

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université M'Hamed Bougara de Boumerdes
Faculté de Technologie
Département de Génie des Procédés



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Filière: Génie des procédés

Spécialité: Génie chimique

Thème:

Préparation d'un recombinaison physique à partir des effluents de surface pour étude thermodynamique et détermination des propriétés physiques et chimiques d'une huile sous pression

Réalisé par:

- Mlle LOURCHANE IMENE
- Mme OUADOU IBTISSEM

Soutenu le **30 Août 2020** devant le jury composé de:

Mr AKSAS Hamouche	(MCA)	Président du jury	FT-UMBB
Mme ABDALLAOUI Radia	(MAA)	Membre du jury	FT-UMBB
Mme GHEMATI Djamila	(MCA)	Promotrice	FT-UMBB
Mr. Aliane Mohamed	(ING)	co-promoteur	CRD Boumerdes

ANNEE UNIVERSITAIRE: 2019/2020

Dédicace

Je dédie humblement ce mémoire:

A l'ange le plus tendre qui a toujours été pour moi une source d'amour, celle qui s'est toujours sacrifiée pour moi, celle qui a toujours été là dans mes moments de détresse, celle qui m'a comblé avec sa tendresse, affection et son soutien tout au long de mon parcours, celle qui est toujours présente et continue de l'être pour faire mon bonheur, à ma très chère mère.

A l'homme exceptionnel, mon exemple éternel, celui qui s'est tout donné pour mon éducation et mon bien-être, celui qui a toujours été là pour moi un grand soutien tout au long de mes études, celui qui m'a toujours épaulé et orienté, à toi mon très cher père.

A mes très chers sœurs et frères.

A toute ma famille.

A mon cher binôme Imène.

A tous mes ami(e)s

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à:

*Mon père et ma mère qui m'ont soutenue et n'ont rien négligé afin que je
puisse continuer mes études dans les bonnes conditions,*

Mes frères qui ont toujours souhaité ma réussite.

*Mon cher binôme Ibtissem pour toutes les années qu'on a passé
ensemble à l'université.*

*Je dédie aussi ce mémoire à tous les profs qui m'ont enseignés
et à tous mes amis de la faculté de technologie et amis de mon enfance.
et à toute personne qui de près ou de loin m'a apporté aide,
assistance, et soutien morale durant la réalisation de ce travail.*

*J'espère que notre étude constituera le début du chemin qui nous
guidera, grâce à la lumière de Dieu, vers la richesse de l'âme.*

IMENE

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier notre promotrice Mme GHEMATI Djamila, Maitre de conférences A à la faculté de technologie UMBB, et notre co.encadreur au CRD-Boumerdes Mr ALIANE Mohamed, pour leur précieuse conseil et leur aide durant toute la période de réalisation du ce travail.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury d'avoir accepté d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Nos remerciements vont aussi à l'ensemble des enseignants de la faculté de technologie et précisément le département de génie des procédés.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

IMENE et IBTISSEM

Sommaire

Dédicace	
Remerciements	
Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Présentation de l'entreprise	
Résumé	
Introduction générale	1
Chapitre I : Etude bibliographique	
I.1. Gisements de pétrole	3
I.1.1. Introduction	3
I.1.2. Formation des gisements de pétrole	3
I.2. Huile et gaz	6
I.2.1. Huiles	6
I.2.1.1. Huiles à faible contraction.....	6
I.2.1.2. Huiles à forte contraction	7
I.2.2. Gaz	8
I.2.2.1. Gazsec	8
I.2.2.2. Gazhumide	9
I.2.2.3. Gaz à condensat.....	9
I.2.2.4. La condensation rétrograde	10
I.2.2.5. Propriétés des gaz.....	11
I.3. L'échantillonnage	12
I.3.1. Types d'échantillonnage	12
I.3.1.1. Echantillonnage de fond.....	12
I.3.1.2. Echantillonnage de surface.....	12
I.3.2. Procédure d'échantillonnage sur séparateur	12
I.4. Rappels thermodynamiques	15
I.4.1. Equation d'état des gaz parfaits	15
I.4.2. Gaz réels	16
I.4.3. Facteur de compressibilité.....	16
I.4.4. Facteur de volume (Bg).....	18

I.4.5. Les équilibre liquide-vapeur.....	18
I.5. La chromatographie	20
I.5.1. Définition de la chromatographie	20
I.5.2. Différents types de chromatographie	20
Chapitre II: Partie expérimentale	
II.1. Introduction	
II.2. Méthodes du travail	24
II.2.1. L'étude thermodynamique (PVT).....	24
II.2.2. L'échantillonnage des fluides pétroliers.....	
II.2.3. Validation des échantillons	
II.3. Procédure expérimentale	
II.3.1. Description de l'équipement PVT	29
II.3.2. Composition d'une étude PVT.....	32
II.3.3. Analyse des échantillons de gaz par chromatographie en phase gazeuse (CPG).....	
II.4. Résultats et discussion	42
II.4.1. Calcul des propriétés physico-chimiques à partir de la composition molaire d'un échantillon de gaz.....	
II.4.1.1. Etude de gaz séparateur	
II.4.1.2. Etude de l'huile séparateur.....	
II.4.3. La séparation flash	
II.4.3.1. Détermination des propriétés volumétriques (GOR, Bo, masse volumique).....	
II.4.3.2. Analyse par chromatographique des effluents de séparation:.....	
II.4.4. La recombinaison mathématique	49
II.4.4.1. Composition du liquide séparateur	49
II.4.4.2. Détermination de la composition des fluides de réservoir.....	51
Conclusion générale	
Références bibliographiques	

Symboles Latins:

Symbole	Description	Unité
B _g	Facteur du volume de gaz	[cm ³ /cm ³]
B _o	Facteur du volume d'huile	[cm ³ /cm ³]
β	Coefficient de compressibilité de l'huile	[m ³]
d	Densité	
GOR	Gas Oil Ratio (rapport gaz/liquide)	[cm ³ /cm ³]
MW	Masse molaire	[g/mol]
P	Pression	[Psi]
R	Constante des gaz parfaits	[j/mol.K]
Sh	Shrinkage (Facteur de contraction)	–
T	Température	[C°]
T _{ci}	Température critique	
P _{ci}	Pression critique	
P _{sat}	Pression de saturation ou de bulle	
P _{sep}	Pression de séparation	
PV	Relation Pression-Volume	
V	Volume	
V _r	Volume Relatif	
Y	Fonction	
Z	Facteur de compressibilité	
CPG	Chromatographie en phase gazeuse.	
CCE	Etude à masse constante	
B _g	Facteur de volume	

Symboles Grecs :

μ	Viscosité	[Cp]
ρ	Masse volumique	[kg/m ³]
ω	Facteur acentrique	–
% Mass	Pourcentage massique	
% Mol.	Pourcentage molaire	

Indice :

atm	Atmosphérique
b	Bulle
c	Critique
Cs	Conditions standards [15 °C et 14.7 Psi]
Cst	Condition de stockage
H	Huile
g	Gaz
PVT	Pression Volume Température
1 Psi	= 0.06895 bar

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre 2: Etude expérimentale

Tableau II.1. Composition molaire du gaz séparateur	43
Tableau II.2. Comportement à masse constante de l'huile séparateur	44
Tableau II.3. Composition molaire du gaz flash.	47
Tableau II.4. Composition molaire du liquide flash	48
Tableau II.5. Composition du liquide séparateur.....	50
Tableau II.6. Composition du fluide de fond (réservoir).....	52
Tableau II.7. Paramètres pour le calcul du GOR.	54
Tableau II.8. Recombinaison physique.	55

Liste des figures

Liste des figures:

Chapitre 1: Etude bibliographique

Figure I. 1. Schéma d'un système pétrolier	3
Figure I. 2 Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement	5
Figure I. 3. Diagramme pression-température d'une huile à faible contraction	7
Figure I. 4 Diagramme pression-température d'une huile à forte contraction.	8
Figure I. 5 : Diagramme pression-température du gaz sec	8
Figure I. 6 : Diagramme pression-température d'un gaz humide	9
Figure I. 7 : Diagramme pression-température d'un gaz à condensat	10
Figure I. 8 : Condensation rétrograde	11
Figure I. 9 : Schéma du séparateur	Error! Bookmark not defined.
Figure I. 10 : Echantillonnage sur séparateur, points de prélèvement des fluides .	Error! Bookmark not defined.
Figure I. 11 : Diagramme de Standing-Katz pour la détermination du facteur Z .	Error! Bookmark not defined.
Figure I. 12 :Schéma de fonctionnement d'une chaîne chromatographique gazeuse	21
Figure I. 13 : Schéma fonctionnel d'un chromatographe en phase gazeuse	Error! Bookmark not defined.

Chapitre 2: Etude expérimentale

Figure II. 1 : Procédure de l'étude CCE	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 2. Représentation schématique du tracé d'une isotherme PV de l'huile	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 3 : Schéma de l'équipement PVT	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 4. Composition d'une étude PVT d'une huile sous pression	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 5. Densimètre électronique DMA-48 de type Artoo Paar...	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 6. Séparation à trois étages.....	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 7 : Test de libération différentielle (DLE)	39
Figure II. 8 Courbe de variation de la viscosité en fonction de la pression	40
Figure II. 9 : Représentation schématique d'une recombinaison mathématique .	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 10 :Représentation des différentes parties d'un chromatographe en phase gazeuse..	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 11 : Variation de la fonction « Y » du liquide séparateur en fonction de la pression (T _s =55°C, P _s =145Psi) CCE.	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 12 : Variation de la masse volumique de l'huile en fonction de la pression	Error! Bookmark not defined.

1- Présentation de SONATRACH

Sonatrach est un Groupe pétrolier et gazier intégré sur toute chaîne des hydrocarbures. Il détient en totalité ou en majorité absolue, plus de vingt entreprises importantes sur tous les métiers connexes à l'industrie pétrolière tel que le forage, le raffinage. Il possède aussi des participations significatives (entre 10 et 49% du capital) dans près de 50 entreprises implantées tant en Algérie qu'à l'étranger.

En 2004, le Groupe Sonatrach s'est classé 12^{ème} mondial parmi les compagnies pétrolières selon la revue internationale PIW qui prend en considération des critères physiques (réserves d'hydrocarbures, production) et des critères financiers (chiffres d'affaires, résultats).

Cette même revue indique que le Groupe Sonatrach est le 2^{ème} fournisseur mondial pour le gaz naturel liquéfié, le gaz de pétrole liquéfié et 3^{ème} pour le gaz naturel.

En 2004, Sonatrach, sans ses filiales, a réalisé un chiffre d'affaires à l'exportation de 31,5 milliards de dollars en matière de commercialisation, 157,6 millions de TEP' ont été vendues. Sonatrach a produit 40 millions de m³ de GNL, séparé 8,6 millions de tonnes de GPL.

2- Les missions de Sonatrach

Les missions confiées à Sonatrach par l'état, unique actionnaire, sont les suivantes:

- ✓ Contribuer au développement national par la maximisation de la valeur long terme des ressources hydrocarbures en Algérie.
- ✓ Satisfaire les besoins actuels et futurs de l'Algérie en hydrocarbures et produits pétroliers.
- ✓ Contribuer au développement national notamment en lui procurant les devises étrangères nécessaires.

3- Présentation de la Division Technologies et Développement

La Division Technologies et Développement (DTD) a été créée en 1973 à Dar El Beida sous le nom « le Laboratoire Central des Hydrocarbures ». Elle a été ensuite installée à Boumerdès en 1975 et devient le Centre de Recherche et Développement « CRD » en 1987. Elle est la structure de soutien technique de l'entreprise SONATRACH. Ses propres laboratoires sont consacrés aux travaux de prestations d'études, d'essais et d'expertise dans le domaine de l'Amont pétrolier.

ملخص:

الزيوت الخام والغازات الطبيعية هي أكثر أشكال الخلائط الهيدروكربونية شيوعاً والتي يتم استخراجها من باطن الأرض. يعد توصيف خصائص السوائل مهماً جداً في صناعة البترول. الهدف من هذا العمل هو تحضير مادة عضوية فيزيائية من النفايات السائلة السطحية للدراسة الديناميكية الحرارية وتحديد الخصائص الفيزيائية والكيميائية للزيت تحت الضغط. أخذت العينات من رواسب مكتشفة حديثاً في جنوب الجزائر (حقل بركين) وتتعلق بمكثفات غازية. في الواقع ، مما جعل من الممكن تحديد الخصائص الفيزيائية والحرارية الديناميكية لمكونات العينة PVT تم إجراء دراسة من أجل تحديد GC المؤتلفة (الخصائص الحجمية والتغيرات في حالة السائل (الزيت / الغاز)). ثم تم إجراء تحليل تركيبية غاز المكثف المدروس. وأخيراً قمنا بتطبيق الطرق العددية وهي معادلات الحالة لحساب الخصائص المحددة تجريبياً من قبل مما سمح لنا بمقارنة النتائج التجريبية والنتائج العددية التي تم الحصول عليها. وذلك لمحاكاة تحولات المائع في الخزان وصولاً إلى مرافق الإنتاج.

الكلمات المفتاحية: حقل النفط ، توصيف مائع البترول ، الخواص الفيزيائية والحرارية ، الغاز ، PVT,CPG

Abstract

Crude oils and natural gases are the most common forms of hydrocarbon mixtures that are extracted from underground. The characterization of the properties of fluids is very important in the petroleum industry. The objective of this present work is the preparation of a physical recombinant from surface effluents for thermodynamic study and determination of the physical and chemical properties of an oil under pressure. The samples are taken from a newly discovered deposit in southern Algeria (Berkine field) and concerning a gas condensate. Indeed, a PVT study was carried out, making it possible to experimentally determine the physical and thermodynamic properties of the constituents of the recombinant sample (volumetric characteristics and changes in the state of the fluid (oil / gas)). A GC analysis was then performed in order to determine the composition of the condensate gas studied. Finally, we applied numerical methods, namely the equations of state for the calculation of the properties determined experimentally previously, which allowed us to compare the experimental and numerical results obtained; in order to simulate the transformations of the fluid in the reservoir and up to the production facilities.

Keywords: Oil field, characterization of a petroleum fluid, physical and thermodynamic properties, gas, CPG, PVT simulation.

Résumé

Les pétroles bruts et les gaz naturels sont les formes les plus courantes des mélanges d'hydrocarbures que l'on extrait de sous-sol. La caractérisation des propriétés des fluides est très importante dans l'industrie pétrolière. L'objectif de ce présent travail est la préparation d'un recombinaison physique à partir des effluents de surface pour étude thermodynamique et détermination des propriétés physiques et chimiques d'une huile sous pression. Les échantillons sont extraits d'un gisement nouvellement découvert dans le sud algérien (champ de Berkine) et concernant un gaz à condensat. En effet, une étude PVT a été réalisée, permettant de déterminer expérimentalement des propriétés physiques et thermodynamiques des constituants de l'échantillon recombinaison (caractéristiques volumétriques et des changements d'état du fluide (huile / Gaz)). Une analyse CPG a été ensuite faite afin de déterminer la composition de gaz à condensat étudié. Nous avons enfin appliqué des méthodes numériques à savoir les équations d'état pour le calcul des propriétés déterminées expérimentalement auparavant, ce qui nous a permis de comparer les résultats expérimentaux et numériques obtenus. Ce là dans le but de faire une simulation des transformations du fluide dans le réservoir et jusqu'à les installations de production.

Mots clés: Gisement de pétrole, caractérisation d'un fluide pétrolier, propriétés physiques et thermodynamiques, gaz, CPG, simulation PVT.

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the right side and a horizontal strip at the bottom. The scroll is outlined in black and has a light gray shaded area at the bottom right corner.

***Introduction
Générale***

Introduction:

Le pétrole est au centre de nos vies et de nos activités professionnelles. La civilisation moderne toute entière est tributaire de cet "or noir" qui s'écoule d'un réservoir de roche formé il y a des millions d'années. Ce réservoir est né lorsque la terre était jeune et il vit encore aujourd'hui.

Un gisement est formé d'un (ou plusieurs) réservoirs superposés ou proches latéralement, rocheux souterrain(s). Certains gisements sont constitués de plusieurs dizaines ou même de plusieurs centaines de réservoirs, on les appelle des multicouches; contenant des hydrocarbures liquides et /ou gazeux, et d'origine sédimentaire à de très rares exceptions près.

Un réservoir est une formation du sous-sol (poreuse et perméable), renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures, limitée par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère qui piègent les hydrocarbures, et qui est caractérisée par un système de pression naturelle unique. Un réservoir peut contenir soit de l'huile, soit du gaz, soit encore les deux fluides superposés (l'huile/Gaz).

Généralement, les fluides de réservoir de pétrole sont des mélanges naturels de gaz et de pétrole brut présents dans le réservoir à des températures et des pressions élevées; ils comprennent généralement de mélanges d'hydrocarbures et quelque non hydrocarbures, tels que l'azote, le CO₂, et l'hydrogène sulfuré.

Pratiquement, l'analyse et la conception des plans et des équipements de production de gaz naturel et de pétrole brut requiert la connaissance des propriétés thermodynamiques et physiques des fluides d'hydrocarbures. Cependant, pour savoir combien de gaz et combien d'huile, un séparateur produit sous des conditions données, et pour estimer les réserves des gisements et des puits, il est nécessaire de connaître les relations d'équilibre liquide-vapeur et les densités des mélanges. En effet, la compréhension des processus d'écoulement dans les réservoirs requiert la connaissance de la viscosité et de la tension superficielle.

Lors de la découverte d'un gisement gazier, le gaz à condensat est souvent à un état monophasique gazeux dans le réservoir sous des pressions et à des températures qui sont d'autant plus élevées que la profondeur est grande. Mais au cours de son exploitation, la pression chute dans ce dernier, provoquant des dépôts liquides aussi bien que dans le gisement que dans les installations de surface. Ces dépôts liquides sont composés dans la majeure partie des constituants lourds de grande importance pour le producteur. Ils sont

généralement irrécupérables. Afin de remédier à ça, on se préoccupe de déterminer les caractéristiques volumétriques de ce gaz 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. Ces informations orientent le choix d'un mode d'exploitation permettant une récupération optimale. Ainsi le dimensionnement des unités d'exploitation, de traitement et de stockage de ce gaz, appropriées, et optimisées se basera sur la disponibilité de données fiables et précises d'équilibre de phases, de propriétés volumétriques, et de procédé de simulation. Pour cela il faut effectuer une étude thermodynamique, appelée communément étude PVT.

Notre travail de mémoire de fin d'études a été réalisé au niveau de centre de recherche et développement (CRD) de Boumerdes. L'objectif de ce présent travail est la préparation d'un recombinaison physique à partir des effluents de surface pour étude thermodynamique et détermination des propriétés physiques et chimiques d'une huile sous pression au niveau de laboratoire. Les échantillons sont extraits d'un gisement nouvellement découvert dans le sud algérien (champ de Berkine) et concernant un gaz à condensat.

En effet, une étude PVT a été réalisée, permettant de déterminer expérimentalement des propriétés physiques et thermodynamiques des constituants de l'échantillon recombinaison (caractéristiques volumétriques et des changements d'état du fluide (huile /Gaz)). Une analyse CPG a été ensuite faite afin de déterminer la composition de gaz à condensat étudié. Nous avons enfin appliqué des méthodes numériques à savoir les équations d'état pour le calcul des propriétés déterminées expérimentalement auparavant, ce qui nous a permis de comparer les résultats expérimentaux et numériques obtenus. Ce là dans le but de faire une simulation des transformations du fluide dans le réservoir et jusqu'à les installations de production.

Ce mémoire est composé de deux chapitres:

- Un premier chapitre concerne une étude bibliographique sur la composition de gisement, huile et gaz, l'échantillonnage, rappels thermodynamiques, et la chromatographie en phase gazeuse.
- Un deuxième chapitre concernant une étude expérimentale qui décrit les méthodes ou les procédures de mesure et d'échantillonnage, validations des échantillons, plus une partie expérimentale avec quelques résultats et interprétation.

Et enfin une conclusion générale.



Chapitre I:
Etude Bibliographique

Chapitre I: Etude bibliographique

I.1. Gisements de pétrole

I.1.1. Introduction

Le pétrole est formé par l'accumulation de masses énormes de débris organiques microscopiques au fond des mers et des deltas et leur transformation par l'action de bactéries anaérobies.

Ce processus prend plusieurs dizaines de millions d'année et résulte en la génération du kérogène qui est un composé formé de carbone et d'hydrogène. Le kérogène se trouve disséminé dans une couche géologique appelée **roche-mère**. L'enfouissement de la roche-mère à des profondeurs supérieures à 1000m provoque une deuxième transformation par craquage des molécules sous l'effet de la forte pression et de la forte température. Des hydrocarbures liquides (et/ou gazeux) sont formés qui, grâce à leur faible densité, migrent vers la surface et peuvent être piégés dans une **roche-réservoir**. Ils forment alors un gisement de pétrole (ou de gaz). La roche-réservoir est une roche poreuse et perméable qui contient le pétrole et de l'eau de mer fossile; elle doit être surmontée d'une roche imperméable (**roche-couverture**) pour bloquer la migration des hydrocarbures.

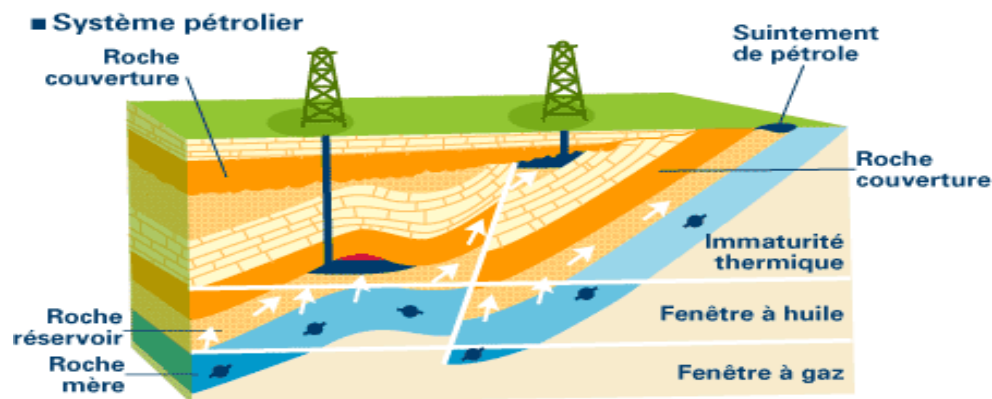


Figure I.1. Schéma d'un système pétrolier [1]

I.1.2. Formation des gisements de pétrole

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

I.1.2.1. Migration primaire

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement), l'eau, le pétrole et le gaz

issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir.

I.1.2.2. Migration secondaire

De faible densité, le pétrole expulsé (mélangé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère:

- En général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits « lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière.
- Parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « roche-couverture » (roche imperméable). Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau). (Figure.I.2).

Seule une partie du pétrole brut est concentrée dans les roches- réservoirs. En effet, 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés dans la roche-mère, de manière disséminée. Le pétrole de roche-mère est alors plus connu sous le nom d'« huile de schiste » ou de « pétrole de schiste ». Moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d'exploitation particulières comme la fracturation hydraulique [2].

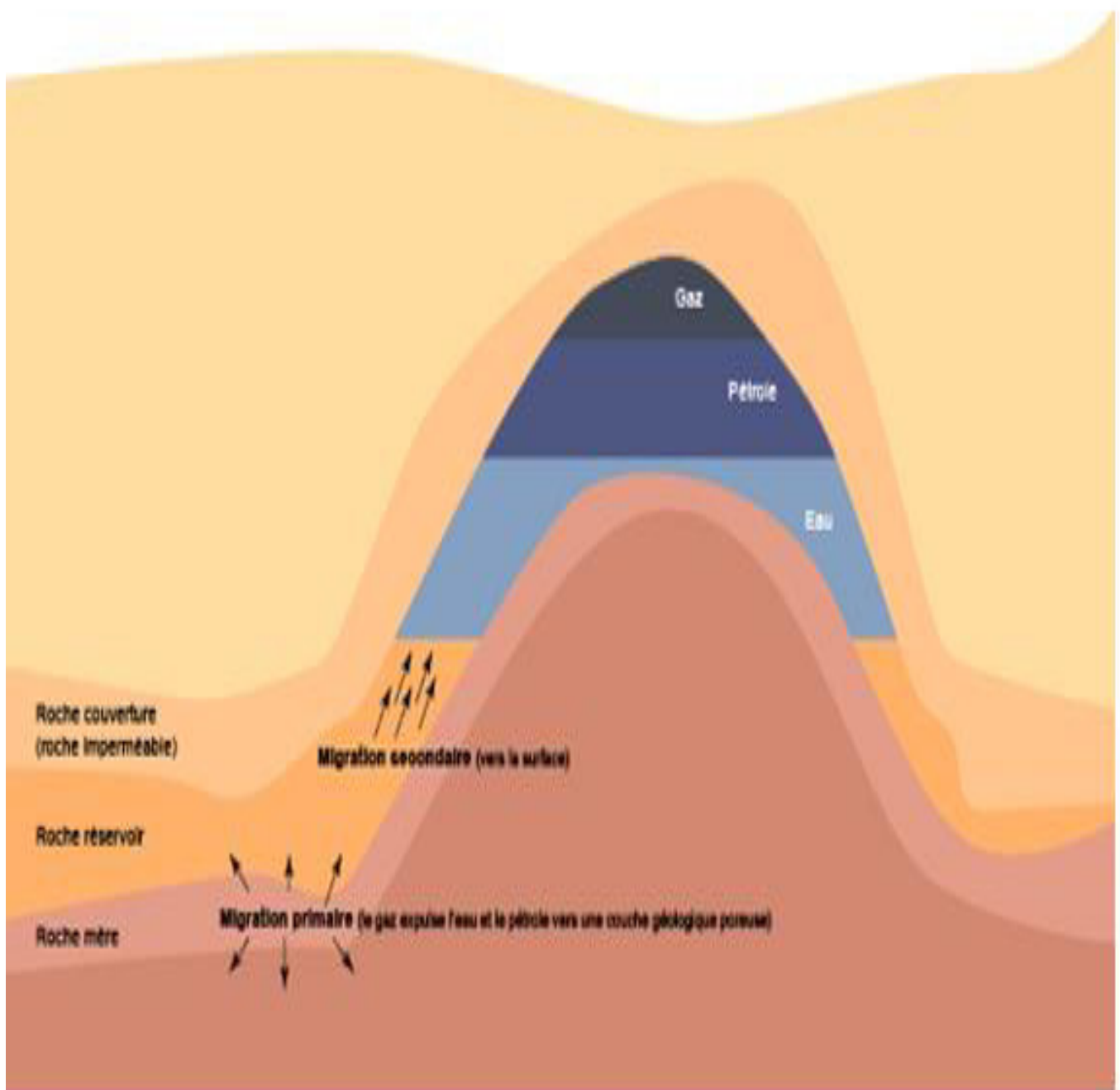


Figure I.2. Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement [1]

I.2. Huile et gaz

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

Un gisement est constitué d'une (ou plusieurs) roche (s) réservoir(s) contenant des hydrocarbures à l'état monophasique (huile ou gaz) ou diphasique (huile et gaz), de l'eau, et pouvant être en communication avec une formation aquifère parfois très étendue, le tout surmonté d'une roche couverture étanche faisant piège.

I.2.1. Huiles

Conformément à la définition donnée plus haut, les huiles ou liquides à gaz dissous sont des systèmes dont la température critique est supérieure à la température d'équilibre dans le réservoir. On distingue essentiellement deux types d'huiles selon le volume de liquide qu'elles donnent en surface par rapport au volume liquide du réservoir, la différence entre ces deux volumes traduit la contraction du liquide. On aura donc affaire soit à des huiles dites à faible contraction soit à des huiles à forte contraction.

I.2.1.1 Huiles à faible contraction:

La contraction d'une huile entre le gisement et la surface est principalement due à la libération du gaz dissous par suite du déclin de pression, la réduction de volume due à l'abaissement de température étant relativement négligeable. Les huiles à faible contraction sont donc des huiles contenant peu de gaz en solution et sont relativement riches en constituants lourds. Leur température critique est élevée et leur point critique est en général situé à droite du maximum de pression de la courbe de saturation. De telles huiles fournissent au bac de stockage plus de 80 % du liquide de fond. Elles contiennent moins de 100 volumes de gaz dissous par volume de liquide résiduel et leur densité est supérieure à 0,85 (° A.P.I, inférieur à 35).

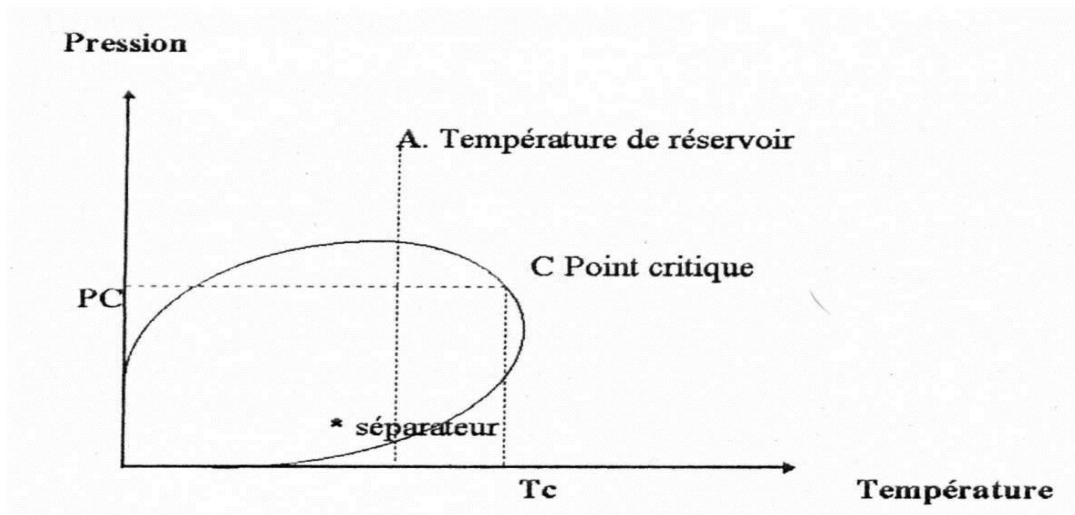


Figure I.3. Diagramme pression-température d'une huile à faible contraction [3].

I.2.1.2. Huiles à forte contraction:

Les huiles à forte contraction contiennent plus de gaz en solution que les huiles à faible contraction. Elles sont par conséquent plus riches en constituants volatils et de ce fait leur température critique est plus proche de la température du réservoir.

Le rendement minimal de ces huiles en surface est de l'ordre de 40 % du volume liquide initial du réservoir et elles contiennent plus de 200 volumes de gaz dissous par volume liquide. Leur densité est inférieure à 0,82 (° A.P.I, supérieur à 40).

Qu'elles que soient à faible ou à forte contraction, les huiles peuvent se trouver initialement dans le réservoir à la pression de bulle: on dit alors qu'elles sont saturées. Le terme saturé est employé pour signifier que tout le gaz est maintenu en solution dans l'huile à la pression d'équilibre et que toute baisse de celle-ci entrainera une vaporisation.

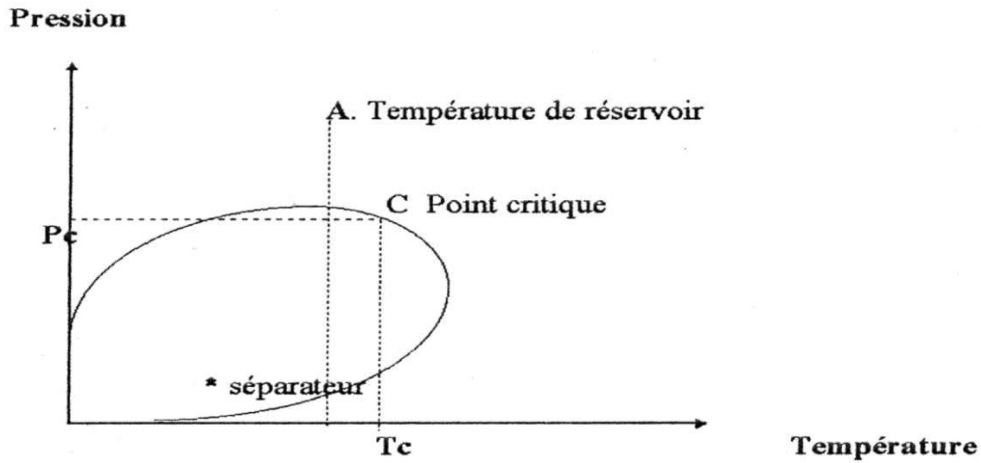


Figure I.4. Diagramme pression-température d'une huile à forte contraction [3].

I.2.2. Gaz:

I.2.2.1. Gaz sec:

C'est un gaz, qui ne produit de liquide ni dans les conditions de surface, ni dans le réservoir. Le constituant prépondérant est le méthane, il existe peu d'homologues supérieurs à l'éthane. La température de gisement, ainsi que le point figuratif des conditions de production, sont situés à l'extérieur de la courbe de saturation.

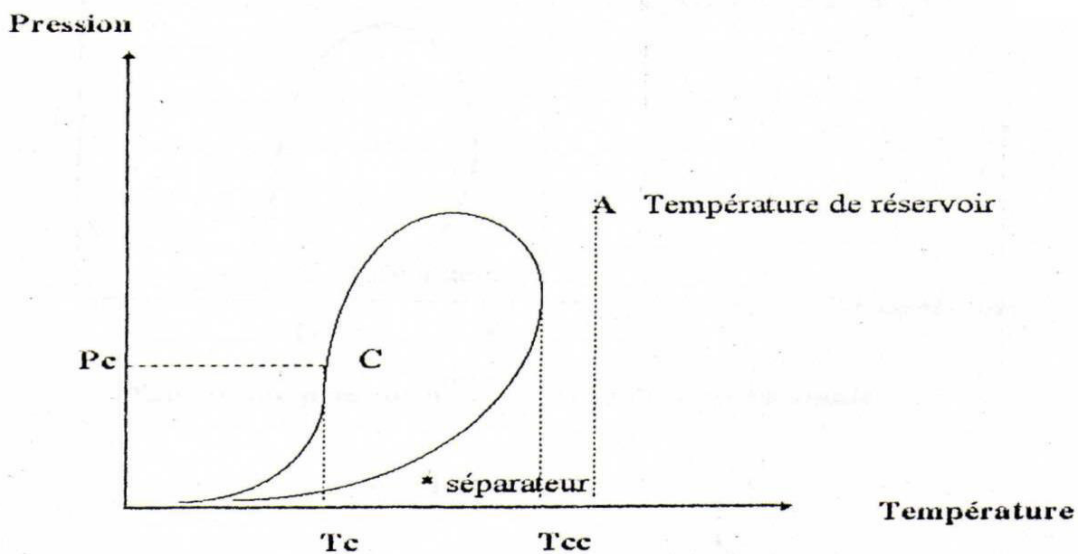


Figure I.5. Diagramme pression-température du gaz sec [3].

I.2.2.2. Gaz humide:

Un gaz est dit humide, s'il est associé à une production de liquide dans les conditions ambiantes de surface, sans donner lieu à la condensation rétrograde dans le réservoir. Du point de vue composition, un gaz humide contient moins de constituants lourds qu'un système rétrograde. Le diagramme ci-dessous montre que la température de gisement, est située à l'extérieur de la courbe de saturation alors que le point figuratif des conditions de production, est situé à l'intérieur de celle-ci.

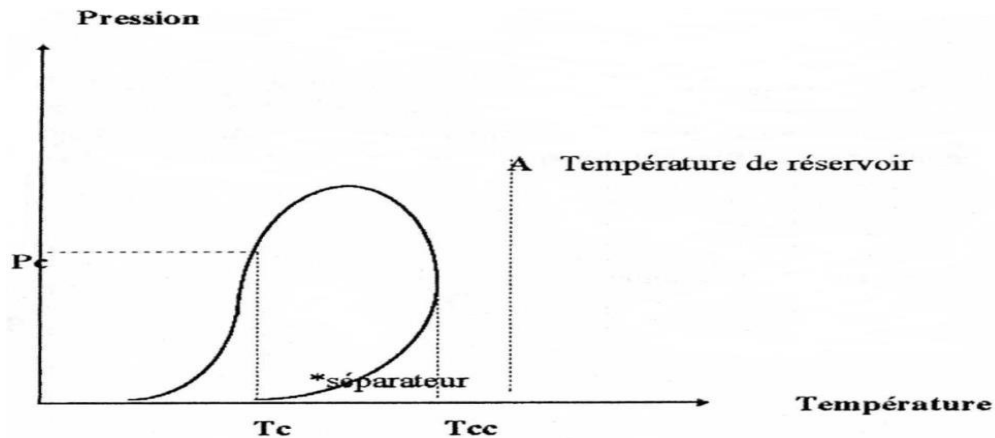


Figure I.6. Diagramme pression-température d'un gaz humide [3].

I.2.2.3. Gaz à condensat:

C'est un gaz, dont la température de gisement est comprise entre la température critique du mélange et la température maximale d'équilibre (circondentherme).

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 la température critique et la température maximale d'existence de deux phases (T_{cc}), l'exploitation d'un gisement de gaz à condensat est caractérisée par deux phénomènes:

- Le dépôt liquide dans les pores de la roche, résultant du déclin de pression (phénomène de condensation rétrograde).
- La production de liquide en surface, par suite de la détente avec abaissement de la température entre le réservoir et les installations de production.

Le diagramme suivant montre que la température de gisement, est située à l'intérieure de la courbe de saturation ainsi que le point figuratif des conditions de production.

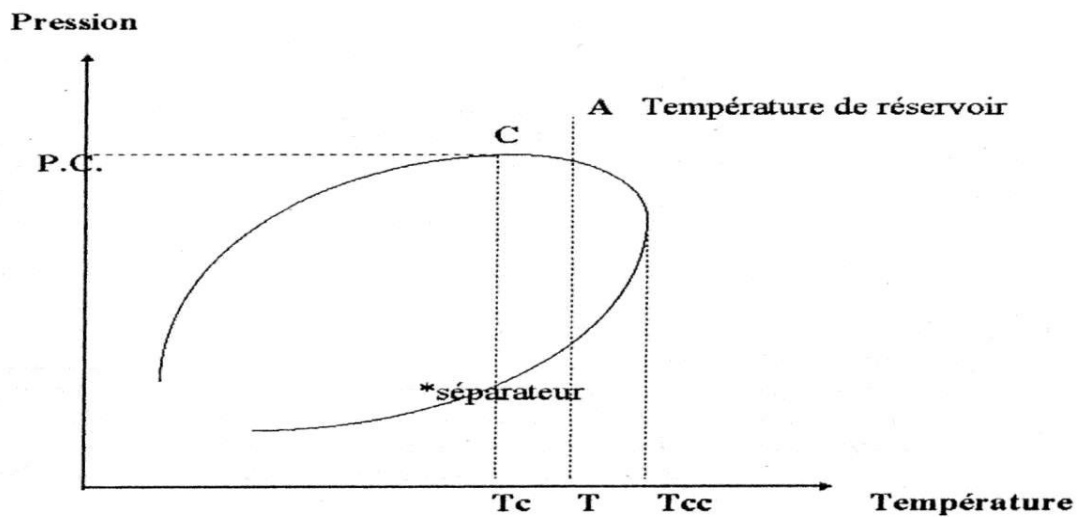


Figure I.7. Diagramme pression-température d'un gaz à condensat [3].

I.2.2.4. La condensation rétrograde:

La condensation rétrograde est un phénomène que l'on rencontre assez souvent dans l'exploitation des gisements d'hydrocarbures. Dans le but de mettre en évidence ce phénomène, on rappellera tout d'abord que pour liquéfier une substance pure, on peut opérer soit par accroissement isotherme de la pression soit par diminution isobare de la température.

Maintenant on suppose qu'on réalise une détente isotherme (voir figure I.8).

Si cette décompression (détente) a lieu à une température (T) comprise entre la température critique Tc et la température maximale d'équilibre Tcc, on observe qu'une fois le point de rosée atteint (point R), le liquide formé augmente de volume jusqu'au point M, on a donc provoqué la formation du liquide par détente, ce qui correspond au résultat inverse de celui obtenu dans le cas d'un corps pur. Ce phénomène a reçu le nom de condensation rétrograde. Si l'on poursuit la détente au-delà de M le comportement redevient normal, c.à.d. que le liquide se revaporise [4].

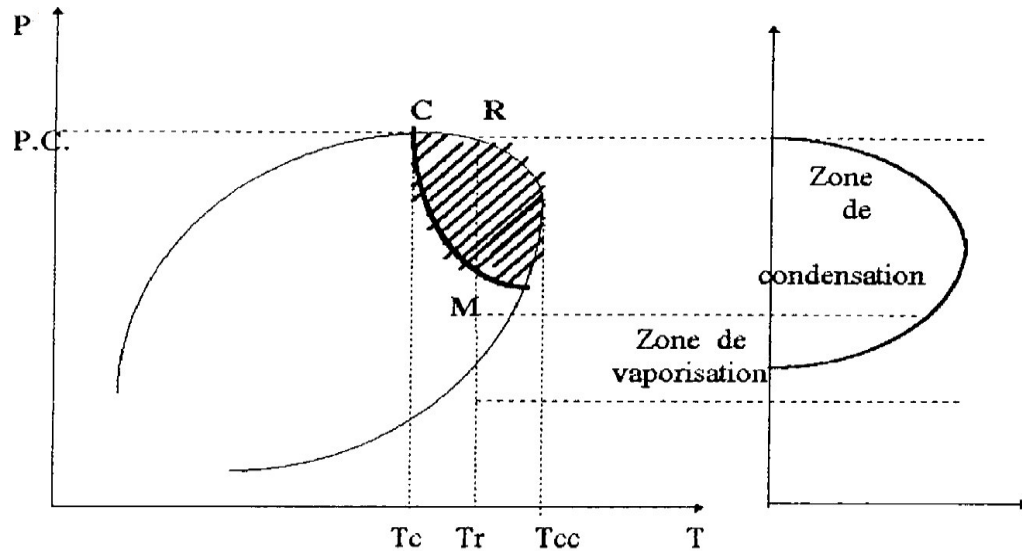


Figure I.8. Condensation rétrograde [4].

I.2.2.5. Propriétés des gaz:

Les propriétés des gaz naturels qui interviennent dans l'évaluation des quantités renfermées dans les gisements, dans celle des volumes récupérables et dans leur rythme d'exploitation ainsi que dans l'étude des conditions d'écoulement dans le réservoir et en surface sont essentiellement:

I.2.2.5.a. La densité:

La densité d'un gaz est le rapport de sa masse volumique par rapport à la masse volumique de l'air, mesurée dans les mêmes conditions de pression et de température.

I.2.2.5.b. La composition chimique:

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour les études de valorisation, et sert aussi à calculer certaines propriétés physiques en fonction de la température, et à définir leurs conditions de traitement lors de l'exploitation [3].

I.3. L'échantillonnage:

Pour les besoins des études de réservoir et de production, l'échantillonnage utilisé consiste à recueillir l'échantillon soit dans le puits, soit en surface sur le séparateur. Le mode d'échantillonnage à mettre en œuvre dépend:

- De la nature de fluide de gisement.
- De l'équipement de puits et des installations de production de surface.
- Du volume ou fluide reçois par le type d'analyse à réaliser.

I.3.1. Types d'échantillonnage: il existe deux types d'échantillonnage:

I.3.1.1. Echantillonnage de fond: il s'effectue au moyen d'appareils spéciaux descendant dans le puits au niveau de la couche, ceux-ci recueillent un certain volume de fluide qui est ensuite amené en surface. Cet échantillonnage ne s'applique qu'aux huiles à gaz dissous (effluent-monophasique).

I.3.1.2. Echantillonnage de surface: l'échantillonnage de surface sur séparateur consiste à collecter du gaz et du liquide, qui sont ensuite mélangés au laboratoire dans le rapport de leurs débits afin de reconstituer l'effluent du puits.

Il existe deux méthodes de prélèvement de surface:

- La première, consiste à recueillir l'échantillon en tête du puits ou sur une ligne de production. Cette méthode s'applique dans le cas où le gaz est dissous dans le liquide, les gaz secs ou à faible teneur en liquide.
- La deuxième, après fractionnement du fluide dans un séparateur, on récupère un échantillon de chacune des phases en équilibre. Cette méthode s'applique pour un gaz à condensat ou d'un gaz humide conduise à la production d'un effluent diphasique.

I.3.2. Procédure d'échantillonnage sur séparateur

Le séparateur sert à séparer les différents fluides constituant l'effluent remonté du réservoir, afin de mesurer leurs débits et volumes séparément et prendre des échantillons.

Le séparateur est un réservoir cylindrique, disposé horizontalement ou verticalement, ou sphérique. Dedans, en lui laissant le temps nécessaire, les différents composants de l'effluent se séparent par décantation: les liquides sont déposés au fond du séparateur en fonction de leur masse volumique, les plus lourds en bas, et les gaz sont évacués par le haut.

L'huile qui se dépose au fond du séparateur contient encore du gaz, mais en attendant le temps nécessaire (généralement une minute), le gaz finira par s'évacuer complètement.

L'huile qui reste en suspension dans le gaz forme un brouillard et nécessite un temps beaucoup plus important pour s'en séparer. Pour activer la séparation, on provoque:

- Une projection de l'effluent dès son entrée contre une paroi pour écraser les gouttelettes,
- Ou l'écoulement contrarié provoqué par des chicanes disposées à l'entrée du séparateur qui change brusquement la direction de l'effluent, créant ainsi des accélérations et ralentissements successifs provoquant la séparation des phases,
- Ou la centrifugation de l'effluent à l'entrée du séparateur qui projette le liquide à la périphérie,
- Ou la disposition d'un tamis à la sortie du gaz pour retenir les gouttelettes qui peuvent mesurer jusqu'à 10 microns.

La séparation entre l'eau et l'huile se fait sans problèmes s'il n'y a pas d'émulsion. Il faut noter que la séparation entre l'huile et l'eau n'est jamais complète et l'huile, même après séparation, contiendra toujours une faible quantité d'eau. Mais s'il y a émulsion, il faut ajouter un des émulsifiants à l'amont du séparateur pour briser les films inter – faciaux.

- Le séparateur possède un tube transparent qui indique les niveaux de l'huile et de l'eau. Il possède également une soupape de sécurité tarée à sa pression de service possédant le même diamètre de passage que la conduite d'entrée. En plus de cette soupape, le séparateur est muni d'une plaque d'éclatement qui se déclenche si la pression interne atteint 110% de la pression de service et la soupape n'a pas fonctionné.

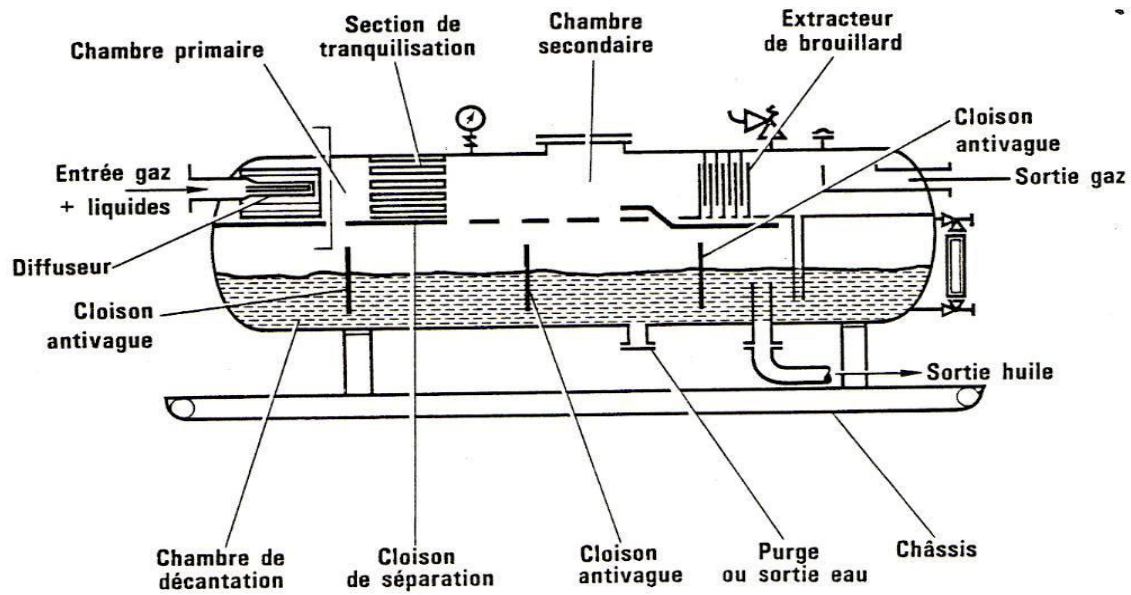


Figure I.9. Schéma du séparateur [3].

Le prélèvement du liquide et du gaz s'effectue après une période suffisante pendant laquelle, on aura vérifié que la production du puits est stabilisée. L'échantillonnage du liquide et du gaz devrait avoir lieu simultanément afin de respecter l'équilibre thermodynamique des phases en présence. Si les variations dans le temps des conditions de production du puits et de fractionnement dans le séparateur sont faibles, les deux prélèvements peuvent être effectués successivement à condition que la durée qui les sépare soit la plus courte possible.

Les points de prélèvement dépendent des aménagements propres à chaque séparateur mais, en générale on dispose pour le gaz d'une connexion sur le système de mesure de débit et pour le liquide d'un piquage sur la conduite à la sortie du séparateur.

Les données de production au moment de l'échantillonnage, qui conditionnent la reconstitution de l'effluent, doivent être soigneusement notées. Ainsi on mesure les débits de liquide et de gaz, le rapport gaz-liquide, les pressions et les températures. On relève par ailleurs d'autres informations qui permettront de préciser les proportions dans lesquelles le mélange de liquide et de gaz doit s'effectuer au laboratoire et d'apprécier la représentativité de l'effluent reconstitué.

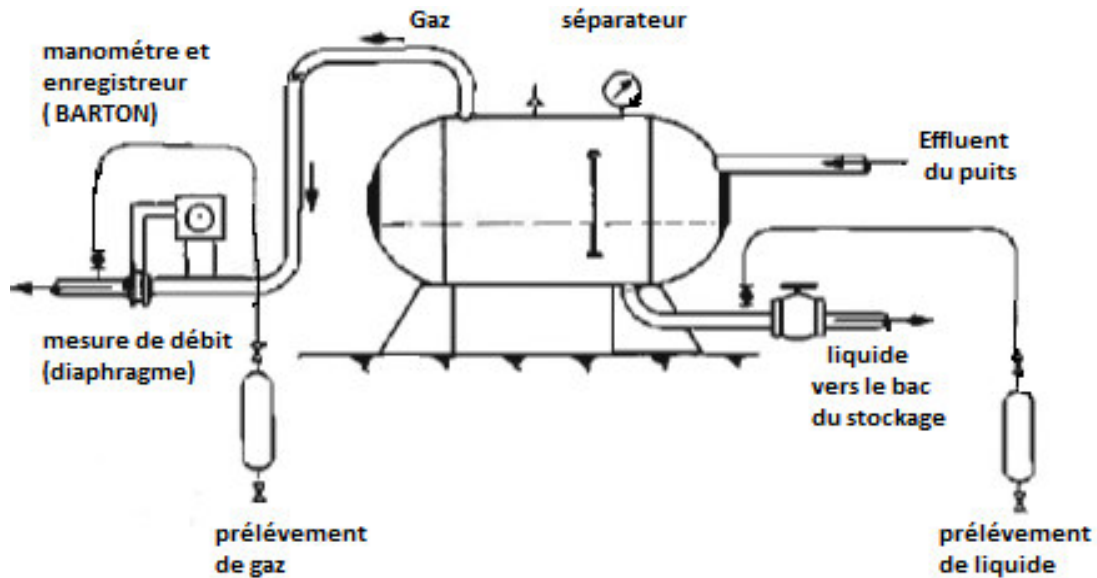


Figure I.10. Echantillonnage sur séparateur, points de prélèvement des fluides [3].

I.4. Rappels thermodynamiques

I.4.1. Equation d'état des gaz parfaits:

Dans un gaz parfait, les dimensions des molécules sont négligeables par rapport aux distances intermoléculaires, l'énergie potentielle d'interaction est nulle et l'énergie interne se présente exclusivement sous forme d'énergie cinétique d'agitation thermique.

La propriété caractéristique du gaz parfait est celle qui résulte des lois de:

- Boyle-Mariotte: pour une transformation isotherme, le produit du volume d'un gaz parfait par sa pression est constant, soit: $PV = C^{te}$.
- Gay-Lussac: pour une transformation isobare, le volume d'un gaz parfait est proportionnel à sa température, soit: $V/T = C^{te}$.
- Charles: pour une transformation isochore, la pression d'un gaz parfait est proportionnelle à sa température, soit: $P/T = C^{te}$.

Ces trois relations ont été combinées pour obtenir l'équation d'état de gaz parfait (pour une mole):

$$PV = NRT \quad (I.1)$$

Où R: est la constante molaire des gaz parfaits et N: le nombre de moles.

Lorsqu'on a affaire à un mélange de gaz parfaits, on a :

$$P_i V = N_i RT \quad (\text{I.2})$$

Avec P_i : pression partielle du constituant i dans le mélange. Donc: $P_i/P=N_i/N=Y_i$

I.4.2. Gaz réels:

L'équation d'état des gaz parfaits n'est pas adéquate pour représenter le comportement des gaz réels excepté à très basse pression ou à haute température. Par conséquent certains auteurs ont essayé de proposer une correction à la loi des gaz parfaits en introduisant un facteur correctif appelé le facteur de compressibilité. Ce dernier représente l'écart dans la prédiction du comportement par rapport aux gaz parfaits et il est donné par la relation suivante:

$$Z = PV/RT \quad (\text{I.3})$$

I.4.3. Facteur de compressibilité:

Le facteur de compressibilité à P et T donné d'un gaz naturel de composition connue peut être déterminé à l'état monophasique par l'intermédiaire de ses propriétés pseudo-réduites au moyen des abaques. Ces derniers ont été établis à l'aide de valeurs expérimentales de Z obtenues sur de nombreux gaz naturels.

Les déviations par rapport à la loi de Mariotte sont telles qu'il faut en tenir compte pour les calculs fondés sur les conditions rencontrées dans les gisements ou dans les opérations de traitement et de transport du gaz naturel. On utilisera donc la formule:

$$PV = ZRT \quad (\text{I.4})$$

Avec: Z coefficient de déviation par rapport à la loi des gaz parfaits (ou facteur de compressibilité).

Il existe aujourd'hui des méthodes permettant la détermination précise du facteur de compressibilité. Expérimentalement on y accède à l'aide d'un appareil appelé couramment le Z -mètre mettant à profit une méthode d'expansion des gaz par détentes.

Par le calcul, à partir de la composition des gaz, des équations d'état ou des relations empiriques appropriées conduisent au facteur de compressibilité.

Ces différentes méthodes restituent des valeurs avec une précision de 0,1 à 0,2 %, les rendant ainsi compatibles avec les exigences des procédés de comptage de grands volumes de gaz naturels.

À défaut de moyens permettant de déterminer exactement les courbes $Z = f(p)$ pour différentes températures, on peut estimer Z , pour la plupart des gaz naturels contenant plus de 50 % de méthane, par les diagrammes de Standing-Katz (figure I.11).

Cette procédure de calcul, appliquée au facteur de compressibilité est appelée « Loi des états correspondants » [5].

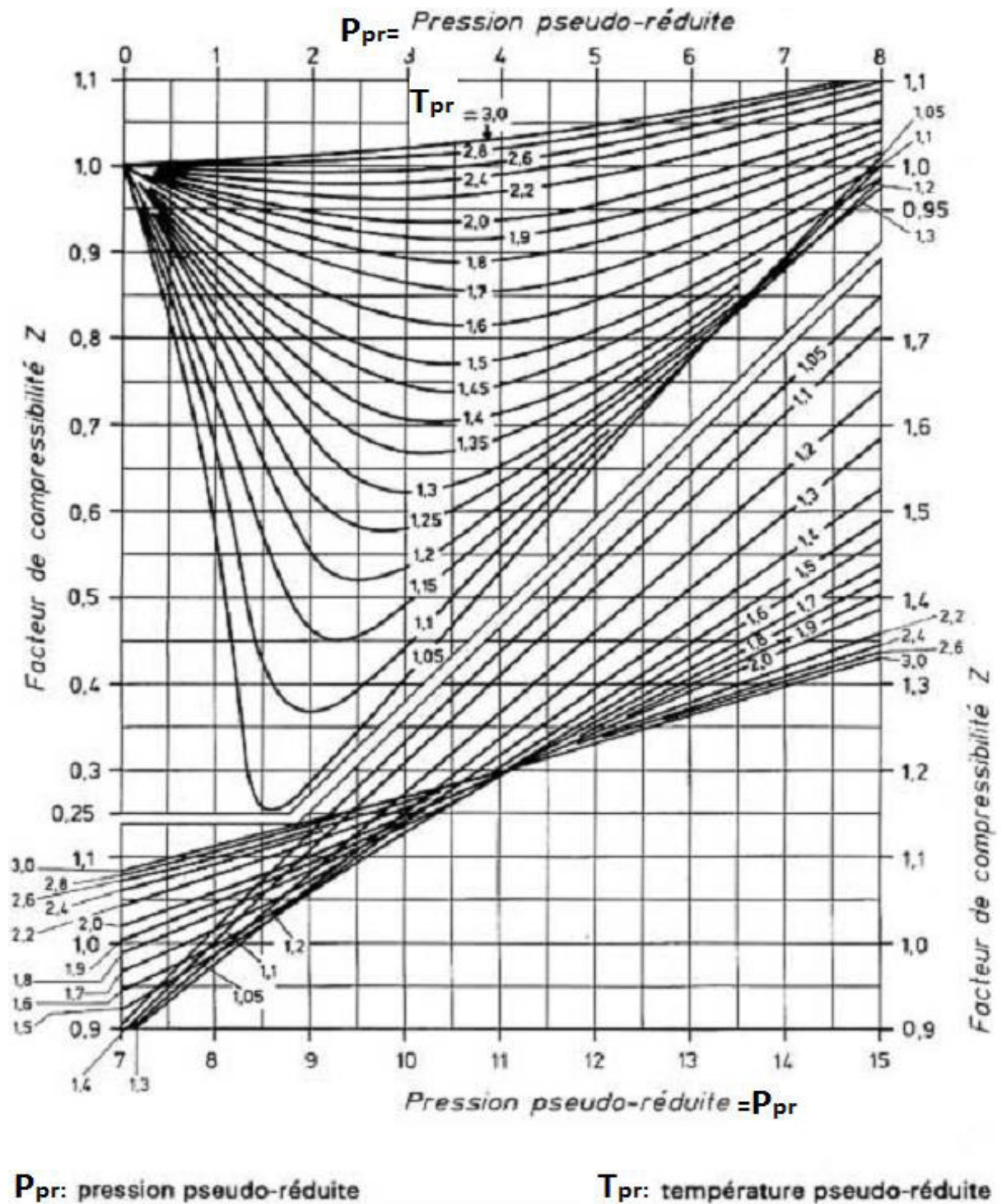


Figure I.11. Diagramme de Standing-Katz pour la détermination du facteur Z [3].

I.4.4. Facteur de volume (Bg):

Les calculs de production et de bilan matière des gaz utilisent un paramètre qui permet d'obtenir facilement les quantités en place dans le gisement en fonction de celles mesurées en surface: le facteur de volume.

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. Son expression résulte de la simple écriture de l'équation d'état des gaz:

$$Bg = \frac{P_{std}}{P} \times \frac{T}{T_{std}} \times Z \quad (I.5)$$

Bg: le volume occupé à P et T par une masse **m** de gaz sur le volume standard de la masse **m**.

Le terme symbole Bg correspond à gaz bulk volume (gaz apparent).

Pour ces conditions, on admet que: $Z_{std} = 1$.

Remarque:

Volume standard de la masse **m** = volume qu'occuperait la masse **m** à P_{std} et T_{std} , si elle était à l'état vapeur, dans ces conditions [3].

I.4.5. Les équilibres liquide-vapeur:

L'exploitation amène les hydrocarbures à l'état de mélange de deux phases, l'une liquide et l'autre vapeur. Cette décomposition peut avoir lieu dans la roche réservoir ou dans les installations de surface.

Le calcul des équilibres liquide – vapeur dans le réservoir est justifié par le fait que l'analyse PVT ne donne généralement pas la composition des phases en équilibres au cours de la détente.

I.4.5.1. Condition d'équilibre:

L'échange de matière entre deux phases en équilibre thermodynamique est un processus réversible. A pression et température constantes, soit dn_i mole du constituant *i* qui est transféré de la phase liquide à la phase vapeur, on a:

$$(dG)_{T, P, n_j} = (\mu_i^v - \mu_i^l) dn_i \quad (I.6)$$

La condition d'équilibre se traduit par l'égalité des potentiels chimiques de chaque constituant *i* dans chaque phase: $dG = 0 \Rightarrow \mu_i^v = \mu_i^l$.

Où: $(dG)_{T, P, n_j}$: L'enthalpie libre du mélange.

μ_i^v : potentiels chimiques de constituant *i* la phase vapeur.

μ_i^l : potentiels chimiques de constituant i la phase liquide.

I.4.5.2. Calcul des équilibres liquide-vapeur:

Les méthodes de calcul des équilibres liquide-vapeur des mélanges peuvent être classées en deux groupes [6]:

I.4.5.2.a. Méthodes hétérogènes:

Ces méthodes utilisent deux méthodes distinctes: l'une pour la phase liquide et l'autre pour la phase vapeur.

La phase vapeur est représentée par une équation d'état et la phase liquide à l'aide d'un modèle pour l'enthalpie libre d'excès.

La condition d'équilibre s'écrit:

$$X_i^l \cdot \gamma_i^l \cdot \phi_i^{OL} = X_i^v \cdot \phi_i^v \quad (I.7)$$

Où : γ_i^l : le coefficient d'activité du liquide.

ϕ_i^{OL} : le coefficient de fugacité du liquide pur à l'état de référence.

ϕ_i^v : coefficient de fugacité en phase vapeur.

Le coefficient de fugacité en phase vapeur est calculé est évalué à l'aide de l'équation d'état RK et le coefficient de fugacité du liquide pur est calculé par une expression qui découle de la loi des états correspondants à trois paramètres (T_{ci} , P_{ci} , ω_i).

I.4.5.2.b. Méthode homogènes:

Le calcul ne fait intervenir qu'une seule équation d'état, valable pour les deux phases en équilibre; la condition d'équilibre s'écrit:

$$X_i^L \cdot \phi_i^L = X_i^V \cdot \phi_i^V \quad (I.8)$$

Parmi ces méthodes, on peut distinguer deux groupes:

Le premier vise à établir une équation précise, le nombre de paramètres mis en jeu est alors important.

Le deuxième groupe utilise des équations aussi simples que possible ne faisant intervenir dans leur résolution que le minimum de paramètres. Le défaut majeur de cette méthode très simple est qu'elle représente mal les propriétés volumétriques des corps purs et à fortiori des mélanges, surtout en phase liquide et au voisinage du point critique.

I.5. La chromatographie

I.5.1. Définition de la chromatographie:

La chromatographie sous toutes ses formes, est une méthode de séparation des constituants d'un mélange gazeux, liquide ou solide. C'est une méthode de séparation, donc d'analyse, basée sur les différences d'affinités que peuvent présenter deux ou plusieurs composés pour deux phases, l'une fixe ou stationnaire et l'autre mobile.

La chromatographie permet une analyse quantitative et qualitative.

I.5.2. Différents types de chromatographie:

Suivant la nature de la phase mobile, on trouve deux classes de chromatographie:

- **La chromatographie en phase gazeuse (C.P.G).**
- **La chromatographie en phase liquide (CPL).**

I.5.2.1. La chromatographie en phase gazeuse (C.P.G) :

Est l'un des modes de séparation le plus couramment utilisé pour l'analyse des composés gazeux ou susceptibles d'être vaporisés sans décomposition dans l'injecteur [7]. Cette méthode a connu un développement très important et elle est intéressante par ses caractéristiques qui:

- Permettent une grande adaptabilité par un grand choix de phases stationnaires, de températures et de débit de phase mobile (azote, argon, hélium, hydrogène);
- Permettent l'emploi de méthodes physiques de détection très sensibles (de l'ordre du picogramme);
- Offrent des possibilités d'automatisation assurant l'analyse de très nombreux échantillons;
- Lorsqu'on utilise le couplage avec un spectromètre de masse, permettent une élucidation commode des structures des composés analysés.

I.5.2.1.a. Historique:

La première séparation par chromatographie en phase gazeuse a été réalisée par JAMES et MARTIN en 1952 en analysant un mélange d'esters méthyliques d'acides gras. Ils reçoivent en 1960 le prix Nobel de chimie pour cette découverte qui bouleversera le monde de l'analyse. Depuis son invention en 1952, la chromatographie en phase gazeuse s'est considérablement développée. La gamme des injecteurs, des colonnes, des phases et des détecteurs s'est considérablement enrichie [8].

I.5.2.1.b. Principe de CPG:

C'est une méthode de séparation des composés volatils basée sur l'interaction entre ceux-ci et la phase stationnaire. L'agitation brownienne apportée par la montée en température du four libérant les composés de cette interaction. Le balayage de la colonne par le gaz vecteur entraîne les composés vers le détecteur.

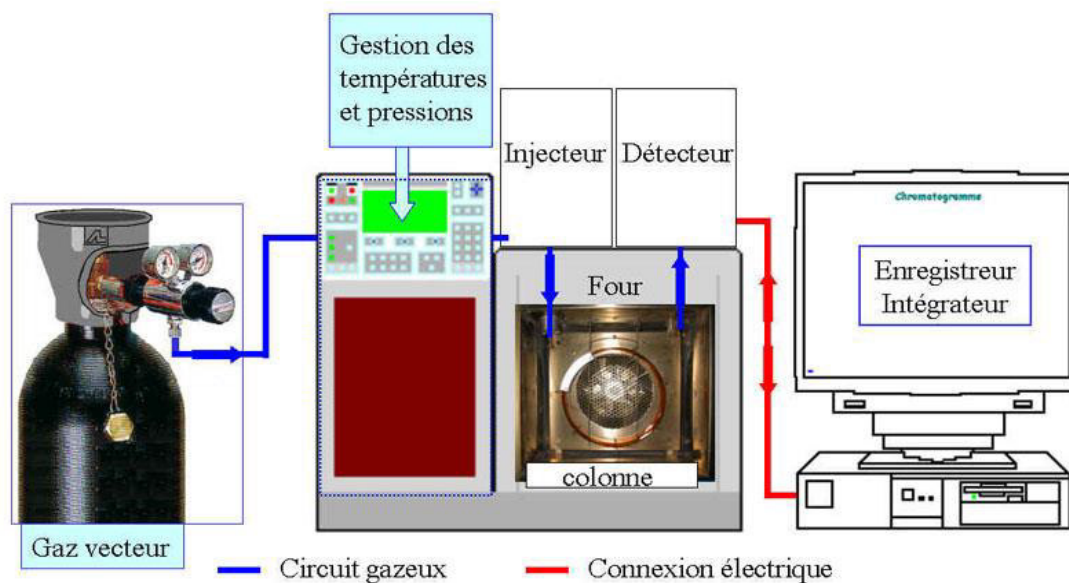


Figure I.12. Schéma de fonctionnement d'une chaîne chromatographique gazeuse [9]

La phase mobile est un gaz pur (hélium, azote, argon ou hydrogène), appelé gaz vecteur, qui balaie en permanence la colonne. Cette dernière, placée dans un four thermostaté, est un tube de faible section enroulé sur lui-même et contenant la phase stationnaire. Un grand choix de détecteurs permet l'analyse sélective et parfois l'identification de mélanges très complexes.

Si on introduit un soluté en tête de la colonne en phase vapeur il sera entraîné par le gaz vecteur et, en chaque point de la colonne, il s'établira un équilibre entre la fraction du soluté retenu par la phase fixe (stationnaire) et celle qui subsiste dans la phase mobile. La séparation est basée sur le coefficient de partage K .

Le coefficient de partage K est donné par la relation suivante:

$$K = C_m / C_s \quad (I.9)$$

C_m : Concentration du soluté dans la phase mobile

C_s : Concentration du soluté dans la phase stationnaire

I.5.2.1.c. Appareillage de CPG:

Les appareils de chromatographie gazeuse sont appelés **chromatographes**. Ils sont principalement composés:

- D'un **four** (type chaleur tournante) qui permet une programmation de température ajustable de 20 °C (–100 °C pour certains systèmes) à 450 °C et qui est également équipé d'un système de refroidissement rapide;
- D'un **système d'injection**, qui va permettre d'introduire et de rendre volatil l'échantillon à analyser. L'injection peut se faire d'une manière manuelle ou automatique à l'aide d'un échantillonneur;
- D'une **colonne** (capillaire ou remplie) qui peut faire plus de 50 mètres, sur laquelle les différentes molécules de l'échantillon injecté vont se séparer suivant leurs affinités avec la phase stationnaire;
- D'un **système de détection**, qui va permettre de mesurer le signal émis par les différentes molécules et de pouvoir les identifier. Pour l'enregistrement du signal émis par le détecteur, des logiciels sur PC remplacent avantageusement les enregistreurs analogiques sur papier;
- D'un **système de détendeur-régulateur** pour les gaz utilisés (hélium, dihydrogène, diazote et air comprimé). Sur les chromatographes modernes, on trouve des systèmes électroniques pour la régulation des gaz qui sont également purifiés par des cartouches filtrantes [10].

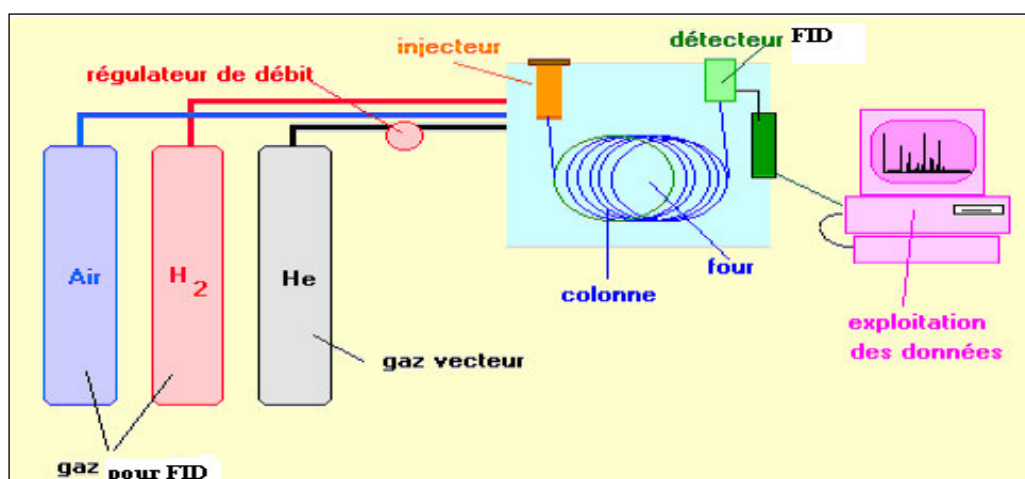


Figure I.13. Schéma fonctionnel d'un chromatographe en phase gazeuse [7].

A decorative border resembling a scroll, with rounded corners and a vertical strip on the right side. The scroll is outlined in black and has a light gray shadow effect on the right and bottom edges.

Chapitre II:
Partie Expérimentale

Chapitre II: Partie expérimentale

II.1. Introduction

Un réservoir est une formation du sous-sol, renfermant une accumulation naturelle individuelle, et séparée d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limitée par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression naturelle unique. Un réservoir peut contenir soit de l'huile, soit du gaz, soit encore les deux fluides superposés.

La caractéristique essentielle de ces réservoirs est que ce sont des milieux poreux: les fluides sont stockés et vont se déplacer dans des pores de dimensions très faibles (ordre de la micrométrie), où des forces de capillarité non négligeable qui entrent en jeu.

Pour savoir combien de gaz et combien d'huile un séparateur produit sous des conditions données, et pour estimer les réserves des gisements et des puits, il est nécessaire de connaître les relations d'équilibre liquide-vapeur et les densités des mélanges. Aussi, la compréhension des processus d'écoulement dans les réservoirs requiert la connaissance de la viscosité et de la tension superficielle.

Aussi, l'analyse et la conception des plans et des équipements de production de gaz naturel et de pétrole brut requiert la connaissance des propriétés thermodynamiques et physiques des fluides d'hydrocarbures. Il serait naturellement mieux d'obtenir ces propriétés à partir de l'expérience. Cependant, il est impossible de mesurer toutes ces propriétés pour tous les fluides d'hydrocarbures sous toutes conditions; c'est pourquoi, on a souvent recours à d'autres méthodes d'estimation des propriétés thermodynamiques telles que les corrélations empiriques ou encore les équations d'état.

Lors de la découverte d'un gisement gazier, le gaz à condensat est souvent à un état monophasique gazeux dans le réservoir sous des pressions et à des températures qui sont d'autant plus élevées que la profondeur est grande. Au cours de son exploitation, la pression chute dans ce dernier en provoquant des dépôts liquides, aussi bien que dans le gisement que dans les installations de surface. Ces dépôts liquides sont composés dans la majeure partie des constituants lourds de grande importance pour le producteur. Ils sont généralement irrécupérables. Afin de remédier à ça, on se préoccupe de déterminer les caractéristiques volumétriques de ce gaz 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. Ces informations orientent le choix d'un mode d'exploitation permettant une récupération optimale.

Ainsi le dimensionnement des unités appropriées, et optimisées d'exploitation, de traitement et de stockage de ce gaz, se basera sur la disponibilité de données fiables et précises d'équilibre de phases, de propriétés volumétriques, et de procédé de simulation. Pour cela on effectue une étude thermodynamique, appelée communément étude PVT.

L'objectif de notre travail est la préparation d'un recombinaison physique à partir des effluents de surface (deux échantillons du gaz et deux autres de liquides séparateurs ont été prélevés d'un puits appartenant au champ de Berkine) pour étude thermodynamique et détermination des propriétés physiques et chimiques d'une huile sous pression. Ce travail a été réalisé au niveau de centre de recherche (CRD) de Boumerdes.

En effet, une série d'expériences a été réalisée, permettant de déterminer expérimentalement les propriétés physiques et thermodynamiques par mesure PVT de fluide (gaz/huile). Une analyse CPG a été ensuite faite afin de déterminer la composition de gaz à condensat étudié. Enfin, nous avons appliqué des méthodes numériques à savoir les équations d'état pour le calcul des propriétés déterminées expérimentalement auparavant, ce qui nous a permis de comparer les résultats expérimentaux et numériques obtenus.

Notre présente étude est faite dans le but de répondre aux points ci-dessous:

- Détermination des caractéristiques volumétriques et des changements d'état du fluide.
- Simulation des transformations du fluide dans le réservoir et jusqu'à les installations de production.

Pour cela nous avons suivi les étapes suivantes:

- Etude complète sur ce gaz après avoir obtenu un échantillon représentatif à partir des échantillons de séparation valides.
- Analyse des différents échantillons par chromatographie en phase gazeuse, dans le but d'obtenir une composition du gaz étudié.
- Utilisation du simulateur (PVTsim) pour reproduire et vérifier les valeurs trouvées au cours de l'étude complète.

II.2. Méthodes du travail

II.2.1. L'étude thermodynamique (PVT):

L'étude PVT consiste à faire des tests au laboratoire pour posséder un modèle permettant de simuler le comportement de l'hydrocarbure (qui est bien entendu un

mélange complexe de molécules d'HC, mais aussi de composants non carbonés), tant au fond du réservoir qu'en surface.

Cette étude doit être très précise, car toute erreur peut avoir des conséquences sérieuses, tant au niveau de la décision d'exploiter un réservoir, et de l'estimation des réserves récupérables, que sur le design des installations de fond ou de surface nécessaires à l'exploitation.

Plusieurs échantillons sont analysés (compositions et propriétés physiques), puis à partir de la connaissance des données de fond du réservoir (pression température), il est possible d'appliquer aux échantillons les conditions de fond, et étudier leurs comportements au laboratoire de façon à valider un programme informatique de simulation (par exemple simulation d'un point de bulle ou de rosée).

❖ **Objectifs et importance d'une étude PVT:**

On a besoin de comprendre l'étude PVT d'un hydrocarbure pour:

- La classification des fluides - Comportement des phases,
- La connaissance des propriétés physiques des fluides de réservoir,
- La création des modèles PVT,
- La détermination des quantités et la composition des liquides irrécupérables,
- La détermination de la composition des effluents produits,
- L'évolution du fluide lors de la vie du champ,
- Le dimensionnement et l'optimisation des installations de surface contraintes par des spécifications commerciales,
- L'évacuation des fluides: fond / surface et surface / surface
- La détermination des solides (paraffines, asphaltènes) [11].

II.2.2. L'échantillonnage des fluides pétroliers:

Pour les besoins des études de réservoir et de production, l'échantillonnage a pour objectif de prélever une quantité représentative de mélange de fluide, les techniques d'échantillonnage utilisées consistent à recueillir l'échantillon soit dans le puits, soit en surface sur le séparateur.

Il existe deux types d'échantillonnage: échantillonnage de fond et échantillonnage de surface.

II.2.3. Validation des échantillons:

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

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

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

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

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

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

a) Pour les liquides:

- Une pression d'ouverture des bouteilles.
- La détermination de la pression de saturation à la température de séparation qui doit être identique à la pression de séparation.

b) Pour les gaz:

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

II.2.3.1. Validation du gaz séparateur:

Le gaz séparateur est analysé par chromatographie en phase gazeuse (CPG), le but de cette étude est de corriger le (GOR) chantier et de déterminer les paramètres suivants:

a. La composition chimique:

Elle indique les composés hydrocarbures et autres constituants de gaz et leur importance relative dans le mélange par l'intermédiaire de leur fraction volumique et moléculaire.

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour les études de valorisation. Elle sert aussi à calculer certaines propriétés en fonction de la pression et de la température (facteur de compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de l'exploitation (extraction du produit liquide).

b. La masse molaire moyenne:

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

$$M = \sum_{i=0}^n Y_i * M_i \quad (\text{II.1})$$

Où: M_i : la masse molaire du constituant i dans le mélange gazeux.

Y_i : la fraction molaire de constituant i dans le mélange gazeux.

n : nombre de constituant du gaz.

c. La densité:

La densité du gaz séparateur est donnée par la formule suivante:

$$d = \frac{M}{28,966} \quad (\text{II.2})$$

Où: M : la masse moyenne du gaz séparateur,

28.966 g/mole: la masse molaire de l'air.

d. Le facteur de compressibilité du gaz séparateur:

Le facteur de compressibilité d'un gaz à une pression et une température données, est déterminé par la loi des états correspondant en se basant sur les paramètres pseudo-réduits.

On peut l'obtenir soit par lecture sur abaques soit à partir du logiciel PVTsim.

II.2.3.2. Validation ou étude préliminaire sur l'huile séparatrice:

II.2.3.2.1. La relation pression-volume ou étude à composition constante (CCE):

Le but de cette étude est de déterminer la pression de bulle de l'huile séparateur. Cette pression doit être égale à la pression de séparation pour que l'échantillon soit valide, l'isotherme en variables PV est tracée point par point en réalisant des équilibres de l'huile à la température de séparation dans une cellule de mesure, le déclin de pression est obtenu par accroissement du volume offert au fluide comme l'indique la figure II.1:

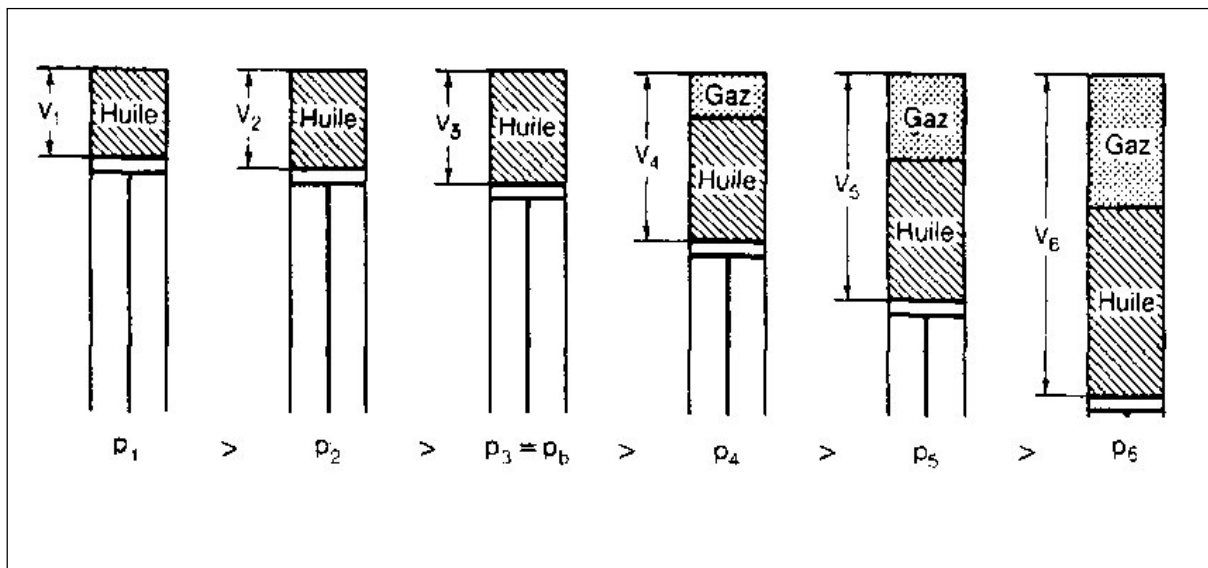


Figure II.1. Procédure de l'étude CCE [11]

L'expérience se poursuit jusqu'à ce que le fluide occupe la totalité du volume de la cellule. On observe que dès que le gaz se libère, le déclin de pression par accroissement unité de volume diminue: c'est le changement de pente de l'isotherme qui définit la pression de bulle de l'huile (figure II.2).

On notera, que pendant l'expérience aucun retrait de matière n'est effectué: la masse et la composition du système restent donc constantes. Les appellations vaporisation à masse constante, ou détente à composition constante ou encore détente éclair sont indifféremment utilisées pour définir cette opération.

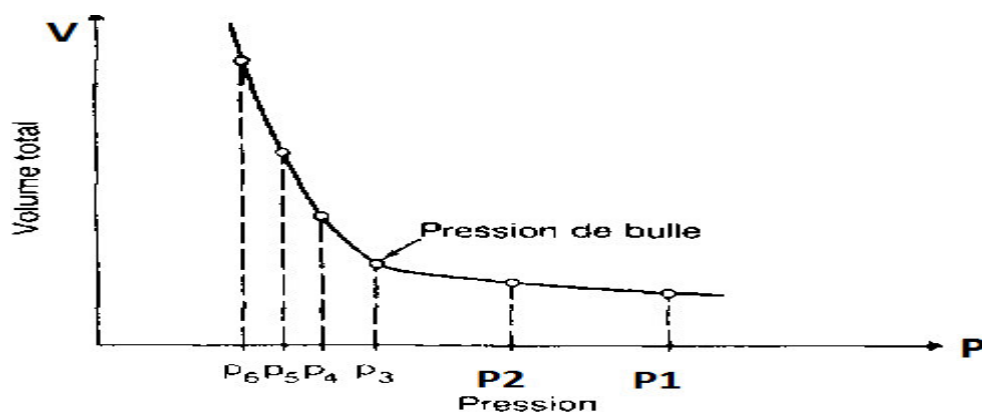


Figure II.2. Représentation schématique du tracé d'une isotherme PV de l'huile [11].

II.3. Procédure expérimentale:

Dans cette partie de travail, nous avons pris deux paires d'échantillons de gaz et du liquide prélevés sur séparateur pour réaliser la partie expérimentale, complété par une simulation pour le calcul des mêmes propriétés thermodynamiques et physiques de l'huile reconstituée physiquement au laboratoire à partir des effluents de surface (Gaz et Huile) en utilisant un logiciel de simulation portant le nom **PVTsim**.

Deux échantillons du gaz et deux autres de liquides séparateurs ont été prélevés d'un puits appartenant au champ de Berkine et qui ont fait l'objet de notre étude.

❖ Structure d'une étude PVT (cas d'une huile sous pression):

Une étude PVT est réalisée sur des échantillons gazeux et liquide dont les propriétés sont déterminées par des tests de laboratoire. Les échantillons de fluides qui parviennent au laboratoire peuvent être prélevés, soit par échantillonnage de fond, soit par échantillonnage de surface. Dans le premier cas et sous certaines conditions, le fluide prélevé est théoriquement représentatif du fluide de gisement. Dans le deuxième cas, on prélèvera des échantillons en tête de puits, si l'effluent produit est à l'état monophasique, ou bien les échantillons sont pris au séparateur du puits en production.

Quel que soit le type d'échantillonnage, la structure d'une étude PVT restera inchangée. Cependant, pour le cas d'un échantillonnage au séparateur comme le cas de notre étude, 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 du gisement. L'étude PVT de l'échantillon recombinaison est conduite de la même manière que l'étude d'un échantillon de fond.

II.3.1. Description de l'équipement PVT:

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

L'équipement utilisé spécifique aux études expérimentales des comportements thermodynamiques des fluides d'hydrocarbures. Il comprend essentiellement:

A. Une étuve de type DBR:

L'étuve est composée de thermoplongeur à ailettes, alimentés électriquement et situés à grand courant de recirculation fournissant un mélange d'air uniforme et une distribution efficace de la chaleur dans la totalité volume réservé. La température de

l'étuve est contrôlée à l'aide d'un microprocesseur en contact avec un senseur RTD.

Le système de réfrigération complète, l'ensemble permettant ainsi de réaliser l'essai dans les conditions ambiantes et même à de basses températures.

$$T_{\text{maximale}} = (+ 200 \pm 0.1) \text{ } ^\circ\text{C}; \quad T_{\text{minimale}} = (- 40 \pm 0.1) \text{ } ^\circ\text{C}$$

B. Une cellule PVT- DBR à visibilité totale:

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

La pression maximale de service est de 10.000 Psi \pm 10 Psi avec un volume total de 132 cm³, avec une précision dans la lecture des volumes de 0.01 cm³.

$$T_{\text{max}} \text{ de service} = 200^\circ\text{C} \pm 0.1^\circ\text{C}; \quad T_{\text{min.}} \text{ de service} = -40^\circ\text{C} \pm 0.1^\circ\text{C}$$

- La cellule PVT- DBR compte de nombreux avantages tels que:

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

C. Une pompe volumétrique DBR à haute pression:

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

- Pression maximale de service: 10.000 Psi,
- Volume total = 500 cm³
- Débit maximal de déplacement = 100 cm³/h,
- Débit minimal de déplacement = 1 cm³/h,
- Fluide de déplacement = eau minérale.

D. Un système vidéo CCD à haute résolution:

Ce système est composé de deux parties principales l'une optique et l'autre mécanique qui permet de visualiser et mesurer avec précision les volumes des phases en présence.

L'équipement est entièrement piloté par un ordinateur, une fois l'échantillon transféré dans la cellule PVT, 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.

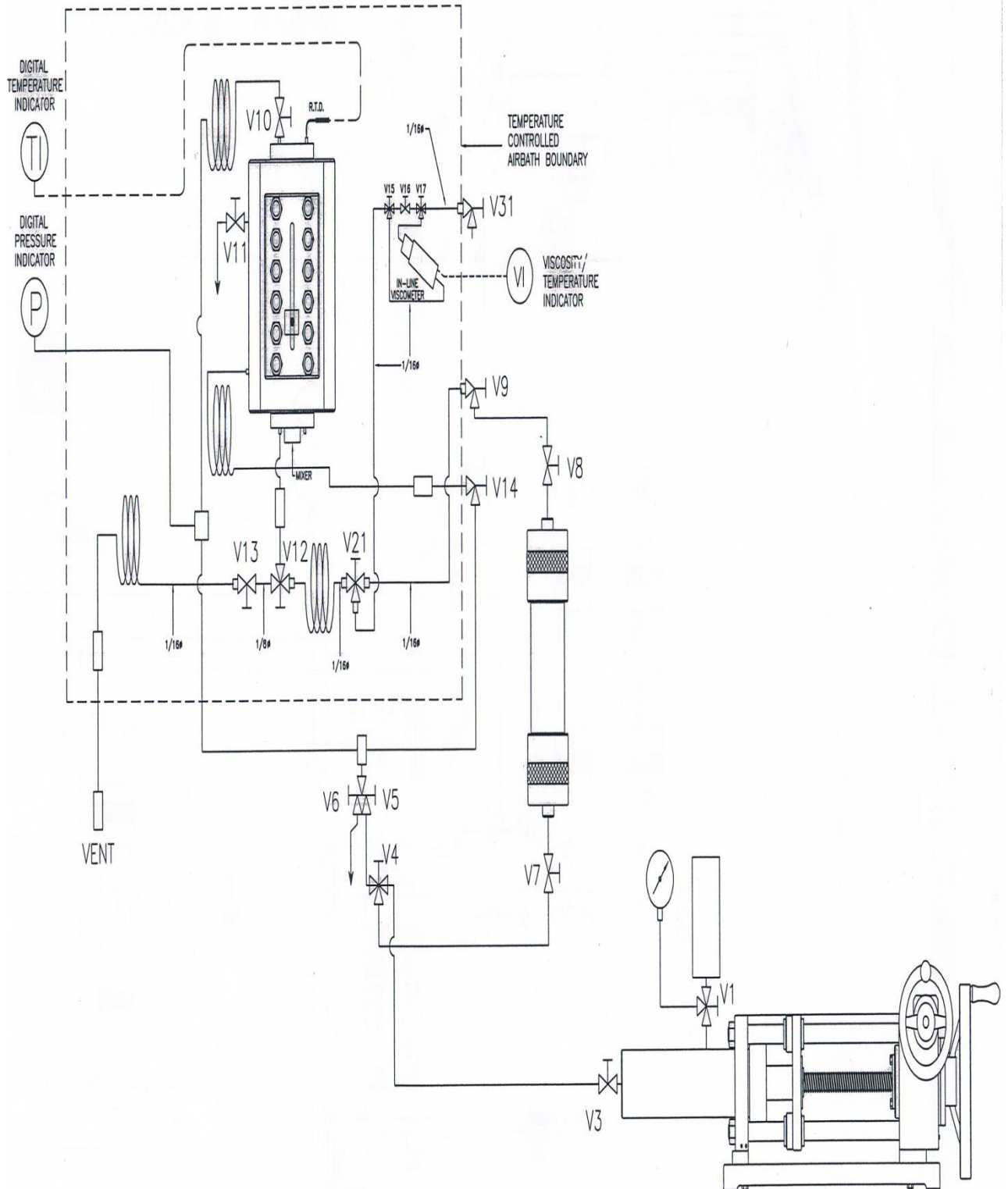


Figure II.3. Schéma de l'équipement PVT [11].

II.3.2. Composition d'une étude PVT:

Pour réaliser convenablement une recombinaison des échantillons de surface, il faudra corriger d'abord les mesures de chantier (débits, GOR, densités du gaz, facteur de contraction du liquide, facteur de compressibilité) et effectuer un certain nombre de manipulations au laboratoire.

- a. Le schéma ci-dessous représente les étapes principales d'une étude PVT d'une huile sous pression:

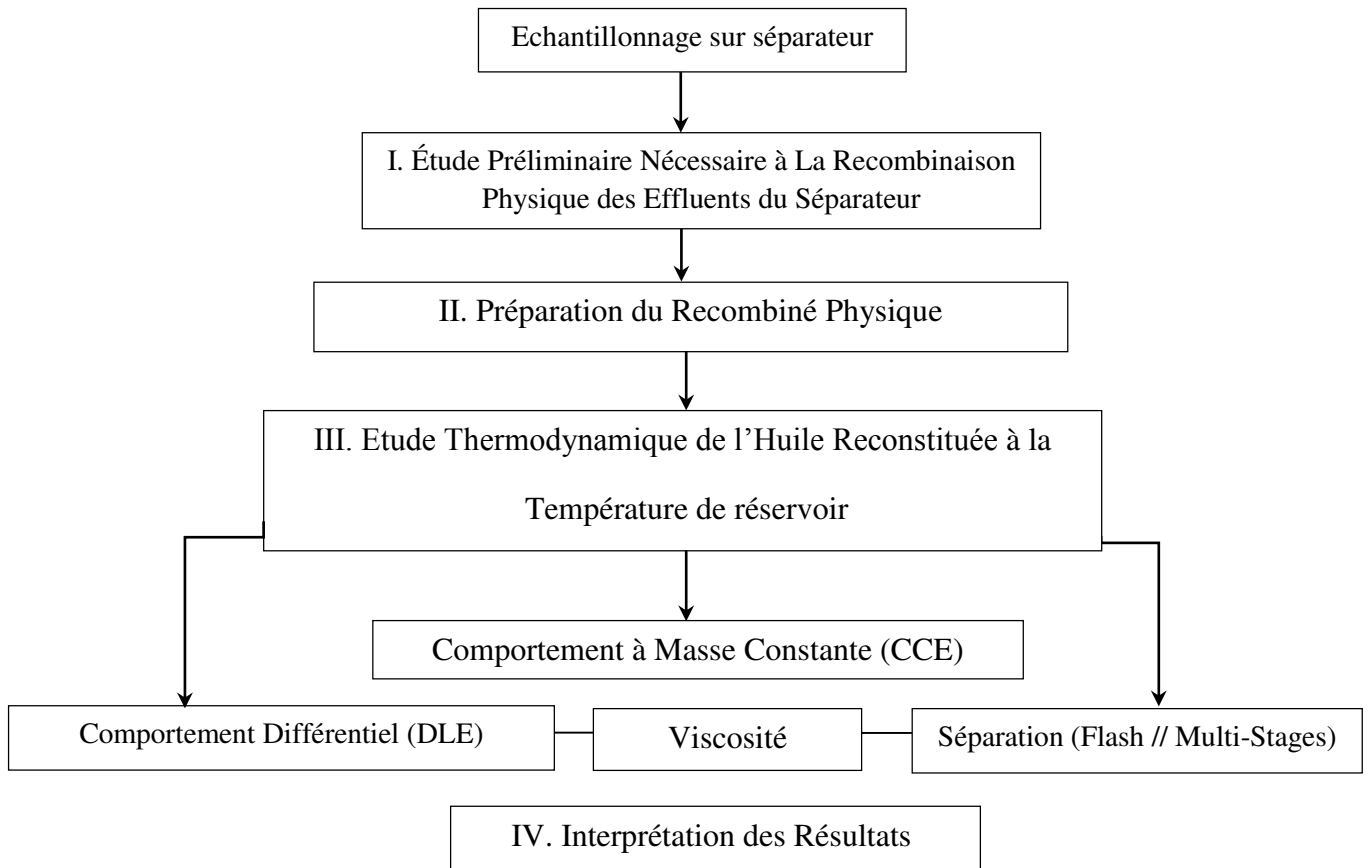


Figure II.4. Composition d'une étude PVT d'une huile sous pression

II.3.2.1. Etudes préliminaires nécessaires à la recombinaison physique des effluents du séparateur:

A - Liquide séparateur

La validation du liquide séparateur à la température de séparation englobe les points suivants:

- Pression d'ouverture de la bouteille contenant le liquide séparateur qui doit être proche ou égale à la pression de séparation;
- Pression de bulle à la température de séparation qui doit être proche ou égale à la

pression de séparation.

- Hoffman plot pour vérifier la qualité de séparation des effluents (Gaz et Huile) issus de la séparation flash et la composition de ces derniers;

Ces tests servent aussi à déterminer les paramètres suivants:

- La relation P-V à la température de séparation;
- Les paramètres volumétriques du liquide séparateur: facteur de contraction « Fc », Bo et GOR;
- La composition molaire et massique du liquide séparateur.

B- Gaz séparateur:

La validation du gaz séparateur englobe les points suivants:

- Pression d'ouverture de la bouteille contenant le gaz séparateur qui doit être proche ou égale à la pression de séparation;
- L'analyse du gaz séparateur permet de calculer les paramètres suivants:
 - La densité du gaz par rapport à l'air;
 - Le facteur de compressibilité « Z » dans les conditions de séparation;

Remarque: Tous ces paramètres vont nous permettre non seulement de recombinaison physiquement les fluides de séparation, mais aussi de connaître par calcul mathématique, la composition du fluide préparé [11].

II.3.2.2. Recombinaison physique:

La recombinaison physique nous permet, après validation des effluents de surface échantillonnés, de reconstituer le fluide réservoir à des proportions bien déterminées.

La préparation physique se fait selon les étapes suivantes:

A- Correction du GOR chantier (rapport Gaz/Huile)

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

$$GOR_{recombinaison} = GOR_{chantier} * F_c * \sqrt{\frac{(d.Z)_{chantier}}{(d.Z)_{laboratoire}}} \quad (II.3)$$

Où :

- $GOR_{recombinaison}$: rapport Gaz/ Huile de recombinaison;
- $GOR_{chantier}$: rapport Gaz/ Huile (chantier);

- d_{chantier} : Densité du gaz (chantier);
- Z_{chantier} : Facteur de compressibilité du gaz (chantier);
- $d_{\text{laboratoire}}$: Densité du gaz (laboratoire);
- $Z_{\text{laboratoire}}$: Facteur de compressibilité du gaz (laboratoire);
- F_c : Facteur de contraction du liquide séparateur (vol/vol).

B- Calcul du volume du liquide nécessaire à la recombinaison:

- On introduit un volume de gaz (V_1) à une température (T_1) et une pression (P_1) dans une cellule de recombinaison. Ce volume de gaz occupe dans les conditions standards de température et de pression un volume de :

$$V_o(15^\circ\text{C}, 14.7 \text{ Psi}) = \frac{P_1 * V_1 * Z_0}{P_0 * Z_1} * \frac{T_0}{T_1} = \frac{P_1 * V_1 * Z_0}{14.7 * Z_1} * \frac{288}{T_1} \quad (\text{II.4})$$

Où:

P_0 : Pression atmosphérique (14.7 Psi),

P_1 : Pression de transfert (5000 Psia),

T_0 : Température standard (288.15 K),

T_1 : Température de transfert (300.85 K),

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

Z_1 : Facteur de compressibilité du gaz séparateur à 5000 Psia et 293,15K.

- Ensuite, on calcule le volume d'huile qu'il faut ajouter à celui du gaz à la pression et la température de séparation. Le GOR corrigé permet de déduire ce volume pris dans les conditions normales selon la formule suivante :

$$V_{\text{huile}} = \frac{V_o(\text{gaz})}{GOR_{\text{recombinaison}}} \quad (\text{II.5})$$

- On augmente la pression du gaz dans la cellule de recombinaison jusqu'à 5000 Psia pour s'assurer que le gaz sera complètement dissous, à ce niveau-là, on détermine le volume d'huile qu'il faudrait ajouter à ce volume de gaz à 5000 Psia et 27.7 °C, en le multipliant par le volume relatif « V_r » pour obtenir le volume de fluide de gisement.

Selon la formule suivante: $V_h = V_h(\text{Cs}) * V_r$ (II.6)

II.3.2.3. Etude PVT d'une huile reconstituée:

L'étude PVT (Pression, Volume et Température) courante destinée aux études classiques de gisement et de production est essentiellement composée des cinq déterminations suivantes:

- 1- Détermination de l'isotherme en variables (Pression-Volume) à la température du réservoir (Etude à masse constante (CCE));
- 2- Essais de séparation à la température du réservoir;
- 3- Vaporisation différentielle à la température du réservoir (DLE);
- 4- Viscosité de l'huile à la température du réservoir;
- 5- Détermination de la composition du fluide réservoir.

II.3.2.3.1. Etude à masse constante (CCE) de la température de réservoir:

L'étude à masse constante (CCE) ou Comportement Eclair est une étude classique très importante; elle est conduite à la température de réservoir pour déterminer « la pression de saturation appelée aussi pression de bulle ».

On peut aussi dire que c'est un processus de séparation (gaz-huile) dans lequel le gaz et l'huile sont toujours en contact durant ce test (voir figure II.1).

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

Cette étude nous a permis aussi de déterminer les paramètres suivants:

- **Coefficient de compressibilité « β » de l'huile monophasique:** qui corrige le volume au partie monophasique.

$$\beta = -1/V (\Delta V / \Delta P) \quad (\text{II.7})$$

- **Volume relatif « V_r » :** le volume relatif total noté « V_r » est le volume du fluide monophasique ou diphasique rapporté au volume d'huile au point de bulle.

$$V_r = \frac{\text{volume huile (P\&T)}}{\text{volume huile (P_s \& T_s)}} [\text{vol / vol}] \quad [\text{m}^3/\text{m}^3] \quad (\text{II.8})$$

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

$$\rho = \frac{\text{masse pycnomètre rempli} - \text{masse pycnomètre vide}}{\text{Volume du liquide transféré}} \quad (\text{g/cm}^3) \quad (\text{II.9})$$

A noter que le volume du fluide transféré est déterminé par une simple lecture sur le cathétomètre.

II.3.2.3.2. Essai de séparation (La séparation flash):

Les tests de séparation sont utilisés pour obtenir la pression optimale pour maximiser la production d'huile dans les bacs de stockage.

Les essais de séparation consistent à simuler le processus de séparation du brut utilisé sur le champ en amenant l'huile d'un état initial (Pression et température de réservoir) à un état final (conditions standards) par l'intermédiaire d'un séparateur où l'équilibre liquide/vapeur est atteint parfaitement grâce à une pompe de circulation incorporée qui continue à faire circuler le gaz en faisant barboter dans le liquide jusqu'à ce que tous les condensables contenus dans le gaz se déposent dans le liquide.

Cette manipulation permet de calculer les paramètres suivants:

a. Le facteur de contraction de l'huile « F_c » ou **schrinkage** « sh »:

La différence entre le volume à (Pression, Température) donnés 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:

$$F_c = \frac{\text{Volume de l'huile (conditions standards)}}{\text{Volume de l'huile (P,T)}} \quad (\text{II.10})$$

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.

$$GOR = \frac{\text{Volume du gaz libéré (Cs)}}{\text{Volume du liquide (Cs)}} \quad (\text{II.11})$$

c. Le facteur de volume du liquide « B_0 »:

C'est le volume du liquide à une pression et une température données qui conduit à l'unité de volume de liquide au bac de stockage. Sa valeur est supérieure à l'unité, il est fonction de la pression, de la température et de la teneur en gaz dissous et des conditions de traitement de l'huile en surface.

$$Bo = \frac{\text{Volume de l'huile (P,T)}}{\text{Volume de l'huile (conditions standards)}} = \frac{1}{Fc} \quad (\text{II.12})$$

d. La masse volumique du liquide de stockage:

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



Figure II.5. Densimètre électronique DMA-48 de type Artoo Paar.

e. La composition des effluents:

L'huile et le gaz après la détente flash sont analysés par chromatographie en phase gazeuse pour déterminer la composition chimique des constituants respectifs qui serviront à une recombinaison mathématique qui se fait sur un logiciel de calcul «PVT sim ».

f. La composition du liquide séparateur:

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

- **Description de la procédure:**

La procédure de séparation sur l'huile séparatrice s'effectue selon les étapes suivantes:

- 1- On place dans le séparateur le pycnomètre à gaz.
- 2- On fait le vide dans le circuit à l'aide d'une pompe à vide.

- 3- On envoie un gaz vecteur (Hélium), quand la pression sur l'afficheur sera égale à la pression atmosphérique 14.7 Psi, on ferme la bouteille.
- 4- On ouvre doucement la vanne supérieure d'éprouvette graduée de séparateur, on fait flasher un certain volume de l'effluent à P est T donnée vers les conditions standard 14.7 Psi, 15 °C.
- 5- On lit sur le gazomètre le volume de gaz flashe, et sur l'éprouvette de séparateur volume d'huile flashé, dans les conditions standard de pression et de température.
- 6- On fait gonfler le gaz flashé récupérée dans un pycnomètre à 7 Bar, qui va subir une analyse compositionnelle par CPG.
- 7- On récupère l'huile flashée dans un petit flacon, qui va subir une analyse compositionnelle par CPG, et la mesure de densité dans les conditions standard de P et T par un densimètre [12].

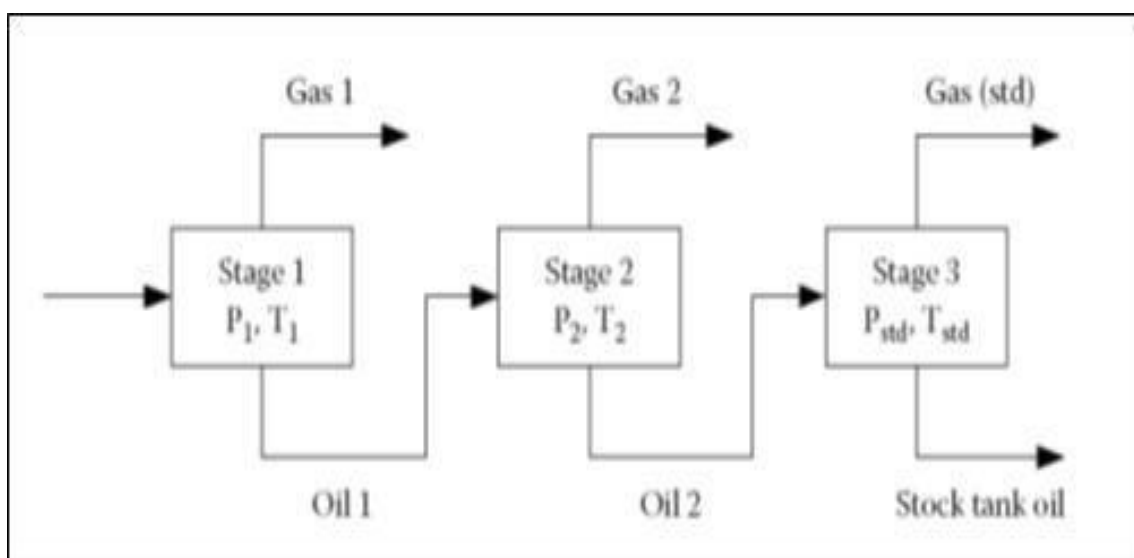


Figure II.6. Séparation à trois étages [13].

II.3.2.3.3. Vaporisation Différentielle (DLE) 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) [11].

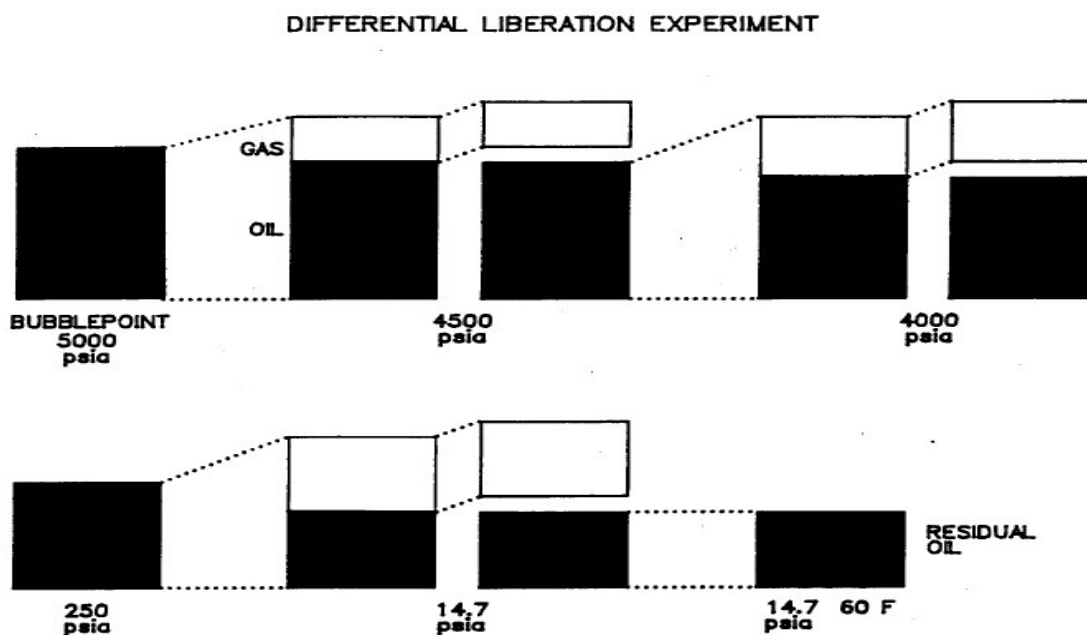


Figure II.7. Test de libération différentielle (DLE) [14].

Le test de libération différentielle est réalisé pour déterminer:

- Le facteur volumétrique de formation de l'huile (B_o);
- La solubilité différentielle du gaz (R_s);
- Le facteur volumétrique de fond différentiel d'huile (B_{od});
- Les propriétés des gaz libérés: composition, facteur de compressibilité (Z) et densités par rapport à l'air.

II.3.2.3.4. Viscosité à la température de réservoir:

Pour différentes pressions en isotherme, la viscosité d'une huile monophasique se mesure au laboratoire dans un viscosimètre électromagnétique de type Cambridge dit «The Cambridge Applied Systems SPL 440 viscometer» et dont le principe de fonctionnement est basé sur le déplacement d'un piston de forme cylindrique dans un espace annulaire calibré rempli du fluide d'étude à des pressions spécifiées.

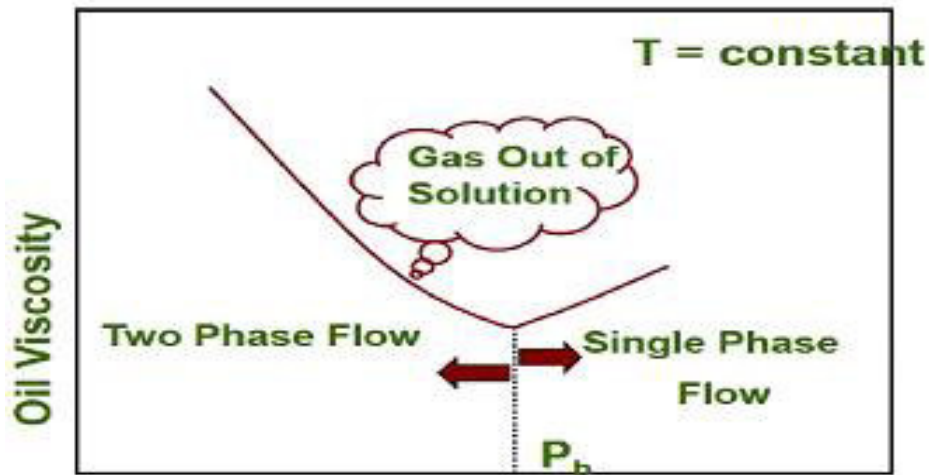


Figure II.8. Courbe de variation de la viscosité en fonction de la pression [12].

II.3.2.3.5. Composition molaire du fluide réservoir:

La recombinaison mathématique permet d'atteindre la composition molaire du fluide réservoir à partir de: la composition des effluents de surface, la masse volumique du liquide de stockage, et le $GOR_{\text{corrigé}}$. La recombinaison se fait avec un logiciel de simulation appelé « PVTsim » [11].

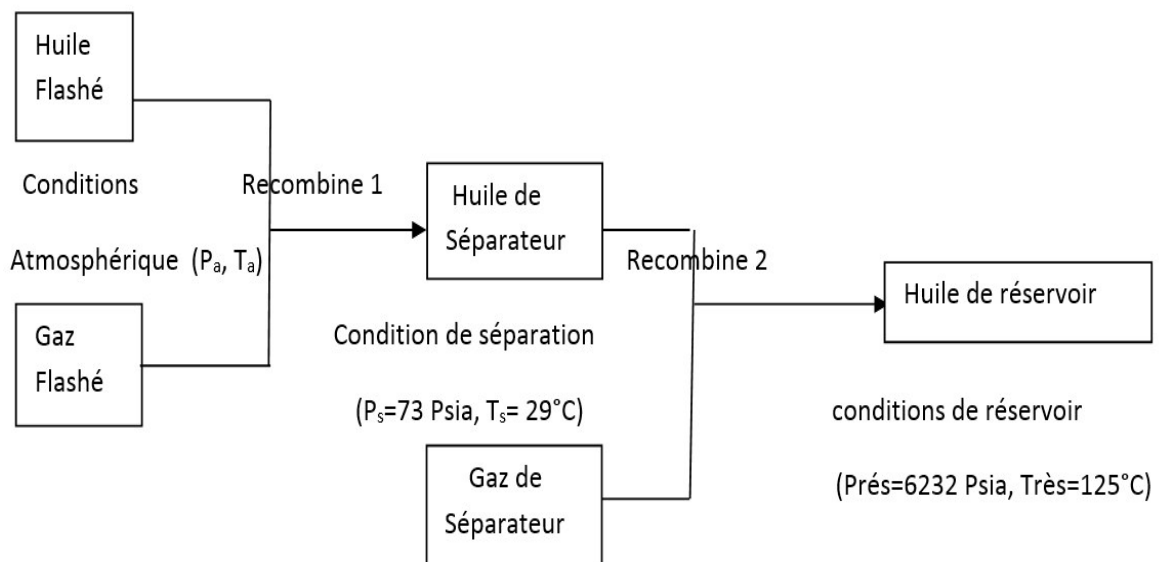


Figure II.9. Représentation schématique d'une recombinaison mathématique [12].

II.3.3. Analyse des échantillons de gaz par chromatographie en phase gazeuse (CPG):

La chromatographie en phase gazeuse (CPG) a été utilisée pour l'analyse de:

- Huile obtenue par flash.
- Gaz du séparateur.
- Gaz obtenu par flash.

Pour l'huile flashée on procède à la chromatographie en phase gazeuse de type **CPG CHROMPACK CP 9001**, alors que pour le gaz (de séparateur, flashé) on utilise le type **CPG AGILENT TECHNOLOGIE 6890N**.

La chromatographie en phase gazeuse (CPG) est l'un des modes de séparation le plus couramment utilisé pour l'analyse des composés gazeux ou susceptibles d'être vaporisés. Elle s'adapte ainsi à l'analyse de mélanges complexes dont la tension de vapeur des constituants peut différer de façon appréciable et permettre donc la séparation.

Les différentes parties d'un chromatographe en phase gazeuse sont représentées sur la figure suivante:



Figure II.10. Représentation des différentes parties d'un chromatographe en phase gazeuse.

II.3.3.1. Description de la méthode chromatographique:

Des composés dans un échantillon de gaz humide sont physiquement séparés par chromatographie en phase gazeuse (CPG) et comparés aux données obtenues avec un

mélange étalon de composition connue (comme référence) dans les mêmes conditions opératoires.

Le gaz naturel (l'échantillon) est injecté dans le gaz porteur à l'aide d'une vanne d'injection de gaz. La vanne d'injection est équipée d'une boucle s'étendant de 0.10 à 2.00 cc en volume. Le gaz naturel (l'échantillon) est poussé par le gaz porteur (phase mobile) dans la colonne qui porte la phase stationnaire. Pendant que les composés du mélange de gaz naturel agissent l'un sur l'autre avec la phase stationnaire, ils se séparent à la cour de la colonne et sont détectés quand ils sortent de la colonne par le détecteur.

Les mécanismes de séparation par la phase stationnaire sont l'adsorption, la taille moléculaire, et la polarité.

II.4. Résultats et discussion:

A- Analyse qualitative:

- Les composants de gaz séparateur selon l'ordre d'élution croissant sont: CO₂, C₂, N₂, C₁, C₃, i-C₄, n-C₄, i-C₅, n-C₅, i-C₆, n-C₆, C₇, C₈.

- Durée d'analyse: Sur la voie TCD → 25 min pour nC₅.
 Sur la voie FID → 24 min pour nC₁₀.

B- Analyse quantitative:

Le pourcentage molaire est obtenu en multipliant chaque valeur de concentration par 100 et en la divisant par la somme des concentrations. La somme des concentrations originales ne doit pas être différente de 100% à plus de 1%.

$$\% C_i = A_i * K_i / \sum A_i * K_i \quad (\text{II.13})$$

Où : %C_i : fraction molaire du constituant i dans le mélange gazeux.

A_i : aire du pic exprimé en nombre d'impulsion du constituant i dans l'échantillon de gaz.

K_i: facteur de réponse relatif.

$$K_i = k_i / k_{pentane} \quad (\text{II.14})$$

Où:

k_i : facteur de réponse absolue et k_{pentane} : facteur de réponse du pentane.

-Détermination du facteur de réponse absolue:

$$k_i = \% C_i (\text{ref}) / A_i (\text{ref}) \quad (\text{II.15})$$

Où : k_i: facteur de réponse absolue.

$\% C_i$ (réf) : fraction molaire de constituant i dans le gaz étalon (référence).

A_i (réf) : aire du pic du constituant i dans le gaz étalon (référence).

II.4.1. Calcul des propriétés physico-chimiques à partir de la composition molaire d'un échantillon de gaz:

II.4.1.1. Etude du gaz séparateur:

A. La composition chimique du gaz séparateur:

La composition du gaz séparateur et la masse molaire de chaque constituant sont données dans le tableau suivant:

Tableau II.1. Composition molaire du gaz séparateur.

Constituants	Yi (% Molaire)	Mi (g/mol)
N ₂	0.82	28.014
CO ₂	3.2	44.010
C ₁	75.31	16.043
C ₂	11.15	30.070
C ₃	4.41	44.097
iC ₄	1.48	58.124
nC ₄	1.46	58.124
iC ₅	0.92	72.151
nC ₅	0.42	72.151
C ₆	0.53	86.178
C ₇	0.22	96
C ₈	0.08	107

B. La masse molaire moyenne du gaz séparateur: la composition du gaz séparateur nous a permis de calculer sa masse molaire moyenne suivant la relation (II.1). Elle est égale à:

$$M = 22,45 \text{ g/mole}$$

C. La densité du gaz séparateur:

La densité du gaz séparateur calculée suivant la relation (II.2) est égale à:

$$d = 0,774$$

D. Le facteur de compressibilité du gaz séparateur:

Le facteur de compressibilité aux conditions de séparation ($T= 55\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P= 73\text{ pisa}$) est égale à:

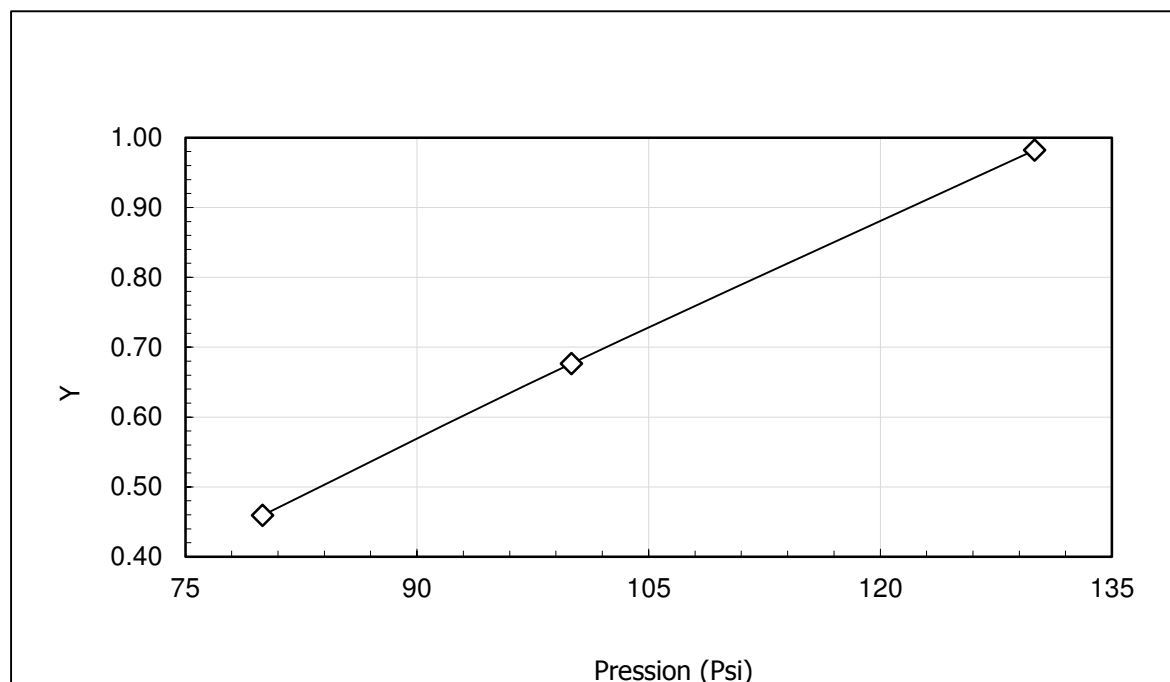
$$Z(P, T) = 0,983$$

II.4.1.2. Etude de l'huile séparateur:

Les résultats de cette étude sont regroupés dans le tableau II.2.

Tableau II. 2. Comportement à masse constante de l'huile séparateur.

Pression (psi)	Volume (cm³)	Volume Relatif V/V_{sat} (m³/m³)	Masse volumique ρ (g/cm³)	Y fonction
3000	32.06	0.973	0.769	-
2500	32.16	0.976	0.766	-
2000	32.27	0.980	0.764	-
1500	32.41	0.984	0.760	-
1000	32.58	0.989	0.756	-
500	32.78	0.995	0.752	-
Pb =145	32.94	1.000	0.748	-
130	36.81	1.117	-	0.98
100	54.85	1.665	-	0.68
80	91.21	2.769	-	0.46



Figures II.11. Variation de la fonction « Y » du liquide séparateur en fonction de la pression ($T_s=55^\circ\text{C}$, $P_s=145\text{Psi}$) CCE.

***Détermination de la masse volumique pour les différentes pressions:**

On rappelle que la CCE se fait à masse constante.

La masse volumique de liquide séparateur est déterminée d'abord par gravimétrie à 3000 Psi à la température de séparation $T=55^\circ\text{C}$, puis pour les autres pressions nous avons utilisé la relation : $\rho = \frac{m}{V}$ (II.16)

, avec m : masse constante calculée à $p=3000\text{Psi}$, et v : volume obtenu à chaque pression.

Comme suit :

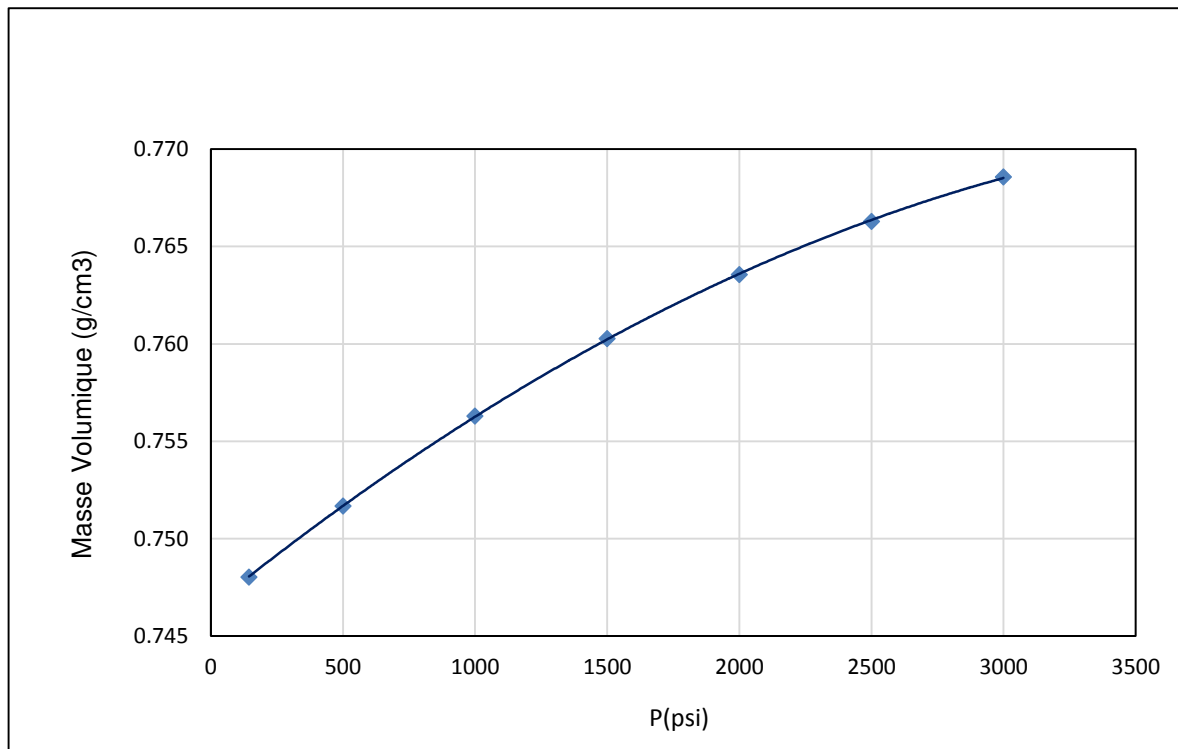
$$\rho_{(3000\text{ Psi})} = \frac{\text{masse pycnomètre rempli} - \text{masse pycnomètre vide}}{\text{Volume du liquide transféré}} = 0,7686 \text{ g/cm}^3$$

On a : $\rho = \frac{m}{V}$ d'où : $m = \rho \cdot V$ on calcule la masse initiale qui reste constante :

$$m = 0,7686 * 32.06$$

$$m = 24,641 \text{ g}$$

Pour déterminer la masse volumique pour les différentes pressions, il suffit de faire à chaque fois le rapport m/v . La masse est déterminée et elle reste constante et le volume est obtenu pour chaque pression.



Figures II.12. Variation de la masse volumique de l'huile en fonction de la pression à ($T_{\text{réservoir}} = 55^{\circ}\text{C}$, $P_{\text{saturation}} = 145 \text{ Psi}$) CCE.

Les résultats montrent que la masse volumique augmente avec l'augmentation de la pression et la valeur minimale 0.748 g/cm^3 est trouvée à la pression de bulle $P_b = 145 \text{ Psi}$.

***La pression de bulle:**

La pression de bulle est égale à 145 psi et ça correspond à la pression d'ouverture, donc cet échantillon est validé.

II.4.3. La séparation flash:

II.4.3.1. Détermination des propriétés volumétriques (GOR, B_o , masse volumique):

-Le facteur de contraction « F_c » : est calculé suivant la formule (II.10) :

$$F_c = 0,942$$

-Le rapport gaz- huile «GOR » est calculé suivant la formule (II.11):

$$\text{GOR}_{\text{LABO}} = 17,240$$

- Facteur de volume du liquide «Bo» est calculé suivant la formule (II.12):

$$\text{Bo} = 1,062$$

-Densité du liquide de stockage : la densité d'un liquide flashé (huile de stockage à 15°C) se fait à l'aide d'un densimètre électronique DMA-48 de type Arton Paar.

$$D_{15} = 0,7876 \text{ g/cm}^3$$

II.4.3.2. Analyse par chromatographique des effluents de séparation:

La composition molaire des effluents flashes: gaz flash et liquide flash est représentée dans les tableaux II.3 et II.4 respectivement :

Tableau II.3: Composition molaire du gaz flash

Constituant	M _i	% Molaire
N ₂	28.014	1.656
CO ₂	44.01	0.519
C1	16.043	22.135
C2	30.07	27.933
C3	44.097	29.362
iC4	58.124	3.183
nC4	58.124	9.507
iC5	72.151	1.234
nC5	72.151	3.456
C6	86.178	0.476
C7	96	0.217
C8	107	0.287
C9	121	0.035
C10	134	0.000

Tableau II.4. Composition molaire du liquide flash.

Constituants	M_i	% Molaire
N ₂	28.014	0.000
CO ₂	44.01	0.000
C1	16.043	0.000
C2	30.07	0.368
C3	44.097	3.414
iC4	58.124	1.258
nC4	58.124	6.741
iC5	72.151	2.812
nC5	72.151	6.222
C6	86.178	8.443
C7	96	10.730
C8	107	10.497
C9	121	8.049
C10	134	6.885
C11	147	5.270
C12	161	4.335
C13	175	3.600
C14	190	2.739
C15	206	2.488
C16	222	1.900
C17	237	1.630

C18	251	1.400
C19	263	1.028
C20	275	0.947
C21	291	0.798
C22	305	0.681
C23	318	0.571
C24	331	0.465
C25	345	0.371
C26	359	0.354
C27	374	0.287
C28	388	0.226
C29	402	0.171
C30	416	0.121
C31	430	0.048
C32	444	0.012
C33	458	0.007
C34	472	0.006
C35	486	0.004
C36+	525	5.124

II.4.4. La recombinaison mathématique:

II.4.4.1. Composition du liquide séparateur:

La recombinaison mathématique des effluents flashes nous a permis d'avoir la composition du liquide séparateur. Les résultats sont représentés dans le tableau II.5.

$$\text{GOR}_{\text{LABO}} = 17,242 \text{ m}^3/\text{m}^3 \quad \text{et} \quad \rho = 0,7876 \text{ Kg/m}^3.$$

Tableau II.5. Composition du liquide séparateur.

Constituants	Mi	% Molaire
N ₂	28.014	0.201
CO ₂	44.01	0.063
C1	16.043	2.691
C2	30.07	3.719
C3	44.097	6.568
iC4	58.124	1.492
nC4	58.124	7.078
iC5	72.151	2.620
nC5	72.151	5.886
C6	86.178	7.475
C7	96	9.452
C8	107	9.256
C9	121	7.075
C10	134	6.048
C11	147	4.629
C12	161	3.808
C13	175	3.162
C14	190	2.406
C15	206	2.185
C16	222	1.669
C17	237	1.432

C18	251	1.230
C19	263	0.903
C20	275	0.832
C21	291	0.701
C22	305	0.598
C23	318	0.501
C24	331	0.408
C25	345	0.326
C26	359	0.311
C27	374	0.252
C28	388	0.198
C29	402	0.150
C30	416	0.106
C31	430	0.042
C32	444	0.011
C33	458	0.006
C34	472	0.005
C35	486	0.004
C36+	525	4.501

II.4.4.2. Détermination de la composition des fluides de réservoir:

II.4.4.2. a. Calcule des paramètres intervenant dans la recombinaison mathématique:

On obtient la composition du fluide de fond à partir de la recombinaison mathématique du gaz séparateur et du liquide séparateur. La composition est donnée sur le tableau suivant:

Tableau II.6. Composition du fluide de fond (réservoir).

Constituants	Mi	% Molaire
N ₂	28.014	0.521
CO ₂	44.01	0.557
C1	16.043	26.992
C2	30.07	12.290
C3	44.097	14.351
iC4	58.124	1.795
nC4	58.124	6.666
iC5	72.151	1.610
nC5	72.151	3.369
C6	86.178	3.690
C7	96	4.318
C8	107	4.193
C9	121	3.196
C10	134	2.732
C11	147	2.091
C12	161	1.720
C13	175	1.428
C14	190	1.087
C15	206	0.987
C16	222	0.754
C17	237	0.647
C18	251	0.555

C19	263	0.408
C20	275	0.376
C21	291	0.317
C22	305	0.270
C23	318	0.226
C24	331	0.184
C25	345	0.147
C26	359	0.140
C27	374	0.114
C28	388	0.090
C29	402	0.068
C30	416	0.048
C31	430	0.019
C32	444	0.005
C33	458	0.003
C34	472	0.002
C35	486	0.002
C36+	525	2.033

Le fluide recombinaé est obtenu par un mélange des échantillons de surface, de l'huile séparateur et du gaz séparateur à des proportions bien déterminées. Pour cela il faut calculer le GOR_{corrigé}.

$$\text{GOR}_{\text{corrigé}} = 158.03354 \text{ m}^3/\text{m}^3 \quad \text{et} \quad \rho = 0,748 \text{ kg}/\text{m}^3$$

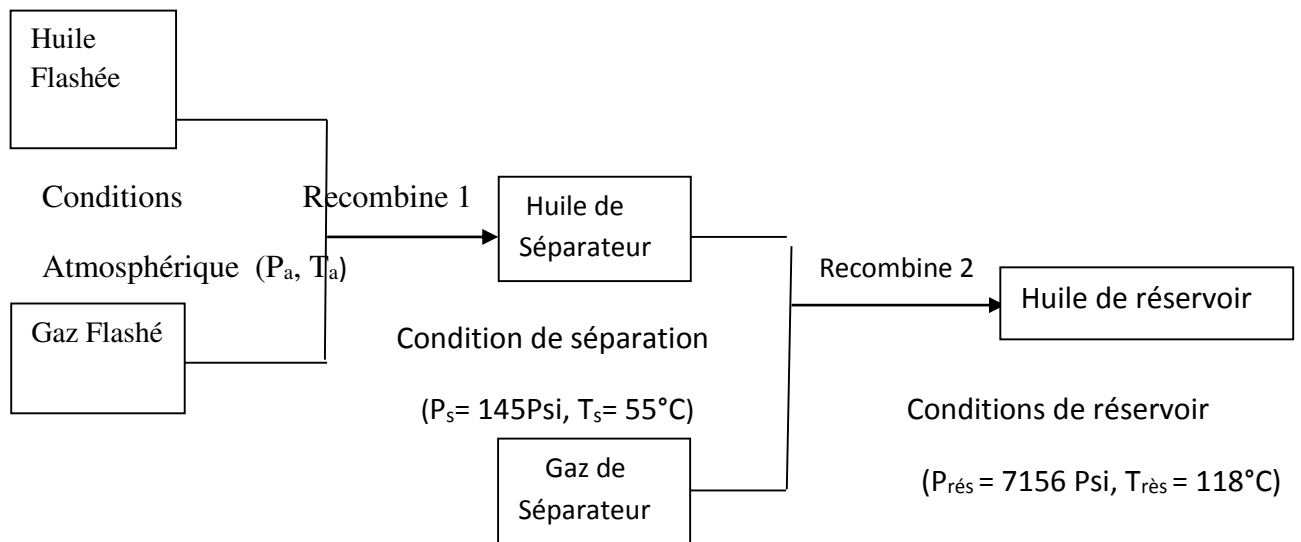
Les paramètres physiques fournis par l'étude du gaz et de l'huile séparatrice serviront à corriger le GOR chantier pour obtenir le fluide initial. Le GOR de recombinaison est calculé à partir des données de chantier et de laboratoire suivant la formule (II.3).

Les paramètres qui rentrent dans le calcul du GOR de recombinaison sont regroupés dans le tableau II.7.

Tableau II.7. Paramètres pour le calcul du GOR.

Paramètres	valeur
Pression de séparation (psi)	145
Température de séparation (°C)	55
Densité du gaz séparateur « chantier »	1.02
Densité du gaz séparateur « labo »	1.04
Facteur de compressibilité Z « chantier »	0.943
Facteur de compressibilité Z « labo »	0.942
GOR «chantier» (Sm^3/m^3)	169
Facteur de contraction «Fc » (m^3/m^3)	0.942

A partir de ces valeurs nous avons obtenu: **GOR_{recombinaison} = 158.03 m³/m³**



• **Procédure de la recombinaison Physique:**

- On introduit un volume de gaz (V_1) à une température (T_1) et une pression (P_1) dans une cellule de recombinaison. Ce volume de gaz occupe dans les conditions standards de température et de pression un volume V_0 calculé suivant la formule II.4:

Où:

- P_0 : Pression atmosphérique (14.7 Psi),
 P_1 : Pression de transfert (3000 Psi),
 T_0 : Température standard (288.15 K),
 T_1 : Température de transfert (328.15 K),
 Z_0 : Facteur de compressibilité du gaz séparateur aux conditions standards.
 Z_1 : Facteur de compressibilité du gaz séparateur à 3000 Psi et 328,15K.

- Ensuite, on calcule le volume d'huile qu'il faut ajouter à celui du gaz à la pression et la température de séparation. Le GOR corrigé permet de déduire ce volume pris dans les conditions normales selon la formule (II.5).

- On augmente la pression du gaz dans la cellule de recombinaison jusqu'à 3000 Psi pour s'assurer que le gaz sera complètement dissous, à ce niveau-là, on détermine le volume d'huile qu'il faudrait ajouter à ce volume de gaz à 3000 Psi et 55 °C en le multipliant par le volume relatif « Vr » pour obtenir le fluide de gisement selon la formule II.6.

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau II.8.

Tableau II.8. Recombinaison physique.

Paramètre	Valeur
P_1 (psi)	3000
V_1 (cm ³)	38.75
T_0 (K)	288.15
Z_0	1
T_1 (K)	328.15
P_0 (psi)	14,7
Z_1 à T_1 et P_1	0.627
V_r à 3000 Psi	0.973
V_0 (cm ³)	11072.986
V_{liq} (cm ³)	70.07
V_{liq} (3000 psi) (cm ³)	68,20

Suivant les résultats, on mélange donc 38.75 cm³ de gaz séparateur avec 68.20 cm³ de liquide séparateur pour obtenir l'échantillon représentatif du fluide de gisement.



Conclusion Générale

Conclusion générale:

Ce travail de fin d'études nous a permis de conclure que:

L'analyse et la conception des plans et des équipements de production de gaz naturel et de pétrole brut requiert la connaissance des propriétés thermodynamiques et physiques des fluides d'hydrocarbures.

L'étude thermodynamique PVT consiste à faire des tests au laboratoire pour posséder un modèle permettant de simuler le comportement de pétrole (qui est un mélange complexe de molécules d'HC, et de composants non carbonés), tant au fond du réservoir qu'en surface.

Quel que soit le type d'échantillonnage, la structure d'une étude PVT restera inchangée. Cependant, pour le cas d'un échantillonnage au séparateur, il faut procéder à des études préliminaires sur le gaz et le liquide de séparation, afin de recombinaison physiquement ces fluides, et ainsi, reproduire l'effluent du gisement.

L'étude PVT de l'échantillon recombinaison est conduite de la même manière que l'étude d'un échantillon de fond.

A partir de la connaissance des données de fond du réservoir (pression température), il est possible d'appliquer aux échantillons les conditions de fond, et étudier leurs comportements au laboratoire de façon à valider un programme informatique de simulation.

Les résultats obtenus montrent que:

Lors de la détente éclairée, le volume de la gazoline croît sensiblement jusqu'à une brusque variation au point de bulle. Ceci s'explique par le changement de phase d'huile qui passe de l'état liquide à l'état gazeux. Et la pression de bulle qui est égale à 145 psi correspond à la pression de séparation, d'où la validité de l'échantillon.

L'évolution du volume d'huile lors de la détente montre qu'une augmentation plus importante a lieu à partir de la pression de bulle du fait que l'huile est allégée.

La masse volumique augmente avec l'augmentation de la pression, ce qui est en accord avec la théorie; la masse volumique est proportionnelle à la pression.

L'analyse par chromatographie en phase gazeuse nous a permis de déterminer la composition des différents effluents ainsi que la composition de gaz de fond par recombinaison mathématique.

Conclusion générale

Enfin, ce travail nous a donné une expérience professionnelle dans le domaine du pétrole, malgré que nous n'avons pas terminé notre travail expérimental à cause de confinement imposé par l'état en prévention contre le coronavirus (Covid 19).

Références bibliographiques:

- [1] Tissot. B. Pétrole - Le pétrole brut, Encyclopædia Universalis.URL: <http://www.universalis.fr/encyclopedie/petrole-le-petrole-brut/>, (2019).
- [2] Feuillet-Midrier. E. Découvertes et exploitation des gisements in recherche et production du pétrole et du gaz : réserves, couts, contrats, Ed. technip, Paris P 327, (2002).
- [3] Gravier. J-F. Propriétés des fluides de gisement, Tome 02. Edition Techni, (1986).
- [4] Rojey. A, Durand. B, Jaffret.C, Jullian. S, Valais. M. Le gaz naturel, production traitement transport, (1994).
- [5] Derriche. R. Cours de thermodynamique 3^{ème} année, Université de Boumerdes, (2005).
- [6] Riazi. M.R, Daubert.T.E. Prediction of the composition of petroleum fractions, ind. Eng. Chem.Process. Des.Dev, 19, pp.289-294, (1980).
- [7] Francis. R, Annick. R, Daniel. C. Analyse chimique- Méthodes et techniques instrumentales modernes 6^{ème} édition, Dunod, (2004).
- [8] James. E, Martin. M, Biochem. J. 50, 679, (1952).
- [9] Leslie. S. The beginnings of gas adsorption chromatography 60 years ago, LCGC North America, vol. 26, 1, (2008).
- [10] Gwenola. B, Jean-Louis. B. Méthodes instrumentales d'analyse chimique et applications, Lavoisier, 3^{ème} édition, (2011).
- [11] Eato. B.A, Jacoby.R.H. A new depletion performance correlation for gas condensate reservoir fluids, JTP 852-856, (1965).
- [12] Manuel du logiciel PVT and phase behaviour simulation system.
- [13] Simonet. R. Une nouvelle équation d'état pour le calcul des propriétés thermodynamiques des mélanges, Thèse de doctorat, (1999).
- [14] Katz. D. K, Firoozabadi.A. Predicting phase behavior of condensate/crude oil system using methane interaction coefficients, Journal of petroleum technology, (1978).