

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DU GENIE DES PROCEDES
MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme Master en Génie chimique

Spécialité : Génie des procédés

Option : Génie chimique

Thème

ETUDE EXPERIMENTALE ET MODELISATION DES
DEPÔTS D'ASPHALTENES DANS LE CHAMPS
DE HASSI MESSAOUD

Réalisée par

M^{elle} OULD KHERROUBI Rihab

M^{elle} BENAMARA Ahlem

Soutenues publiquement le 08/10/2020 devant le jury :

- **Président de jury Mr NOURI El Hadi (Professeur/UMBB)**
- **Mme ASSELAH Amel (MCA/UMBB)**
- **Mr NAIT AMAR Menad (cadre /CRD)**
- **Examineur Mr AKSAS Hamouche (MCA/UMBB)**

Promotion 2019/2020

Dédicace

Ce travail est le fruit d'une synergie d'efforts déployés, de rigueur manifestée, d'encouragements et d'assistance accordés et beaucoup de bienveillance de la part de tous ceux qui nous aiment et qui nous veulent du bien.

Pour cela, je dédie cet ouvrage à mes très chers parents, à mes frères Amine, Mehdi et Mounir, à mon adorable sœur Meriem, à toute ma famille, à mon binôme Ahlem, à mes amis M.B et MiMi.

Mme. A .Asselah et Mr M. Nait Amar, toute ma reconnaissance.

Pour vous tous,

Rihab

Je dédie ce modeste travail à mes parents. Aucun Hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour dans ils ne cessent de combler. Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A celle que j'aime beaucoup et qui m'a soutenue tout au long de ce travail ma sœur Yasmine et bien sûr à mon petit frère Yacine, sans oublier ma Mima et mon papa.

A toutes mes amies, A mon binôme et mon amie Rihab. Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce travail soit possible, je vous

dis merci.

Ahlem

REMERCIEMENT

Tous nos remerciements vont particulièrement à notre promotrice Mme. ASSELAH Amel, Maitre de Conférences A à la Faculté de Technologie de l'Université de Boumerdès pour ses conseils, sa disponibilité et pour nous avoir accompagné dans l'élaboration de ce travail.

Nous adressons tous nos remerciements aux membres du jury d'avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce travail.

Nous exprimons notre totale gratitude à notre encadreur Mr. NAIT AMAR cadre au CRD pour toute la patience qui nous a réservé, tous les conseils et l'appui qui nous a dédiés.

Nous tenons à remercier chaleureusement l'ensemble de nos enseignants et le chef de département du département génie des procédés de l'université M'Hamed Bougara.

Nous remercions chaleureusement l'ensemble du personnel de la Division Laboratoire de Sonatrach sans oublier les responsables et cadres de cette structure qui nous ont permis de réaliser notre expérimentation dans des meilleures conditions malgré les difficultés conjoncturelles liées au COVID-19.

SOMMAIRE

Introduction	1
CHAPITRE I	4
LE PÉTROLE BRUT	4
1. La formation du pétrole brut	5
2. La composition du pétrole brut	6
3. Les propriétés physiques du pétrole	7
3.1. Densité	7
3.2. Masse moléculaire	7
3.3. Facteurs de caractérisation	8
3.3.1. Facteur de caractérisation Watson ou Universal Oil Products (UOP).	8
3.4. Tension de Vapeur Red (TVR)	8
3.5. Viscosité	8
4. Classification des réservoirs	9
4.1. Réservoir d'huile sous-saturé	10
4.2. Réservoir d'huile saturé	10
4.3. Réservoir d'huile avec la présence d'un chapeau de gaz	10
5. Classification du pétrole brut	10
6. Définition d'un champ pétrolier	10
CHAPITRE II	11
Aperçu sur les dépôts d'asphaltènes	11
Introduction	12
1. Origine des asphaltènes	13
2. Les asphaltènes	14
2.1. La composition	14
2.2. La structure	14
2.2.1. Modèle de Pfeiffer et Saal	14
2.2.2. Modèle de Yen	15
2.2.2.1. La microstructure (0,5-40 Å)	16

2.2.2.2. La macrostructure (40-2000 Å)	18
2.3. Image de la molécule d'asphaltène	19
2.3.1. D'après Bungler et Li (1981)	19
2.3.2. D'après Yarranton	20
2.3.3. D'après Murgich, (2003)	20
2.3.3.1. Modèle continental	20
2.3.3.2. Modèle Archipelago	21
2.3.3.3. Autres structures	21
2.4. Mécanisme de précipitation des asphaltènes	22
2.5. Les facteurs influençant sur la stabilité des asphaltènes	23
2.5.1. Effet du changement de la composition	23
2.5.2. Effet du changement des conditions thermodynamiques : Pression et Température	25
CHAPITRE III	28
Champ de Hassi Messaoud et problème du dépôt d'asphaltène	28
Historique	29
1. Situation géographique	29
2. Situation géologique	31
3. Zonation du champ de Hassi Messaoud	33
4. Historique des problèmes de dépôts d'asphaltènes	33
5. Problèmes d'exploitations rencontrés	34
6. Localisation des dépôts d'asphaltènes	35
7. Traitement des dépôts asphaltènes	35
7.1. Aspect curatif	36
7.2. Aspect préventif	36
CHAPITRE IV	37
Méthodes expérimentales de caractérisation des fluides pétroliers et organiques	37
Introduction	38
1. Etude de comportement thermodynamique du fluide	38
1.1. L'importance d'une étude PVT	38

1.2.	Tests routines PVT	40
1.2.1.	Test 1 : Séparation flash	41
1.2.2.	Test 2 : Expérience d'épuisement des volumes constants (Constant-Volume Depletion Experiment)	43
1.2.3.	Test 3 : Expérience d'expansion en masse constante	44
1.2.3.1.	Mélange d'huiles	44
1.2.3.2.	Mélanges gaz-condensat	45
1.2.3.3.	Gaz secs	46
1.2.4.	Test 4 : Expérience de libération différentielle (DL)	47
1.2.5.	Test 5 : Expérience de viscosité	50
2.	Caractérisation des dépôts organiques	51
2.1.	Système de détection des solides (SDS)	51
2.1.1.	Test de validation de l'échantillonnage	51
2.1.2.	Détermination d'AOP	52
2.1.3.	L'enveloppe de phase	52
2.2.	Analyse SARA	53
2.2.1.	Objectif et procédure	53
2.2.2.	Indice d'instabilité colloïdal (CII)	55
2.3.	Diagramme de de Boer	56
2.4.	Modélisation du comportement thermodynamique avec l'équation d'état	57
CHAPITRE V		59
Investigation expérimentale et modélisation du comportement thermodynamique d'un échantillon d'huile de fond de Hassi Messaoud		59
1.	Echantillonnage et propriétés du fluide	60
2.	Protocole et résultats expérimentaux	61
2.1.	Tests PVT routine	61
2.1.1.	Test 01 : Séparation flash	61
2.1.1.1.	Contrôle de l'équilibre liquide – vapeur	64
2.1.2.	Test 02 : Expansion constante de la composition	65
2.1.3.	Test 03 : Test de libération différentielle	68
2.1.4.	Viscosité de l'huile de fond à la température de réservoir	72
2.1.5.	Discussion et interprétation des résultats	73
2.2.	Caractérisation des asphaltènes	76

2.2.1. Analyse SARA	76
2.2.2. Système de détection des solides (SDS)	77
2.2.3. Diagramme de de Boer	78
2.2.4. Discussion et interprétation des résultats	78
2.2.4.1. Analyse SARA	78
2.2.4.2. Résultats de SDS	79
2.2.4.3. Diagramme de de Boer	79
3. Combinaison des résultats expérimentaux avec l'historique de production du puits P₁	79
3.1. Génération de l'enveloppe de précipitation d'asphaltènes	79
3.2. Comportement du puits étudié vis-à-vis du problème d'asphaltènes	80
1. Modélisation du comportement thermodynamique du fluide du puits P₁ avec Peng Robinson EOS	83
1.1. Paramètres de réglage de l'EOS:	83
CONCLUSION GENERALE	90
Recommandations	92
Références	93

LISTE DES FIGURES

Figure I-1 : Une partie de la roche mère. _____	5
Figure I- 2 : Etapes de formation du pétrole brut. _____	5
Figure I- 3 : Classification des réservoirs. _____	9
Figure II-1 : Un échantillon du dépôt d'asphaltènes. _____	12
Figure II-2 : Etapes de formation des asphaltènes. _____	13
Figure II-3 : Modèle de la structure de pétrole proposé par Pfeiffer et Saal [15] des molécules d'asphaltène dans leurs milieu naturel (bitume) : _____	15
Figure II-4 : Modèle de Yen [16], structure des molécules d'asphaltènes. _____	16
Figure II-5 : Feuillet de particule d'asphaltènes. _____	16
Figure II-6 : Feuillet aromatique. _____	17
Figure II-7 : Une particule d'asphaltène. _____	17
Figure II-8 : Particule d'asphaltène d'après Yen [16] et Speight, al. _____	18
Figure II-9 : Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen [16] (a), (b) et (c) microstructure; (d) macrostructure. Les domaines des masses molaire mesurées par différentes techniques en fonction de l'état d'agrégation sont indiqués. _____	19
Figure II-10 : Molécule d'asphaltènes. _____	19
Figure II-11 : Modèle d'asphaltène d'après Yarranton [18]. _____	20
Figure II-12 : Modèle continental. _____	20
Figure II-13 : Modèle Archipelago [20]. _____	21
Figure II-14 : Molécule d'asphaltènes d'après Groezin et Mullins [21]. _____	21
Figure II-15 : Vue simplifiée du pétrole. _____	22
Figure II-16 : Schéma du mécanisme de floculation des asphaltènes par tirage avec n-C5. _	24
Figure II-17 : Effet de la pression sur le volume molaire des composants pétroliers : _____	25
Figure II-18 : Effet de la pression sur le volume molaire partiel des composants pétroliers _____	26
Figure III-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud. _____	30
Figure III-2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud. _____	32
Figure III-3 : Carte de Zonation du champ de Hassi Messaoud. _____	33
Figure III-4 : Déposition Asphaltènes (2007Petroskills LLC). _____	34
Figure III-5 : Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes _____	35
Figure III-6 : Outil Wireline (Gauge Cutter). _____	35
Figure III-7 : Traitement du dépôt d'asphaltène (Coiled tubing opération). _____	36
Figure IV-1 : Parcours suivi par le fluide du réservoir jusqu'aux conditions ambiantes. ____	39

Figure IV-2 : Schéma du processus de recombinaison.	40
Figure IV-3 : Hoffman [32]- Diagramme d'un échantillon du séparateur.	41
Figure IV-4 : Représentation schématique d'une expérience à volume constant.	43
Figure IV-5 : Illustration schématique d'une expérience d'expansion à masse constante pour un mélange d'huile.	45
Figure IV-6 : Représentation schématique d'une expérience	47
Figure IV-7 : Expérience de libération différentielle dans un diagramme	48
Figure IV-8 : Viscosimètre à bille roulante.	50
Figure IV-9 : Viscosimètre électromagnétique.	51
Figure IV-10 : Schéma représentatif du processus SDS.	52
Figure IV-11 : Échantillonnage à pression compensée.	53
Figure IV-12 : Fractionnement SARA.	54
Figure IV-13 : L'indice d'instabilité colloïdale pourrait être utilisé pour déterminer	55
Figure IV-14 : Graphique de sursaturation du pétrole brut de de Boer [41].	56
Figure V-1 : K – Diagramme d'équilibre vapeur-liquide.	64
Figure V-2 : Volume relatif en fonction de la pression.	66
Figure V-3 : Coefficient de compressibilité en fonction de la pression.	67
Figure V-4 : Fonction Y.	67
Figure V-5 : Facteur volumétrique d'huile.	69
Figure V-6 : GOR de dissolution R_s .	70
Figure V-7 : Facteur volumique de formation de gaz.	70
Figure V-8 : Masse volumique.	71
Figure V-9 : Facteur de compressibilité de gaz.	71
Figure V-10 : La viscosité en fonction de la pression.	72
Figure V-11 : L'indice d'instabilité colloïdale CII	76
Figure V-12 : Visualisation des floes d'asphaltènes en déplétion isotherme ($T=T_{rés}$).	77
Figure V-13 : Diagramme De Boer [41].	78
Figure V-14 : Enveloppe de précipitation d'asphaltènes.	80
Figure V-15 : La variation de la pression en fonction de la profondeur du puits P1.	81
Figure V-16 : La variation de la température en fonction de la profondeur du puits P1.	82
Figure V-17 : Enveloppe de précipitation des asphaltènes du puits P1 à différentes profondeurs.	82
Figure V-18 : Prédiction de l'EOS du volume relatif en fonction de la pression.	85
Figure V-19 : Prédiction de l'EOS du facteur volumique d'huile en fonction de la pression.	85

Figure V-20 : Prédiction de l'EOS du rapport gaz/huile en fonction de la pression.	86
Figure V-21 : Prédiction de l'EOS du facteur volumétrique de formation du gaz en fonction de la pression.	86
Figure V-22 : Prédiction de l'EOS de la masse volumique en fonction de la pression	87
Figure V-23 : Prédiction de l'EOS du facteur de compressibilité de gaz Z en fonction de la pression.	87
Figure V-24 : La corrélation de LBC de la viscosité en fonction de la pression.	89

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I-1 : Classification du pétrole brut.	10
Tableau II-1 : Analyse élémentaire des asphaltènes du pétrole brut.	14
Tableau V-1 : Résultats de l'éclair de séparation de l'échantillon P_1 .	61
Tableau V-2 : Composition chimique du gaz et d'huile.	61
Tableau V-3 : Composition chimique d'huile de fond.	62
Tableau V-4 : Résultats de l'expérience CCE.	65
Tableau V-5 : Résultats du test DL à une température de 118 °C dans le réservoir.	69
Tableau V-6 : Viscosité de l'huile de fond à $T_{rés}=118$ °C.	72
Tableau V-7 : Résultats de l'analyse SARA sur le brut du puits P_1	76
Tableau V-8 : La variation de la température et la pression en fonction de la profondeur du puits P_1 .	81
Tableau V-9 : Paramètres de l'équation d'état après calibration.	83
Tableau V-10 : Les coefficients d'interaction binaire.	84
Tableau V-11 : les conclusions de l'EOS sont les suivantes.	84
Tableau V-12 : Coefficient de la corrélation Lorentz-Bray-Clark [7] pour le calcul de la viscosité.	88

Introduction

Le secteur des hydrocarbures constitue depuis l'indépendance du pays, le pilier de l'économie Algérienne. En effet, le pétrole sponsorise l'économie qui est qualifié de rente.

Le pétrole étant depuis plus d'une centaine d'années la principale matière première des combustibles liquides, reste compétitive sur le marché énergétique, même à son prix actuel. Il est aussi la matière première de l'industrie pétrochimique, dont sont issus des milliers de produits, tels que les lubrifiants, les engrais, les polymères, les plastiques, les textiles, et même les médicaments.

En effet, la production du pétrole brut passe par une chronologie d'étapes et conditions dans lesquelles les effluents associés subissent des changements en termes du comportement phasique, ce qui engendre la déstabilisation de certaines phases comme les asphaltènes et favorise ainsi leurs dépositions en plusieurs endroits dans la chaîne pétrolière, y compris le réservoir, les abords du puits, le tubing de production, les installations d'activation des puits et les installations de surface. Dans le cadre du développement constant des techniques d'exploitation et de raffinage du pétrole, il est important de connaître avec précision la structure et le comportement de ses divers constituants. En effet, un pétrole brut est composé de quatre familles: les hydrocarbures saturés, les aromatiques, les résines et les asphaltènes (SARA). Cette répartition est très large; chaque partie du pétrole brut se compose également d'un éventail de molécules avec des structures et des propriétés variables [1].

Les asphaltènes et les résines représentent les deux constituants principaux de la fraction lourde et polaire des fluides pétroliers. Ils sont constitués par des cycles poly aromatiques condensées contenant des chaînes alkyliques, des hétéroatomes (tels que le soufre et l'azote) et quelques métaux à l'état de traces. Les asphaltènes représentent la fraction la plus lourde du pétrole. Bien que ces produits soient souvent présents en faible quantité, ils ont une influence considérable sur les propriétés physicochimiques du brut. Leur capacité à flocculer, à s'adsorber sur des surfaces et à former des dépôts solides, est à l'origine de nombreux problèmes aussi bien du point de vue exploitation des gisements que du raffinage [1].

Les problèmes provoqués par ce déséquilibre phasique sont considérés très aigus sur la production, car le plus souvent, une altération des caractéristiques de la roche réservoir et un arrêt partiel ou total de production, sont envisageable dans de telles circonstances. De ce fait, il est plus que nécessaire de bien caractériser le comportement thermodynamique de ces effluents afin de mieux cerner et prédire en temps réel le phénomène des dépôts organiques et définir ainsi les solutions les plus adéquates. Une solution consiste à développer une enveloppe de déposition d'asphaltène, en fonction de la pression, de température et de composition dans lesquelles les asphaltènes ne flocculent pas. En effet, la structure moléculaire des asphaltènes étant mal définie, leurs propriétés d'agrégation et le mécanisme de floculation sont encore mal connus. Notre travail s'inscrit dans cette thématique pour laquelle une solution est proposée est qui consiste à développer une enveloppe de déposition d'asphaltènes, en fonction de la pression, de la température et de la composition dans lesquelles les asphaltènes ne flocculent pas.

Ce document s'articule autour de cinq chapitres importants, après l'introduction générale :

- ✓ Un premier chapitre dans lequel nous introduisons dans des généralités sur le pétrole brut.
- ✓ Un second chapitre qui comprend les asphaltènes issus des pétroles bruts, leur structure et leur mécanisme de composition.
- ✓ Le troisième chapitre sera consacré au champ de Hassi Messaoud ainsi que les zones touchées par les dépôts d'asphaltènes et les méthodes de traitement appliquées actuellement pour palier à ce problème.
- ✓ Le quatrième chapitre de notre travail consistera à l'utilisation d'une nouvelle méthode pour la détection du seuil de floculation, il s'agit d'utiliser l'étude PVT, l'analyse de détermination des fractions du pétrole brut ; saturé, aromatique, résine et asphaltène (SARA) et l'analyse du système de détection des solides (SDS).
- ✓ Enfin, le cinquième chapitre sera consacré à la partie pratique qui portera sur l'étude de cas avec la réalisation d'une modélisation puis simulation en traçant l'enveloppe de phase et de déposition des asphaltènes.

PARTIE

BIBLIOGRAPHIQUE

CHAPITRE I

LE PÉTROLE BRUT

Le pétrole est un mélange extrêmement complexe d'hydrocarbures dont la composition et les propriétés physicochimiques varient de manière continue de simples structures paraffiniques aux macromolécules ou complexes aromatiques.

L'objectif de ce chapitre est l'initiation au domaine pétrolier en introduisant l'origine du pétrole brut, sa composition, ses caractéristiques et sa classification.

1. La formation du pétrole brut

Le pétrole résulte de la dégradation thermique de matières organiques contenues dans certaines roches : les roches-mères.

Ce sont des restes fossilisés de végétaux aquatiques ou terrestres, de bactéries et d'animaux microscopiques s'accumulant au fond des océans, des lacs ou dans les deltas. Appelés "kérogène", ces résidus organiques sont préservés dans des environnements où les eaux sont dépourvues d'oxygène, se mêlant ainsi aux sédiments minéraux pour former la roche-mère.



Figure I-1 : Une partie de la roche mère.

Pendant des dizaines de millions d'années, de nouveaux sédiments vont continuer à s'accumuler, entraînant la roche-mère à de grandes profondeurs. Généralement entre 2 500 et 5 000 m et sous l'action des hautes températures qui y règnent, le kérogène se transforme (craquage thermique) en pétrole liquide accompagné de gaz. À plus de 5 000 m, le pétrole "craque" à son tour et se transforme en gaz.

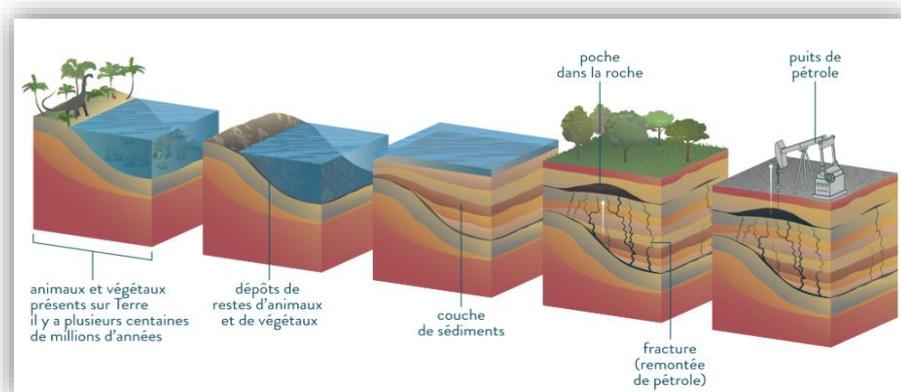


Figure I-1 : Etapes de formation du pétrole brut.

Plus léger que l'eau, le pétrole et le gaz remontent vers des niveaux de roches poreuses (roche réservoir) dans lesquels ils sont confinés si ceux-ci sont surmontés de roches imperméables (roche couverture). Lors de leur remontée vers la surface, les hydrocarbures peuvent rencontrer des failles ou des plis formant des "pièges" dans lesquels les hydrocarbures peuvent s'accumuler en grande quantité. Ce sont ces accumulations que recherchent les explorateurs pétroliers et qui deviendront, si l'accumulation est suffisante, des gisements exploitables [2].

2. La composition du pétrole brut

La composition chimique de tous les types de pétrole est de 85% de carbone et à 10% d'hydrogène. Pour le reste, il contient diverses impuretés (sédiments, eau, sels, soufre et azote). La consistance du pétrole va d'un liquide aussi léger que l'essence à un liquide si lourd que son écoulement est presque impossible [3]. On peut fractionner la composition du pétrole brut en deux façons :

- Par des méthodes globales fondées sur une distillation suivie des mesures de densité, de viscosité, sur les diverses fractions. Ces méthodes fournissent les indications utiles pour le raffinage et la valorisation du pétrole.
- Par des méthodes fondées sur des fractionnements par solubilité : Chromatographie liquide, suivie d'analyse des fractions par des méthodes physiques : Chromatographie en phase gazeuse, spectrométrie de masse. Elle permet d'identifier les diverses familles de composés présents, on distingue essentiellement trois groupes principaux :
 - **Première série** : Hydrocarbures cyclique saturés

Cette série considérée comme la plus importante est appelée également hydrocarbures paraffiniques ou alcanes, ils sont constitués d'atomes de carbones liés à l'hydrogène soit linéairement ou d'une façon ramifiée. Ils sont de formule générale C_nH_{2n+2} . Par exemple : le méthane CH_4 . Parmi ces liquides, on distingue l'essence, le pétrole lampant, le kérosène, le gas-oil et mazout et l'huile de graissage.

- **Seconde série** : Hydrocarbures cycliques saturés

Ils sont les hydrocarbures naphéniques ou cyclo-alcanes et sont composés des chaînes d'atomes de carbone fermées en cycle, sur lesquelles peuvent s'introduire des chaînes linéaires. Ils sont de formule générale C_nH_{2n} .

- **Troisième série** : Hydrocarbures cycliques non saturés

Ils sont plus connus sous le nom d'hydrocarbures aromatiques, ce sont des molécules qui comportent le cycle du benzène C_6H_6 , sur le quel d'autres chaînes carbonées peuvent s'ajouter. Ces hydrocarbures de formule générale C_nH_{2n-6} par exemple : le xylène C_8H_{10} [4].

3. Les propriétés physiques du pétrole

Tout type de pétrole présente des différences quant à ses propriétés physiques et chimiques. L'indice déterminant pour la qualité du brut est :

3.1. Densité

La densité est définie comme le rapport de la masse d'un corps au volume qu'il occupe. La densité relative est le rapport de la densité du corps considéré à celle du corps de référence (c'est d'habitude de l'eau à 4°C). Les produits pétroliers et l'eau ont des coefficients de dilatation différente. C'est pourquoi pour la densité relative il faut toujours indiquer la température de l'eau et du produit concerné lors de la détermination. La densité moyenne des pétroles varie entre 0,82 et 0,90 [5].

3.2. Masse moléculaire

La masse moléculaire est la plus importante caractéristique physico-chimique de toute substance. Dans le cas des produits pétroliers, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur « moyenne » de la masse moléculaire des corps constituant une fraction pétrolière donnée. La masse moléculaire des fractions pétrolières dépend de celle des constituants et de leurs concentrations. Avec l'augmentation de la température d'ébullition (T_{eb}) des produits pétroliers la masse moléculaire augmente.

$$M_{PARAFFINIQUE} > M_{NAPHTENIQUE} > M_{AROMATIQUE}$$

$$\rho_{PARAFFINIQUE} > \rho_{NAPHTENIQUE} > \rho_{AROMATIQUE}$$

La masse moléculaire est très utilisée pour déterminer les tensions de vapeur et les pressions partielles, le volume des produits à obtenir et le dimensionnement des appareils [6].

3.3. Facteurs de caractérisation

Les propriétés d'inspection M et $T_{éb}$ reflètent la composition chimique des fractions pétrolières. Certaines méthodes d'estimation de la gravité spécifique et du point d'ébullition supposent qu'un facteur de caractérisation particulier est constant pour toutes les fractions C_7 . Ces méthodes ne sont qu'approximatives mais sont largement utilisées.

3.3.1. Facteur de caractérisation Watson ou Universal Oil Products (UOP).

Le facteur de Watson ou UOP, K_W est basé sur le point d'ébullition normal T_b , en °R et la gravité spécifique γ .

$$K_W \equiv \frac{T_b^{1/3}}{\gamma} \quad (1)$$

Le K_W varie approximativement de 8,5 à 13,5. Pour les composés paraffiniques, K_W varie de 12,5 à 13,5. Pour les composés naphthéniques, K_W est de 11,0 à 12,5 et pour les composés aromatiques, K_W est de 8,5 à 11,0. Certains chevauchements en K_W existent parmi ces trois familles d'hydrocarbures, et une combinaison de paraffines et d'aromatiques apparaîtront évidemment naphthéniques. Toutefois, l'utilité de ce facteur de caractérisation et d'autres facteurs est qu'ils donnent une mesure qualitative de la composition d'un pétrole fraction. Le facteur de caractérisation de Watson s'est révélé être utile pour une caractérisation approximative et est largement utilisé comme paramètre pour la corrélation des propriétés de la fraction du pétrole, telles que le poids, la viscosité, la pression de vapeur et les propriétés critiques [7].

3.4. Tension de Vapeur Red (TVR)

La tension de vapeur d'un liquide et la tension développée sur le liquide à une température donnée et dans des conditions d'équilibre. La tension de vapeur des produits pétroliers caractérise la teneur en éléments légers, la vaporisation des produits et la facilité de démarrage de moteur.

3.5. Viscosité

Les fractions lourdes du carburant et surtout les huiles de graissage et les combustibles pour chaudière possèdent une viscosité très faible à 100°C, mais cette viscosité augmente considérablement dès que la température baisse.

4. Classification des réservoirs

Les réservoirs sont largement classifiés comme des réservoirs d'huile ou de gaz. Ces larges classifications sont encore subdivisées selon :

- La composition du mélange d'hydrocarbure de réservoir.
- La pression et la température initiales du réservoir.
- La pression et la température de la production extérieure.

Généralement les réservoirs sont commodément classifiés sur la base de l'endroit du point représentant la pression initiale du réservoir P_i et la température T en ce qui concerne le diagramme de P-T du fluide de réservoir. En conséquence, les réservoirs peuvent être classifiés fondamentalement en deux types :

- Si la température de réservoir T est inférieure à la température critique, T_c du fluide de réservoir, le réservoir est classifié comme un réservoir d'huile.
- Si la température de réservoir est entre la température critique et la température cricondentherme, le réservoir est un réservoir de gaz à condensat.
- Si la température de réservoir est supérieure à la température critique du fluide d'hydrocarbure, le réservoir est considéré comme un réservoir de gaz.

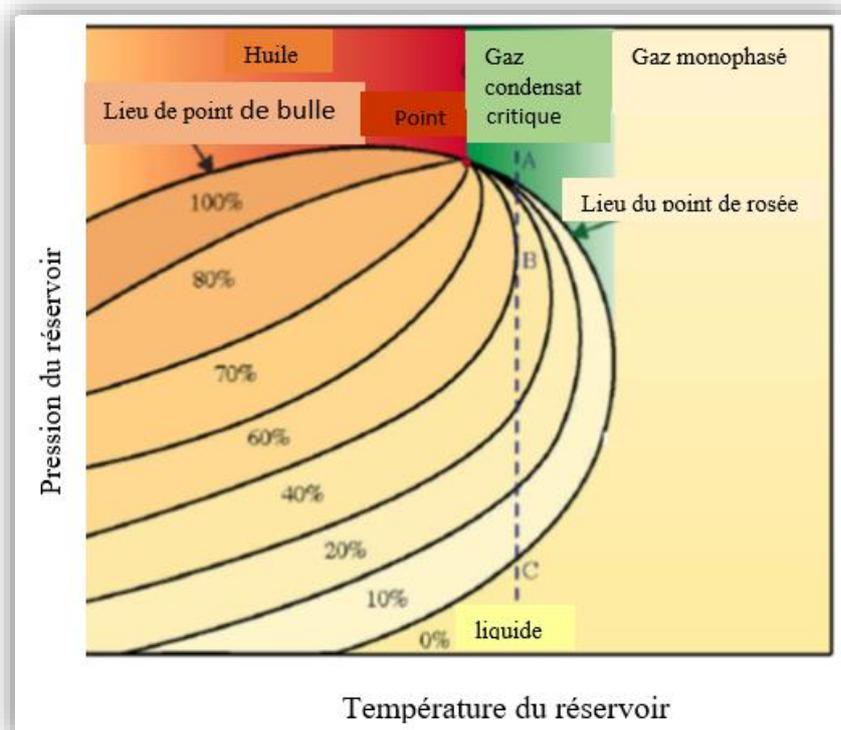


Figure I-2 : Classification des réservoirs.

La classification des réservoirs d'huile se fait en comparant la pression initiale du réservoir avec la pression de bulle d'huile qui en contient. Suivant cette base, les réservoirs d'huile sont classifiés en trois types :

4.1. Réservoir d'huile sous-saturé

Si la pression initiale de réservoir est supérieure à la pression d'huile on dit qu'on a un réservoir d'huile sous-saturé.

4.2. Réservoir d'huile saturé

La pression initiale de ce type de réservoirs est égale à la pression de bulle d'huile.

4.3. Réservoir d'huile avec la présence d'un chapeau de gaz

La pression initiale du réservoir est inférieure à la pression de bulle d'huile [8].

5. Classification du pétrole brut

Les bruts sont classés selon leur degré (American Petroleum Institute) API qui est une fonction de leur densité. Selon la valeur du °API, on distingue :

Tableau I-1 : Classification du pétrole brut.

Les bitumes	Les bruts extra lourds	Les bruts lourds	Les bruts moyens	Les bruts légers	Les condensés de pétrole
< 8 °API	8 - 10 °API	10 - 20 °API	20 - 30 °API	30 – 40 °API	> 40 °API

L'équivalence entre la densité et le °API est exprimée selon l'équation suivante [9] :

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{d(15^{\circ})} - 131.5 \quad (2)$$

6. Définition d'un champ pétrolier

Un champ pétrolifère ou gisement pétrolifère délimite une zone où est enfouie une grande quantité de pétrole et où une tentative pour l'en extraire peut être faite en construisant des puits. Un champ pétrolifère peut s'étendre sur plusieurs kilomètres, permettant d'avoir plusieurs puits sur un même champ [10].

CHAPITRE II

**Aperçu sur les dépôts
d'asphaltènes**

Introduction

Le mot asphaltènes a été introduit en France par J. B. Boussingault [11]. Il a décrit les constituants de quelques bitumes (asphaltes) trouvés en France et au Pérou. Après avoir séparé les composants de ces asphaltes, Boussingault a nommé le constituant volatile, huileux et soluble dans l'éther " pétrole ", la fraction insoluble dans l'alcool " essence " et la fraction restante à la fin de la distillation sous forme d'un résidu solide "asphaltènes". Ainsi, la définition classique des asphaltènes est basée sur les propriétés de solubilité du résidu pétrolier dans divers solvants.

En 1945, Marcusson [12] a classé les asphaltènes comme la fraction insoluble dans l'éther de pétrole et gazolines lampants et Selon Pfeiffer [13] les a défini comme la fraction du pétrole insoluble dans le n-heptane et soluble dans le toluène [14] .

L'industrie pétrolière souffre de problèmes de garantie de débit qui se produisent à la fois dans les opérations en amont et en aval. L'un des problèmes courants d'assurance de l'écoulement provient de la précipitation et du dépôt d'asphaltènes à divers endroits le long du chemin de production du pétrole, notamment près de la région du puits dans le réservoir, des tubes de production, des conduites d'écoulement et de l'unité de séparation à la surface. Les particules d'asphaltènes précipitent hors du continu du pétrole en raison des changements de température, de pression ou de composition. Ces changements dans les conditions d'exploitation se produisent au cours de différents processus de récupération (épuisement naturel, injection de gaz, injection de produits chimiques, ainsi que lors de la production et du mélange de différents pétroles pendant le transport [14].



Figure II-1 : Un échantillon du dépôt d'asphaltènes.

1. Origine des asphaltènes

L'origine des asphaltènes est intimement liée à celle des kérogènes, produits issus des différentes transformations chimiques et biochimiques de la matière organique accumulée et déposée au sein de la roche mère. Au cours de l'enfouissement, l'augmentation de la température provoque une dégradation thermique des kérogènes et contribue à la formation d'édifices comparables de moindre taille appelés : **ASPHALTÈNES ET RESINES**.

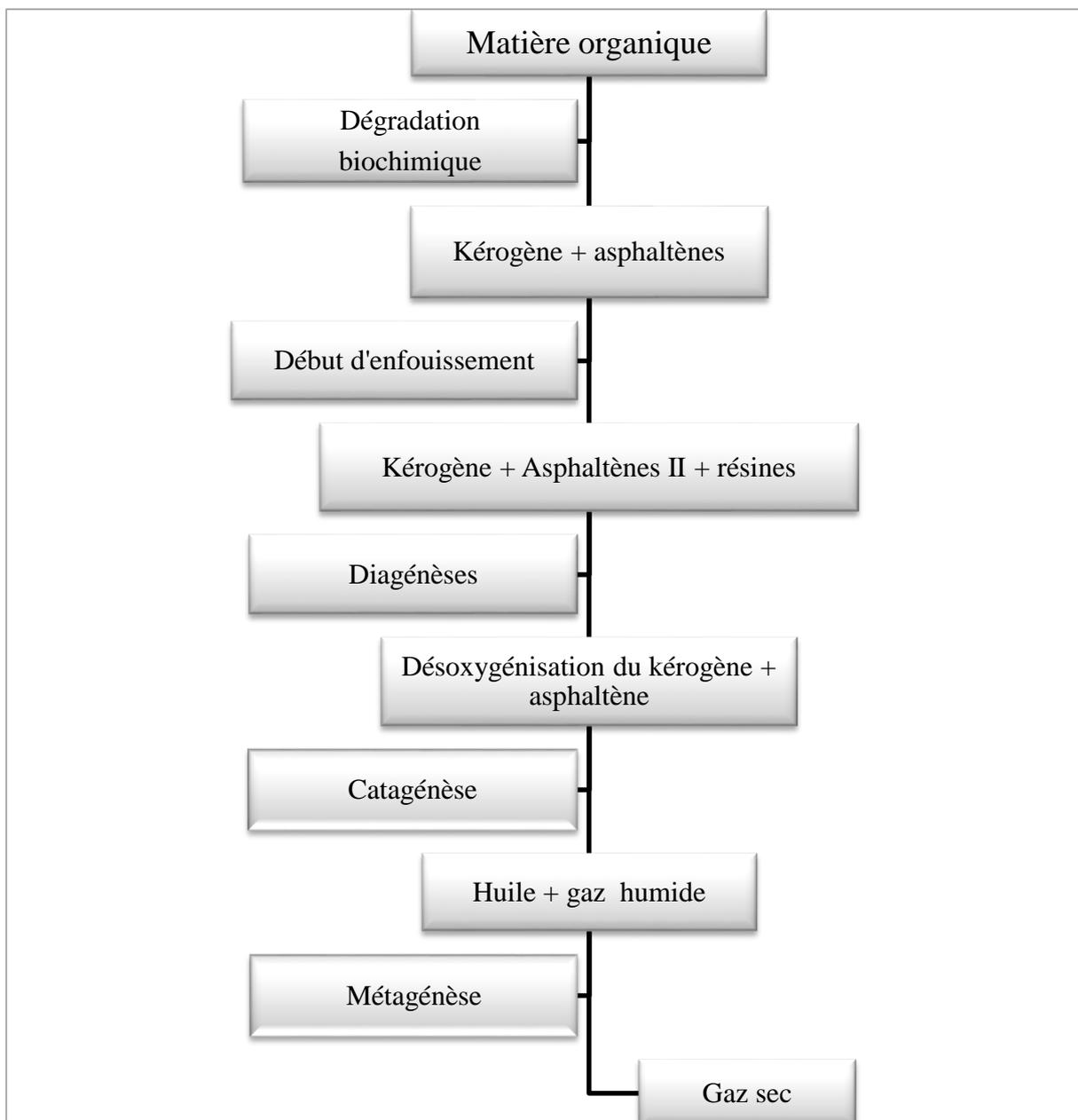


Figure II-2 : Etapes de formation des asphaltènes.

2. Les asphaltènes

2.1. La composition

Quelle que soit la source des asphaltènes, ils sont composés essentiellement de carbone et d'hydrogène, le premier représentant l'élément le plus abondant dont la teneur varie au voisinage d'une gamme limitée de 79 à 87 % en poids, et le second de 7 à 10 %. Ces valeurs correspondent à un rapport atomique H/C variant entre 0,8 et 1,4. Le reste est partagé entre les hétéroatomes dans des proportions variables : le soufre de 0,1 à 10,5 %; l'oxygène de 0,1 à 5% et l'azote de 0,5 à 3,5. On peut aussi trouver des métaux tels que le nickel, le vanadium et le fer avec des valeurs de 150 à 1200 ppm. A titre illustratif, le tableau indique la composition élémentaire d'asphaltènes de pétroles bruts de diverses origines [9].

Tableau II-1 : Analyse élémentaire des asphaltènes du pétrole brut.

Composition élémentaire	Les teneurs (%)
C	79 – 87
H	7 – 10
N	0,5 – 3,5
S	0,1 – 0,5
O	0,1 – 5
H/C	0,8 – 1,4

2.2. La structure

Pfeiffer et Saal [15] ainsi que Yen [16] ont proposé des modèles moléculaires pour détailler la structure des asphaltènes :

2.2.1. Modèle de Pfeiffer et Saal

Pfeiffer et Saal [15] proposent de représenter les asphaltènes peptisés, au sein du pétrole. Selon ces auteurs les asphaltènes forment des entités micellaires entourées et stabilisées par les résines et certains autres constituants du brut. Ils ont suggéré qu'il existe une transition continue entre les entités les plus polaires (les asphaltènes) et les entités les moins polaires (les aliphatiques). Lorsque la quantité des résines diminue, les forces attractives se

créent, ce qui entraîne une association des micelles entre elles et confère au milieu une structure du type gel [9].

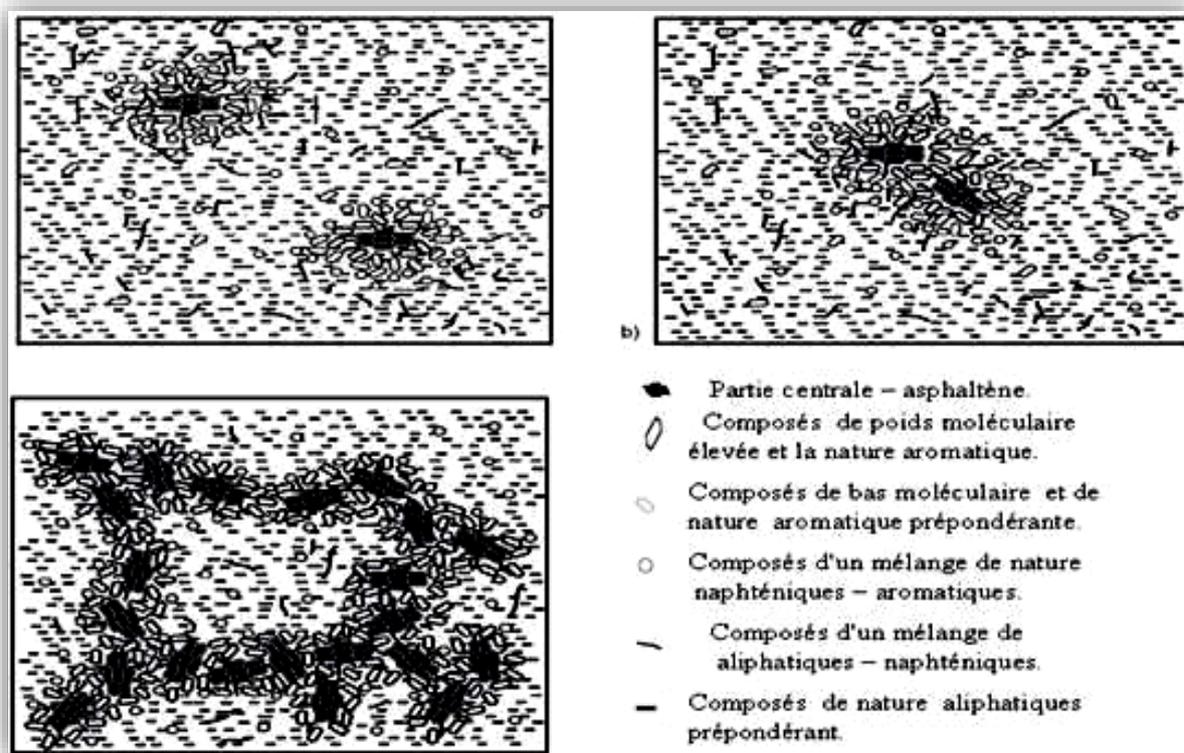


Figure II-3 : Modèle de la structure de pétrole proposé par Pfeiffer et Saal [15] des molécules d'asphaltène dans leur milieu naturel (bitume) :

a) Asphaltènes peptisés b) Agrégats c) Formation du gel

2.2.2. Modèle de Yen

En 1967, Yen [16] a proposé un modèle décrivant la structure des asphaltènes. Cette dernière peut être envisagée à deux échelles ; la microstructure correspondant à des entités dont la masse molaire est de l'ordre de quelques centaines à quelques milliers de nanomètres et la macrostructure qui peut résulter d'une association de ces entités entre elles ou avec des hydrocarbures pour former des édifices plus importants. La masse molaire des asphaltènes ainsi que certaines propriétés physiques, comme la viscosité sont influencées par l'existence de cette macrostructure et varient en fonction de la concentration selon le milieu dans lequel ils sont présents. Les moyens d'analyse des asphaltènes dans leur milieu naturel (pétrole brut ou produits de raffinage) sont peu disponibles. Pour cette raison, la plupart des analyses ont été menées sur des asphaltènes préalablement précipités et Yen [16] en 1972 a proposé un modèle qui décrit la structure des asphaltènes [9].

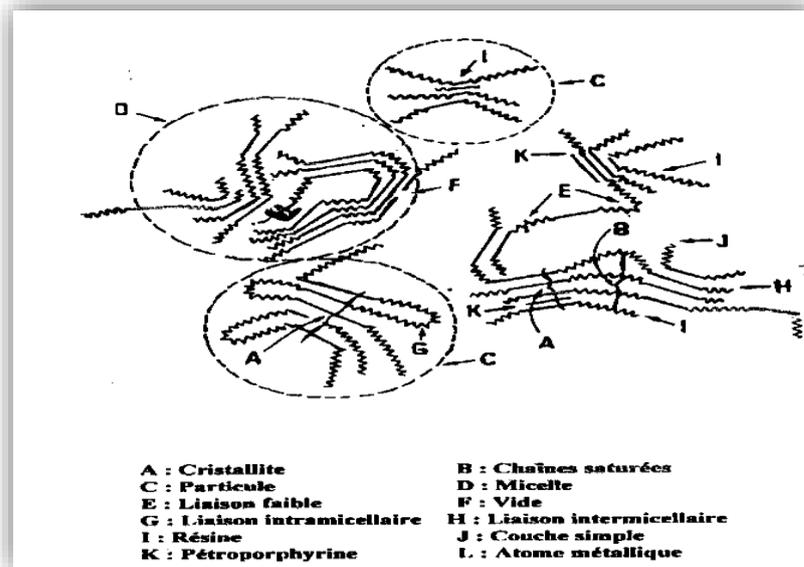


Figure II-4 : Modèle de Yen [16], structure des molécules d'asphaltènes.

2.2.2.1. La microstructure (0,5-40 Å)

La microstructure des asphaltènes d'après le modèle proposé par Yen [16] se compose des éléments suivants :

- **Le feuillet**

C'est l'élément de base de la microstructure des asphaltènes. Il est constitué de cycles aromatiques condensés portant des chaînes aliphatiques, des cycles naphthéniques ou encore des hétéroatomes. Les méthodes d'absorption en fluorescence optique ont montré que le feuillet comportait un nombre moyen de cycles variant de 4-10 cycles dans les systèmes les plus simples et 20 cycles dans les systèmes les plus complexes. La dimension moléculaire du feuillet d'asphaltènes (horizontale) est estimée dans la gamme de 11-17 Å [9].

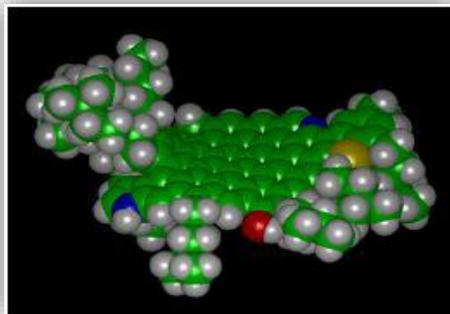


Figure II-5 : Feuillet de particule d'asphaltènes.

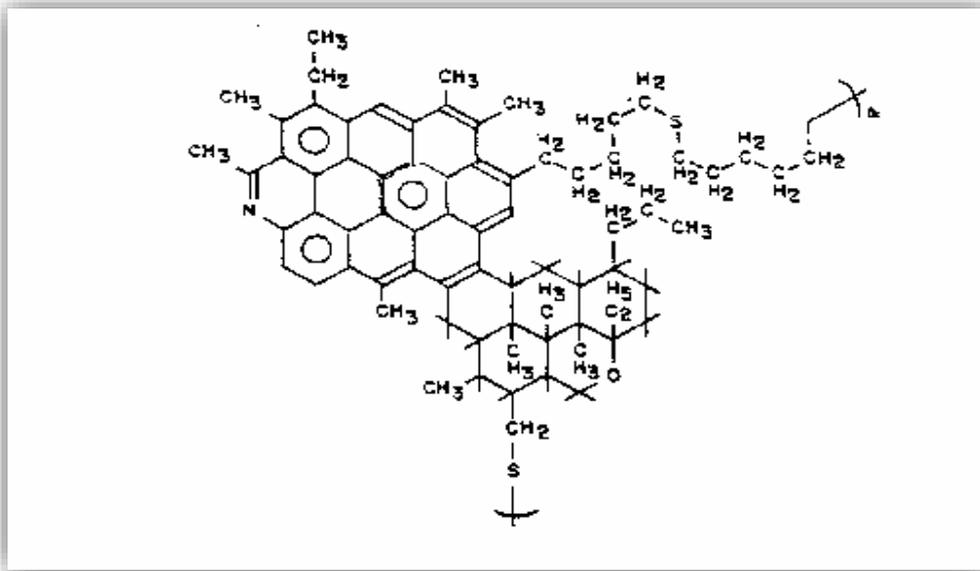


Figure II-6 : Feuillet aromatique.

Les chaînes aliphatiques reliant les différents groupements aromatiques et sont constituées en moyenne de 4 à 6 atomes de carbone. La masse molaire du feuillet est de l'ordre de 500 à 1000 g/mol et la taille d'un feuillet est de l'ordre d'un nanomètre [9].

- **La particule**

Elle est constituée de l'empilement de quelques feuillets par des liaisons. L'analyse par diffraction des rayons X a permis de déterminer la distance inter - feuillet, 0.37 nm, ainsi que la hauteur totale de la particule et d'en déduire que chaque particule contient 3 à 5 feuillets.

Les lignes droites représentent les cycles aromatiques condensés et les lignes en zigzag, les chaînes alkyles ou naphthéniques. Lorsque deux ou trois particules se regroupent, elles forment une micelle [9].

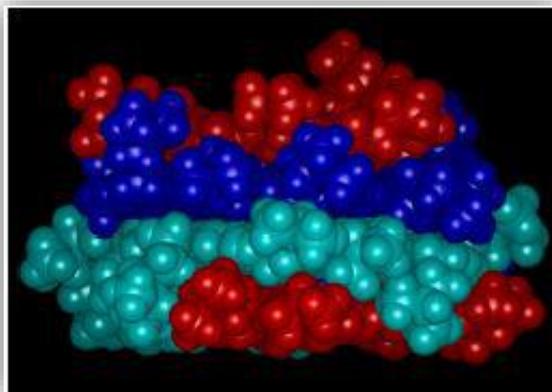


Figure II-7 : Une particule d'asphaltène.

- **Micelles**

Les particules s'associent pour former dans l'huile des particules colloïdales ou micelles.

- **Agglomérats**

L'association de particules ou micelles donne des agglomérats.

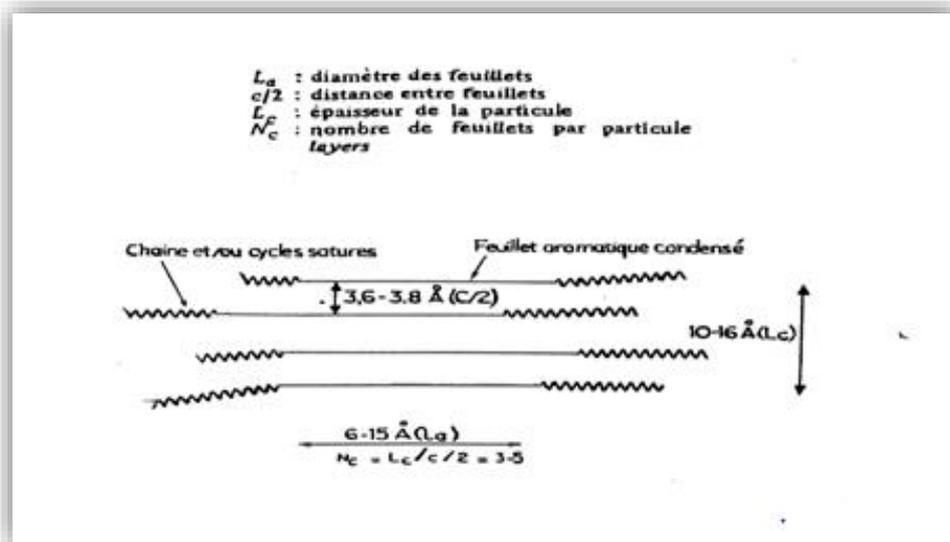


Figure II-8 : Particule d'asphaltène d'après Yen [16] et Speight, al.

2.2.2.2. La macrostructure (40-2000 Å)

Les feuillets sont empilés en petit nombre, tel que 3 à 5, pour former des particules par association moléculaire où les liaisons entre les feuillets aromatiques poly-condensés jouent un rôle important. A leur tour, les particules pourraient s'associer pour former des macrostructures, (particules ou micelles). La dimension verticale des agrégats est de 28 Å [9].

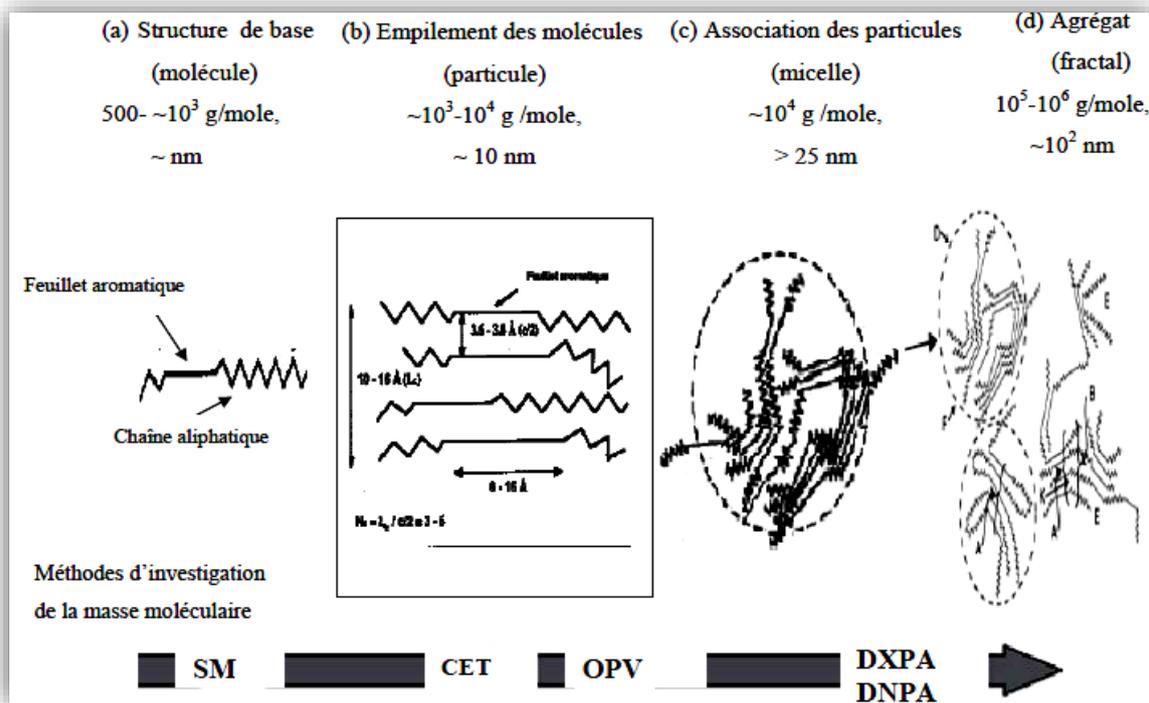


Figure II-9 : Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen [16] (a), (b) et (c) microstructure; (d) macrostructure. Les domaines des masses molaire mesurées par différentes techniques en fonction de l'état d'agrégation sont indiqués.

2.3. Image de la molécule d'asphaltène

Plusieurs auteurs ont proposé l'image d'une molécule d'asphaltène par différentes techniques de caractérisation. Ces dernières peuvent être utilisées pour décrire globalement les asphaltènes comme des molécules formées à partir des anneaux aromatiques condensés contenant la plupart des hétéroatomes et portant des chaînes alkyliques [1].

2.3.1. D'après Bungler et Li (1981)

Ce modèle a été proposé par Bungler et Li [17] à partir du pétrole brut vénézuélien. D'autres auteurs proposent quatre molécules d'asphaltènes: Deux correspondants à des bruts stables et les deux autres à des bruts instables [1].

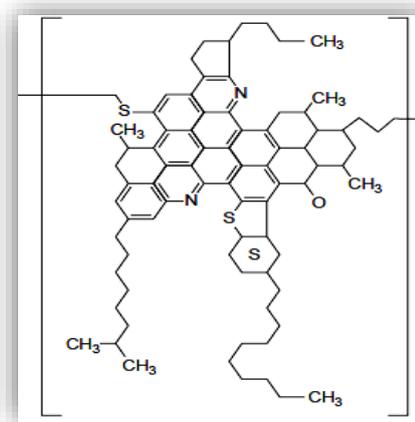


Figure II-10 : Molécule d'asphaltènes.

2.3.2. D'après Yarranton

Yarranton [18] a constaté que l'instabilité du pétrole brut ne peut pas être prévue seulement par la composition chimique de ses fractions mais à partir des dépôts. C'est une initiation pour l'étude de la caractérisation des asphaltènes en solution [1].

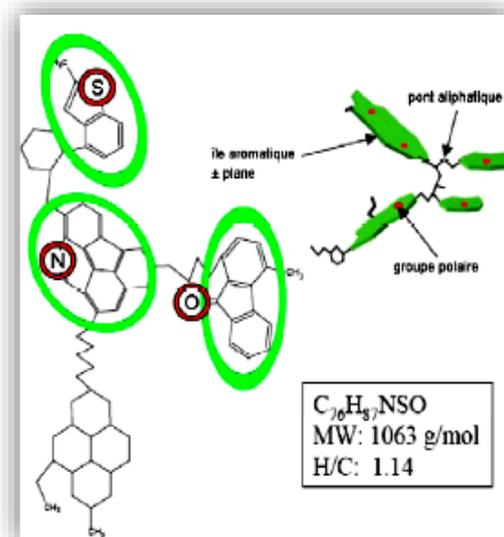


Figure II-11 : Modèle d'asphaltène d'après Yarranton [18].

2.3.3. D'après Murgich, (2003)

Pour la caractérisation des produits chimiques déduit de différentes techniques analytiques, ces dernières peuvent être utilisées pour proposer des modèles structuraux des molécules moyennes (résines, asphaltènes). Des logiciels donnant trois représentations dimensionnelle ont été développés. Il a été démontré que chaque structure ne peut être représentée seulement par un seul modèle moléculaire. Autrement, Murgich [19] montre que pour une représentation moléculaire, il s'agit de six modèles moléculaires. À partir de toutes les études, on peut décrire les asphaltènes par deux modèles moyens [1].

2.3.3.1. Modèle continental

La structure moléculaire illustrée sur se compose d'un large noyau aromatique condensé entouré de chaînes aliphatiques.

Les interactions entre les monomères « Continentaux » peuvent conduire à un paquet dense supramoléculaire à travers l'empilement des noyaux aromatiques [1].

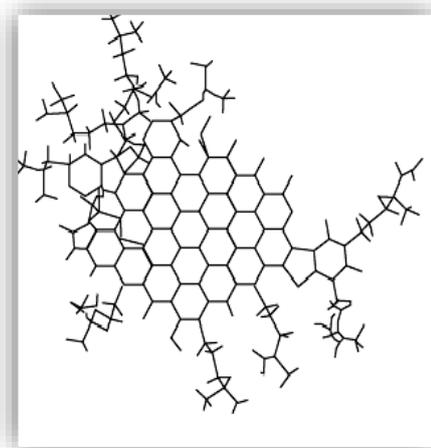


Figure II-12 : Modèle continental.

2.3.3.2. Modèle Archipelago

Archipelago[20] propose une structure en clusters de groupes poly-aromatique condensés comportant de 2 à 5 noyaux liés par des chaînes latérales aliphatiques courtes et contenant probablement des ponts d'hétéroatomes polaires, ainsi qu'on peut le voir sur Figure II.13 [1].

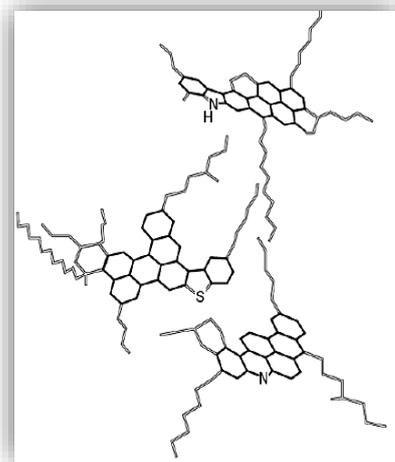


Figure II-13 : Modèle Archipelago [20].

2.3.3.3. Autres structures

Récemment, Groezin et Mullins [21] ont suggéré des structures correspondant à un poids moléculaire moyen de 750 g/mol (molécules plus petites que celles de Strausz et al [22]), qui possèdent en moyenne sept noyaux aromatiques condensés et des chaînes hydrocarbonées aux périphéries, non interconnectées, avec un diamètre qui varie entre 10-20 Angströms. La Figure II.14 montre trois molécules de ce type [1].

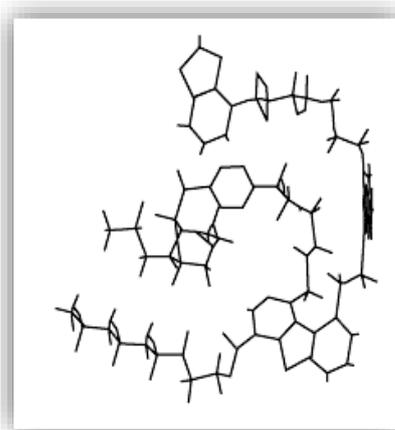


Figure II-14 : Molécule d'asphaltènes d'après Groezin et Mullins [21].

2.4. Mécanisme de précipitation des asphaltènes

Le terme de dépôt a souvent été utilisé pour décrire le processus de précipitation. Il est important de clarifier la différence entre les deux. Alors que les précipitations peuvent être définies comme la formation d'une phase solide à partir d'une phase liquide, le dépôt peut être décrit comme la formation et la croissance d'une couche de la surface d'un solide précipité. En outre, une condition nécessaire mais non suffisante pour le dépôt est la précipitation d'une phase solide à partir d'une solution liquide. C'est-à-dire que la précipitation, bien qu'elle soit un précurseur du dépôt, ne garantit pas nécessairement le dépôt. En outre, alors que la précipitation est principalement fonction de variables thermodynamiques telles que la composition, la pression et la température, le dépôt dépend également de l'hydrodynamique du flux, du transfert de chaleur et de masse et de l'interaction solide-solide et surface-solide.

Les asphaltènes qui se sont séparés du pétrole brut se composent de diverses particules dont le poids moléculaire varie entre ~ 700 à plusieurs milliers. Une gamme aussi étendue de la distribution de la taille des asphaltènes suggère que l'asphaltène peut être en partie dissous et en partie suspendu/peptisé dans le pétrole brut. Alors que le premier scénario est un scénario réversible relativement bien compris processus thermodynamique, ce dernier est un mécanisme colloïdal irréversible plus complexe.

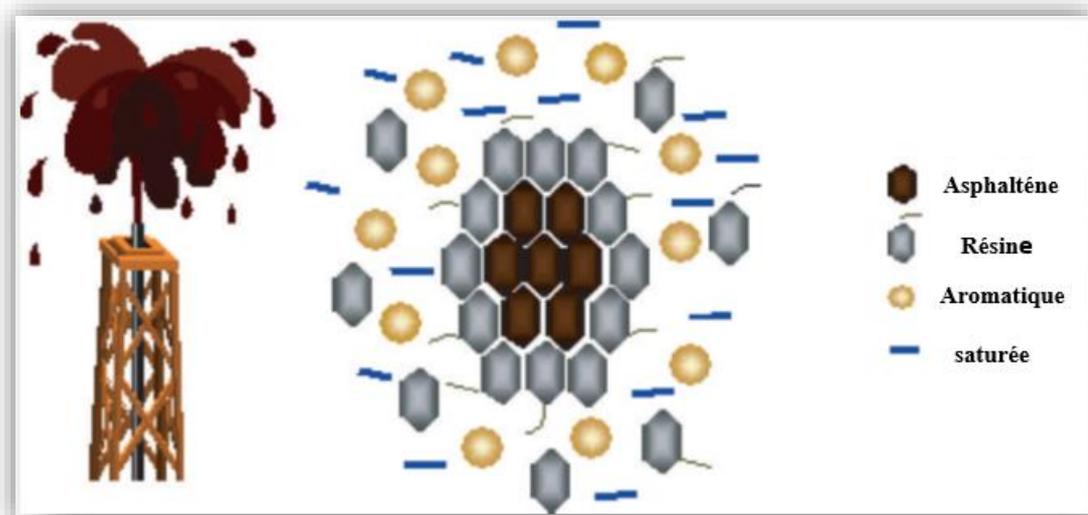


Figure II-15 : Vue simplifiée du pétrole.

La Figure II.15 est une représentation schématique simpliste du pétrole brut en termes des quatre grandes fractions bien connues du SARA, à savoir les saturés, les aromatiques, les résines, et les asphaltènes. On pense que les molécules d'asphaltènes sont entourées de résines

qui agissent comme des agents peptisants, c'est-à-dire que les résines maintiennent les asphaltènes dans un état colloïdal (par opposition à une solution) dans le pétrole brut. Les résines sont généralement composées d'un groupe terminal très polaire, qui contient souvent des hétéroatomes tels que l'oxygène, le soufre et l'azote, ainsi que des groupes paraffiniques longs et non polaires. Les résines sont attirées par les micelles d'asphaltènes par leur groupe terminal. Cette attraction est le résultat d'une liaison hydrogène à travers les hétéroatomes et le dipôle-dipôle les interactions résultant des hautes polarités de la résine et de l'asphaltène. Le composant paraffiniques de la molécule de résine agit comme une queue faisant la transition vers la masse relativement non polaire du pétrole où les molécules individuelles existent également en solution réelle. Les aromatiques (tels que le toluène) sont des solvants relativement bons pour la cire et les asphaltènes [23].

2.5. Les facteurs influençant sur la stabilité des asphaltènes

La stabilité des asphaltènes dépend de divers facteurs, notamment (mais pas exclusivement) de la composition, de la pression et de la température de l'huile. Le consensus général est que l'effet de la composition et, à son tour, de la température de l'huile, est un facteur important de la stabilité des asphaltènes. La pression sur les précipitations d'asphaltènes est plus forte que l'effet de la température. Cependant, il existe toujours un certain désaccord dans la littérature concernant l'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes [23].

2.5.1. Effet du changement de la composition

La précipitation des asphaltènes peut se produire lors du mélange de fluides hydrocarbonés incompatibles, de l'inondation de miscibles, de l'inondation de CO₂, de l'opération de gaz lift utilisant des gaz riches et/ou des emplois acidifiants. L'ajout de composés dont les molécules diffèrent grandement des résines et des asphaltènes en termes de taille et de structure et donc de paramètre de solubilité, déplace l'équilibre qui existe dans la partie non polaire du pétrole brut. Par exemple, des liquides alcanes normaux (tels que le pentane, l'hexane ou l'heptane) sont souvent ajoutés aux pétroles bruts pour tenter de réduire la viscosité des pétroles lourds. Le résultat de cette introduction est une altération des caractéristiques générales du pétrole brut, qui le rend plus léger. En réaction, les molécules de résine se désorbent de la surface des asphaltènes pour tenter de rétablir l'équilibre thermodynamique qui existait dans le pétrole. Cette désorption des résines peptisantes force les micelles d'asphaltènes à agglomérer afin de réduire leur surface globale d'énergie libre. Si

des quantités suffisantes du réactif de titrage particulier sont ajoutées à l'huile, les molécules d'asphaltènes s'agrègent à tel point que les particules surmontent les forces browniennes de suspension et commencent à précipiter [23].

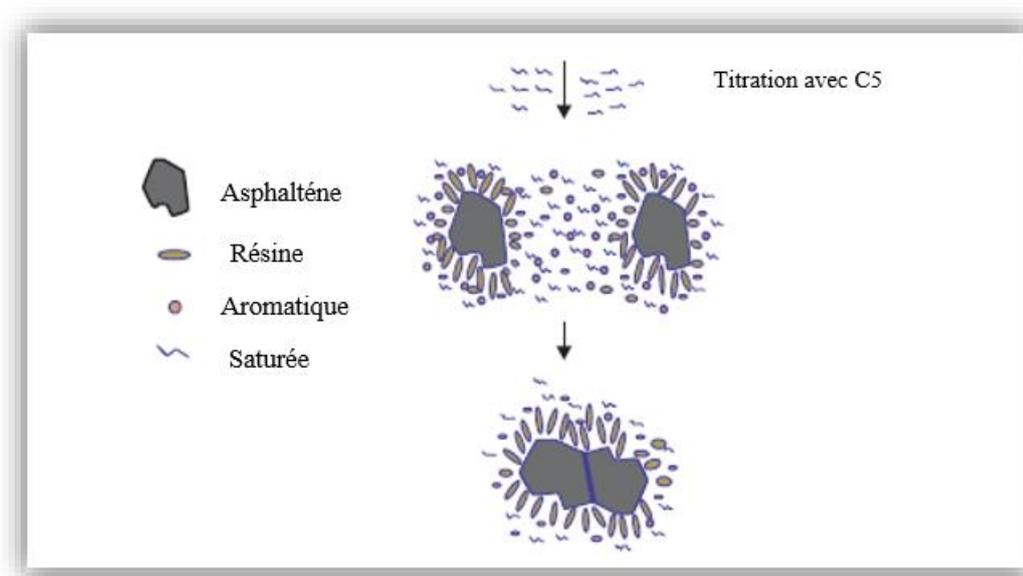


Figure II-16: Schéma du mécanisme de floculation des asphaltènes par tirage avec n-C₅.

La description ci-dessus suggère que la quantité et le type de solvant ajouté au pétrole brut peuvent être déterminants pour la quantité et les caractéristiques des asphaltènes précipités. Comme l'illustre la Figure II.16, les "asphaltènes" totaux induits par les n-alcanes à partir du même pétrole mort (en utilisant un rapport n-alcane:pétrole) diminuent avec l'augmentation de l'indice de carbone titrant. L'examen visuel des précipités correspondants révèle une variation des textures et des caractères des "asphaltènes" avec l'indice de carbone titrant. Alors que les n-alcanes courts donnent des "asphaltènes" collants et collants, les n-paraffines plus longs produisent des "asphaltènes" poudreux et secs.

Les "asphaltènes" précipités ainsi obtenus sont clairement différents tant qualitativement que quantitativement. Il est largement reconnu que les n-alcanes courts/légers ont tendance à coprecipiter les résines avec les asphaltènes [23].

2.5.2. Effet du changement des conditions thermodynamiques : Pression et Température

Les précipitations et les dépôts d'asphaltènes peuvent également se produire dans les tubes des puits de pétrole en dessous de la profondeur à laquelle le pétrole devient saturé. Ce phénomène est largement attribué aux différents degrés de compressibilité des fractions légères et des composants lourds (par exemple, les résines et les asphaltènes) du pétrole brut sous-saturé. En fait, la fraction volumique relative des fractions légères dans la phase liquide augmente à mesure que la pression du fluide du réservoir sous-saturé approche de son point de bulle. Un tel effet est similaire à l'ajout d'un hydrocarbure de faible masse molaire (précipitant) à un pétrole brut provoquant la déplétion des asphaltènes [23].

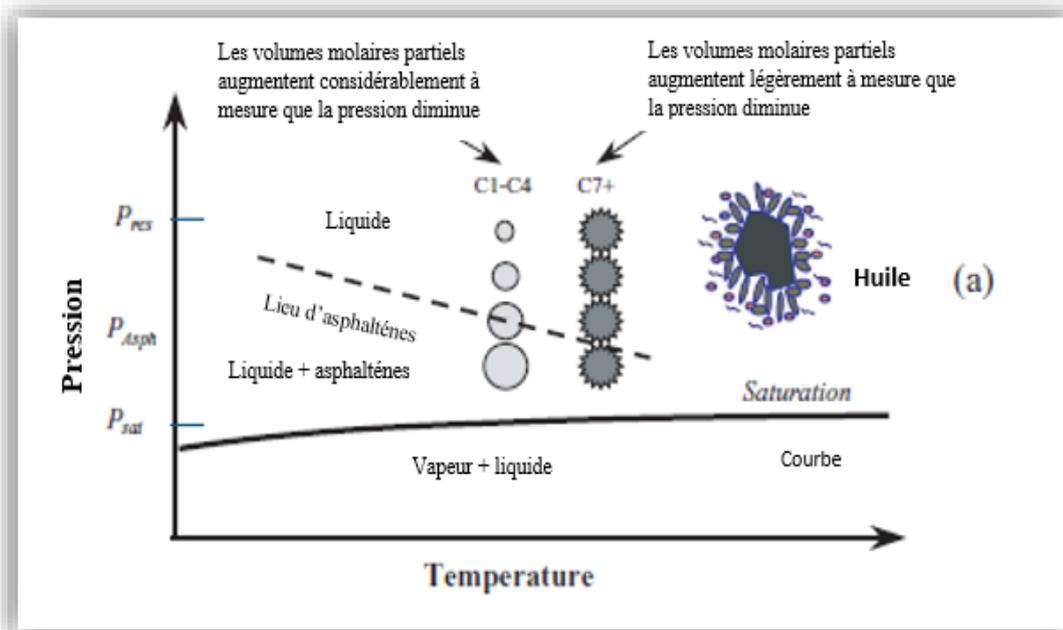


Figure II-17 : Effet de la pression sur le volume molaire des composants pétroliers :
a) Représentation schématique.

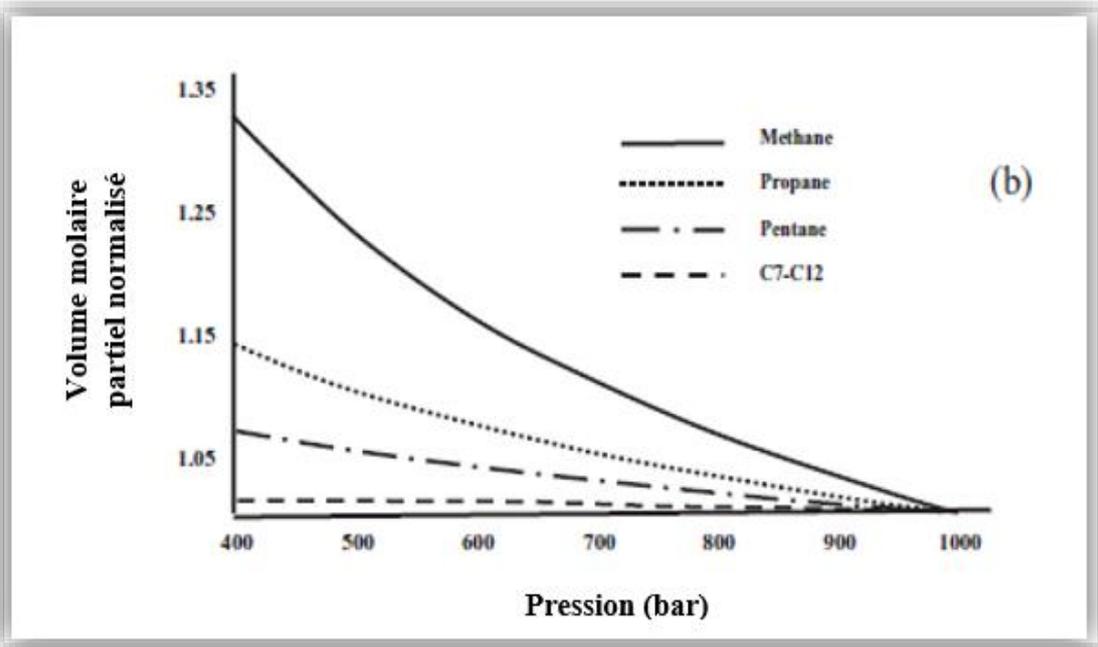


Figure II-18 : Effet de la pression sur le volume molaire partiel des composants pétroliers
(b) Simulations de l'EOS de Peng-Robinson [24].

Ce concept est illustré schématiquement dans la Figure II.17 (a) et complété en se référant aux résultats de la simulation du modèle EOS de Peng-Robinson [24] de la Figure II.18 (b). Il est clair que le volume molaire partiel des molécules facilement compressibles (par exemple, le méthane) change sensiblement par rapport à celui du pentane lorsque la pression du système diminue de manière isotherme. Cette modification est encore moins prononcée dans le cas de la fraction $C_7 - C_{12}$.

Il est donc concevable que les fractions pétrolières beaucoup plus lourdes (c'est-à-dire les résines et les asphaltènes) présentent un changement de volume molaire partiel relativement minime lorsque la pression diminue à la même température. Il a été établi que la majeure partie des précipitations d'asphaltènes se produit à proximité des pressions de point de bulle des pétroles bruts sous-saturés.

Le point de bulle, les hydrocarbures volatils s'évaporent du liquide sous forme de phase gazeuse, entraînant une augmentation de la densité de la phase liquide (c'est-à-dire un changement de la composition du liquide). Sachant que les fractions légères ainsi que les asphaltènes sont en concurrence pour la solvabilité du pétrole brut. La perte des fractions légères implique une meilleure solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut.

Le pétrole brut (~40 API avec 0,01 % en poids d'asphaltènes) à des pressions supérieures au point de bulle. En dessous de la pression de saturation, les problèmes de colmatage disparaissent [23].

CHAPITRE III

Champ de Hassi Messaoud et problème du dépôt d'asphalte

Historique

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD₁; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord - Nord-Ouest de MD₁, le forage OM₁ foré par la Compagnie française des pétroles Algérie (C.F.P.A) confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au sud la société nationale de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie SN.REPAL.

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales [25].

1. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km Sud- Sud - Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 Km². Sa localisation :

- En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :
 - 790.000 à 840.000 Est
 - 110.000 à 150.000 Nord
- En coordonnées géographiques :
 - Au Nord par latitude 32 15°
 - Au Sud par latitude 31 30°
 - A l'Ouest par la longitude 5 40°
 - A l'Est par la longitude 6 35° [26].



Figure III-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

2. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeïfère. C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étende sur 53x44 km de superficie.

Il est limité :

- Au Nord - Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud - Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud - Est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

A plus grande échelle, il est limité géologiquement :

- A l'Ouest par la dépression
- d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa - Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkiné [27].

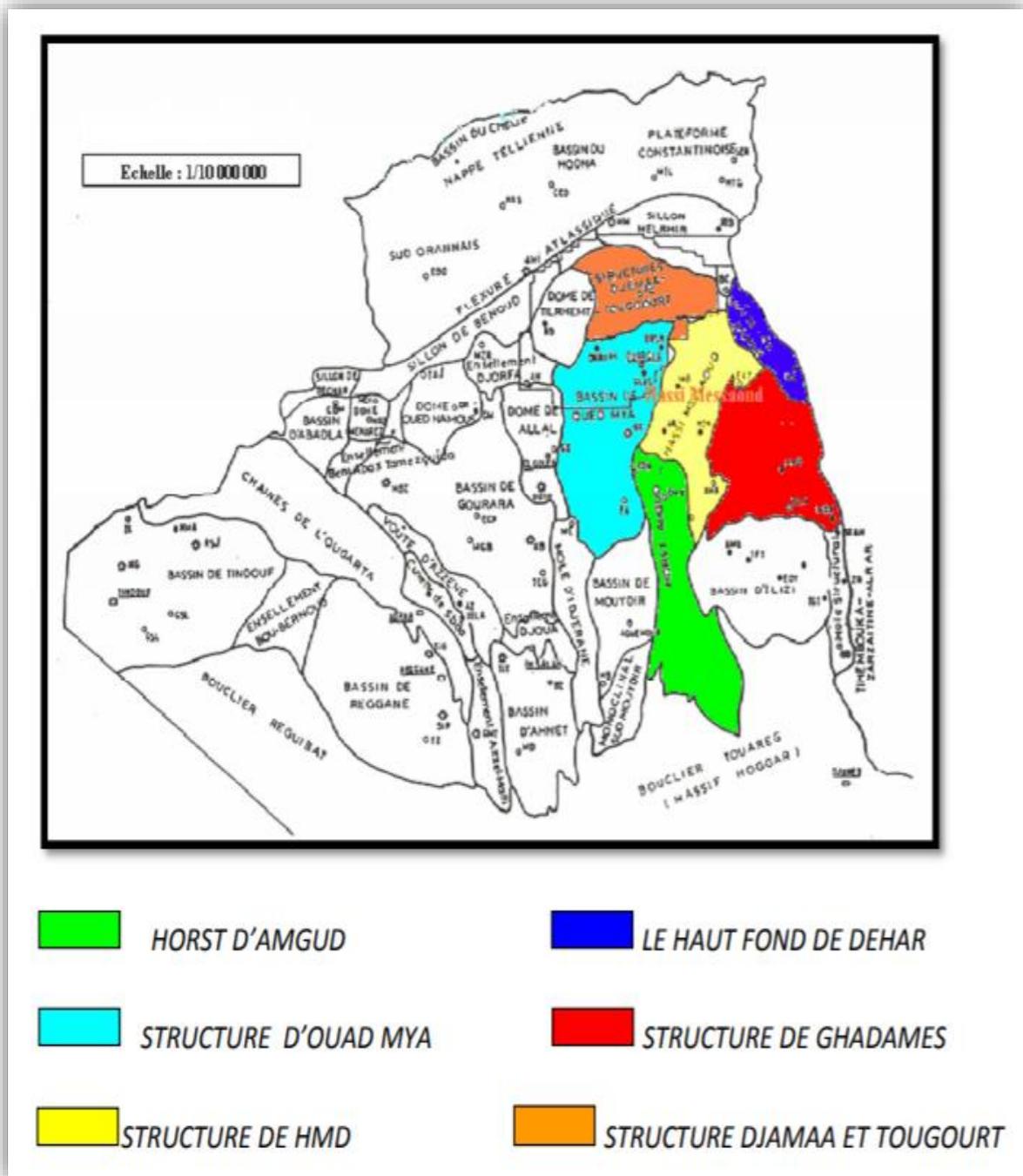


Figure III-2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.

3. Zonation du champ de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud. Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones productives. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits qui communiquent entre eux litho-logiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression. Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes : Nord et Sud, chacun a sa propre numérotation [28].

4. Historique des problèmes de dépôts d'asphaltènes

Les dépôts d'asphaltènes ont été observés dans le tubing des puits dès les premières étapes de production du champ de Hassi Messaoud, en particulier la zone1 (1a, 1b, 1c).

Initialement, les puits de la zone-1 devrait avoir un potentiel de 1 000 m³/j de pétrole, cependant, après un démarrage de 10 à 30 mois, le déclin de la production a été observé dans certains puits, et depuis de nombreux puits ont été complètement bouchés.

Par exemple, la production du puits MD 237 a diminué de 15,5 m³/h à 1,6 m³/h dans la période allant de Mars 1976 jusqu'à Octobre 1977; avec un skin de +37. Cela prouve que le dépôt d'asphaltène s'est produit dans le réservoir et dans le puits [29].

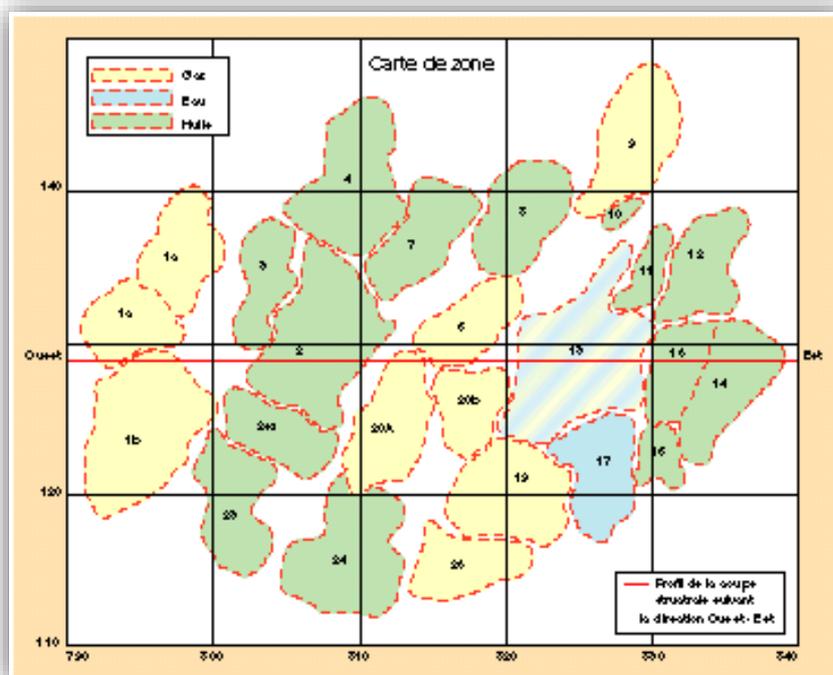


Figure III-3 : Carte de Zonation du champ de Hassi Messaoud.

5. Problèmes d'exploitations rencontrés

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions sévères de température et de pression régnant dans le gisement.

Le premier problème est dû aux dépôts d'asphaltènes dans le tubing.

Un second est dû à la présence, dans la formation, d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans la collecte [30].



Figure III-4 : Déposition Asphaltènes (2007Petroskills LLC).

6. Localisation des dépôts d'asphaltènes

La précipitation d'asphaltènes n'est toutefois pas limitée à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut [29].

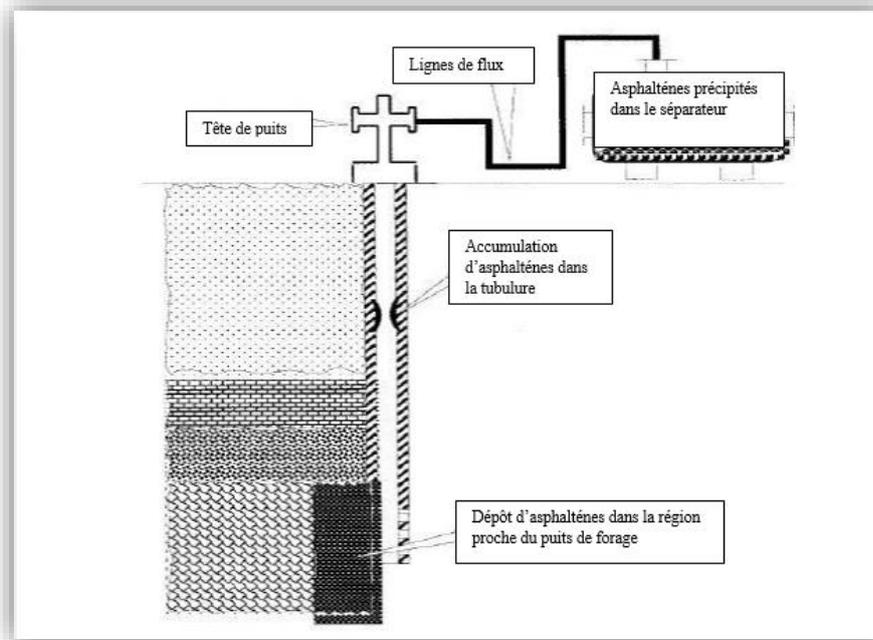


Figure III-5 : Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes
(Source : Jianxin Wang).

7. Traitement des dépôts asphaltènes

Parmi les traitements possibles, on cite :

- La circulation d'une solution de solvants aromatiques dans le tubing dans le but de dissoudre les dépôts formés sur les parois de tubing.
- Squeezing des solutions de différents solvants comme reformat. Cette opération a pour but de dissoudre les dépôts organiques dans la formation (près du puits de forage).



Figure III-6 : Outil Wireline (Gauge Cutter).

Le traitement des dépôts organiques peut avoir pour objectif d'éliminer les dépôts (aspect curatif) ou pour empêcher le dépôt à l'avenir (aspect préventif).

7.1. Aspect curatif

Le traitement employé par SONATRACH dans ce cas est « le grattage mécanique ». Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de "Wireline" à l'aide d'un gratteur. Mais cette opération est parfois difficile et elle a des inconvénients tels que la répétition d'intervention et la rupture du câble.

7.2. Aspect préventif

Ce traitement consiste à l'injection continue d'une solution de différents dispersants dans les puits reconnus pour avoir des problèmes de dépôt. Ceci est réalisé en faisant circuler la solution vers le bas avec un tube concentrique et la remonter à la surface par l'espace annulaire. Cela permettra d'éviter ou de minimiser l'agglomération et la formation des dépôts asphaltènes [29].



Figure III-7 : Traitement du dépôt d'asphaltène (Coiled tubing opération).

CHAPITRE IV

**Méthodes expérimentales de
caractérisation des fluides
pétroliers et organiques**

Introduction

Les fluides des réservoirs de pétrole sont composés principalement de composants d'hydrocarbures. L'eau est également présente dans les réservoirs de gaz et de pétrole sous une forme interstitielle. L'influence de l'eau sur le comportement des phases et les propriétés des fluides d'hydrocarbures est dans la plupart des cas, d'importance mineure.

Le comportement des phases du pétrole et du gaz est donc généralement traité indépendamment de la phase aqueuse, à moins que des structures solides d'hydrocarbures, appelées hydrates, ne soient formées dans l'eau.

Le comportement d'un mélange d'hydrocarbures dans les conditions du réservoir et de la surface est déterminé par sa composition chimique et par la température et la pression qui règnent. Ce comportement est une considération primordiale dans le développement et la gestion des réservoirs et affecte tous les aspects de l'exploration et de la production pétrolière.

Bien qu'un fluide de réservoir puisse être composé de plusieurs milliers de composés, les principes fondamentaux du comportement des phases peuvent être expliqués en examinant le comportement des hydrocarbures purs et simples des mélanges à plusieurs composants.

Le comportement de tous les fluides de réservoir réels suit fondamentalement le même principe mais pour faciliter l'application de la technologie dans l'industrie, les fluides de réservoir ont été classés en différents groupes tels que le gaz sec, le gaz humide, le condensat de gaz, le pétrole volatil et le pétrole noir [31].

1. Etude de comportement thermodynamique du fluide

1.1. L'importance d'une étude PVT

Pour optimiser la production des gisements de pétrole et de gaz, il est essentiel de bien connaître les changements de volume et de phase que subira le fluide du réservoir lors de son acheminement à la raffinerie de pétrole. Les pressions des réservoirs varient généralement de 100 à 2000 bars et les températures des réservoirs de 25°C à 200°C. Le puits reliant le réservoir aux installations de surface peut avoir une longueur de plus de 2 km. La pression et la température vont progressivement diminuer dans le puits de production, les conduites d'écoulement reliant le puits à l'usine de traitement et dans l'usine de traitement elle-même.

La Figure IV-1 illustre schématiquement le chemin de production d'un fluide de réservoir.

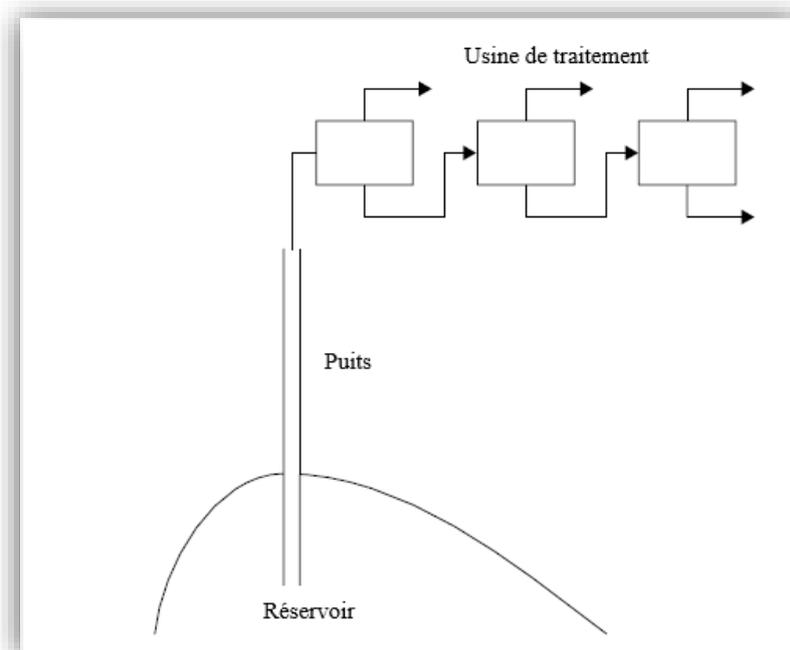


Figure IV-1 : Parcours suivi par le fluide du réservoir jusqu'aux conditions ambiantes.

Les conditions dans le réservoir vont également changer en raison de la production. Un fluide de réservoir, qui dans la phase d'exploration était soit du gaz monophasique soit du pétrole monophasique, peut après un certain temps de production se diviser en deux phases. La division en deux phases est le résultat de l'extraction de matériaux du réservoir. Avec plus d'espace disponible pour le reste du fluide du réservoir, la pression va diminuer et peu après un certain temps atteindre la pression de saturation, à laquelle une seconde phase (gaz ou pétrole) commence à se former.

"Propriétés PVT" est le terme général utilisé pour exprimer le comportement volumétrique (V) d'un réservoir fluide en fonction de la pression (P) et de la température (T). Une propriété essentielle du PVT est la saturation pression à la température du réservoir. À partir du moment où la pression du réservoir atteint la pression de saturation et qu'une deuxième phase commence à se former, la composition du flux de puits produit va changer parce que la production provient principalement de la zone gazeuse ou liquide.

Il est habituel d'utiliser comme référence les volumes de pétrole et de gaz à la pression atmosphérique et à 15°C. La pression atmosphérique (1atm ou 1,01325 bar) et la température de 15°C sont considérées comme des conditions standards.

Dans des conditions standards, un gaz se comportera approximativement comme un gaz idéal, pour lequel le gaz idéal la loi s'applique :

$$\frac{PV}{RT} = 1 \quad (3)$$

Où P représente la pression, V le volume molaire, T la température et R la constante des gaz. Tout écart par rapport au comportement idéal du gaz parfait peut être exprimé par le facteur de compressibilité, Z [31] :

$$Z = \frac{PV}{RT} \quad (4)$$

1.2. Tests routines PVT

Les expériences PVT de routine à réaliser dépendent du type de fluide. Un volume d'échantillon d'environ 600cm³ dans des conditions de réservoir est nécessaire pour réaliser une étude PVT de routine.

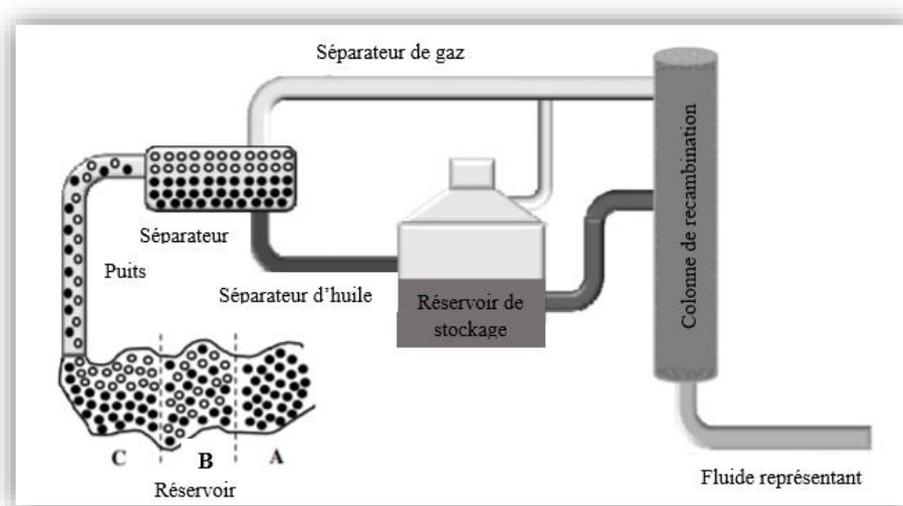


Figure IV-2 : Schéma du processus de recombinaison.

1.2.1. Test 1 : Séparation flash

Lorsque les échantillons collectés satisfont aux critères de sélection du conditionnement des puits dans un premier temps, la qualité des données PVT mesurées doit être vérifiée. Les expériences PVT sont normalement réalisées sur des échantillons recombines.

Lorsque plusieurs échantillons de gaz et de liquide sont prélevés dans le séparateur, la première étape du contrôle de la qualité des données PVT consiste à sélectionner les échantillons de gaz et de liquide à recombinaison.

L'échantillon de gaz ayant une teneur minimale en air et une différence minimale entre la pression d'ouverture de la bouteille et la pression du séparateur est préféré. L'échantillon d'huile est également sélectionné en comparant la pression de son point de bulle et la pression d'ouverture de la bouteille avec la pression du séparateur. Dans l'étape suivante, les conditions d'équilibre des échantillons de pétrole et de gaz doivent être vérifiées.

Le graphique Hoffman[32] est un outil utile pour vérifier les conditions d'équilibre des échantillons de gaz et de liquide sélectionnés [33].

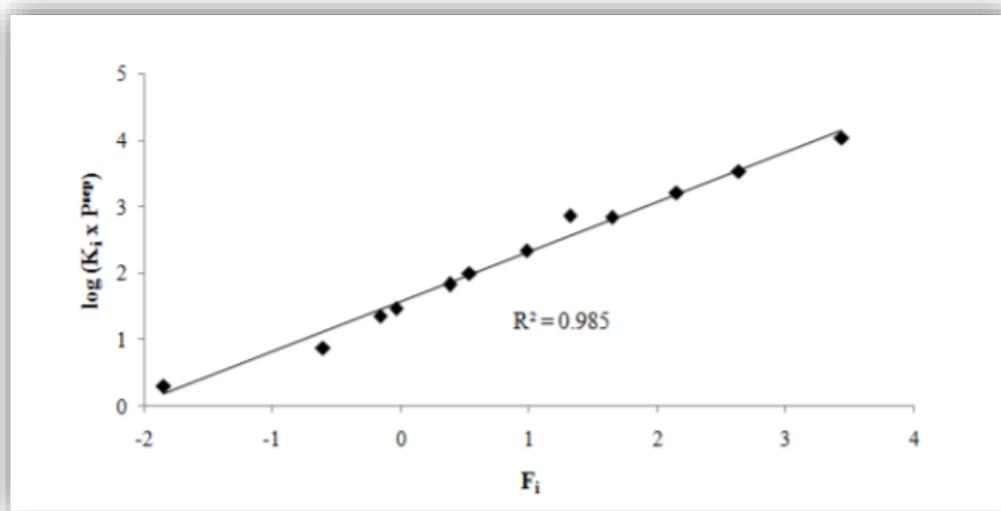


Figure IV-3 : Hoffman [32] - Diagramme d'un échantillon du séparateur.

Des expériences de séparation sont effectuées pour les mélanges d'huile de pétrole et de gaz. Un essai de séparateur en trois étapes est indiqué sur la Figure IV-3. Le test du séparateur est effectué en laboratoire pour mesurer les changements de composition et de volume du fluide au cours de la production. Les conditions d'essai du séparateur sont souvent choisies pour correspondre à celles des séparateurs de champ. Le fluide du réservoir est placé

dans une cellule fermée (un séparateur) dans des conditions de pression et de température, dans lesquelles le mélange de fluides se sépare en une phase gazeuse et une phase liquide.

Une fois les deux phases en équilibre, le gaz est pompé hors du séparateur dans les conditions d'essai par le haut et est transféré dans des conditions standards, où son volume, la gravité du gaz et sa composition sont mesurés. Le liquide qui s'échappe du gaz est converti en volume de gaz équivalent dans des conditions standards. Le liquide provenant du séparateur du premier étage est soumis à une séparation du second étage à une pression et une température inférieures à celles du premier. Une plus grande quantité de gaz sera libérée.

Comme pour le premier séparateur, ce gaz est transféré dans des conditions standards et ses propriétés sont mesurées. L'huile du dernier séparateur aux conditions standards est appelée stock tank oil, et le volume de cette huile est appelé stock tank oil volume. Le terme "stock tank" indique que le pétrole peut être stocké dans des conditions atmosphériques sans libérer de gaz. L'huile stockée est pesée et sa densité est mesurée à 15°C pour calculer le volume de liquide stocké dans le réservoir. La composition du liquide du réservoir est déterminée. L'objectif d'une expérience de séparation est d'avoir une idée approximative des quantités volumétriques relatives de gaz et de pétrole produites à partir d'un réservoir de pétrole particulier.

Les compositions du gaz libéré à chaque étape comprennent également un facteur B_0 . Ce facteur exprime le retrait de l'huile saturée à la température du réservoir à l'huile stable provenant d'une séparation en quatre étapes avec des températures et des pressions de séparateur. Les autres facteurs B expriment le retrait de l'huile depuis l'étape actuelle de la séparation jusqu'aux conditions du réservoir de stockage. Le rapport volumétrique gaz/pétrole (GOR) du séparateur est égal au rapport entre le volume de gaz libéré de l'étape actuel amené aux conditions standards et le volume d'huile du dernier étage du séparateur, qui est aux conditions standards. Le rapport gaz/huile du séparateur pour le numéro de séparateur N devient [31]:

Rapport gaz/huile du séparateur de l'étage N , (Stage N separator gas/oil ratio) :

$$GOR = \frac{V_{N,Std}^{gaz}}{V_{Std}^{huile}} \quad (5)$$

1.2.2. Test 2 : Expérience d'épuisement des volumes constants (Constant-Volume Depletion Experiment)

L'expérience d'appauvrissement en volume constant (CVD) est illustrée à la Figure. Elle est réalisée sur des mélanges de gaz condensés et (plus rarement) sur des huiles volatiles

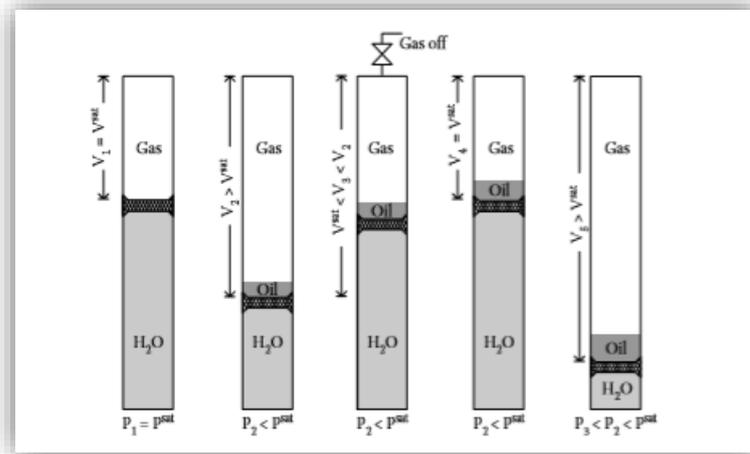


Figure IV-4 : Représentation schématique d'une expérience à volume constant.

Le test est effectué dans une cellule à fenêtre qui permet de mesurer visuellement les volumes de liquide rétrograde. L'essai consiste en des expansions de pression ultérieures et des déplacements de pression constants du volume de gaz en excès pour ramener le contenu de la cellule à un volume constant. Le volume constant est égal au volume à la pression de saturation. Cette procédure est répétée pour six étapes typiques jusqu'à la pression d'abandon d'environ 50 bars.

La cellule est construite de la même manière que pour une expérience de CME, mais est équipée d'une valve sur le dessus permettant l'épuisement du gaz pendant l'expérience. L'expérience est lancée au point de saturation. La pression du point de saturation P^{sat} et le volume du point de saturation V^{sat} sont enregistrés. Le volume est augmenté, ce qui fait baisser la pression et deux phases distinctes se forment dans la cellule. Le volume du mélange est ensuite réduit à V^{sat} en évacuant l'excès de gaz par la vanne située au-dessus, en maintenant une pression constante. La quantité molaire de gaz appauvri en pourcentage de gaz initialement présent dans la cellule et le volume de liquide dans la cellule en pourcentage du volume du point de saturation sont enregistrés. Le volume est augmenté à nouveau, le volume excédentaire est épuisé, et ainsi de suite jusqu'à ce que la pression soit comprise entre

100 et 40 bars. La composition de chaque gaz déplacé peut être déterminée en utilisant des techniques de distillation cryogénique et de chromatographie en phase gazeuse (CPG) [31].

Ce test est réalisé seulement pour le condensat de gaz qui ne sera pas effectué dans notre étude de cas.

1.2.3. Test 3 : Expérience d'expansion en masse constante

L'expérience d'expansion de masse constante (CME) est également appelée expansion de composition constante (CCE) ou simplement essai pression-volume (PV). L'expérience CME est réalisée pour étudier la relation PV du fluide du réservoir. Quel que soit le type de fluide, il est courant d'effectuer au moins un test de CME à la température du réservoir. Une ou deux autres expériences de (CME) peuvent être réalisées à une température inférieure.

1.2.3.1. Mélange d'huiles

L'expérience CME pour un mélange d'huiles est décrite sur la Figure IV-4. Un volume connu d'échantillon monophasique est chargé dans une cellule PVT et chauffé à la température expérimentale. À cette température, le fluide est stabilisé dans des conditions monophasiques à une pression supérieure à celle du réservoir. Une fois que l'échantillon est stable, le volume est noté. L'échantillon est dilaté pour augmenter le volume du fluide, ce qui fera baisser la pression. À une pression prédéfinie, l'échantillon est stabilisé et le volume est noté. Ce processus d'établissement de la relation PV est répété en plusieurs étapes, depuis une pression supérieure à celle du réservoir jusqu'à une pression d'abandon. La pression de saturation est observée visuellement. Pour un mélange d'huiles, le point de saturation est un point de bulle. Le terme V^{sat} est utilisé pour le volume du point de saturation. À chaque étape de l'expérience, le volume relatif est enregistré, défini comme le rapport entre le volume réel (V^{tot}) et le volume à la pression de saturation :

$$V^{rel} = \frac{V^{tot}}{V^{sat}} \quad (6)$$

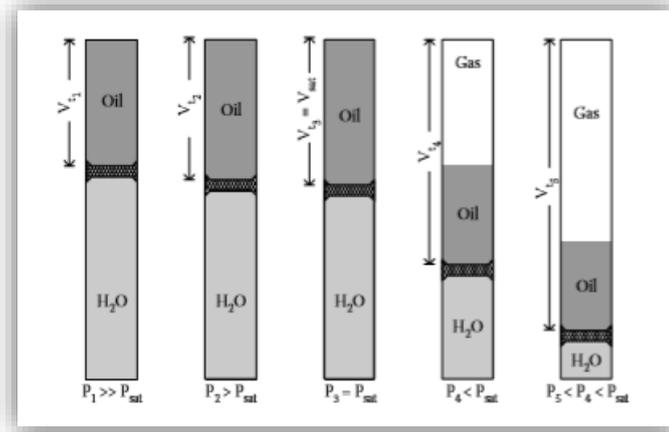


Figure IV-5 : Illustration schématique d'une expérience d'expansion à masse constante pour un mélange d'huile.

La compressibilité isotherme C_o est enregistrée au-dessus du point de saturation :

$$C_o = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (7)$$

Dans cette expression, V est le volume d'huile. En dessous du point de saturation, le facteur Y est enregistré :

$$Y - \text{Facteur} = \frac{\frac{p^{sat} - p}{p}}{\frac{v_{tot} - v^{sat}}{v^{sat}}} \quad (8)$$

Le facteur Y est une mesure du rapport entre les changements relatifs de pression et de volume total dans la région biphasique. Comme le gaz prend plus de volume que le liquide, les changements volumétriques avec la diminution de la pression seront plus importants dans la région biphasique que dans la région monophasique. Une huile qui libère beaucoup de gaz avec une pression décroissante aura un petit facteur Y , alors qu'une huile qui ne libère que de petites quantités de gaz avec une pression décroissante aura un grand facteur Y . Une expérience de CME est généralement arrêtée à une pression comprise entre 50 et 100 bars.

1.2.3.2. Mélanges gaz-condensat

L'expérience CME est indiquée pour un mélange gaz-condensat dans la Figure. Un volume connu d'échantillon monophasé est chargé dans une cellule PVT à fenêtrage et chauffé à la température expérimentale. À cette température, le fluide est stabilisé à une pression supérieure à la pression du réservoir et à la pression de saturation. Une CCE est effectuée comme expliqué précédemment pour les mélanges d'huiles jusqu'à une pression finale

d'environ 50 bars. La pression du point de rosée est mesurée visuellement. Le volume relatif, tel que défini dans l'équation (6) est indiqué à toutes les pressions.

Le facteur de compressibilité en phase gazeuse, tel que défini dans l'équation (4), est enregistré pour les pressions supérieures à la pression de saturation.

En dessous de la pression de saturation, le volume de liquide en pourcentage du volume au point de saturation est indiqué :

$$\% \text{ d'abandon de liquide} = 100 \times \frac{V^{liq}}{V^{sat}} \quad (9)$$

Ce volume de liquide est souvent appelé "goutte de liquide". La densité du fluide monophasique est mesurée de la même manière que celle expliquée précédemment pour les mélanges d'huiles. Cette densité mesurée (de référence) est ensuite utilisée pour calculer la densité et le facteur de compressibilité à d'autres pressions.

1.2.3.3. Gaz secs

Les gaz secs n'ont pas de point de saturation à la température typique du réservoir. Il n'est donc pas possible de mener une étude complète de CME sur un gaz sec. On effectue plutôt une étude PVTZ, qui fait état des facteurs Z des gaz à la température et aux pressions décroissantes pertinentes. Pour le gaz à utiliser comme gaz d'injection à des fins de récupération assistés du pétrole, la température sera le plus souvent égale à la température du réservoir. Les pressions vont d'une pression supérieure à la pression du réservoir.

Les facteurs de compressibilité du gaz sont déterminés en mesurant initialement le volume (T^{ref}) d'une quantité donnée de gaz à la température en question (P^{ref}) et à la pression la plus élevée (V^{std}) à prendre en considération (conditions de référence). Le gaz est envoyé dans des conditions atmosphériques (standards) et le volume de gaz est enregistré. En supposant que le facteur Z est de 1,0 aux conditions atmosphériques, le nombre de moles de gaz, n, contenues dans le volume total aux conditions standards (V^{std}) peut être déterminé en utilisant une équation légèrement réécrite (3) :

$$n = \frac{p^{std} \cdot V^{std}}{RT^{std}} \quad (10)$$

Le même nombre de moles sera contenu dans le volume total (V^{ref}) à la pression et à la température de référence. Cela permet de déterminer le facteur Z (Z^{ref}) dans les conditions de référence :

$$Z^{ref} = \frac{p^{ref} V^{ref} T^{std}}{p^{std} V^{std} T^{ref}} \quad (11)$$

La même équation peut être utilisée pour calculer le facteur Z à d'autres pressions et températures pour lesquelles le volume total de la même quantité molaire de gaz a été mesuré [31].

1.2.4. Test 4 : Expérience de libération différentielle (DL)

L'expérience de libération différentielle (DL) est décrite sur la Figure IV-5. Elle est également connue sous le nom d'expérience de vaporisation différentielle ou d'appauvrissement différentiel et elle est réalisée sur des fluides de réservoirs de pétrole noir et des huiles volatiles. L'expérience DL reproduit les changements de composition et de volume qui se produisent dans les réservoirs de pétrole pendant la production.

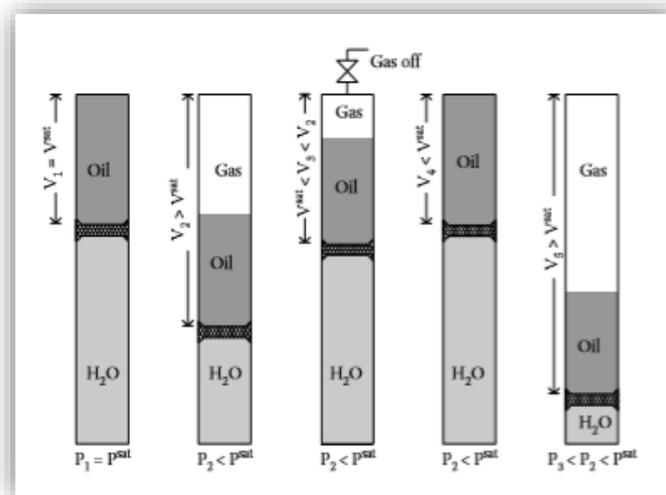


Figure IV-6 : Représentation schématique d'une expérience d'appauvrissement différentiel.

L'expérience commence par le transfert du fluide du réservoir dans une cellule maintenue à une température fixe, le plus souvent est la température du réservoir et une pression supérieure à la pression du réservoir.

La cellule DL est équipée d'une valve sur le dessus permettant d'épuiser (retirer) le gaz pendant l'expérience. L'expérience est lancée à la pression de saturation. L'échantillon est équilibré à la première pression sélectionnée en dessous de la pression de saturation. Le gaz dégagé est pompé hors de la cellule à une pression constante et son volume et sa composition sont mesurés dans des conditions standards. La pression est ensuite réduite, le gaz dégagé est évacué et ainsi de suite, en six étapes de pression entre la saturation et la pression atmosphérique.

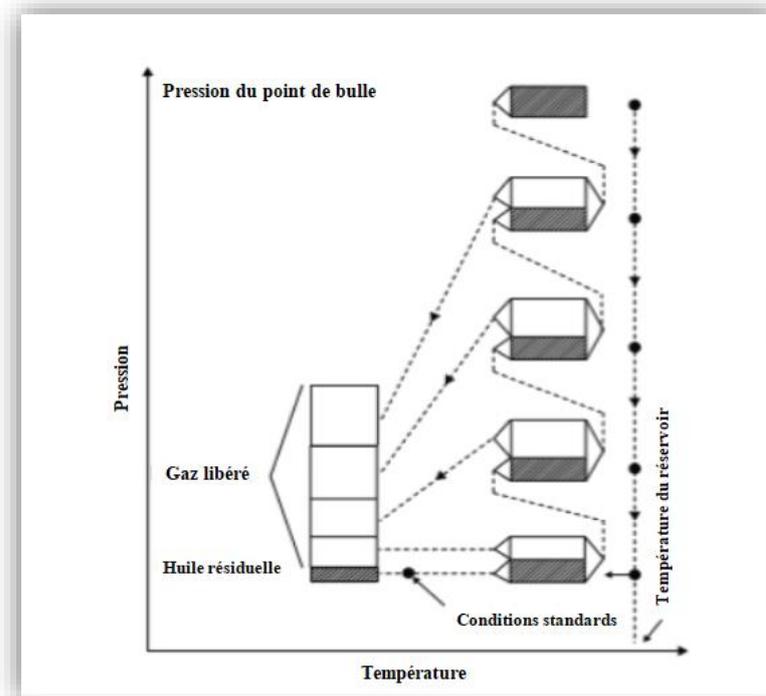


Figure IV-7 : Expérience de libération différentielle dans un diagramme pression-température.

La Figure IV-6 illustre une expérience DL dans un diagramme pression-température. Une expérience d'appauvrissement différentiel est généralement poursuivie jusqu'à la pression atmosphérique avant de refroidir la cellule à la température standard de 15°C. Le volume du contenu de la cellule aux conditions atmosphériques (standards) est indiqué comme le volume d'huile résiduelle (ou standard), $V^{\text{std}}_{\text{huile}}$. Les volumes de liquide aux stades de pression restants sont indiqués par rapport au volume d'huile résiduelle par le biais du facteur de formation ou de retrait de l'huile B_o . Si le volume d'huile à l'étape N est l'huile V_N , B_o est pour l'étape N défini comme :

$$B_o(N) = \frac{V_N^h}{V_{std}^h} \quad (12)$$

Le pétrole aux conditions normales est souvent appelé pétrole stable pour indiquer qu'il peut être transporté dans des conditions normales sans dégagement de gaz supplémentaire. Le facteur B_h défini dans l'équation (12) est une mesure de l'ampleur de la contraction du pétrole pendant la production.

Le rapport gaz/huile en solution (GOR), R_s est une autre quantité importante mesurée dans une expérience DL. Le rapport gaz/huile du pétrole à un stade donné d'une expérience de DL est calculé en additionnant les volumes standards de gaz libérés dans chacune des étapes suivantes, puis en divisant cette somme de volumes de gaz par le volume de pétrole résiduel. Pour l'huile à l'étape N dans une expérience DL avec un total d'étapes de pression NST, R_s est donné par :

$$R_s(N) = \frac{\sum_{n=N+1}^{NST} V_{std,n}^{gaz}}{V_{std}^{gaz}} \quad (13)$$

Les volumes standards de gaz sont déterminés en faisant clignoter le gaz libéré à chaque étape dans des conditions standards. Un petit volume de liquide s'échappe alors. Le volume molaire du liquide peut être déterminé comme le rapport entre la densité et le poids moléculaire. La quantité molaire, n, est le rapport entre le volume réel du liquide et le volume molaire.

Ce volume est converti en un volume de gaz équivalent en résolvant l'équation (10) pour V^{std} . Ce volume est ajouté au volume de gaz entrant dans l'équation (13). Le volume de gaz libéré est mesuré à la fois dans des conditions de cellule et dans des conditions standards. Cela permet de calculer le facteur de volume de formation de gaz B_g :

$$B_g = \frac{\text{Volume de gaz aux conditions de la cellule}}{\text{Volume de gaz aux conditions standards (normales)}} \quad (14)$$

Les conditions de la cellule font référence à la pression et à la température dans la cellule au stade de pression auquel le gaz a été épuisé. L'unité SI pour le B_g est le m^3/Sm^3 .

S signifie standard et indique que le volume est mesuré dans des conditions standard. La gravité du gaz est définie comme le poids moléculaire moyen du gaz divisé par le poids moléculaire moyen de l'air atmosphérique :

$$\text{Gravité du gaz} = \frac{\text{Poids moléculaire du gaz}}{\text{Poids moléculaire de l'air atmosphérique}} \quad (15)$$

On considère généralement que le poids moléculaire de l'air atmosphérique est égal à 28,964 g/mol. En exprimant le poids moléculaire par rapport à celui de l'air atmosphérique, la gravité du gaz devient une mesure de la densité à basse pression du gaz libéré par rapport à celle de l'air atmosphérique [31].

1.2.5. Test 5 : Expérience de viscosité

Dans cette expérience, la viscosité de l'huile est mesurée à une température constante, à généralement la température du réservoir, à des pressions décroissantes. De nombreuses données existantes ont été mesurées à l'aide d'un viscosimètre à bille roulante, comme le montre la Figure IV-7, où la viscosité est liée au temps qu'il faut à une bille d'un poids et d'un diamètre donnés pour tomber du haut au bas d'une cellule remplie de l'huile étudiée.

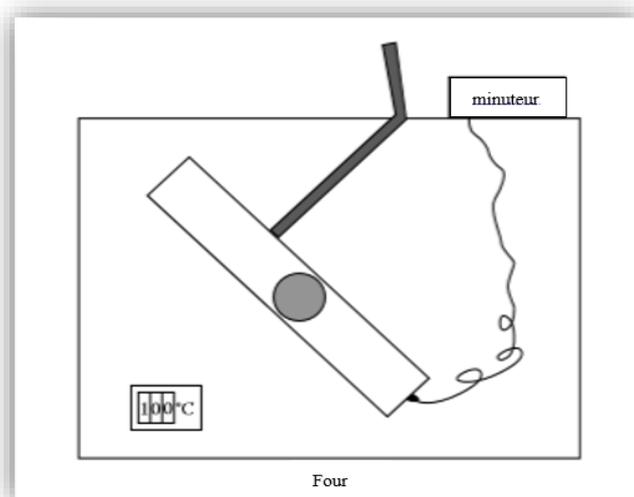


Figure IV-8 : Viscosimètre à bille roulante.

Une technique plus récente et plus précise pour déterminer la viscosité est le viscosimètre électromagnétique (EMV), comme le montre la Figure IV-8. Cet instrument est basé sur la technique dans laquelle la force magnétique est appliquée à un piston immergé dans le fluide à l'essai. Le mouvement du piston est freiné par une traînée visqueuse du fluide et fournit la mesure de la viscosité.

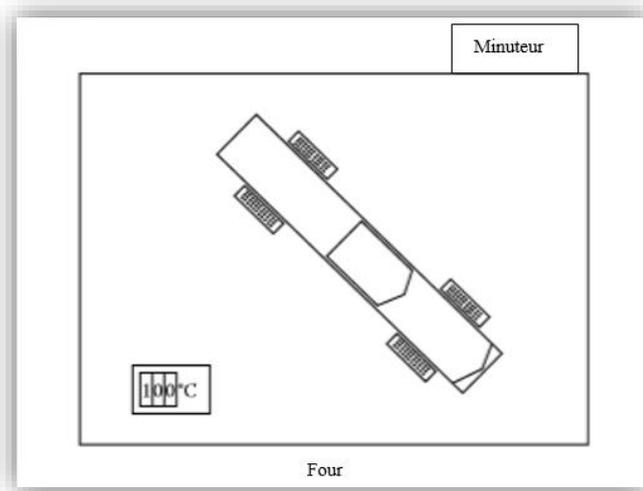


Figure IV-9 : Viscosimètre électromagnétique.

La technique EMV est applicable aux viscosités du pétrole et du gaz. Pour mesurer la viscosité du gaz, un piston est utilisé avec un creux au centre et la chambre est placée horizontalement. Le plus souvent, les viscosités du gaz et du pétrole ne sont pas mesurées, mais déterminées à partir d'une corrélation entre la viscosité du gaz et celle du pétrole [31].

2. Caractérisation des dépôts organiques

Les fluides pétroliers beaucoup plus les huiles ne sont pas seulement caractérisées par des équilibres liquide/vapeur mais également par l'équilibre liquide/vapeur/solide qui peut engendrer l'apparition de la phase solide. Vu que cette dernière peut causer des problèmes énormes au niveau du réservoir ou les installations de production [34]. Il est indispensable de bien caractériser cette phase en déterminant ces paramètres descriptifs comme les conditions d'apparition des asphaltènes.

2.1. Système de détection des solides (SDS)

2.1.1. Test de validation de l'échantillonnage

Une étude du comportement de la partie solide, notamment les asphaltènes, dans un échantillon de fond est menée dans le but d'investiguer la valeur d'AOP (Asphaltene Onset Pressure) à la température de réservoir. L'échantillon est validé en mesurant la pression d'ouverture. Pour pouvoir déterminer la valeur d'AOP, l'échantillon de fond est chauffé à la température du réservoir qui est généralement entre 115 °C – 120 °C pour les gisements algériens [35].

2.1.2. Détermination d'AOP

Le comportement des asphaltènes dans un échantillon de fond est étudié en utilisant un système de détection des solides (SDS). Ce dernier se compose d'une cellule PVT de 400cm³, d'une caméra et d'un laser infrarouge.

L'échantillon de fond chauffé à $T_{rés}$ est transféré vers le système SDS sous une pression de travail qui est généralement entre 4000-5000 Psi, supérieure à la pression de réservoir. Après la stabilisation de l'échantillon dans la cellule PVT, plusieurs tests de dépressurisation à $T_{rés}$ sont réalisés pour détecter la pression de floculation des asphaltènes [35].

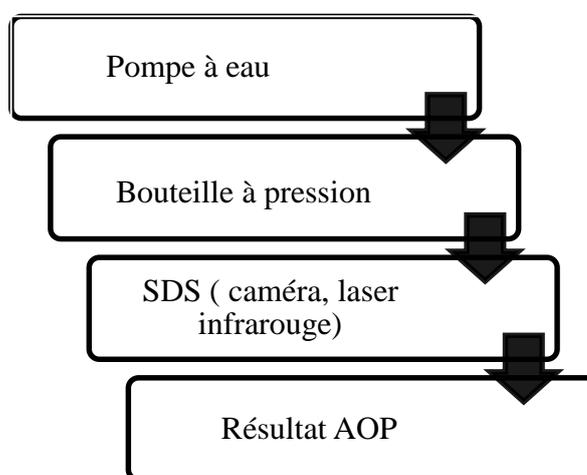


Figure IV-10 : Schéma représentatif du processus SDS.

2.1.3. L'enveloppe de phase

Pour obtenir l'enveloppe de phase, il est préférable de refaire la même procédure décrite auparavant pour au moins deux températures différentes (une température supérieure à $T_{rés}$ et l'autre inférieure à $T_{rés}$).

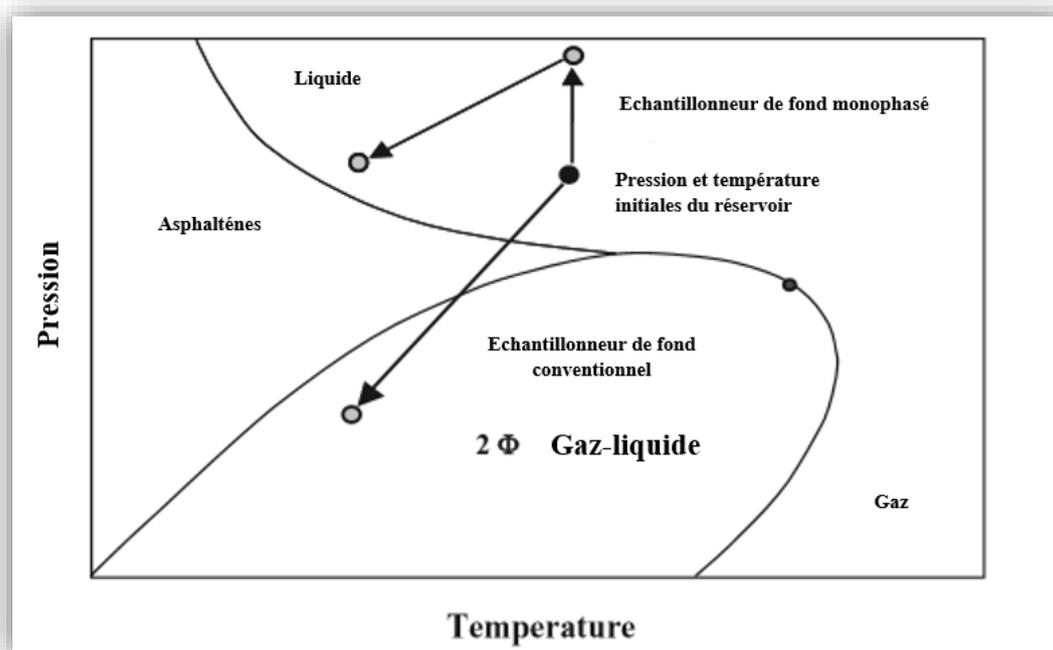


Figure IV-11 : Échantillonnage à pression compensée.

2.2. Analyse SARA

2.2.1. Objectif et procédure

Les précipitations et les dépôts d'asphaltènes affectent sérieusement la production de pétrole et les opérations de refining également. Une légère modification des composants du pétrole brut entraîne l'abandon des asphaltènes. La surveillance de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut reste un problème sérieux et a fait l'objet de nombreuses études.

Le pétrole brut peut être fractionné en quatre familles d'hydrocarbures (SARA). Une caractérisation fiable de la composition des fractions de pétrole brut est très importante pour l'optimisation, l'évaluation des performances des produits, les processus refining, la propriété des structures, les corrélations entre les sources de pétrole et les questions environnementales [36].

Le fractionnement SARA consiste à séparer les constituants d'un produit pétrolier en fonction de leurs affinités avec différents solvants organiques. Les techniques utilisées sont généralement la préparation de chromatographie sur colonne (chromatographie flash), de chromatographie en phase liquide haute performance (HPLC) ou la chromatographie sur couche mince (CCM). Dans une première étape, on ajoute au pétrole brut un excès d'alcane

léger, typiquement du pentane ou de l'heptane. La fraction soluble contient les maltènes alors que les produits insolubles sont appelés asphaltènes.

Le mode opératoire utilisé lors de la séparation ainsi que le choix des solvants est déterminé par des normes dont dépendent la quantité et la nature chimique de la fraction obtenue [37]. L'analyse SARA suit plusieurs étapes comme présentée sur la Figure IV-11.

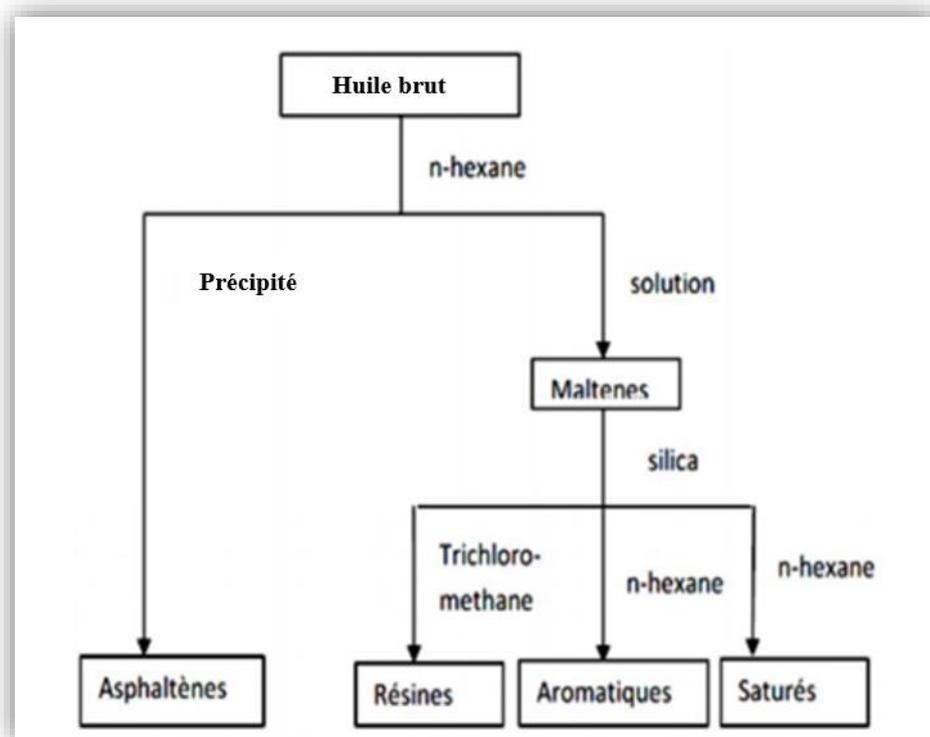


Figure IV-12 : Fractionnement SARA.

Les pétroliers proposent de classer les bruts en fonction de la proportion des différentes familles: saturés, aromatiques, résines et asphaltènes ainsi que de leur teneur en soufre. Les résines peuvent stabiliser la dispersion des particules d'asphaltènes et peuvent être converties en asphaltènes par oxydation. Les pétroles bruts avec une teneur élevée en résines sont relativement stables.

L'analyse SARA se réfère à la détermination de la proportion des Saturés, Aromatiques, Résines et Asphaltènes dans une quantité bien déterminée d'un brut. Cette analyse nous renseigne sur la stabilité colloïdale des asphaltènes dans le pétrole brut. À partir des données de l'analyse SARA, deux autres rapports sont proposés par Stankiewikz et al [38] Pour juger la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut : le rapport Saturés/Aromatiques et le rapport asphaltènes / résines.

Le rapport (saturés / aromatiques) est une mesure indirecte du pouvoir solvant de l'échantillon d'asphaltènes (un rapport élevé implique une faible tendance de solvatation). D'autre part, le rapport (asphaltènes / résines), se rapporte à la mesure de la stabilité colloïdale des asphaltènes un faible rapport (asphaltènes / résines) implique une bonne stabilisation colloïdale) [39].

2.2.2. Indice d'instabilité colloïdal (CII)

L'indice d'instabilité colloïdale (CII) est une approche permettant de déterminer l'instabilité du pétrole lourd, qui est basée sur la composition chimique du pétrole brut. Le CII a été proposé par Asomaning, Watkinson, Loeber et al [40] est également appliqué comme un critère de surveillance largement utilisé pour identifier le potentiel de dépôt d'asphaltènes des systèmes pétroliers. Il est défini comme étant le rapport des fractions défavorables (asphaltènes + saturés) aux fractions favorables (résines + aromatiques) de l'huile [36].

$$CII = \frac{\text{Saturés} + \text{Asphaltènes}}{\text{Aromatiques} + \text{Résines}} \quad (16)$$

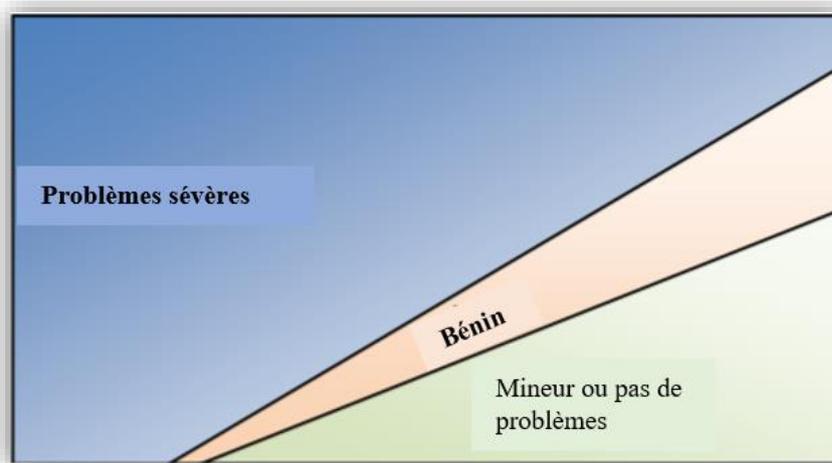


Figure IV-13 : L'indice d'instabilité colloïdale pourrait être utilisé pour déterminer la zone où se produisent les problèmes de dépôts d'asphaltènes.

La Figure montre dans quelle partie l'huile est stable, douce ou instable avec des problèmes de dépôts d'asphaltènes en termes de CII valeur. Si le pétrole a une valeur CII inférieure à 0,7, il est défini comme stable et si l'CII est supérieure à 0,9 est considérée comme instable [36].

2.3. Diagramme de de Boer

En corrélant les propriétés du brut, comme le paramètre de solubilité, le volume molaire et la solubilité des asphaltènes dans le pétrole avec la densité du brut, De Boer et al [41], ont pu élaborer un diagramme de sursaturation des asphaltènes, appelé diagramme de de Boer [41]. Ce diagramme est utilisé pour évaluer rapidement le niveau de risque de précipitations d'asphaltène pendant la production [42]. Il s'agit d'une méthode d'évaluation simple basée sur la différence entre la pression du réservoir et celle du point de bulle (sur l'axe des ordonnées), la densité du fluide et la saturation en asphaltène (sur l'axe des abscisses) dans les conditions du réservoir.

Les régions instables et stables sont basées sur des calculs de sursaturation en asphaltène à l'aide du modèle Hirschberg [43]. Une zone intermédiaire, étiquetée "Problèmes légers attendus" se trouve entre ces extrêmes [44].

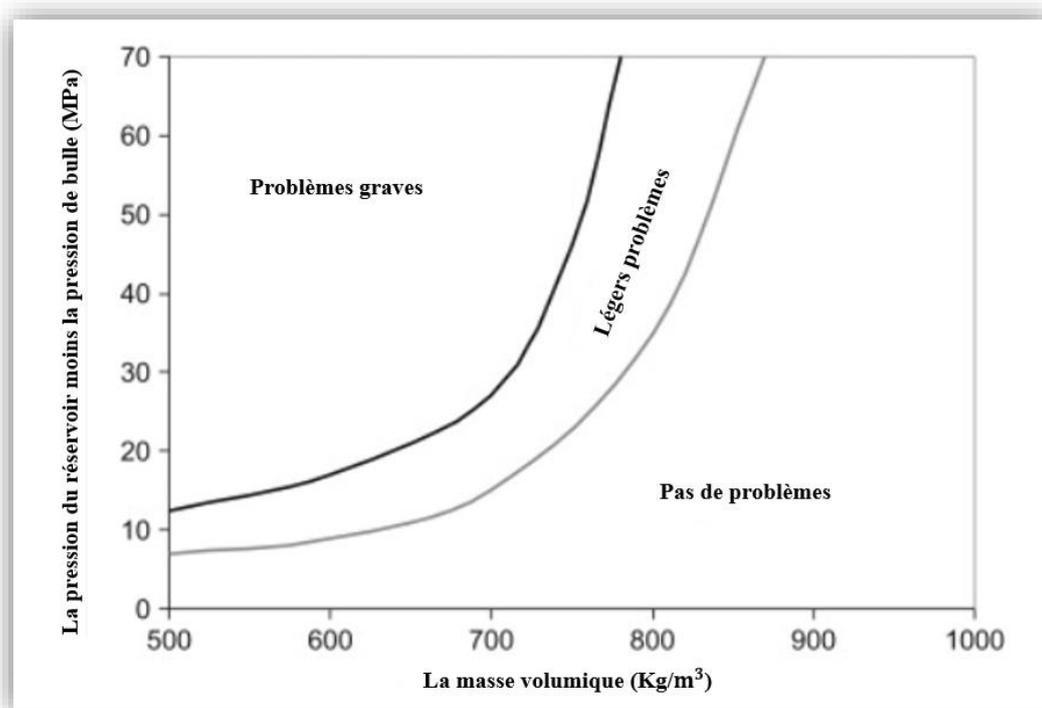


Figure IV-14 : Graphique de sursaturation du pétrole brut de de Boer [41].

2.4. Modélisation du comportement thermodynamique avec l'équation d'état

La majorité des calculs de la relation pression-volume température (PVT) effectués pour les mélanges de pétrole et de gaz sont basés sur des équations d'état cubiques. Les équations cubiques remontent à plus de 100 ans, à la célèbre équation de Van der Waals [45]. Une autre version de ces équations d'état a été développée par Peng Robinson [24] dans les années 1970.

La technologie informatique permet en temps réduit d'effectuer des millions de calculs d'équilibre de phase et de propriétés physiques multi-composantes avec une équation d'état comme base thermodynamique [31].

Les différents paramètres obtenus à partir des tests PVT et la viscosité du fluide sont modélisés en appliquant, respectivement, l'équation d'état (EOS) de Peng Robinson (PR) [24] à trois paramètres et la corrélation Lorenz–Bray–Clark (LBC)[7]. Une procédure de calibration est appliquée pour minimiser l'écart entre les résultats PVT expérimentaux et les prédictions de l'EOS. Les calculs sont effectués en utilisant le software PVT_i et comparer les données expérimentales et les valeurs prédites à l'aide de PR-EOS [24] après la calibration (la pression au point de bulle et les paramètres volumétriques de l'essai de séparation, CCE et DL, notamment B_o , ρ , R_s , Z , B_g , et la viscosité, respectivement) [44].

PARTIE EXPERIMENTALE

CHAPITRE V

Investigation expérimentale et modélisation du comportement thermodynamique d'un échantillon d'huile de fond de Hassi Messaoud

Ce chapitre présente une étude expérimentale qui a été faite par l'entreprise Sonatrach, nous avons adopté cette expérimentation thermodynamique qui a été réalisée dans le laboratoire PVT à la division Laboratoires pour un échantillon de fluide de fond obtenu d'un puits P_1 du champ de Hassi Messaoud. Celle-ci nous a permis d'avoir des données sur un cas réel et des résultats expérimentaux à partir d'un matériel perfectionné.

Nous avons eu la chance d'assister cette pratique et interpréter ses résultats par nos soins.

Ce travail est suivi par une étude de modélisation en utilisant une équation d'état cubique Peng Robinson [24].

L'objectif de cette combinaison des tests expérimentaux et la modélisation avec ce modèle thermodynamique est de valider les résultats obtenus à partir de ces tests, puis générer les variations de ces paramètres comme des fonctions de la pression.

Il est à noter que cette équation d'état calibrée peut être utilisée pour des applications avancées telle que la simulation numérique des fluides dans les réservoirs et au niveau de la colonne de production.

1. Echantillonnage et propriétés du fluide

Une fois que l'échantillon est reçu au laboratoire PVT, une validation de l'échantillon appelée, contrôle de qualité est effectuée pour vérifier si l'échantillon représente le fluide du réservoir ou non. Le processus de validation dépend du fait que des échantillons ont été prélevés au fond du trou, à la tête du puits ou au séparateur. La validation est effectuée en mesurant la pression d'ouverture de la bouteille d'échantillonnage à température ambiante qui doit être conforme à la pression de fermeture sur le site d'échantillonnage, les résultats obtenus pour le puits P_1 sont :

- Pression d'ouverture (PO) : 5700 Psia.
- Température Ambiante : 22 °C.
- Type du fluide : huile.
- Température de fond T_f : 118 °C
- Pression de fond P_f : 5882 Psig
- Côte d'échantillonnage : 3500 m.

2. Protocole et résultats expérimentaux

2.1. Tests PVT routine

2.1.1. Test 01 : Séparation flash

L'expérience de séparation par flash est réalisée pour l'échantillon P_1 . Ce test de séparation est effectué dans le laboratoire PVT pour mesurer les changements de composition et de volume que les fluides vont subir pendant la production. Les résultats de la séparation flash sont présentés dans le tableau V-1. La densité des huiles dans des conditions standard a été mesurée à l'aide d'un densimètre électronique DMA 48 Anton Paar.

Après la séparation des deux phases, huile et gaz, leurs compositions chimiques ont été déterminées à l'aide d'instrument de chromatographie en phase gazeuse. Les compositions sont présentées dans le Tableau V-2.

La composition chimique du fluide du réservoir (en tant que phase unique) est déterminée par la corrélation de Katz et de Firoozabadi [46] sélectionnée comme recombinaison mathématique à l'aide du logiciel PVT_i, les résultats sont présentés dans les Tableaux V-2.

Tableau V-1: Résultats de l'éclair de séparation de l'échantillon P_1 .

Pression (Psig)	Température (°C)	Masse volumique (g/cm ³)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	B _o (vol/vol)
2070	118	0.6435	117.9	1.483
↓ 0	15	0.8159		

Tableau V-2 : Composition chimique du gaz et d'huile.

Composant	Flash gazeux	Flash huileux
	Mole %	
N ₂	4.895	0.000
CO ₂	2.689	0.000
C ₁	55.557	0.000
C ₂	20.861	0.027
C ₃	11.189	0.675
iC ₄	0.896	0.501
nC ₄	2.48	3.322

2.2 - dim - C ₃	0.057	0.000
iC ₅	0.274	2.183
nC ₅	0.755	4.916
C ₆	0.154	7.643
Benzène	0.011	0.705
Toluène	0.006	1.013
Benzène	0.000	0.337
p-Xylène	0.000	1.064
o-Xylène	0.000	0.588
C ₇	0.074	9.915
C ₈	0.059	9.994
C ₉	0.032	6.862
C ₁₀	0.011	7.574
C ₁₁	0.000	5.92
C ₁₂	0.000	4.966
C ₁₃	0.000	4.499
C ₁₄	0.000	3.475
C ₁₅	0.000	3.073
C ₁₆	0.000	2.56
C ₁₇	0.000	2.301
C ₁₈	0.000	1.826
C ₁₉	0.000	1.686
C ₂₀	0.000	1.213
C ₂₁	0.000	1.291
C ₂₂	0.000	1.072
C ₂₃	0.000	0.978
C ₂₄	0.000	0.891
C ₂₅	0.000	0.731
C ₂₆	0.000	0.67
C ₂₇	0.000	0.555
C ₂₈	0.000	0.537
C ₂₉	0.000	0.478
C ₃₀	0.000	0.453
C ₃₁	0.000	0.369
C ₃₂	0.000	0.343
C ₃₃	0.000	0.299
C ₃₄	0.000	0.281
C ₃₅	0.000	0.189
C ₃₆₊	0.000	2.026
Total	100.000	100.000

Tableau V-3 : Composition chimique d'huile de fond.

Composant	Mole %	MW (g/mole)	Densité (g/cm ³)
N ₂	2.393	28.014	-
CO ₂	1.315	44.01	-
C ₁	27.164	16.043	-
C ₂	10.213	30.07	-
C ₃	5.815	44.097	-
iC ₄	0.694	58.124	-
nC ₄	2.910	58.124	-

2.2 - dim - C ₃	0.028	72.151	-
iC ₅	1.250	72.151	-
nC ₅	2.881	72.151	-
C ₆	3.981	86.178	0.664
Benzène	0.366	78.114	0.886
Toluène	0.520	92.141	0.871
Benzène	0.172	106.168	0.871
p-Xylène	0.544	106.168	0.865
o-Xylène	0.300	106.168	0.884
C ₇	5.104	96	0.738
C ₈	5.137	107	0.765
C ₉	3.523	121	0.781
C ₁₀	3.876	134	0.792
C ₁₁	3.026	147	0.796
C ₁₂	2.538	161	0.810
C ₁₃	2.299	175	0.825
C ₁₄	1.776	190	0.836
C ₁₅	1.571	206	0.842
C ₁₆	1.38	222	0.849
C ₁₇	1.176	237	0.845
C ₁₈	0.933	251	0.848
C ₁₉	0.862	263	0.858
C ₂₀	0.620	275	0.863
C ₂₁	0.660	291	0.868
C ₂₂	0.548	305	0.873
C ₂₃	0.500	318	0.876
C ₂₄	0.455	331	0.881
C ₂₅	0.373	345	0.885
C ₂₆	0.342	359	0.889
C ₂₇	0.283	374	0.893
C ₂₈	0.275	388	0.897
C ₂₉	0.244	402	0.900
C ₃₀	0.231	416	0.903
C ₃₁	0.188	430	0.907
C ₃₂	0.175	444	0.910
C ₃₃	0.153	458	0.913
C ₃₄	0.144	472	0.916
C ₃₅	0.096	486	0.919
C₃₆₊	1.035	610	0.934
Total	100.000	-	-
MW (g/mol)	95.66	-	-

2.1.1.1. Contrôle de l'équilibre liquide – vapeur

Pour vérifier l'équilibre vapeur-liquide, nous avons utilisé la méthode Hoffman [32], qui a été largement appliquée pour corrélérer les valeurs de K à l'aide de la formule ci-dessous :

$$\ln(K_i P) = A_0 + A_1 F_i \quad (17)$$

$$F_i = \frac{1/T_{bi} - 1/T}{1/T_{bi} - 1/T_{ci}} \ln(P_{ci}/P_{sc}) \quad (18)$$

Où

T_{ci} : Température critique.

T_b : Point d'ébullition normal.

P_{ci} : Pression critique.

P_{sc} : Pression à l'état normal.

A_i Et A_0 : pente et interception, respectivement de la courbe $\ln(K_{ip})$ en fonction de F_i .

Le résultat du tracé K de Hoffman [32] pour la vérification de l'équilibre vapeur-liquide est présenté dans la figure V-1 :

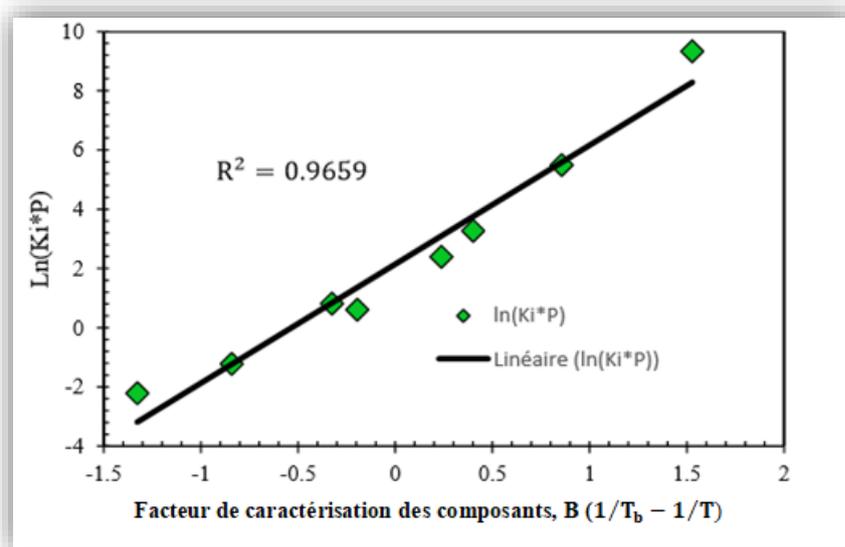


Figure V-1 : K – Diagramme d'équilibre vapeur-liquide.

2.1.2. Test 02 : Expansion constante de la composition

L'étude PVT a été réalisée sur une huile de fond du puits P₁, en utilisant un équipement PVT de haute performance. La cellule PVT est totalement visible avec un volume de 132cm³, une précision de lecture du volume de 0,01cm³, une température de ± 0,1°C et une pression de ± 10 Psi.

L'expérience d'expansion à composition constante (CCE) est également appelée test d'expansion à masse constante (CME), qui est réalisé pour étudier la relation Pression/Volume du fluide du réservoir. L'essai doit être lancé en transférant le fluide du réservoir dans une cellule PVT maintenue à une température fixe du réservoir et à une pression supérieure à la pression du réservoir. Le but de cette étude est de reproduire dans les conditions réelles, la relaxation du fluide en place pendant l'épuisement du réservoir. Cela permet de déterminer la pression de saturation (pression de bulle), le volume relatif, la masse volumique, le coefficient de compressibilité et la fonction Y. En outre, ces paramètres (à l'exception de la pression de saturation) sont calculés à l'aide des expressions suivantes :

$$V_{rel} = \frac{V_{tot}}{V_{sat}} \quad (6)$$

$$\rho = \frac{\text{poids du fluide}}{\text{volume du fluide}} \quad (19)$$

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (7)$$

$$Y - \text{facteur} = \frac{\frac{P_{sat}-P}{P}}{\frac{V_{tot}-V_{sat}}{V_{sat}}} \quad (8)$$

Les résultats obtenus à partir de ce test sont présentés dans le tableau V-4.

Tableau V-4 : Résultats de l'expérience CCE.

Pression (Psig)	Volume relatif (cm ³ /cm ³)	Coefficient de compressibilité (10 ⁻⁵ Psig ⁻¹)	"Y" Fonction	Masse volumique (g/cm ³)
7000	0.910	1.22	-	0.707
6500	0.916	1.31	-	0.703
6200	0.919	1.37	-	0.700
P_{res}: 5882	0.923	1.43	-	0.697
5500	0.929	1.52	-	0.693
5000	0.936	1.66	-	0.687
4500	0.944	1.81	-	0.682
4000	0.953	1.99	-	0.675

3500	0.963	2.21	-	0.668
3000	0.975	2.47	-	0.660
2500	0.987	2.79	-	0.652
P_{sat} : 2070	1.000	3.14	-	0.644
1900	1.044	-	2.02	-
1500	1.199	-	1.89	-
1200	1.402	-	1.78	-
800	1.956	-	1.63	-

Les résultats obtenus dans le tableau V-4 sont représentés graphiquement dans les figures suivantes.

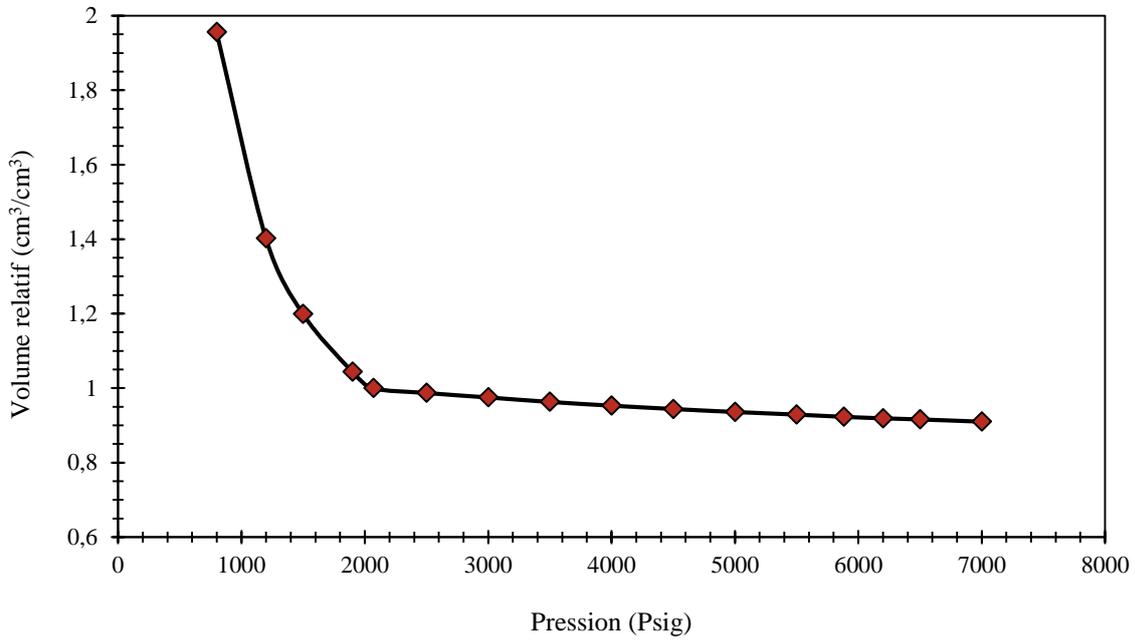


Figure V-2 : Volume relatif en fonction de la pression.

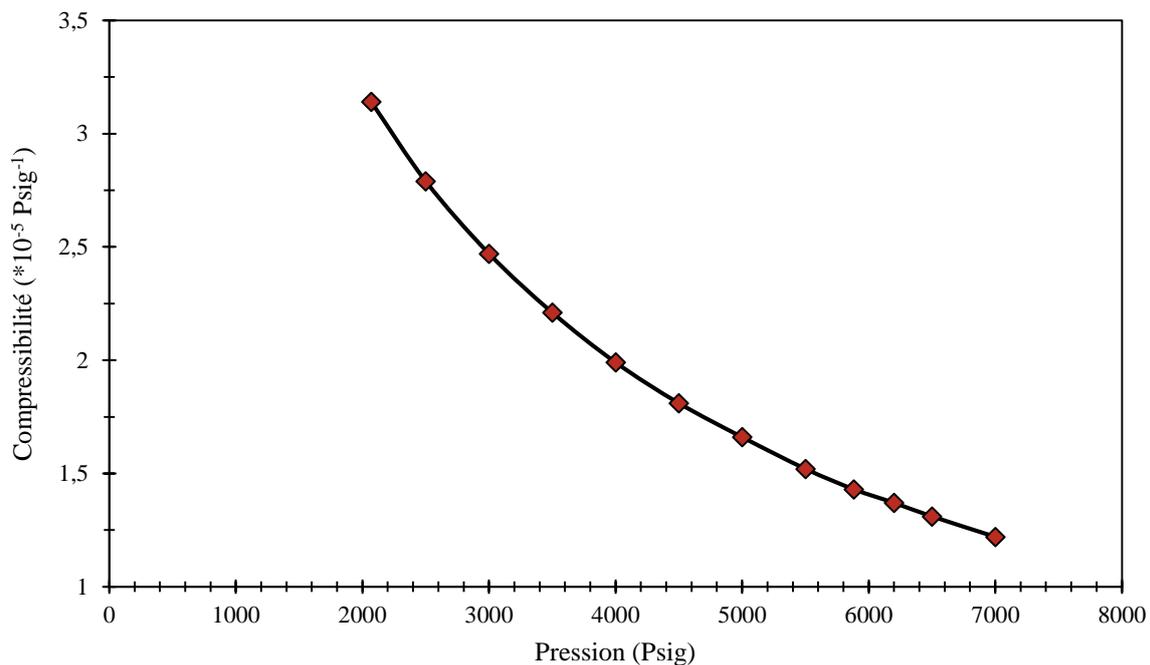


Figure V-3 : coefficient de compressibilité en fonction de la pression.

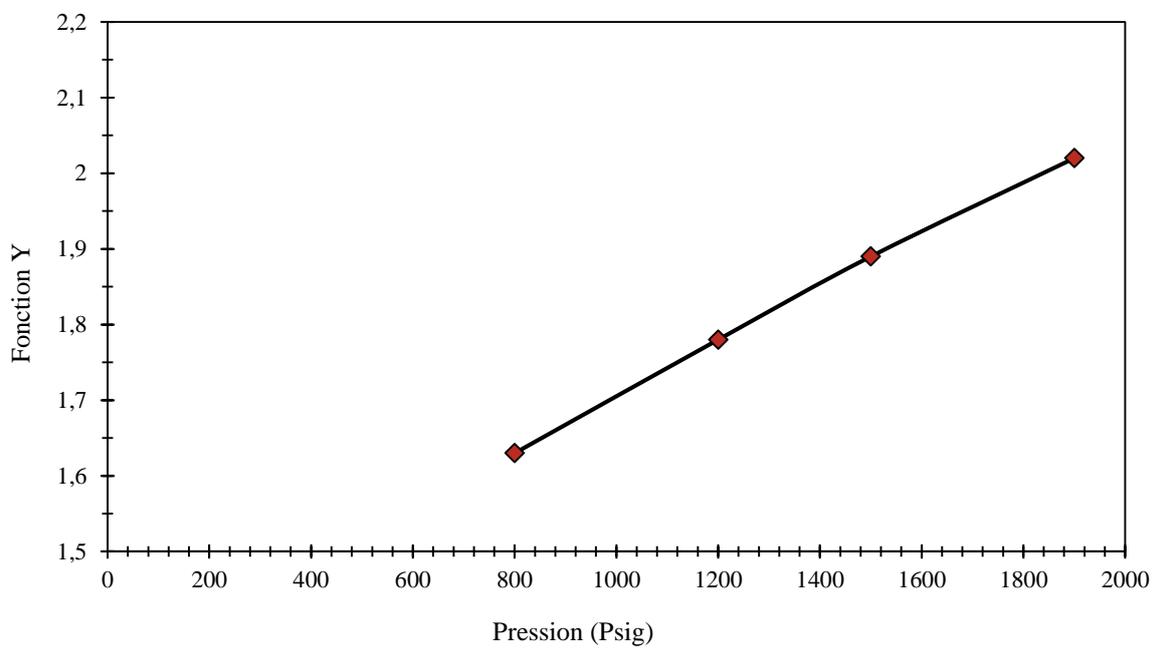


Figure V-4 : Fonction Y.

2.1.3. Test 03 : Test de libération différentielle

L'expérience de libération différentielle (DL), également connue sous le nom de test de vaporisation différentielle, est réalisée pour reproduire les changements de composition et de volume qui se produisent dans les réservoirs de pétrole pendant la production. La cellule PVT est équipée d'une vanne sur le dessus permettant d'éliminer le gaz pendant l'expérience. Le test est lancé à la pression de saturation. L'échantillon est équilibré à la première pression sélectionnée en dessous de la pression de saturation. Le gaz dégagé est pompé hors de la cellule à une pression constante et sa composition est déterminée dans des conditions standards. La pression est encore réduite, le gaz dégagé est prélevé, et ainsi de suite en six étapes de pression entre la saturation et la pression atmosphérique pour l'échantillon du puits P_1 . Le volume du contenu de la cellule aux conditions atmosphériques est indiqué comme étant le volume d'huile résiduelle ou l'huile standard V_{std} . Les volumes de liquide aux paliers de pression restants $V_{N,huile}$ sont utilisés pour calculer le facteur de volume de formation d'huile B_h pour chaque palier de pression N à l'aide de l'équation suivante :

$$B_o(N) = \frac{V_N^{huile}}{V_{std}^{huile}} \quad (12)$$

D'autres paramètres volumétriques peuvent être obtenus à partir de l'expérience DL : le rapport gaz en solution/huile (GOR, R_s), le facteur de compressibilité du gaz (Z), le facteur de volume de formation du gaz B_g , la gravité du gaz et la masse volumique du fluide. Tous ces paramètres sont calculés à l'aide des équations ci-dessous, sauf la viscosité du gaz qui est déterminée par le logiciel PVT_i.

$$R_s = \frac{V_{std}^{gaz}}{V_{std}^{huile}} \quad (13)$$

$$Z_N = \frac{P_N V_N T_N}{P_{std} V_{std} T_{std}} \quad (11)$$

$$B_g = \frac{\text{Volume de gaz aux conditions de la cellule}}{\text{Volume de gaz aux conditions normales}} \quad (14)$$

$$\text{La gravité du gaz} = \frac{\text{Poids moléculaire du gaz}}{\text{Poids moléculaire de l'air atmosphérique}} \quad (15)$$

La masse volumique du fluide est déterminée à l'aide de l'équation (20).

Les résultats de l'expérience DL pour l'échantillon P₁ sont illustrés dans le tableau V-5.

Tableau V-5 : Résultats du test DL à une température de 118 °C dans le réservoir.

Pression (Psig)	Facteur volumétrique d'huile B _o (cm ³ /cm ³)	Rapport gaz en solution/huile (GOR, R _g) (Sm ³ /Sm ³)	facteur volumétrique de formation de gaz, B _g	Masse volumique (g/cm ³)	Facteur de compressibilité des gaz, Z
2070	1.878	195.2	-	0.6435	-
1900	1.773	160.3	0.0112	0.6616	0.902
1500	1.689	133.1	0.015	0.6777	0.908
1200	1.627	113.6	0.0201	0.6904	0.915
800	1.539	87	0.0363	0.7097	0.93
0 à T _f	1.076	0	1.39	0.7803	0.985
0 à T _{std}	1	-	-	0.8399	-

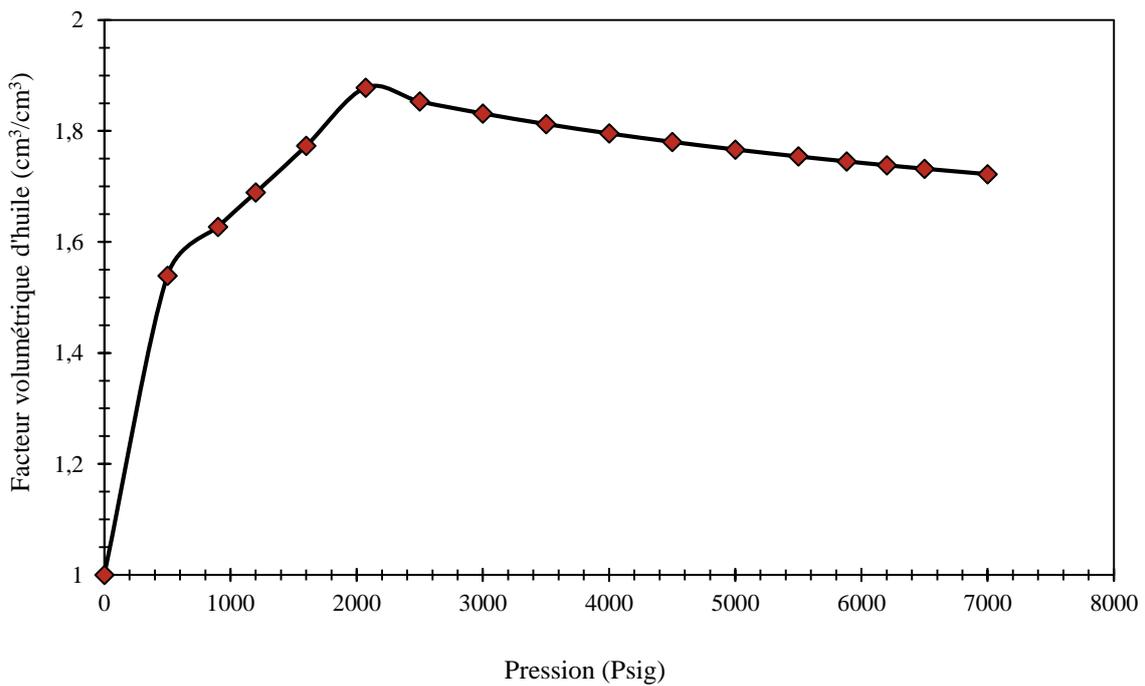


Figure V-5 : Facteur volumétrique d'huile.

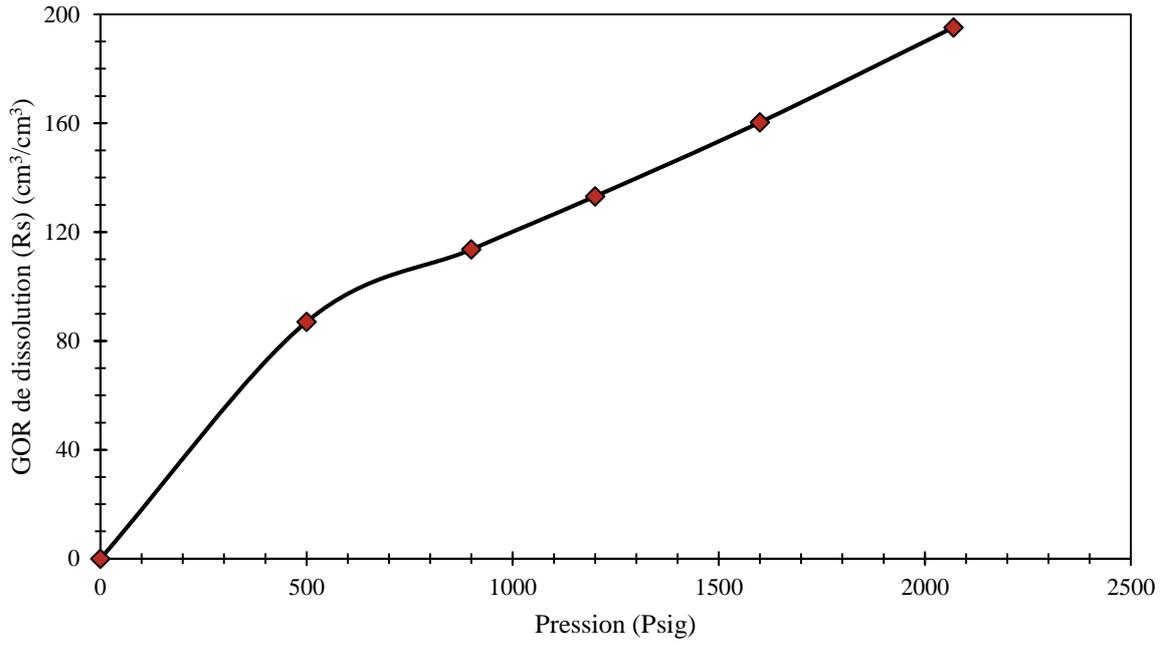


Figure V-6 : GOR de dissolution R_s .

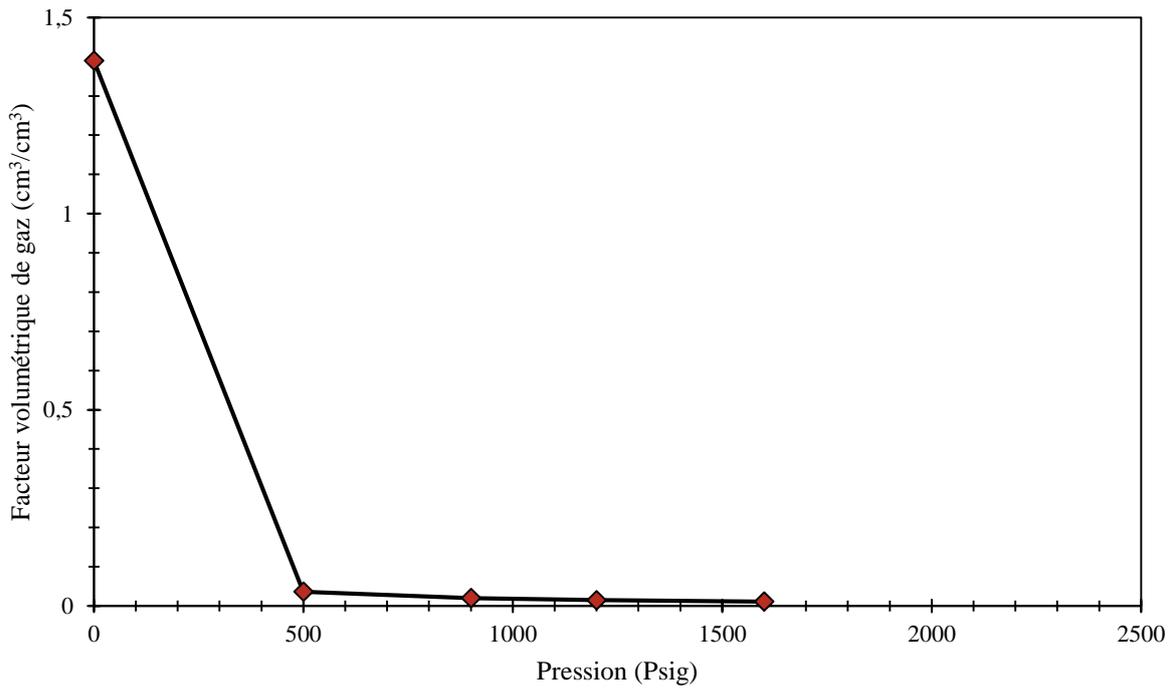


Figure V-7 : facteur volumique de formation de gaz.

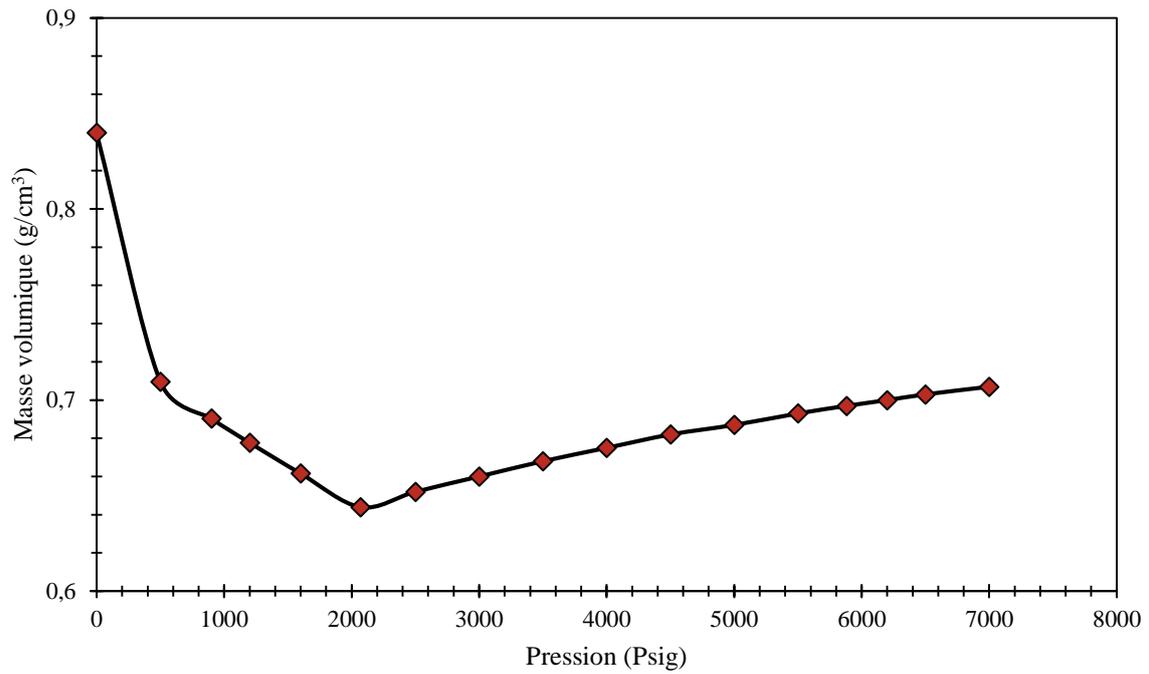


Figure V-8 : Masse volumique.

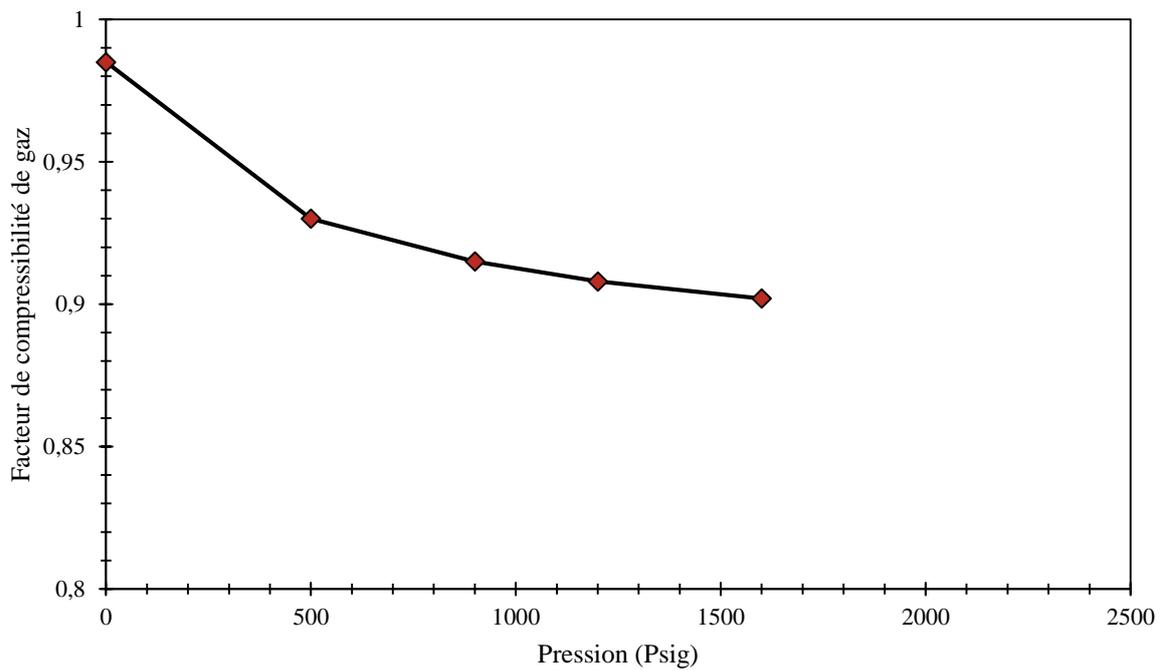


Figure V-9 : Facteur de compressibilité de gaz.

2.1.4. Viscosité de l'huile de fond à la température de réservoir

La viscosité a été mesurée par un viscosimètre HPHT à la température du réservoir. Les mesures de viscosité ont été effectuées sur une large gamme de pressions au-dessus de la pression du réservoir jusqu'à la pression atmosphérique. Un étalon de viscosité a été appliqué avant ces essais pour confirmer que les coefficients d'étalonnage stockés dans le viscosimètre restent valides. Les résultats de mesure sont rapportés dans le tableau V-6 et illustrés graphiquement dans la Figure V-10.

Tableau V-6 : Viscosité de l'huile de fond à $T_{rés}=118$ °C.

Pression (Psig)	Viscosité (cP)
7000	0.278847
6500	0.268005
6200	0.261441
5882	0.254435
5500	0.245952
5000	0.234736
4500	0.223389
4000	0.211904
3500	0.200276
3000	0.188492
2500	0.176537
2070	0.1661
1600	0.187077
1200	0.20802
900	0.22068
500	0.255669
0	0.40651

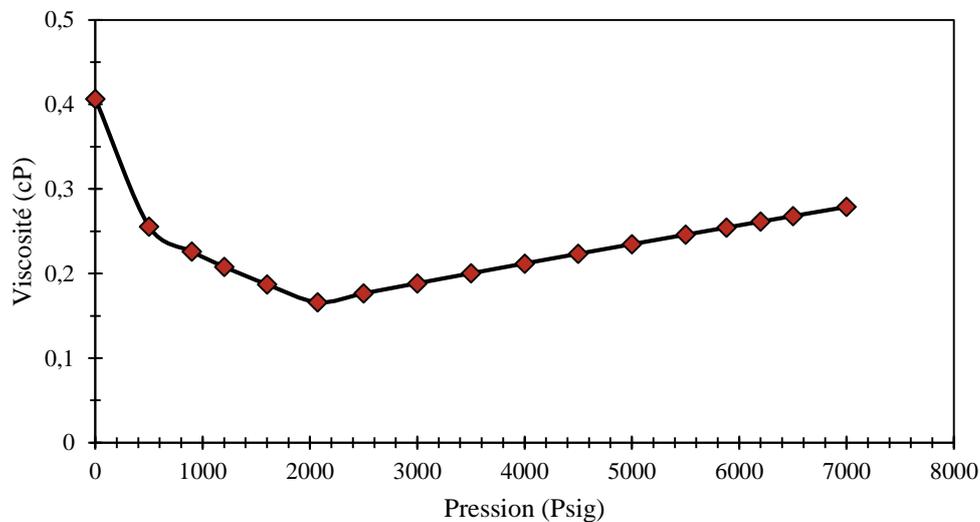


Figure V-10 : La viscosité en fonction de la pression.

2.1.5. Discussion et interprétation des résultats

Le tableau V- 4 présente les principaux résultats d'une expérience de CCE réalisée sur un mélange d'huiles du puits P_1 pour déterminer les paramètres suivants : Volume relatif, coefficient de compressibilité, Y fonction et facteur volumétrique d'huile, qui sont illustrés graphiquement par ordre respectif dans les figures : Figure V-2, Figure V-3 et Figure V-4.

La Figure V-2 représente l'état de changement du volume relatif V_r en fonction de la pression P . La courbe montre une légère augmentation du V_r pour une pression qui diminue de 7000 Psig à 2070 Psig, cela prouve une expansion monophasique de l'huile de fond. A partir de la pression de saturation P_{sat} jusqu'à $P = 800$ Psig, nous observons une augmentation continue du volume relatif, cela indique que l'effluent commence à se départager en deux phases (biphasique) une phase huile et l'autre gazeuse en sachant que le volume d'un corps doit diminuer lorsque l'on augmente la pression, celui-ci a une relation proportionnelle avec le volume relatif. A la pression de 800 Psig le volume relatif atteint son seuil qui est de $1.956\text{cm}^3/\text{cm}^3$.

La Figure V-3 représente l'état de changement du coefficient de compressibilité C_c en fonction de la pression P , en montrant une courbe décroissante d'un coefficient de compressibilité de $1.22 \cdot 10^{-5}\text{Psig}^{-1}$ à une pression de 7000 Psig jusqu'à aborder une valeur maximale de $C_c = 3.14 \cdot 10^{-5}\text{Psig}^{-1}$ à la pression de saturation qui est de 2070 Psig. De ce fait on peut dire que la compressibilité du fluide monophasique étudié est remarquable pour des pressions relativement modérée. Dans ce contexte, on peut déduire que le coefficient de compressibilité C_c et la pression sont en relation opposée.

La Figure V-4 représente l'état de changement de Y fonction en fonction de la pression P . La courbe est une droite croissante. A noter que cette allure confirme l'homogénéité des volumes et des pressions obtenues à partir du test CCE.

Le tableau V- 5 présente les résultats du test DL à une température de 118°C dans le réservoir du puits P_1 en indiquant la pression, le facteur volumétrique d'huile B_o , le rapport gaz en solution huile (GOR , R_s), le facteur volumique de formation de gaz B_g , la masse volumique ainsi que le facteur de compressibilité des gaz Z , qui sont illustrés graphiquement par ordre respectif dans les figures : Figure V-5, Figure V-6, Figure V-7, Figure V-8, Figure

V-9. En outre, les variations de B_o et la masse volumique ρ pour des pressions supérieures à la pression de bulle sont rapportés dans le tableau V-4.

La Figure V-5 représente l'évolution du facteur volumétrique d'huile B_o en fonction de la pression P , on observe l'augmentation du B_o à des pressions supérieures à la pression de saturation [7000 Psig-2070 Psig], cela prouve l'expansion monophasique de l'huile de fond. A partir de la pression de saturation 2070 Psig qui n'est que la pression de bulle (l'apparition de la première bulle de gaz), le gaz commence à se libérer de l'huile menant à la formation de deux phases (gaz/huile), cela conduit à la diminution de volume d'huile également le facteur volumétrique d'huile B_o .

La Figure V-6 illustre graphiquement la variation du rapport gaz en solution dans l'huile (GOR) en fonction de la pression P . Dans l'intervalle de pression [7000 Psig à 2070 Psig], on remarque la stabilité de la courbe. Le gaz est totalement dissous dans l'huile (monophasique). En diminuant la pression à partir de la pression de bulle jusqu'à la pression minimale, le gaz commence à s'évaporer du fluide jusqu'à l'obtention de deux phases (huile/gaz). L'évaporation totale du gaz indique l'absence du volume de gaz dans l'huile ce qui mène à une valeur nulle de GOR.

La Figure V-7 montre l'allure des résultats obtenus pour le facteur volumique de formation de gaz B_g en fonction de la pression P . L'allure montre une légère augmentation de B_g dans l'intervalle [1600 Psig – 500 Psig] qui explique que la diminution de pression conduit à une expansion de gaz ce qui fait que le volume de gaz augmente. A partir de la pression $P = 500$ Psig, on observe une augmentation remarquable de B_g due aux faibles valeurs de pression. Quand la pression égale à P_{atm} , le facteur volumique de formation de gaz atteint son seuil $B_g = 1.39 \text{ cm}^3/\text{cm}^3$ et que le gaz soit complètement séparé du fluide.

La Figure V-8 démontre le changement de la masse volumique ρ en fonction de la pression P . A partir du test CCE, on remarque que la masse volumique diminue à cause de la diminution de pression dans l'intervalle de [7000 Psig – 2070 Psig] et également conduit à l'augmentation de V . D'autre part les résultats obtenus graphiquement du test DL, montre une augmentation de la masse volumique résultante de la diminution du volume du fluide (le détachement de l'huile/gaz).

La Figure V-9 montre l'état de changement du facteur de compressibilité de gaz Z en fonction de la pression P . D'après les résultats du test DL, on remarque dans l'intervalle de pression [1600 Psig – 500 Psig], une augmentation de ce facteur qui est dû à l'élévation du volume de gaz (quand il se sépare de l'huile pour former une deuxième phase). Quand la pression égale à la pression atmosphérique, le facteur Z atteint son seuil qui est de $0.985 \approx 1$ car le volume standard de gaz est à son maximum.

La Figure V-10 explicite la variation de la viscosité μ en fonction de la pression P . on examine un abaissement de la viscosité μ de [0.278847 cP à 0.1661 cP] à des pressions supérieures à la pression de bulle (pression de saturation) dans l'intervalle de [7000 Psig à 2070 Psig], cela signifie une expansion de l'huile car la dissolution du gaz surveille une faible viscosité dans l'huile de fond. A l'atteinte de la pression de bulle et également les pressions inférieures à celle-ci, on observe un accroissement notable de la viscosité qui déclare l'absence du gaz dans l'huile. Celui-ci se sépare de l'huile en créant deux phases (huile/gaz). Par conséquent, la viscosité augmente et l'huile devient de plus en plus lourde et visqueuse.

2.2. Caractérisation des asphaltènes

2.2.1. Analyse SARA

Dans le but d'identifier la stabilité des bruts, l'analyse SARA, qui consiste à fractionner le pétrole brut en quatre fractions : saturés, aromatiques, résines et asphaltènes, a été réalisée dans le laboratoire par chromatographie liquide sur une colonne conformée à une méthode développée en interne. Les résultats obtenus sont rapportés dans le tableau V-7.

Tableau V-7 : Résultats de l'analyse SARA sur le brut du puits **P₁**.

Saturés (%masse)	Aromatiques (%masse)	Résines (%masse)	Asphaltènes (%masse)	CII
66.58	28.38	4.88	0.16	2.01

Les résultats obtenus à partir de l'analyse SARA ont été exploités pour examiner le potentiel de dépôt d'asphaltènes à partir du brut du puits **P₁**. Dans ce but, l'indice d'instabilité colloïdale CII a été calculé. Cet indice est exprimé comme étant la somme des % massiques des asphaltènes et des saturés rapportée sur la somme des % massiques aromatiques et des résines :

$$CII = \frac{\text{Saturés}(\%) + \text{Asphaltènes}(\%)}{\text{Aromatiques}(\%) + \text{Résines}(\%)} \quad (16)$$

Pour une meilleure illustration, la Figure V-11 montre la position de CII de ce brut par rapport aux différentes parties où le comportement est stable ou instable.

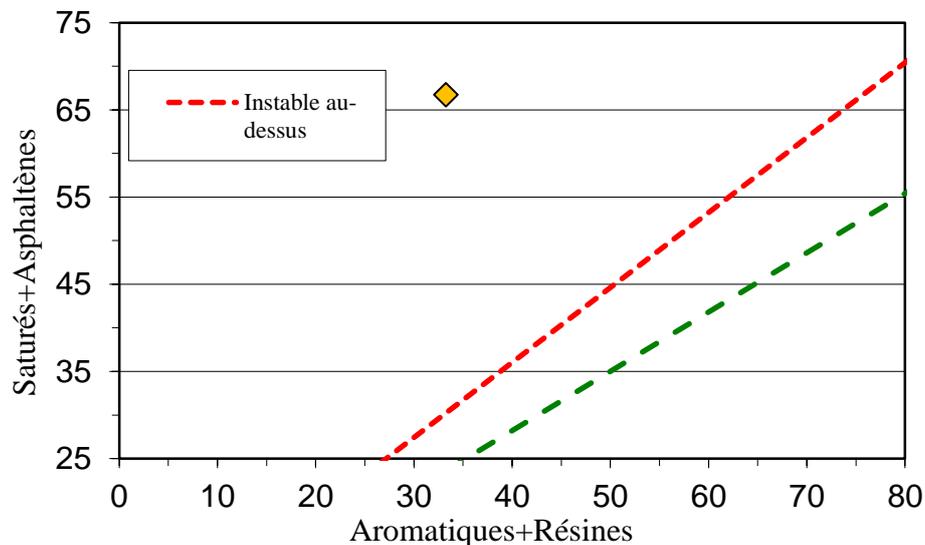


Figure V-11 : L'indice d'instabilité colloïdale CII

2.2.2. Système de détection des solides (SDS)

Une étude du comportement de la partie solide, notamment les asphaltènes, dans l'échantillon de fond du puits P_1 a été menée dans le but d'investiguer la valeur d'AOP (Asphaltene Onset Pressure) à la température de réservoir. L'échantillon a été validé en mesurant la pression d'ouverture.

Pour pouvoir déterminer la valeur d'AOP, l'échantillon de fond chauffé à la température du réservoir ($T_{rés} : 118\text{ °C}$), sous une pression de travail de 6000 Psig supérieure à la pression de réservoir a été transféré vers le système SDS qui se compose d'une cellule PVT de 400 cc, d'une caméra et d'un laser infrarouge.

Après la stabilisation de l'échantillon dans la cellule PVT, plusieurs tests de dépressurisation à $T_{rés}$ ont été réalisés pour détecter la pression de floculation des asphaltènes.

Les résultats de test de déplétion isotherme de l'échantillon sont illustrés à travers la figure V-12.

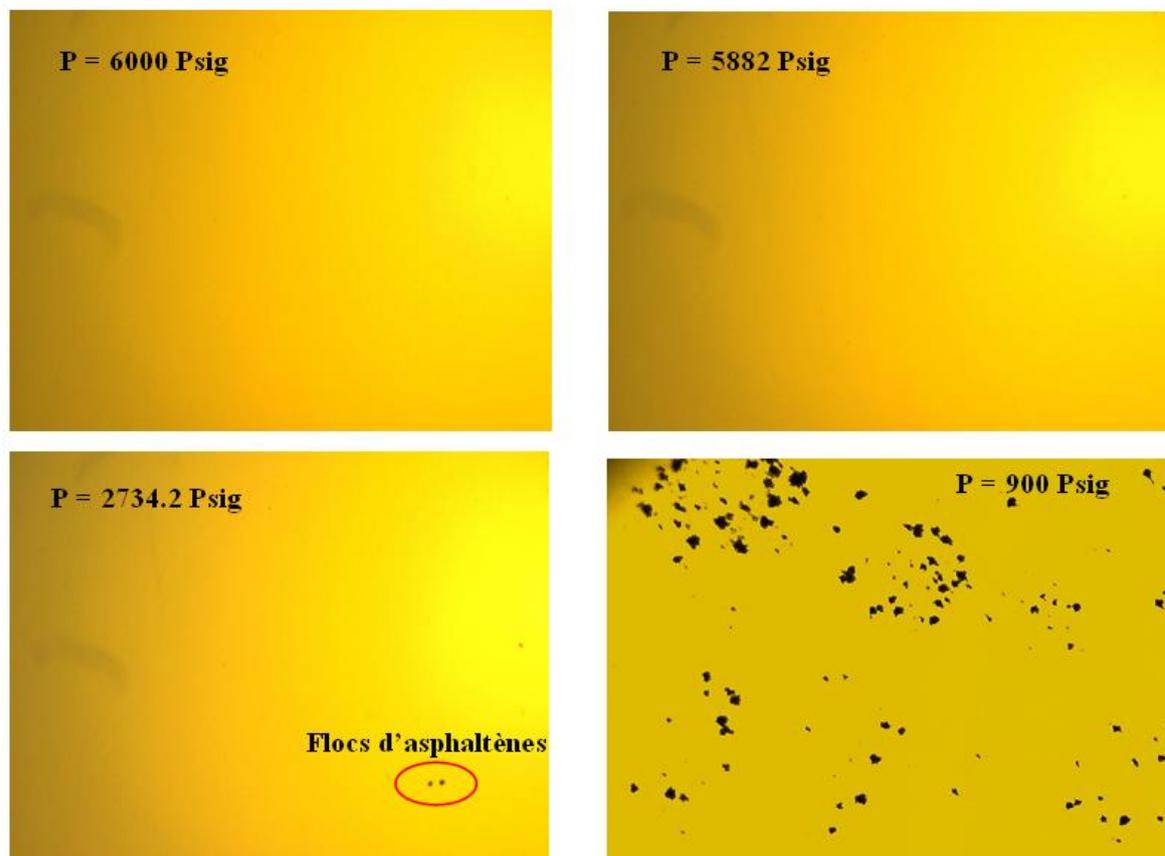


Figure V-12 : Visualisation des floccs d'asphaltènes en déplétion isotherme ($T=T_{rés}$).

2.2.3. Diagramme de de Boer

La Figure V-13 illustre la position du brut du puits P₁, sur le diagramme de " de Boer"[41].

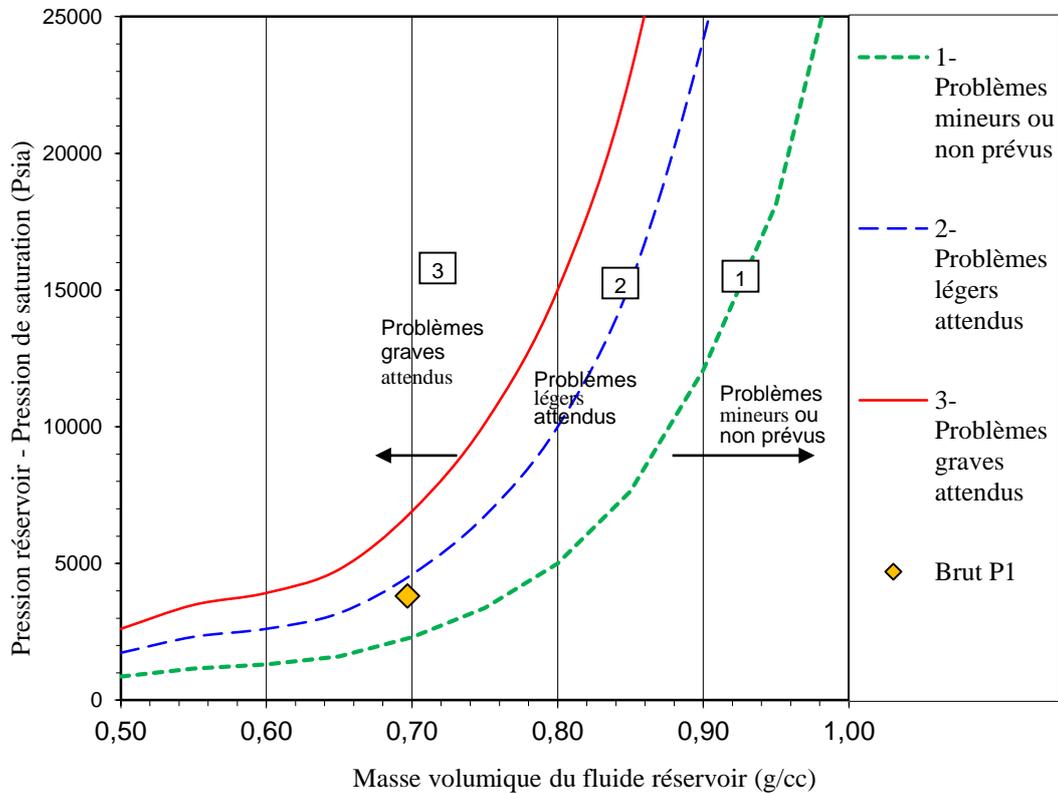


Figure V-13 : Diagramme De Boer [41].

2.2.4. Discussion et interprétation des résultats

2.2.4.1. Analyse SARA

Les résultats de l'analyse SARA présentés dans le Tableau V-7 montrent que le pétrole brut analysé du puits P₁ est riche en fractions non désirables (saturés + asphaltènes) et pauvre en fractions désirables (aromatiques + résines).

Si un brut a une valeur CII inférieure à 0,7, il est défini comme stable et si le CII est supérieur à 0,9, le brut est considéré comme instable. La valeur de CII du brut du puits P₁ est de 2,01 et cette valeur est supérieure à 0,9. Pour une meilleure illustration, la Figure V-11 montre la position de CII de ce brut par rapport aux différentes parties où le comportement est stable ou instable. La Figure V-11 et la valeur de CII montrent que les asphaltènes sont instables dans le brut du puits P₁.

2.2.4.2. Résultats de SDS

D'après les résultats de déplétion isotherme, les floccs d'asphaltènes n'apparaissent qu'à la pression d'AOP qui est de 2734.2 Psig, mais avec une intensité de distribution modérée. De ce fait, on peut dire que $AOP < P_{rés}(P_1)$.

Le phénomène de floculation continue à se produire et les floccs d'asphaltènes s'agglomèrent au-dessus de la pression de bulle (P_{sat} : 2070 Psig) mais avec une intensité de distribution remarquable, pour former des particules relativement grosses à des pressions plus basses.

2.2.4.3. Diagramme de de Boer

D'après les résultats de diagramme de de Boer [41] illustrés dans la Figure V-13, le fluide du puits P_1 sous les conditions actuelles se positionne dans la zone 2 où des problèmes légers sont attendus. Cette déduction confirme les résultats discutés auparavant, notamment ceux de la section 2.2.4.1.

3. Combinaison des résultats expérimentaux avec l'historique de production du puits P_1

3.1. Génération de l'enveloppe de précipitation d'asphaltènes

Le réservoir est confronté à des problèmes de dépôt d'asphaltènes. Une étude approfondie a été réalisée au laboratoire pour évaluer l'AOP et la teneur en saturés, aromatiques, résines et asphaltènes (SARA), afin de maintenir la pression du réservoir et d'empêcher les dépôts d'asphaltènes et d'autres problèmes à l'avenir.

La maîtrise du comportement des asphaltènes est essentielle pour la conception des installations de complétion de puits et/ou de surface. Pour cela, il importe de déterminer par voie expérimentale l'ensemble des conditions thermodynamiques dans lesquelles les asphaltènes commencent à flocculer pour chaque huile spécifique. Il s'agirait d'obtenir des données de laboratoire et de les incorporer dans un modèle thermodynamique afin de prédire la pression d'apparition des dépôts.

Un modèle efficace, décrivant le dépôt solide et permettant à l'ingénieur de passer de l'expérimentation aux solutions de remédiation possibles. Dans ce travail, le logiciel

commercial Multiflash a été utilisé pour prédire l'enveloppe de déposition d'asphaltènes (APE) sur la base de l'équation d'état (EOS). L'objectif de cette partie est d'étudier l'APE d'un fluide de fond pendant la déplétion.

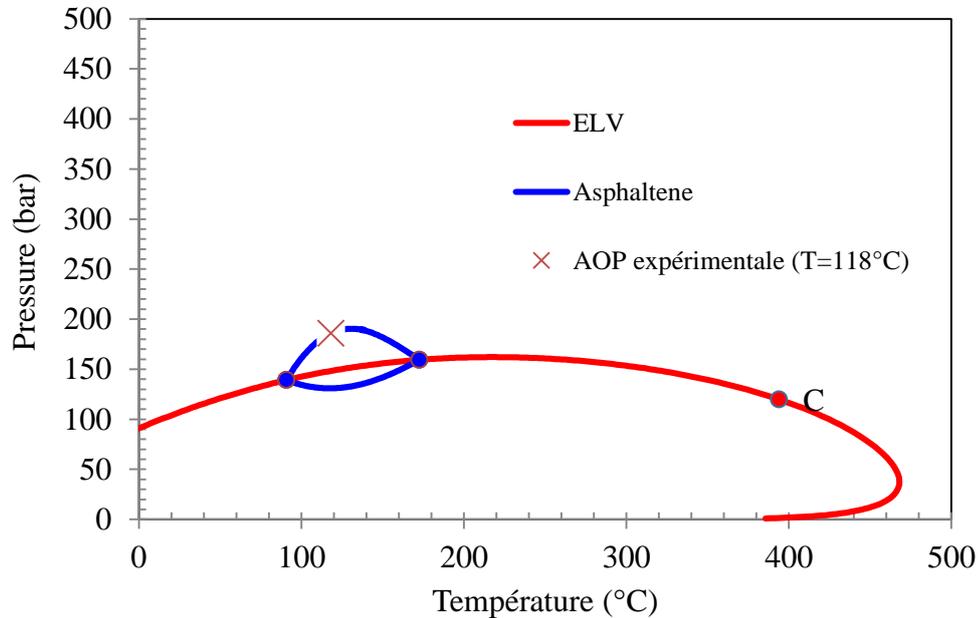


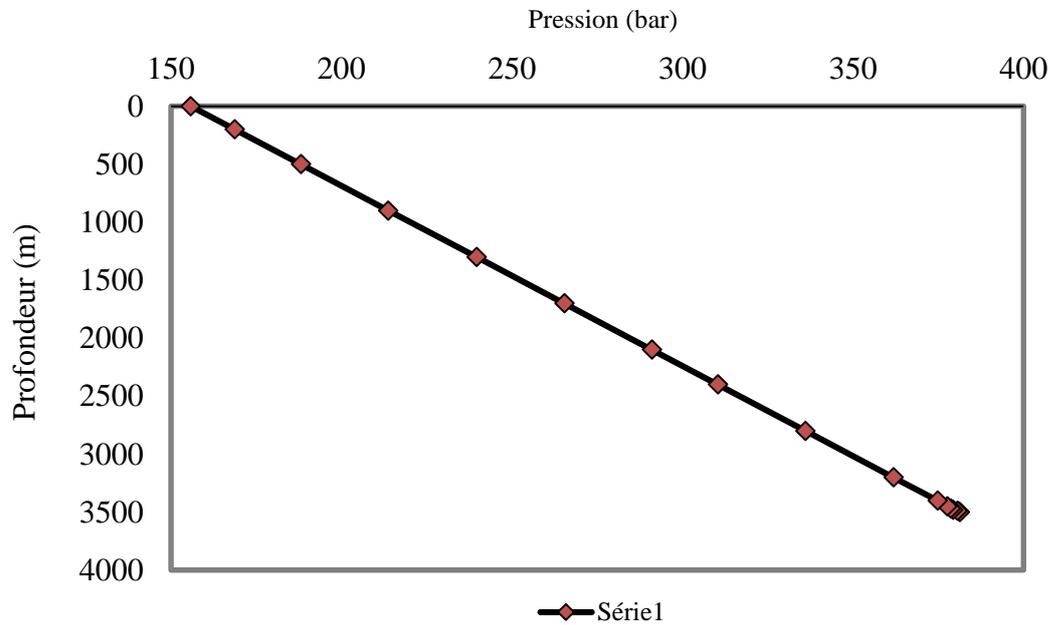
Figure V-14 : Enveloppe de précipitation d'asphaltènes.

3.2. Comportement du puits étudié vis-à-vis du problème d'asphaltènes

A fin d'exploiter les résultats relatifs à la partie solide du fluide P_1 et investiguer le comportement de ce dernier vis-à-vis le problème d'asphaltènes, il est nécessaire de combiner l'historique de production de ce puits avec la partie expérimentale de l'effluent de fond réalisée au laboratoire. Le Tableau V-8 montre l'historique de production (P et T en fonction de la profondeur) du puits P_1 , ces variations sont illustrées graphiquement dans la Figure V-15 et la Figure V-16.

Tableau V-8 : La variation de la température et la pression en fonction de la profondeur du puits P₁.

Profondeur (m)	Température (°C)	Pression (bar)
3500	118.47	381.29
3490	118.44	380.61
3480	118.39	379.26
3470	118.33	378.66
3450	118.29	377.62
3400	118.22	374.77
3200	117.86	361.82
2800	115.71	336.03
2400	114.07	310.31
2100	111.85	290.97
1700	108.45	265.35
1300	103.85	239.57
900	98.79	213.71
500	93.11	188.07
200	88.30	168.72
0	85.48	155.80

**Figure V-15 :** La variation de la pression en fonction de la profondeur du puits P₁.

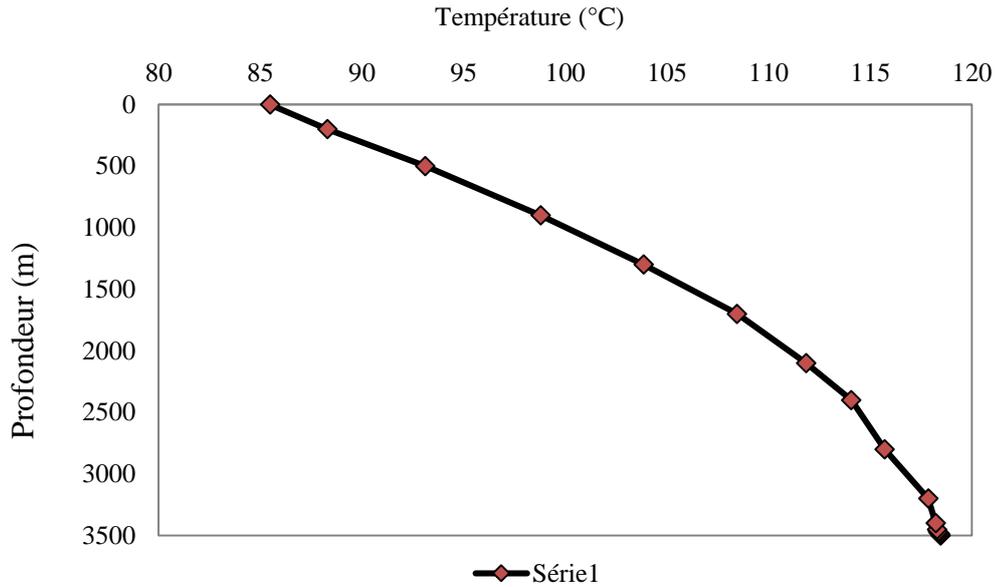


Figure V-16 : La variation de la température en fonction de la profondeur du puits **P₁**.

La Figure V-15 représente la variation de la pression en fonction de la profondeur du puits **P₁**. L'illustration montre que la pression de surface est égale à 150 bars (pression de tête de puits), au fur et à mesure que tend vers le fond, une élévation de pression est notée.

La Figure V-16 illustre les variations de la température en fonction de la profondeur du puits **P₁**. On observe que la température maximale ($T = 118.47^{\circ}\text{C}$) est à une profondeur de 3500m de la surface (la profondeur maximale du puits **P₁**.), la descente progressive vers le fond conduit une élévation de température.

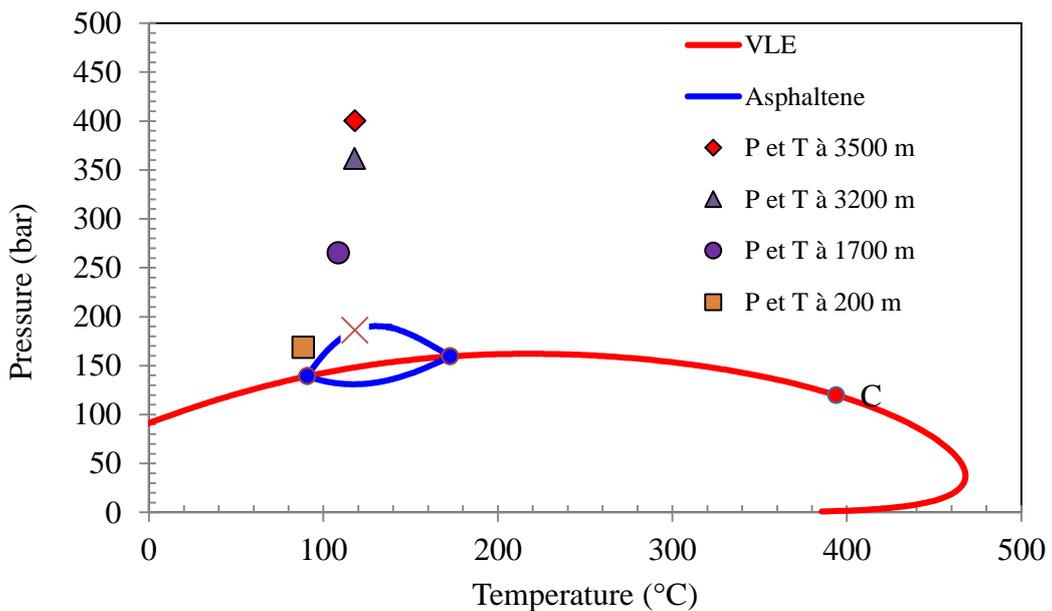


Figure 3 : Enveloppe de précipitation des asphaltènes du puits **P₁** à différentes profondeurs.

La Figure V-17 indique que les conditions du puits P_1 prédéfinis en phase expérimentale, s'avèrent hors enveloppe de précipitation des asphaltènes. Le graphe révèle tout de même, que le puits P_1 est dans la zone à risque (proche de l'enveloppe de précipitation). La régression des paramètres thermodynamiques (P/T) est proportionnelle à la profondeur du puits, conduisant à la formation des dépôts d'asphaltènes.

4. Modélisation du comportement thermodynamique du fluide du puits P_1 avec l'EOS de Peng Robinson

Dans cette partie, nous avons modélisé le comportement thermodynamique du fluide de fond du puits P1 avec l'EOS de Peng-Robinson (PR78) [24]. Pour cet objectif, une procédure de calibration est introduite et appliquée pour faire correspondre les données obtenues à partir des mesures du laboratoire et celles prédites par l'EOS PR78 [24]. Par la suite, un schéma avec 10 composants a été généré. Dans ce qui suit, les paramètres de réglage obtenus ainsi que les résultats de l'EOS calibrée sont donnés dans le Tableau V-9, Tableau V-10, Tableau V-11 et le Tableau V-12.

4.1. Paramètres de réglage de l'EOS

Le Tableau V-9 présente les paramètres de l'équation d'état après calibration.

Tableau V-9 : Paramètres de l'équation d'état après calibration.

	P_c (atm)	T_c (K)	Coefficient acentrique	Poids moléculaire (g/mol)	OMEGAA	OMEGAB
N ₂	33.5	126.2	0.04	28.013	0.45723553	0.077796074
CO ₂	72.8	304.2	0.225	44.01	0.45723553	0.077796074
C ₁	45.4	190.6	0.008	16.043	0.45723553	0.077796074
C ₂	48.2	305.4	0.098	30.07	0.45723553	0.077796074
C ₃	41.9	369.8	0.152	44.097	0.45723553	0.077796074
C ₄ - C ₅	35.093224	446.57756	0.21860247	65.638916	0.45723553	0.077796074
C ₆	32.46	507.5	0.27504	86	0.45723553	0.077796074
PSG ₁	27.612197	587.86438	0.37805312	116.09711	0.45723553	0.077796074
PSG ₂	19.246107	701.54169	0.60557721	191.32893	0.45723553	0.077796074
PSG ₃	11.481488	838.5551	0.97196183	357.51152	0.45723553	0.077796074
T _{rés} = 118 °C P _{bulle} = 2070 Psig						

Suite du Tableau V-9:

	VSHIFT	V _c (l/mol)	Z _c
N ₂	-0.131342	0.0895	0.2905
CO ₂	-0.0427	0.094	0.2736
C ₁	-0.144256	0.099	0.2876
C ₂	-0.1032684	0.148	0.2789
C ₃	-0.0775014	0.203	0.2763
C ₄ - C ₅	-0.042741291	0.28195056	0.27120331
C ₆	-0.007288	0.344	0.27126127
PSC ₁	-0.060947	0.45362528	0.26310024
PSC ₂	0.079463	0.72710144	0.25267145
PSC ₃	0.22522884	1.2378533	0.23830254

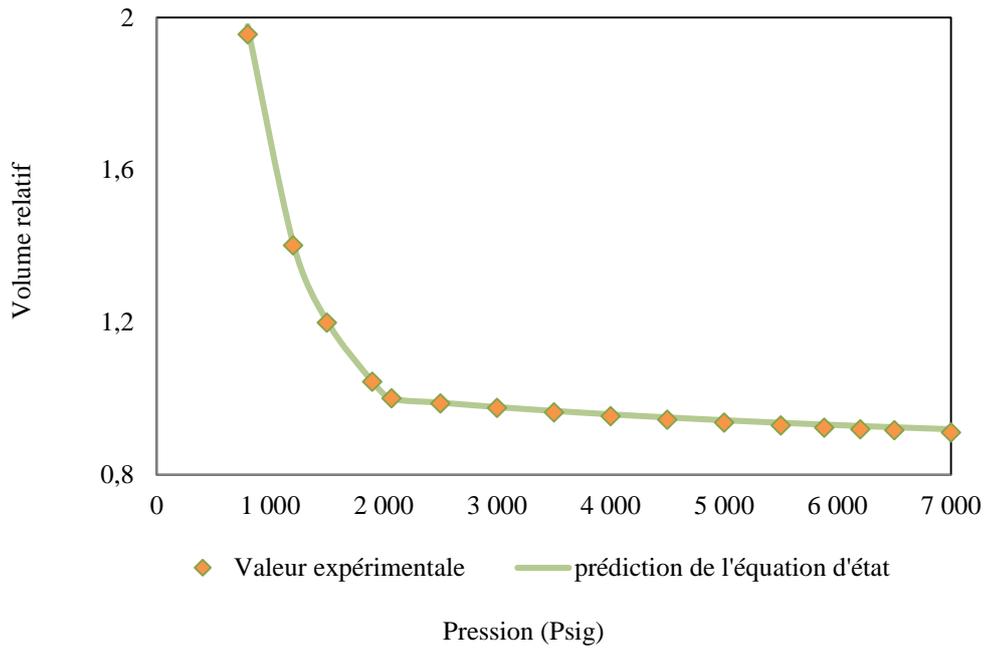
Tableau V-10 : Les coefficients d'interaction binaire.

N ₂	0								
CO ₂	0								
C ₁	0.025	0.105							
C ₂	0.01	0.13	0.0						
C ₃	0.09	0.125	0.0	0.0					
C ₄ - C ₅	0.10138	0.11544	0.0	0.0	0.0				
C ₆	0.11	0.115	0.006397404	0.003115161	0.001221801	0.0			
PSG ₁	0.11	0.115	0.009506653	0.005473559	0.002832416	0.0	0.0		
PSG ₂	0.11	0.115	0.01613805	0.01096151	0.007084392	0.0	0.0	0.0	
PSG ₃	0.11	0.115	0.0255054	0.01926097	0.0140705	0.0	0.0	0.0	0.0

Tableau V-11 : les conclusions de l'EOS sont les suivantes.

Paramètre	Valeur expérimentale (bar)	la valeur prévue après le calibrage (bar)
P _{sat}	141.82	141.82

La comparaison entre les résultats expérimentaux et les prédictions de l'EOS après calibration sont présentés graphiquement.



FigureV-18 : Prédiction de l’EOS du volume relatif en fonction de la pression.

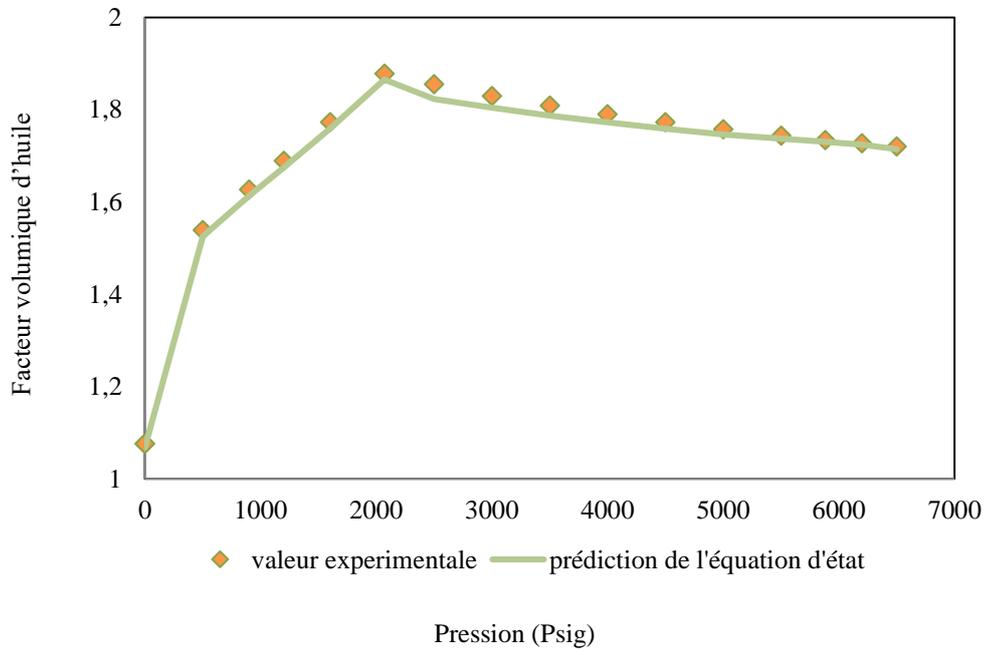


Figure V-19 : Prédiction de l’EOS du facteur volumique d’huile en fonction de la pression.

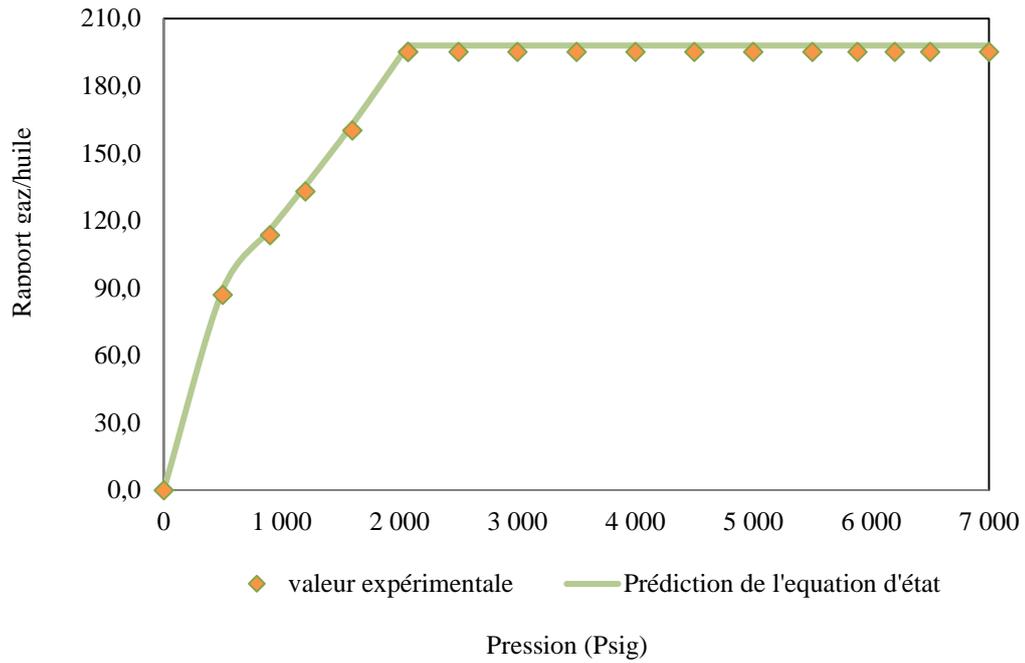


Figure V-20 : Prédiction de l'EOS du rapport gaz/huile en fonction de la pression.

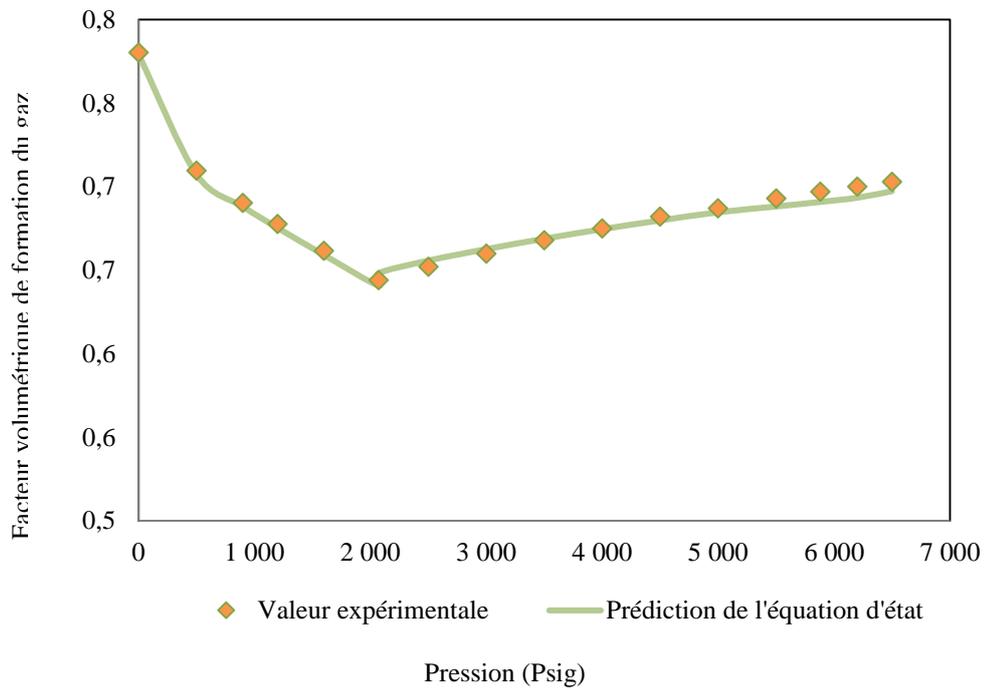


Figure V-21 : Prédiction de l'EOS du facteur volumétrique de formation du gaz en fonction de la pression.

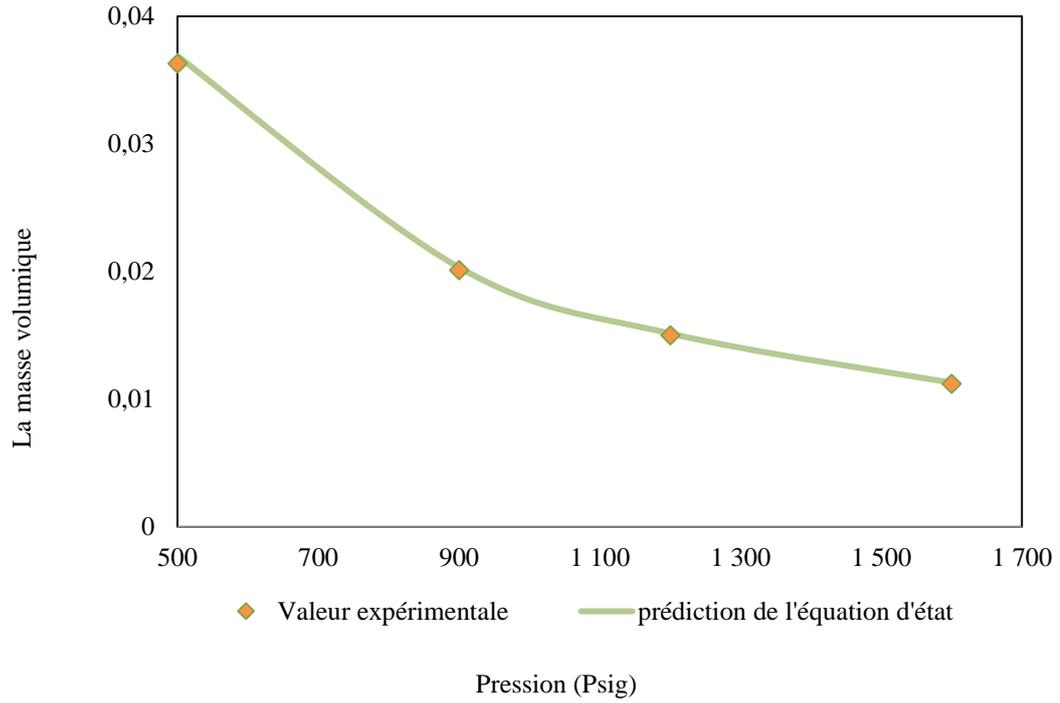


Figure V-22 : Prédiction de l'EOS de la masse volumique en fonction de la pression

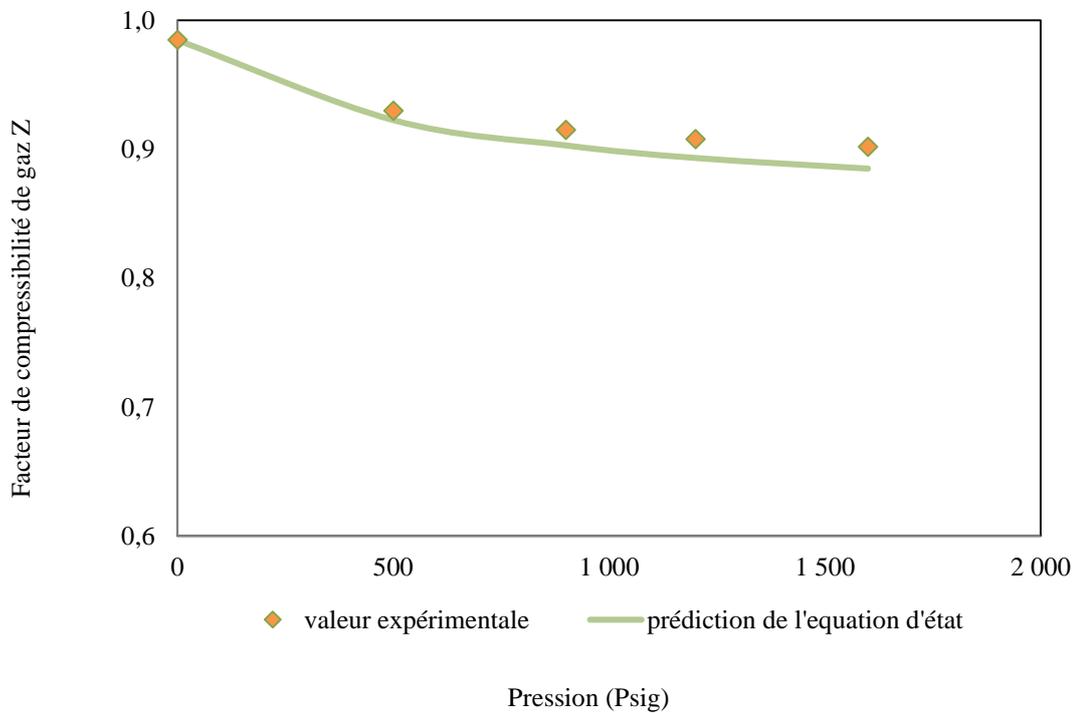


Figure V-23 : Prédiction de l'EOS du facteur de compressibilité de gaz Z en fonction de la pression.

Les figures en-dessus montrent que les performances de l'EOS sont remarquables puisque les valeurs prédites par l'équation d'état calibrée sont en correspondance avec les résultats expérimentaux (volume relatif V_r , facteur volumique d'huile B_o , le rapport gaz/huile GOR, le facteur volumique de gaz B_g , la masse volumique ρ et le facteur de compressibilité de gaz Z).

Quant à la viscosité et après la calibration, la corrélation Lorentz-Bray-Clark [7] est définie comme suit :

$$[(\mu - \mu^*)\varepsilon + 10^{-4}]^{0.25} = C_1 + C_2\rho_r + C_3\rho_r^2 + C_4\rho_r^3 + C_5\rho_r^4 \quad (20)$$

Où

μ : La viscosité d'huile en cP.

μ^* : La viscosité d'huile à P_{atm} .

$$\varepsilon = T_c^{\frac{1}{6}} M_w^{\frac{-1}{2}} P_c^{\frac{-2}{3}}.$$

ρ_r : La densité molaire réduite définie comme : $\frac{V_c}{V}$.

Après l'utilisation de la corrélation LBC [7], on a obtenue les coefficients représentés dans le Tableau V-12 suivant :

Tableau V-12 : Coefficient de la corrélation Lorentz-Bray-Clark [7] pour le calcul de la viscosité.

Coefficient	Valeur
Coefficient C_1	0.1023
Coefficient C_2	0.002364
Coefficient C_3	0.058533
Coefficient C_4	-0.040758
Coefficient C_5	0.0093324

Les résultats prédits par la corrélation LBC [7], sont représentés graphiquement dans la

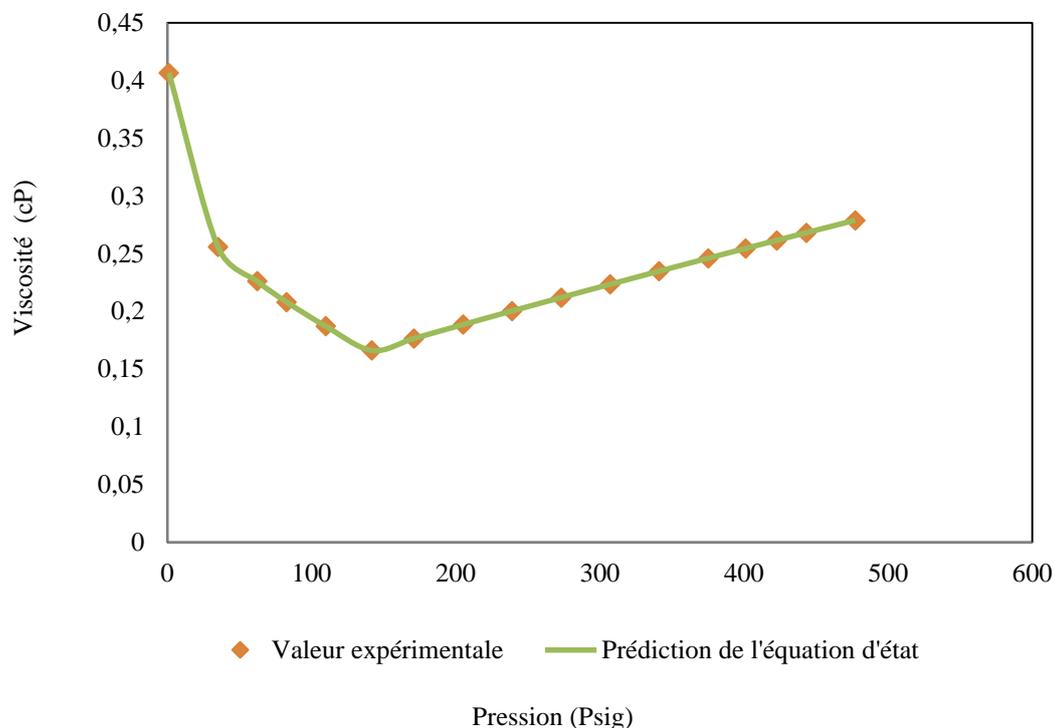


Figure V-24 : La corrélation de LBC de la viscosité en fonction de la pression.

La Figure V-24 prouve que les performances de la corrélation LBC [7] sont admirables puisque les valeurs prédites par cette corrélation calibrée sont en correspondances avec les résultats expérimentaux.

CONCLUSION GENERALE

Le but de notre travail ce n'est pas de résoudre le problème de dépôt d'asphaltènes, mais de mettre en évidence les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts.

Nous avons étudié le problème des dépôts d'asphaltènes dans un puits situé dans le champ de Hassi Messaoud, en se basant sur les paramètres PVT, l'analyse SARA, les données AOP et la composition de l'huile et l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes est construite en utilisant le logiciel Multiflash, ce qui nous a permis de localiser la zone de déposition des asphaltènes. Nous avons terminé cette revue par un modèle basé sur l'équation d'état qui joue un rôle très important dans la modélisation des différents comportements de fluides.

Suivant les conditions actuelles de production (pression et de température) du fond du puits en fonction de la profondeur simuler par le logiciel PVT_i, Multiflash, Les puits étudiés sont localisés hors l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes, ce que signifie qu'il n'y a pas d'endommagement à toutes les profondeurs considérées. Néanmoins, nous avons remarqué que certains points sont très proches de l'enveloppe de déposition, ce qui signifie que ce puits est fortement exposé aux problèmes de déposition d'asphaltènes après un changement dans les conditions de productions (T et P). Dans ce contexte, nous avons confirmé cette conclusion d'après les résultats expérimentaux relatifs à la partie solide (diagramme d'instabilité colloïdale et le diagramme de de Boer [41]), où nous avons déduit que les asphaltènes sont instables dans le brut du puits P₁.

Enfin, nous avons compilé les résultats expérimentaux avec un modèle thermodynamique bien calibré (EOS). Afin de généraliser ces résultats sur une marge étendue de pression et de température, ils doivent être exploités dans d'autres travaux de simulation.

RECOMMANDATIONS

Suite aux résultats obtenus dans ce mémoire, nous recommandons les points :

- Mettre à jour les données de production en faisant de nouveaux tests de puits (nouvelles mesures de P et T de fond).
- Suivre du comportement du puits vis-à-vis du problème de dépôt d'asphaltènes en localisant des nouvelles mesures périodiques sur l'enveloppe de phase élaborée dans cette étude.
- Faire une instigation sur les inhibiteurs, dispersants, solvant appropriés afin de remédier aux problèmes de déposition des asphaltènes suivant l'état de développement de ces derniers dans ce puits.
- Intégration des modèles thermodynamiques calibrés dans un modèle de simulation numérique avancé (réservoir ou installation de surface) afin de mieux prédire le phénomène de déposition des asphaltènes dans plusieurs niveaux dans la chaîne de production.

REFERENCES

- [1] M. E. N. Physique, “Contribution à l ’ étude des propriétés des asphaltènes Remerciements,” 2012.
- [2] I. Fran and A. I. S. Du, *Sedimentary geology: sedimentary basins depositional environments petroleum formation*, vol. 40, no. 10. 2003.
- [3] “Jean-Pierre WAUQUIER Raffinage du petrole le. tome 1 - Petrole brut_ produits petroliers_ schemas de fabrication .pdf.” .
- [4] J. C. Soares, J. Costa, and S. Compréhension, “Compréhension moléculaire et prédiction des propriétés physicochimiques dans les produits pétroliers To cite this version: HAL Id: tel-01744088 Compréhension moléculaire et prédiction des propriétés physico- chimiques dans les produits pétroliers,” 2018.
- [5] C. d’expertise en analyse environnementale du Québec, “Hydrocarbures pétroliers : caractéristiques, devenir et criminalistique environnementale,” p. 41, 2015.
- [6] “La masse, le poids, la relation entre poids et masse.”
- [7] C. H. Whitson and M. Ghasemi, “Phase behavior and viscosity modeling of Athabasca bitumen and light solvent mixtures,” 2013.
- [8] W. M. Ahr, *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. John Wiley & Sons, 2011.
- [9] M. Boukherissa, “Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut. Choix de dispersants et le mécanisme d’action,” *These, Metz*, p. 234, 2008, [Online]. Available: <http://docnum.univ-lorraine.fr/public/UPV-M/Theses/2008/Boukherissa.Malika.SMZ0826.pdf>.
- [10] O. DAHNOUN, “Etude géologique et caractérisation pétrophysique d’un champ pétrolier à Hassi Messaoud. Cas d’étude: Hors zone sud.” Ecole Nationale Supérieure des Mines et de la Métallurgie. Amar Laskri. Annaba, 2019.
- [11] S. Kawanaka, K. J. Leontaritis, S. J. Park, and G. A. Mansoori, “Thermodynamic and colloidal models of asphaltene flocculation,” ACS Publications, 1989.
- [12] J. H. Pacheco-Sanchez and G. A. Mansoori, “In situ remediation of heavy organic deposits using aromatic solvents,” 1997.
- [13] R. L. Hubbard and K. E. Stanfield, “Determination of asphaltenes, oils, and resins in asphalt,” *Anal. Chem.*, vol. 20, no. 5, pp. 460–465, 1948.
- [14] B. Youcef and M. Universit, “Flocculation d ’ asphaltènes de Hassi Messaoud,” no. November, 2016.
- [15] R. E. Overfield, E. Y. Sheu, S. K. Sinha, and K. S. Liang, “SANS study of asphaltene aggregation,” *Fuel Sci. Technol. Int.*, vol. 7, no. 5–6, pp. 611–624, 1989.

- [16] O. C. Mullins, "The modified Yen model," *Energy & Fuels*, vol. 24, no. 4, pp. 2179–2207, 2010.
- [17] J. W. Bunger and N. C. Li, *Chemistry of asphaltenes*. American Chemical Society, 1981.
- [18] H. Alboudwarej, K. Akbarzadeh, J. Beck, W. Y. Svrcek, and H. W. Yarranton, "Regular solution model for asphaltene precipitation from bitumens and solvents," *AIChE J.*, vol. 49, no. 11, pp. 2948–2956, 2003.
- [19] J. Murgich, "Molecular simulation and the aggregation of the heavy fractions in crude oils," *Mol. Simul.*, vol. 29, no. 6–7, pp. 451–461, 2003.
- [20] M. L. Chacón-Patiño, S. M. Rowland, and R. P. Rodgers, "Advances in asphaltene petroleomics. part 1: asphaltenes are composed of abundant island and archipelago structural motifs," *Energy & fuels*, vol. 31, no. 12, pp. 13509–13518, 2017.
- [21] F. DJELTI, "Contribution à l'étude des propriétés des asphaltènes." 2012.
- [22] O. C. Mullins, "Rebuttal to Strausz et al. regarding time-resolved fluorescence depolarization of asphaltenes," *Energy & fuels*, vol. 23, no. 5, pp. 2845–2854, 2009.
- [23] O. C. Mullins, *Asphaltenes, Heavy Oil and Petroleomics*, vol. 53, no. 9. 2016.
- [24] R. Stryjek and J. H. Vera, "PRSV: An improved Peng—Robinson equation of state for pure compounds and mixtures," *Can. J. Chem. Eng.*, vol. 64, no. 2, pp. 323–333, 1986.
- [25] I. Introduction, "Chapitre 1 : Description du Champ Hassi Messaoud."
- [26] M. D. E. Magister, "Etude et Optimisation Avant - Propos," 2013.
- [27] R. Algerienne and D. Et, "Traitement des asphaltènes au niveau du champ Hassi Messaoud Remerciements," 2018.
- [28] "I . Introduction L ' énergie est le pilier de toute civilisation , sans laquelle on ne peut exister ni construire et évoluer dans ce monde . L ' homme dans sa quête perpétuelle de performance a cherché et continue à chercher et développer les différents m."
- [29] R. Algerienne and D. Et, "Évaluation d ' un Traitement Matricielle Pour un Remerciement," 2015.
- [30] R. Algerienne and D. Et, "Simulation de l ' amélioration de l ' indice de productivité d ' un puits par la stimulation (Acid / Frac) En Utilisant le logiciel Pipesim," 2015.
- [31] P. Karen Schou Pedersen L.Christensen and J. azeem Shaikh, *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluid.* .
- [32] B. F. Kohse, L. X. Nghiem, H. Maeda, and K. Ohno, "Modelling phase behaviour including the effect of pressure and temperature on asphaltene precipitation," 2000.
- [33] Osfour Sh., Azin R., Kiani Zakheradi M., and Gerami S., "A Unified Approach for Quality Control of Drilled Stem Test and PVT Data," *Gas Process. J.*, vol. 2, no. 1, pp.

8–18, 2014.

- [34] C. MARVILLET, “Fluides caloporteurs et frigoporteurs-Définitions. Critères de choix,” 2015.
- [35] D. R. Rhourde, E. L. Baguel, and M. W. D. E. Ouargla, “Etude flow assurance complète sur l’ effluent de fond du puits MDR#27,” no. 44, pp. 1–44, 2020.
- [36] A. Chamkalani, “Correlations between SARA Fractions, Density, and RI to Investigate the Stability of Asphaltene,” *ISRN Anal. Chem.*, vol. 2012, no. I, pp. 1–6, 2012, doi: 10.5402/2012/219276.
- [37] F. Des, S. Et, D. E. L. A. Technologie, E. T. Sciences, and D. E. L. A. Matière, “Thème Caractérisation physico-chimique d ’ un désémulsifiant « le chimec R 899 »,” 2011.
- [38] H. K. Sarma, “Can we ignore asphaltene in a gas injection project for light-oils?,” 2003.
- [39] B. E. N. Abderrahmane, “Thème Étude de précipitation et solubilisation des asphaltènes dans le champ HMD,” 2016.
- [40] S. Asomaning, “Test methods for determining asphaltene stability in crude oils,” *Pet. Sci. Technol.*, vol. 21, no. 3–4, pp. 581–590, 2003.
- [41] A. Bellemans, “Diagramme d’état et propriétés thermodynamiques des isotopes purs et des solutions isotopiques,” *J. Chim. Phys.*, vol. 60, pp. 23–28, 1963.
- [42] R. G. Moghanloo, E. Akita, and D. During, “Precipitation of Asphaltenes Learn more about Precipitation of Asphaltenes Formation Damage by Organic Deposition,” no. 2007, 2018.
- [43] A. Hirschberg, L. N. J. deJong, B. A. Schipper, and J. G. Meijer, “Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation,” *Soc. Pet. Eng. J.*, vol. 24, no. 03, pp. 283–293, 1984.
- [44] Sonatrach, “Rapport final REB,” Boumerdes, 2019.
- [45] E. A. Guggenheim, “Variations on van der Waals’ equation of state for high densities,” *Mol. Phys.*, vol. 9, no. 2, pp. 199–200, 1965.
- [46] M. A. Trebble and P. M. Sigmund, “A generalized correlation for the prediction of phase behaviour in supercritical systems,” *Can. J. Chem. Eng.*, vol. 68, no. 6, pp. 1033–1039, 1990.