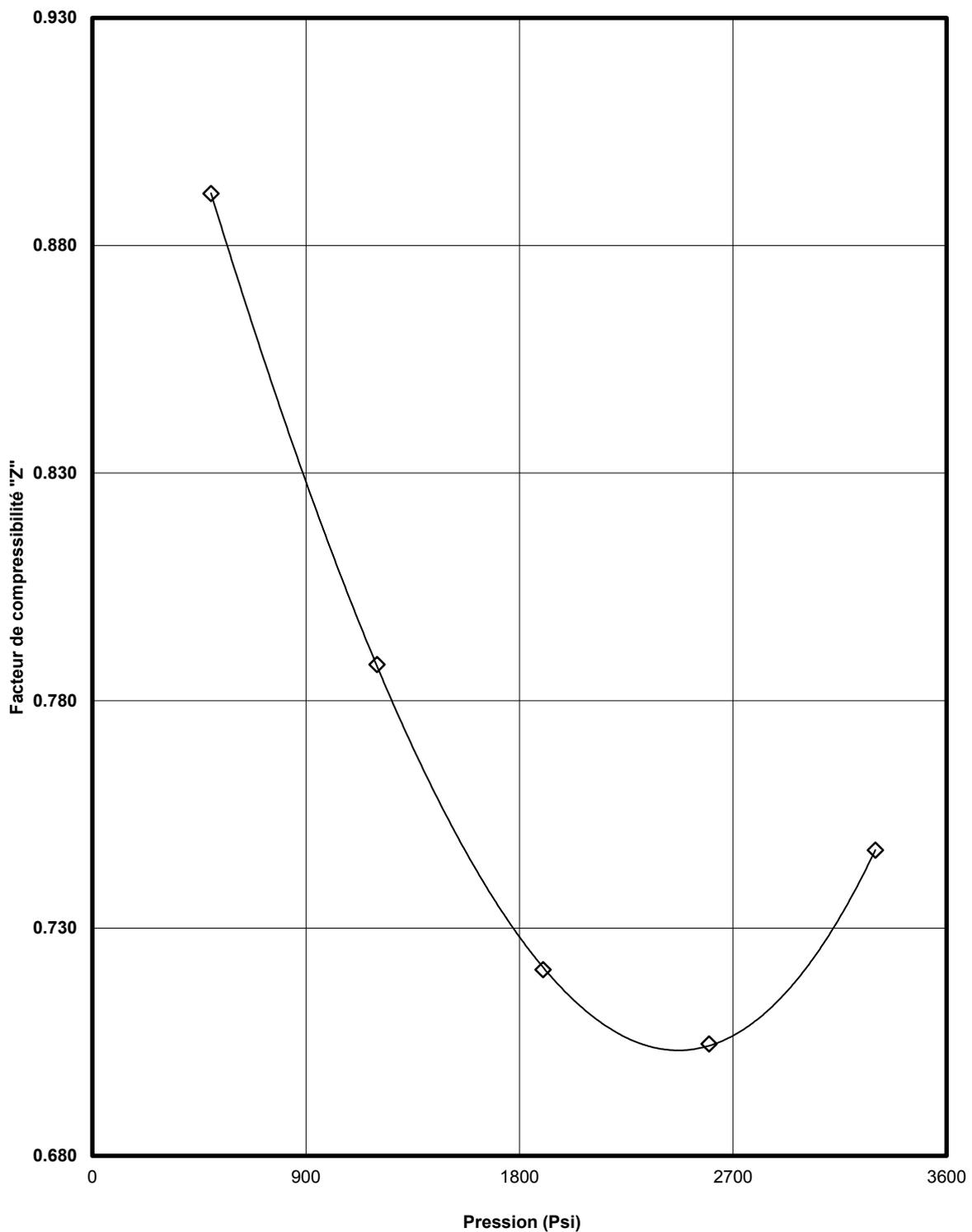


Figure II.17 :
Facteur de compressibilité des gaz libérés de l'huile recombinaée
Comportement Différentiel
Température de réservoir : 129°C
Pression de saturation: 3935 Psi
Bouteilles n°: (B-1 & G-1)

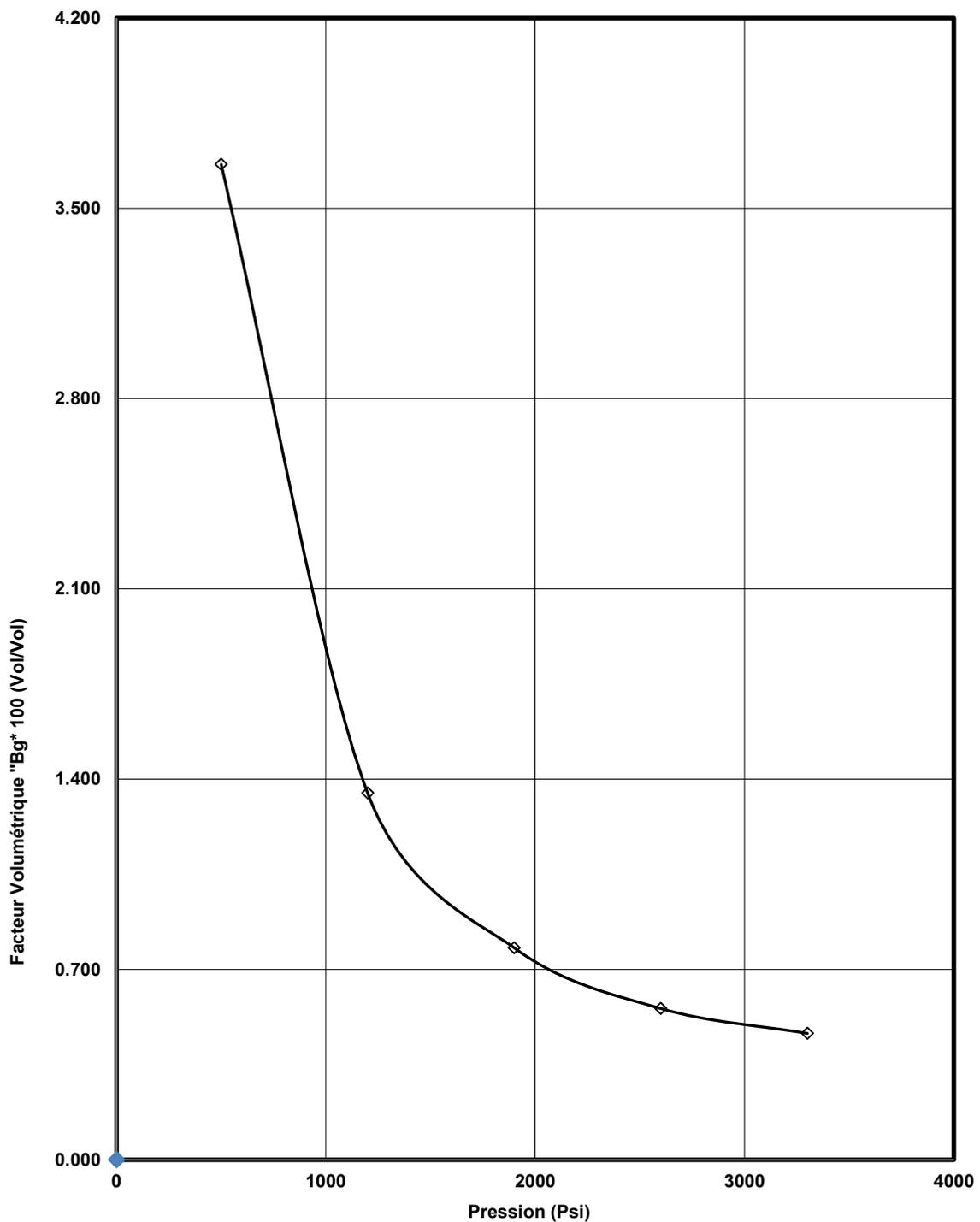


Figure II.18 :
Facteur de compressibilité des gaz libérés de l'huile recombinaée
Comportement Différentiel
Température de réservoir : 129°C
Pression de saturation: 3935 Psi
Bouteilles n°: (B-1 & G-1)

➤ Compositions en pourcentage molaire de l'huile recombinaée :

Le tableau II.8 : représente en pourcentage molaire la composition chimique d'huile recombinaée obtenu par une recombinaison mathématique à l'aide d'un logiciel de simulation PVT Sim.

Tableau II.8 : Compositions en pourcentage molaire de l'huile recombinaée

Bouteilles N° (B-1 & G-1)	
Composition	%Mol.
N2	0.371
CO2	1.483
C1	47.823
C2	13.271
C3	7.470
i-C4	1.615
n-C4	2.928
i-C5	1.636
n-C5	1.730
C6	2.108
C7+	19.568
Total	100.000
MW	191.469

CONCLUSION

Conclusion

Le travail réalisé dans le cadre de ce projet concerne l'utilisation de l'analyse PVT lors de la prospection pétrolière afin de déterminer les caractéristiques volumétriques et les propriétés thermodynamiques d'un fluide de réservoir à partir d'un échantillon de surface prélevé du champ de Bir Berkine. Cet échantillon a subi une série de tests au niveau du laboratoire (séparation flash, étude à composition constante (*CCE*) et le test de libération différentielle (*DL*)) afin de prédire le mode d'exploitation qui conduira à la récupération optimale du brut et la bonne gestion d'un gisement d'hydrocarbures.

Après l'interprétation des résultats obtenus à cette étude expérimentale on a conclu que : La nature de fluide prélevé au niveau du champ Bir Berkine est une **huile noir à moyenne contraction** caractériser par :

- Une densité **0.7822 g /cm³**
- Une gravité spécifique de **49.4° API**
- **GOR = 313.125 vol / vol (100 < 313.125 < 2500)**
- **BO = 1.937 < 2**
- **Rs = 380.43 (200 < 380.43 < 700)**

Cette étude m'a permis d'assimiler le rôle et les missions principales d'un ingénieur PVT au niveau du laboratoire PVT. D'autre part, Les diverses connaissances acquises sur la thermodynamique des hydrocarbures, m'a permis de prendre conscience de l'importance capitale des résultats qui interviennent dans la gestion et la vie d'un gisement d'hydrocarbures.

Nous pouvons conclure que la réussite d'une étude PVT dépend essentiellement de la qualité des échantillons sur le quel est réalisée l'étude.

Recommandation

L'utilisation de l'analyse PVT nécessite principalement un ensemble des données expérimentales, fournies par les tests de laboratoire. Ces tests consomment énormément de temps et demandent le déplacement des échantillons au laboratoire, ce qui peut altérer leurs propriétés thermodynamiques.

D'après ses résultats, nous recommandons pour d'autres travaux futurs d'utiliser une méthode fiable qui consiste à mettre au point un modèle numérique basé sur des équations d'état et comparer par la suite les résultats obtenus par d'autres méthodes (corrélations, simulation.). D'autre part, réaliser des études comparatives entre les caractéristiques thermodynamiques des fluides de gisement de la même région afin d'arriver à estimer l'évolution du comportement des fluides des nouveaux gisements de la même région.

References

- [1] Ahmed Tarek equations of state and PVT analysis applications for improved reservoir modeling. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2007.
- [2] Adoul Lilia, Etude du phénomène dépôt de liquide dans un réservoir de gaz a condensat Champ Hassi Rmel, Université « M'hamed Bougara » Boumerdes ,2004.
- [3] Z. Zelaci. Modélisation du comportement du fluide de Hassi Massoud par l ' équation d'Etat, Division Production SONATRACH, 2015.
- [4] G.V ar Caractérisons Des Bruts Lourds En Présence Désolant, Mars 2012.
- [5] A .Danesh PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoirs .Elsevier.ISBN:0-444-82196-1.
- [6] Reservoir Engineering, Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Edinbu1·GH, Ref NO. RE/1 version 1.0.
- [7] Pedel1son, K.S., Fredenslund, A. ET Thomason, P., Proprieties of Oils and Natural Gases. Gulf Pt1llishing Company. Huston. Texas. 1989.
- [8] Manuel des modes opératoires service PVT.
- [9] PVT Short Course for Cairo University (society of petroleum engineers international).

ANNEXE

FICHE D'ECHANTILLONNAGE

PAYS : ALGERIE	REGION: Bir Berkine
-----------------------	----------------------------

IDENTIFICATION DES ECHANTILLONS

NATURE :	RECIPIENT	N° RECIPIENT	POINT DE PRELEVEMENT	FLUIDE DE TRANSFERT
Huile sous pression	Bouteilles HP	B-1	séparateur	Huile sous pression
Gaz sous pression		B-2		
		G-1		
		G-2		

CARACTERISTIQUES DU PUIT ET DU RESERVOIR

FORMATION	TEMPERATURE DU RESERVOIR	PRESSION DU RESERVOIR
AGE	129°C	6754 Psi
TRIAS		

CONDITIONS DE PRELEVEMENT

Date d'ouverture	Date et Heure d'échantillonnage	Température ambiante	Echantillons prélevés par :	Représentativité
11/02 2019 à 08 ^h 00 min	11/02 2019 à 11 ^h 30 min	20C°	Mr ingénieur PVT	Très Bonne

CARACTERISTIQUE DE SURFACE

	Pression de séparation (psi)	T. Huile (°c)	T. Gaz (°c)	Densité gaz chantier	F pv gaz chantier	GOR (m ³ / m ³)
1 ^{er} étage	100 Psi	22	21.5	0.836	0.956	223