

N° Série :/2025

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de
l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

CHAOUI ismail yasser

-THEME-

**ANALYSE PREDICTIVE ET MODELISATION DE LA FORMATION DES
DEPOTS ASPHALTINIQUES POUR UNE STRATEGIE DE TRAITEMENT
OPTIMISé : CAS PUITs BRA 01**

Soutenue le : 16 / 06 / 2025 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Mouhamed Chaker Boutalbi

Univ. Ouargla

Rapporteur :

Univ. Ouargla

Examineur : Cheikhi Sabrina

Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2024 / 2025



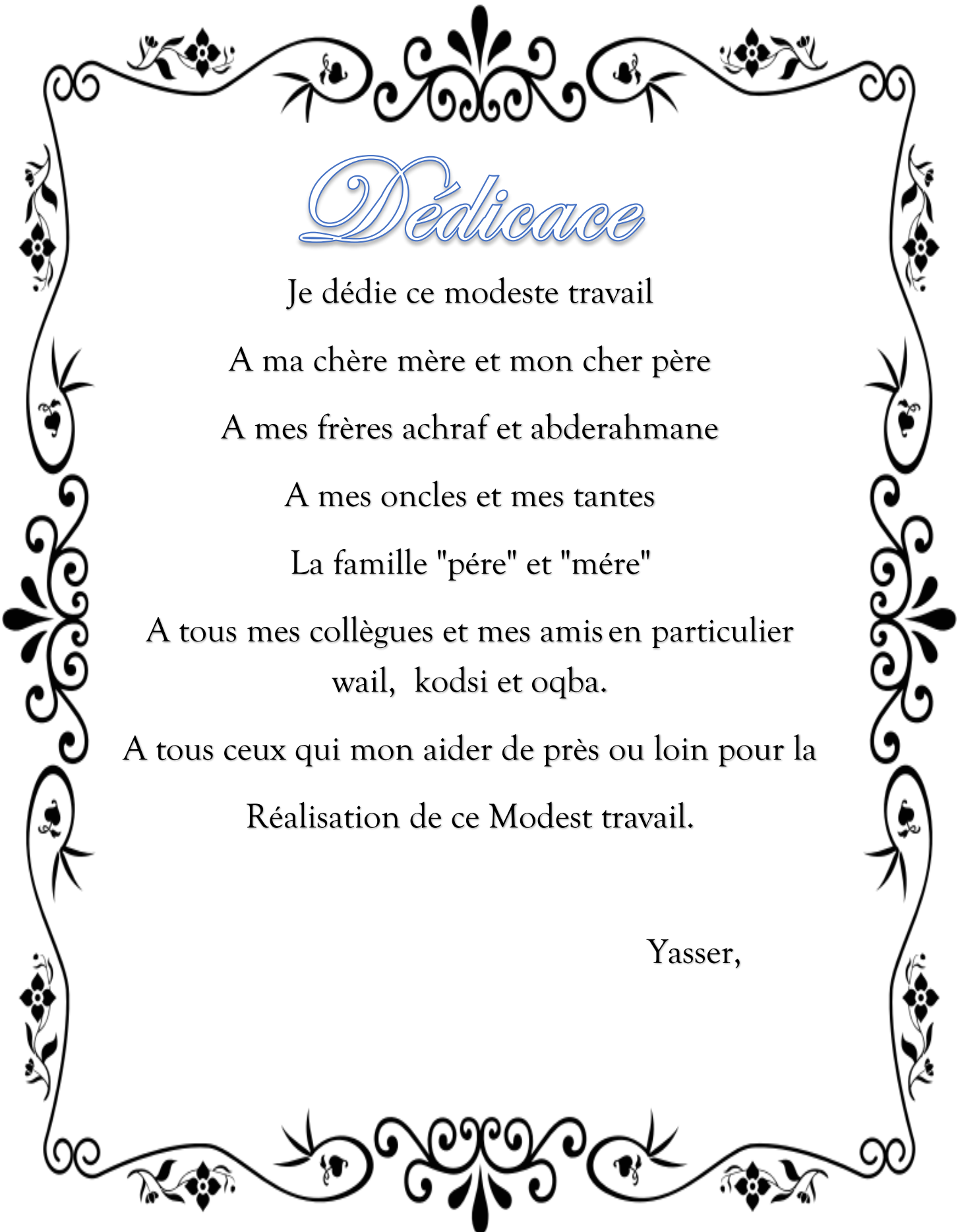
Remerciements

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés La volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Je tiens à remercier **Mme Boufades Djamila**

Je voudrais remercier **Mme Soumia Boulaajoul**, mon encadrante de ce travail, pour ses conseils, l'encadrement et la qualité de Orientation. son soutien et son suivi tout au long de ma période de stage.

Je voudrais également exprimer mes plus grands remerciements à tous les enseignants qui m'ont enseigné dont **M. Adjou Zakaria**, **M. Elhadi Atlili** et **M. Arbaoui Ali** pour leur disponibilité et leur réactivité envers les questionnements et besoins des étudiants du département de Production des hydrocarbure .

A decorative border with intricate floral and scrollwork patterns, featuring stylized flowers and leaves, framing the central text.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A ma chère mère et mon cher père

A mes frères achraf et abderahmane

A mes oncles et mes tantes

La famille "père" et "mère"

A tous mes collègues et mes amis en particulier
wail, kodsi et oqba.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou loin pour la
Réalisation de ce Modest travail.

Yasser,

الملخص: واجه استغلال النفط الخام في حقل BRA صعوبات مرتبطة بانسداد خطوط الأنابيب بسبب رواسب الأسفلتين. لتجنب هذه المشكلة، يسعى المشغلون إلى تحديد الظروف التي تتشكل فيها هذه المقابس. تم تنفيذ هذا العمل في المنطقة 1 من حقل BRA ، وهي منطقة واجهت العديد من المشاكل المتعلقة بتكوين الأسفلتين، مما تسبب في العديد من الحوادث التشغيلية.

يهدف هذا العمل إلى دراسة ظروف ترسيب الأسفلتين واستقراره، وإنشاء منحنيات ترسيب الأسفلتين التي تسمح بتحديد مناطق الأمان. وتسمح هذه المناطق للمشغلين بالعمل في ظروف آمنة، وتجنب الأنظمة التي تنطوي على مخاطر الودائع. تم الحصول على المنحنيات عددياً باستخدام برامج PVTsim و PIPEsim التجارية، استناداً إلى النتائج التجريبية وقياس ضغط تكوين الأسفلتين لكل خطوة درجة حرارة.

الكلمات المفتاحية: الأسفلتين، النفط الخام، دراسة مختبرية، المذيب، المحاكاة.

Résumé: L'exploitation du pétrole brut dans le champ de BRA s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôts d'asphaltènes. Pour éviter ce problème, les exploitants cherchent à déterminer les conditions dans lesquelles se forment ces bouchons. Ce travail a été réalisé sur la zone 1 du champ BRA, une zone ayant rencontré de nombreux problèmes de formation d'asphaltènes, ce qui a provoqué plusieurs incidents d'exploitation.

L'objectif de ce travail est d'étudier les conditions de précipitation et de stabilité des asphaltènes, et d'établir les courbes de précipitation des asphaltènes permettant de déterminer les zones de sécurité. Ces zones permettent aux exploitants de travailler dans des conditions sûres, en évitant les régimes à risque de dépôts. Les courbes ont été obtenues numériquement à l'aide des logiciels commerciaux PVTsim et PIPEsim, en s'appuyant sur des résultats expérimentaux et en mesurant la pression de formation des asphaltènes pour chaque palier de température.

Mots clés: asphaltène, pétrole brut, étude en laboratoire, dissolvant, simulation.

Abstract: Crude oil production in the BRA field has encountered difficulties related to pipeline blockages caused by asphaltene deposits. To avoid this problem, operators are seeking to determine the conditions under which these blockages form. This work was conducted in Zone 1 of the BRA field, an area that has encountered numerous asphaltene formation problems, leading to several operating incidents.

The objective of this work is to study the conditions of asphaltene precipitation and stability, and to establish asphaltene precipitation curves to determine safety zones. These zones allow operators to work in safe conditions, avoiding regimes at risk of deposits. The curves were obtained numerically using the commercial software PVTsim and PIPEsim, based on experimental results and by measuring the asphaltene formation pressure for each temperature step.

Keywords: asphaltene, crude oil, laboratory study, solvent, simulation.

Table des matières:

<i>Listes des Figures :</i>	<i>I</i>
<i>Listes des tableaux :</i>	<i>III</i>
<i>Listes des abréviations :</i>	<i>V</i>
<i>Notion et symboles :</i>	<i>VI</i>
<i>Introduction générale :</i>	<i>VIII</i>

Chapitre I : Généralités sur le gisement BRA

<i>I.1. Introduction du Chapitre I :</i>	<i>2</i>
<i>I.2. Situation géographique du champ rhourd el-baguel :</i>	<i>2</i>
<i>I.2. Plan de développement du gisement de bhiretaissa :</i>	<i>3</i>
<i>I.3. Travaux de recherche :</i>	<i>4</i>
<i>I.4. Stratigraphie du gisement</i>	<i>8</i>
<i>I.4.2. Dépôts Paléozoïques</i>	<i>9</i>
<i>I.6. Problématique :</i>	<i>14</i>
<i>I.6.1. Situation des dépôts au niveau des puits</i>	<i>15</i>
<i>I.6.2. Impact de la déposition des asphaltènes sur les puits</i>	<i>16</i>
<i>I.7. Conclusion du Chapitre I</i>	<i>16</i>

Chapitre II : l'Assurance de l'écoulement

<i>II.1 Introduction:</i>	<i>17</i>
<i>II.2 Assurance de l'écoulement :</i>	<i>17</i>
<i>II.2.1 Hydrocarbures :</i>	<i>18</i>
<i>II.2.1.1 Fluides de réservoir:</i>	<i>19</i>
<i>II.2.1.2 Classification à l'aide du diagramme P, T:</i>	<i>25</i>
<i>II.2.1.3 Propriétés physique des hydrocarbures :</i>	<i>26</i>
<i>II.2.2 Écoulement multiphasiques :</i>	<i>34</i>
<i>II.2.2.1 Configurations de flux multiphasiques :</i>	<i>35</i>
<i>II.2.2.2 Régime d'écoulement :</i>	<i>35</i>
<i>II.2.2.3 Défi de l'étude des écoulements poly phasiques :</i>	<i>38</i>
<i>II.2.2.4 Problèmes liés aux études d'assurance de l'écoulement :</i>	<i>39</i>

II.6. Corrosion et Erosion :	53
Conclusion:	55

Chapitre III: Dépôts asphalténe

III.1 Introduction :	56
III.2 Définition :	56
III.3 Asphaltes composition :	56
III.4 Structure des Asphaltènes :	58
III.4.1 Modèle de Pfeiffer & Saal [17] :	59
III.4.2 Modèle de Yen [17] :	60
III.4.3 Applications et limites des modèles :	61
III.5. Caractérisation des asphaltènes :	62
III.6. Variables influençant la précipitation des asphaltènes :	62
III.7. Traitement des dépôts d'asphaltènes	66
III.7.1. Traitement mécanique par grattage	66
III.7.2. Revêtement interne des tubes	67
III.7.3. Élimination par injection de fluides chauds	67
III.7.4. Nettoyage chimique par solvants	67
III.8 (e) Reformat	68
Conclusion :	69

Chapitre 04 : Etude de cas BRA 01

IV.1. Introduction:	70
IV.2. Sélection de l'échantillon et préparation des données :	71
IV.3 Composition du mélange :	72
IV.4. Résultats des tests de laboratoire :	73
IV.5. Analyse SARA (SARA analysis) :	77
VI.5.1. Calcul de l'indice de stabilité colloïdale (CSI) :	78
VI. 6. Dépôts d'asphaltènes dans BRA1 :	78
IV.7. Modélisation de la colonne verticale pour les puits :	82
IV.7.1. Données nécessaires :	83
IV.7.2. Analyse du phénomène de bouchage du tubing :	84
IV.8. Historique de traitement de puits BRA01 :	87

<i>IV.9. Traitement de problème des dépôts d'asphaltènes :</i>	<i>89</i>
<i>VI.9.2. Traitement de puits BRA-1 avec le Reformat :</i>	<i>89</i>
<i>VI.10. Solutions proposées :</i>	<i>91</i>
<i>IV.11. Conclusion :</i>	<i>93</i>
<i>Conclusion général :</i>	<i>94</i>
<i>Références Bibliographiques :</i>	<i>95</i>

Listes des Figures :

FIGURE I- 1: SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE REB.....	3
FIGURE I- 2: SITUATION DE LA STRUCTURE DE BHIRET AISSA.....	4
FIGURE I- 3: SECTION COUPE GEOLOGIQUES EST - OUEST TRAVERSANT LA STRUCTURE HAUTE DE BHIRET AISSA.	5
FIGURE I- 4: POSITION DES PUIXS DU PERIMETRE DE BHIRET AISSA.....	7
FIGURE I- 5: COLONNE STRATIGRAPHIQUE.....	11
FIGURE I- 6 :SUBDIVISION DES REGIONS DE BHIRET AISSA.....	12
FIGURE I- 7: CARTE EN ISOBATHES AU TOIT DES QUARTZITES DE HAMRA- POSITION DES PUIXS DE DELINEATION	13
FIGURE II- 1: TYPES OF CARBON CHAINS	18
FIGURE II- 2: CHEMICAL BONDS.....	19
FIGURE II- 3: DES FORMULES CHIMIQUE DEVELOPPEES DE PARAFFINES.....	22
FIGURE II- 4: REPRESENTATION DES FORMULES DEVELOPPEES DE QUELQUES MOLECULES DE NAPHTENES OU CYCLO PARAFFINES ET D'AROMATIQUES.....	24
FIGURE II- 5: DIFFERENTS TYPES DES FLUIDES DE RESERVOIR.....	26
FIGURE II- 6: COURBE DE LA RELATION GAZ-HUILE PRODUIT	30
FIGURE II- 7: COURBE DE VISCOSITE.....	31
FIGURE II- 8: COURBE MASSE VOLUMIQUE (DENSITY).....	32
FIGURE II- 9: VARIATION DE FACTEUR DE COMPRESSIBILITE EN FONCTION DE LA PRESSION	33
FIGURE II- 10: 3-PHASE ECOULEMENT	35
FIGURE II- 11: CARTE HORIZONTALE MULTIPHASIQUE	36
FIGURE II- 12: MODELES D'ECOULEMENT MULTIPHASIQUE DANS UN ECOULEMENT VERTICAL	37
FIGURE II- 13: RETENTION DE LIQUIDE.....	39
FIGURE II- 14: CIRCUIT DE TRANSPORT DES FLUIDES DE RESERVOIR	41
FIGURE II- 15: FORMATION D'HYDRATE.....	42
FIGURE II- 16: COURBE D'HYDRATATION.....	45
FIGURE II- 17: DEPOT DE CIRE (WAX).....	48
FIGURE II- 18: PRODUCTION DE SABLE	49
FIGURE II- 19: TARTE (SCALE)	50
FIGURE II- 20: BOUCHAGE PAR TARTE D'UN CONDUITE	50
FIGURE II- 21: CHLORURE DE SODIUM (NaCl)	52
FIGURE II- 22: CARBONATES	52

FIGURE II- 23: A) CORROSION B) EROSION	54
FIGURE III- 1 : SCHEMA D'UN DEPOT D'ASPHALTENES	56
FIGURE III- 2: SCHEMA D'UNE COMPOSITION D'ASPHALTENES	57
FIGURE III- 3: REPRESENTATION DES ASPHALTENES DANS LE PETROLE SELON PFEIFFER ET SAAL	59
FIGURE III- 4: REPRESENTATION SCHEMATIQUE ET DENOMINATION DES STRUCTURES ASPHALTENIQUES DANS LE PETROLE SELON LE MODELE DE YEN].	61
FIGURE III- 5: EMBLEMENTS POSSIBLES DE DEPOSITION DES ASPHALTENES	65
FIGURE III- 6: GAUGE CUTTER (OUTIL WIRE LINE).....	66
FIGUREIV- 1 : DIFFÉRENTES FRACTIONS DU PÉTROLE (SARA).	77
FIGUREIV- 2: DONNÉES L'ANALYSE DE COMPOSITION ET DE SARA	79
FIGUREIV- 3: DONNÉES DE CCE.	80
FIGUREIV- 4: DONNÉES DE DL.	80
FIGUREIV- 5: DONNÉES DE TEST DE SÉPARATION	81
FIGUREIV- 6: DONNÉES DE DENSITÉ.	81
FIGUREIV- 7: PRESSION DE SATURATION.	81
FIGUREIV- 8: COURBE DE PHASE (ENVELOPPE D'ASPHALTÈNE).....	82
FIGUREIV- 9: COMPLÉTION DE PUIITS BRA1.	84
FIGUREIV- 10: PROFILE DE PRESSION ET DE TEMPÉRATURE EN FONCTION DE LA PROFONDEUR.	85
FIGUREIV- 11: DÉPOSITION D'ASPHALTÈNES DANS LE TUBING.....	86
FIGUREIV- 12: HISTORIQUE DE TRAITEMENT DE PUIITS BRA01.	88
FIGUREIV- 13: HISTORIQUE DE PRESSION EN TÊTE BRA01.....	88
FIGUREIV- 14: GAUGE CUTTER (GC86 MM).....	89
FIGUREIV- 15: DOUBLE COMPLÉTION.....	91
FIGUREIV- 16: CONCENTRIQUE.....	92
FIGUREIV- 17: OPÉRATION BULLHEAD AVEC INJECTION DU REFORMAT.	93

Listes des tableaux :

TABLEAU I- 1:RESULTATS DES DST DES PUITES BRA.	7
TABLEAU I- 2:CARACTERISTIQUES DES FLUIDES DU GISEMENT DE BHIRET AISSA.	14
TABLEAU I- 3: DONNEES DES RESERVOIRS DES PUITES BRA.	15
TABLEAU II. 1: DIFFERENTS STRUCTURES DE COMPOSITION DE FLUIDE DE RESERVOIR.	27
TABLEAU II. 2: PROPRIETES PHYSIQUES DES HYDROCARBURES.	28

TABLEAU II. 3: PROPRIETES CHIMIQUES DES HYDROCARBURES.	28
TABLEAU II. 4: PROPRIETES DU PETROLE ET DU GAZ.....	29
TABLEAU II. 5: INHIBITEURS THERMODYNAMIQUES D'HYDRATES (THI).....	44
TABLEAU II. 6: DIFFERENCE BETWEEN EROSION AND CORROSION.....	54
TABLEAU III- 1 : ANALYSE ELEMENTAIRE DES ASPHALTENES SELON SPEIGHT 1975	57
TABLEAU III- 2: ANALYSES ELEMENTAIRES D'ASPHALTENES DE DIFFERENTES ORIGINES.....	63
TABLEAU III- 3: COMPOSITION DU REFORMAT	69
TABLEAU IV. 1: DONNEES DU Puits BRA-1.....	71
TABLEAU IV. 2: COMPOSITION DU FLUIDE.	72
TABLEAU IV. 3: RESULTATS DE TEST CCE.	73
TABLEAU IV. 4: RESULTATS DE TEST DL POUR L'HUILE.....	75
TABLEAU IV. 5: RESULTATS DE TEST DL POUR LES GAZ LIBERES	76
TABLEAU IV. 6: RÉSULTATS DE TEST DE SÉPARATION.....	76
TABLEAU IV. 7: COMPOSITIONS MOYENNES SARA DE PÉTROLE BRUT.	77
TABLEAU IV. 8: DONNÉES DU RÉSERVOIR.....	83
TABLEAU IV. 9: RÉSULTATS DE TEST DE PFD.	83
TABLEAU IV. 10: RÉSULTATS DE TEST DE PFS.....	83
TABLEAU IV. 11: PRESSION ET TEMPÉRATURE EN FONCTION DE LA PROFONDEUR.	85
TABLEAU IV. 12: CÔTE DE FROTTEMENT	87

Listes des abréviations :

BRA	Bhiret aissa
HMD	Hassi messaoud
SARA	Saturé, Aromatique, Résine et Asphaltène
IAP	Institut Algérien du pétrole
API	
CTU	Unité de coiled tubing
PU	Unité de pompage
LCT	Liaison couche trou
IP	Index de productivité
CRD	Centre de Recherche et de Développement

Notion et symboles :

Symboles	Désignations	Unités
Q	débit d'huile conditions de fond	(bbl/j)
K	perméabilité	(md)
H	hauteur du réservoir	(ft)
μ	viscosité d'huile	(cp)
S	skin total	(-)
Pb	Pression de bulle	(psi)
Bo	Facteur de volume de formation (FVF) de l'huile	(bbl/STB)
Rs	Rapport gaz-huile en solution	(scf/STB)
GOR	Rapport gaz-huile produit (Gaz Oil Ratio)	(scf/STB)
C	Compressibilité	(1/psi)
γ_o	Densité spécifique du pétrole (Specific Gravity)	(-)
P	Masse volumique (Densité)	(lb/ft³)
Z	Facteur de compressibilité d'un gaz	(-)
Bg	Facteur de volume de formation du gaz	(ft³/scf)
V	Volume spécifique	(ft³/l)

Introduction générale :

L'industrie pétrolière moderne est confrontée à une multitude de défis techniques liés à l'exploitation durable et efficiente des hydrocarbures. Parmi ces défis, la formation de dépôts asphalténiques représente une problématique majeure, notamment dans les réservoirs de pétrole brut comme ceux du gisement de Bhiret Aïssa (BRA), situé dans le bassin de Berkine au sud-est de l'Algérie. Ces dépôts, souvent responsables d'obstructions dans les systèmes de production, altèrent significativement les performances des puits, augmentent les coûts opérationnels et posent des difficultés de maintenance, voire des arrêts de production.

L'asphaltène, composant lourd et polarisé du pétrole brut, est particulièrement sensible aux variations de pression, de température et de composition, ce qui le rend susceptible de précipiter et de former des bouchons solides au sein des conduites et équipements. Pour anticiper ce comportement, il devient essentiel de maîtriser les paramètres thermodynamiques et physico-chimiques des fluides du réservoir, à travers des études PVT (Pression - Volume - Température) et la modélisation numérique à l'aide de logiciels spécialisés.

Ce mémoire s'inscrit dans cette optique. Il vise à :

- Caractériser les conditions de précipitation et de stabilité des asphaltènes dans le gisement BRA,
- Établir des courbes de dépôt permettant de délimiter les zones de sécurité d'exploitation,
- Proposer des stratégies de traitement préventif et curatif pour minimiser les pertes de production liées aux dépôts.

La méthodologie suivie dans ce travail repose sur une combinaison d'analyses expérimentales, d'observations de terrain et de simulations numériques, permettant de mieux comprendre le comportement des asphaltènes dans les conditions spécifiques du champ étudié. Dans un contexte énergétique exigeant plus de fiabilité, de rentabilité et

de durabilité, cette étude apporte des outils d'aide à la décision pour les ingénieurs de production, en alliant modélisation, analyse thermodynamique et traitement opérationnel, contribuant ainsi à l'optimisation de la production pétrolière du champ BRA.

Pour structurer cette étude, le mémoire est organisé selon les chapitres suivants :

- **Chapitre I : Généralités sur le gisement BRA**

Présente les caractéristiques géographiques, géologiques et de production du champ Bhiret Aïssa.

- **Chapitre II : Assurance de l'Écoulement**

Explore les concepts fondamentaux liés à la circulation des hydrocarbures et les risques associés (hydrates, cires, corrosion, etc.).

- **Chapitre III : Dépôts Asphalténiques**

Détaille les mécanismes de formation, les propriétés physico-chimiques des asphaltènes, ainsi que les impacts sur la production.

- **Chapitre IV : Étude de Cas – Puits BRA-01**

Applique les analyses précédentes à un cas concret avec des résultats de simulations, en vue de proposer une stratégie de traitement optimisée.

Chapitre I :
Généralités sur
le gisement
BRA

I.1. Introduction:

Le développement et l'exploitation d'un gisement pétrolier exigent une compréhension approfondie de ses caractéristiques géographiques, géologiques et pétrophysiques. Le gisement de **Bhired Aïssa (BRA)**, situé dans le sud-est algérien à proximité de Hassi Messaoud, constitue un exemple pertinent d'un réservoir confronté à des défis techniques liés à la complexité de sa structure et à la nature de ses fluides. Découvert au début des années 2000, ce champ s'étend sur une superficie importante et renferme plusieurs réservoirs, notamment dans les formations **TAGI** et **Quartzites de Hamra**, qui ont montré un potentiel intéressant mais aussi des problèmes d'exploitation, notamment liés aux dépôts asphalténiques.

Ce chapitre se propose de présenter les principales caractéristiques du gisement BRA, à travers une analyse de sa situation géographique, de son historique de développement, de sa stratigraphie et de ses résultats de tests de production. Cette contextualisation est essentielle pour mieux appréhender les phénomènes de précipitation d'asphaltènes analysés dans les chapitres suivants.

I.2. Situation géographique du champ rhour el-baguel :

Le champ de Rhourde El Baguel est situé dans la région nord-est du Sahara algérien, à environ 90 km au sud-est de Hassi Messaoud, le long de la route menant à El Borma. Il s'étend sur une longueur de 11,2 km du sud-ouest au nord-est, avec une largeur de 7 km. Le çnom "Rhourde El Baguel" est parfois interprété comme signifiant « grande dune » et sert de repère pour localiser l'entrée du champ. Géologiquement, il se présente sous la forme d'un anticlinal asymétrique orienté du nord-est au sud-ouest, délimité par deux failles majeures. La formation réservoir est constituée de grès du Cambrien, caractérisés par une porosité moyenne et une perméabilité faible, avec une épaisseur moyenne de 750 mètres. Ce gisement de pétrole se trouve à une profondeur variant entre 2400 et 3200 mètres sous la surface, couvrant environ 10 000 acres. Les réserves ont été estimées à 461 millions de mètres cubes.

Coordonnées géographiques :

Longitude : X = 6° 54' 00" à 7° 01' 00" (Est)

Latitude : Y = 31° 20' 00" à 31° 28' 00" (Nord)

Altitude moyenne : 150 m

Superficie : 164,05 km².



Figure I- 1: Situation géographique du champ de REB

I.2. Plan de développement du gisement de bhiretaissa :

Le gisement de Bhiret Aissa, découvert en 2000, se trouve à 90 km à l'est de Hassi Messaoud, au nord-ouest du bassin de Berkine. Il est situé dans le bloc 427, qui chevauche également le bloc 424b.

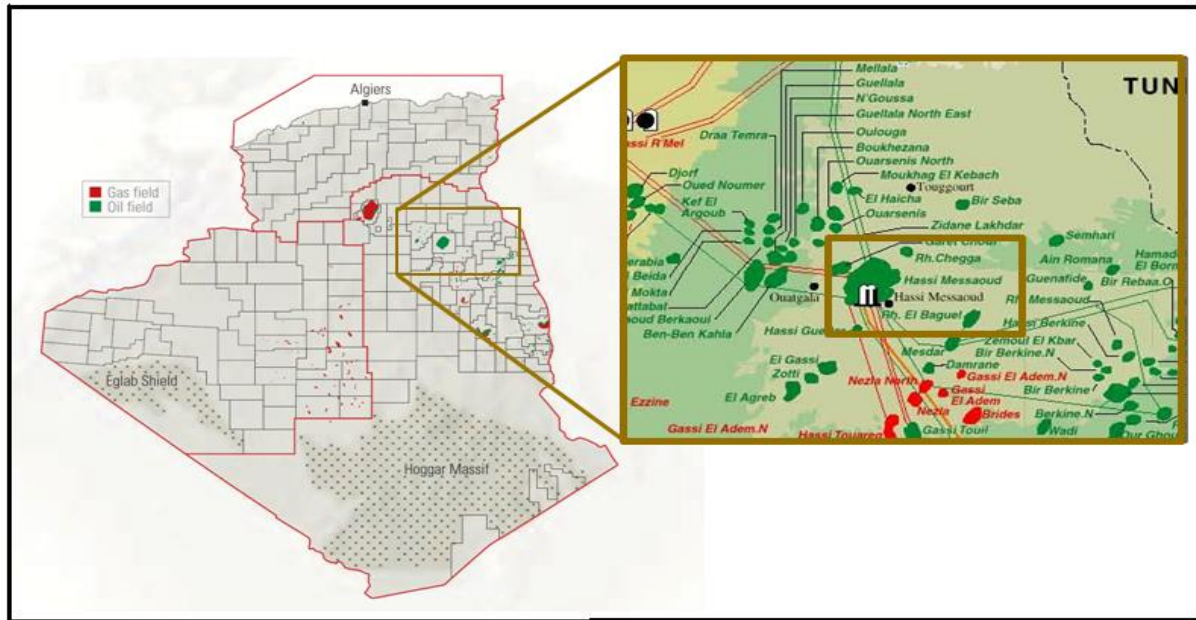


Figure I- 2: Situation de la structure de Bhiret Aissa.

I.3. Travaux de recherche :

I.3.1. Puits de découverte :

Le gisement de Bhiret Aissa comprend actuellement les puits suivants : BRA01, BRA02, BRA03, BRA04, BRA05, BRA06, BRA08, BRA09 et RBN-1, situés au niveau de la structure centrale de Bhiret Aissa, ainsi que le puits BRAN-1 au nord. De plus, deux nouvelles structures ont été identifiées grâce aux forages RMA-1 au sud-est et RMZ-1 au nord-est. La découverte du gisement de Bhiret Aissa a eu lieu en 2000, suite au forage exploratoire du puits BRA01. Ce forage vertical, ayant atteint une profondeur de 3995 m, a été testé simultanément dans les réservoirs TAGI et QH, avec un débit de 29 m³/h. L'objectif principal de ce forage d'exploration dans la région nord-est de Hassi Messaoud était de mieux comprendre la structure géologique et d'évaluer le potentiel des réservoirs Trias Argilo-Gréseux, des Quartzites de Hamra, du Cambrien Ri, ainsi que d'identifier de possibles contacts entre ces formations.

En ce qui concerne le puits BRA01, voici les profondeurs pénétrées dans chaque formation géologique :

- 26,1 m dans le TAGI
- 56,2 m dans les Quartzites de Hamra (QH)
- 29,6 m dans le Grès d'El Atchane (GEA)
- 40,7 m dans le Ri
- 61,1 m dans le Ra

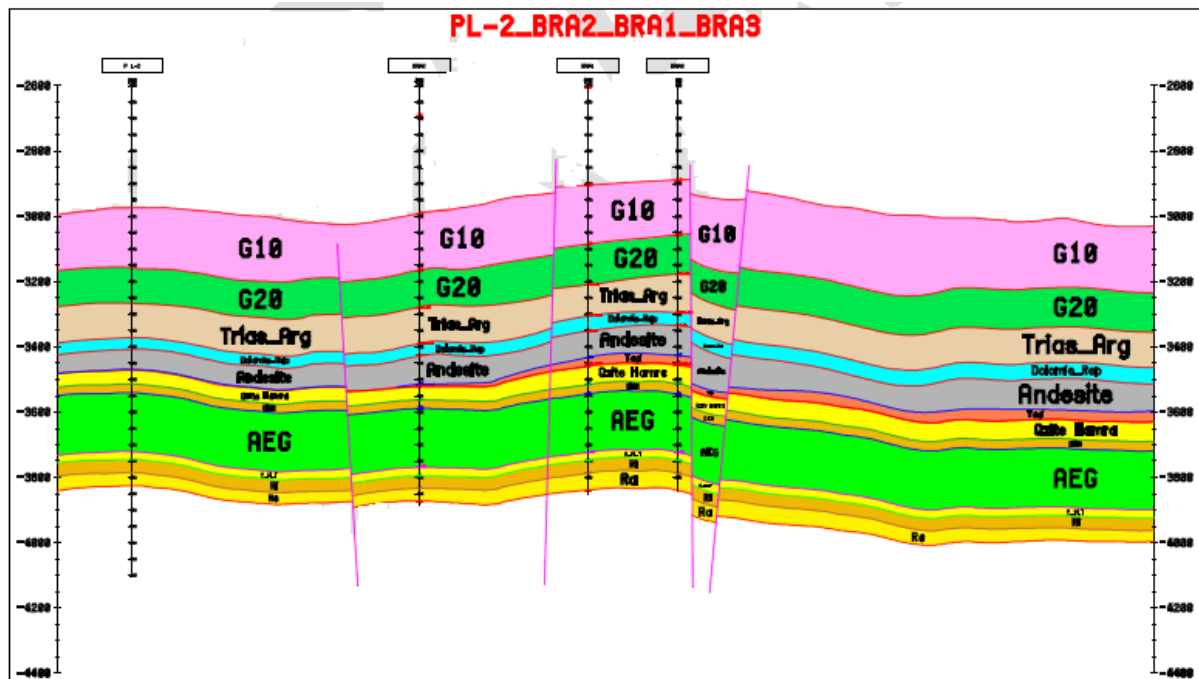


Figure I- 3: Section coupe géologiques Est - Ouest traversant la structure haute de Bhiret Aissa.

I.3.2. Puits de délinéation :

À la suite du puits de découverte BRA-01 foré en 2004, un programme de trois forages de délinéation a été mis en place entre 2005 et 2007, avec pour objectifs :

- Définir la géométrie des réservoirs TAGI et des Quartzites de Hamra ;
- Vérifier la présence d'hydrocarbures ;
- Évaluer les réserves en place.

Les trois puits de délinéation suivants ont été réalisés durant cette période :

- **BRA-2**, foré du 08 mars au 26 mai 2005, forage vertical atteignant 4 055 m ;
- **BRA-3**, foré du 27 avril au 23 juillet 2007, forage vertical atteignant 3 993 m.

D'autres puits ont ensuite été forés dans le cadre du plan de développement :

- **BRA-4**, foré en 2013 ;
- **BRA-5**, **BRA-6** et **BRA-8**, forés respectivement en 2013, 2014 et 2015 ;
- **BRA-7** : puits non foré ;
- **BRA-09** : en cours de forage.

Par ailleurs, trois nouveaux prospects ont été évalués dans la partie Est du périmètre d'exploitation du bassin Amguid Messaoud, à savoir les structures de Bhiret Aissa Nord, Rhourde Mabrouka et Rhourde Mouza, via les puits suivants :

- **BRAN-1**, foré du 19 novembre 2006 au 5 mars 2007, profondeur atteinte : 4 060 m ;
- **RMA-1**, foré du 9 août au 7 novembre 2010, profondeur atteinte : 3 994 m ;
- **RMZ-1**, foré du 29 décembre 2010 au 27 mars 2011, profondeur atteinte : 4 030 m.

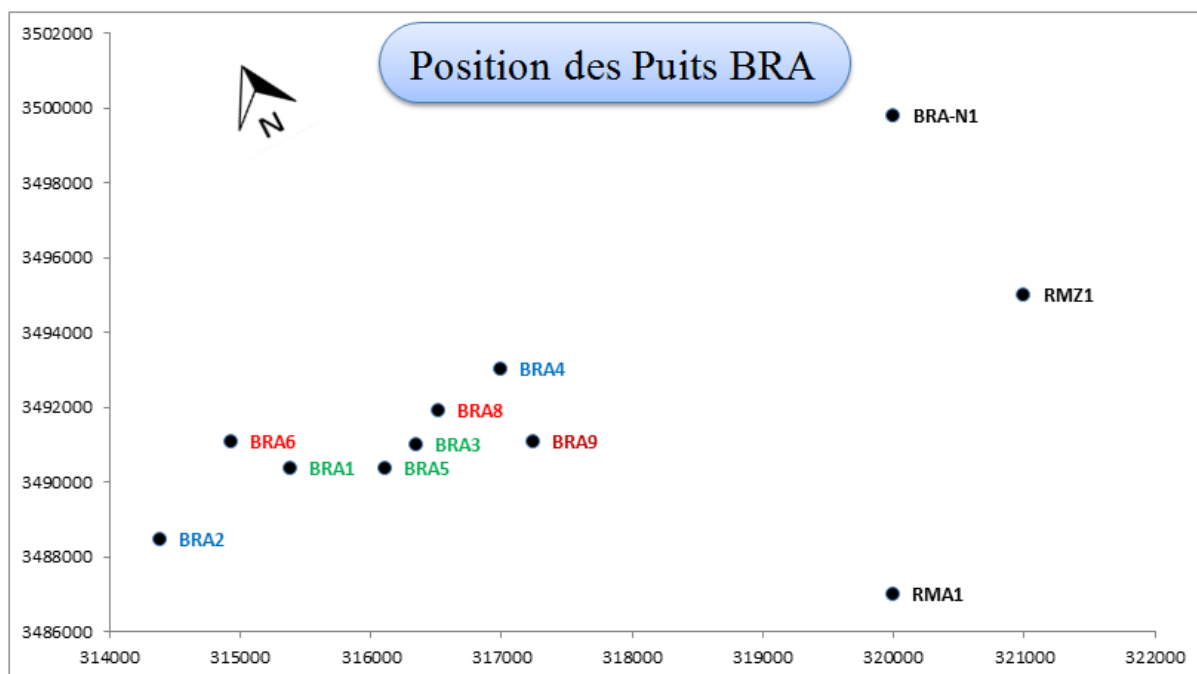


Figure I- 4: Position des puits du périmètre de Bhiret Aissa.

Le tableau ci-dessous présente un résumé des résultats des tests DST réalisés sur les trois puits producteurs de Bhiret Aissa.

Tableau I- 1: Résultats des DST des puits BRA.

Puits	Réservoirs	Intervalle testé	Débits (m ³ /h)		GOR (m ³ /m ³)	Pression de gisement (kg/cm ²)
			Huile	Gaz		
BRA 01	AGI + Quartzites de Hamra	(3584.34-3694.37m)	29.39	5076		457
BRA 03	Quartzites de Hamra+ TAGI	(3583-3650m)	7.64	807	189	451
BRA 05	Quartzites de Hamra+ TAGI	3566-3583m 3593-3625m	7.36	1070	151	

I.4. Stratigraphie du champ

La colonne sédimentaire du champ est constituée principalement de formations du **Paléozoïque** (Cambrien et Ordovicien) et du **Mésozoïque**, ce dernier reposant en discordance sur les sédiments plus anciens. Le Mésozoïque se subdivise en trois grandes séries : **Trias**, **Jurassique**, et **Crétacé**.

I.4.1. Dépôts Mésozoïques

- **Sénonien carbonaté** : Succession de calcaires dolomitiques et de dolomies calcaires, avec des intercalations de marnes et d'argiles carbonatées. On y observe également du calcaire blanc et de l'anhydrite blanche avec des traces de gypse à la base.
- **Sénonien anhydritique** : Formé d'anhydrite blanche avec des intercalations d'argile et de dolomie argileuse au sommet, évoluant vers des dolomies argileuses à couches d'argile. Présence d'intercalations irrégulières d'anhydrite.
- **Sénonien salifère** : Masses de sel blanc, translucide, intercalées de marne dolomitique, d'argile et d'anhydrite.
- **Turonien** : Calcaire blanc, parfois crayeux et légèrement argileux, avec des passées fines d'argile vert-gris, légèrement carbonaté.
- **Cénomanién** : Alternance de calcaire tendre (parfois dolomitique), d'argile grise tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, parfois dure localement.
- **Albien** : Grès fins à moyens, argileux, avec intercalations d'argile plastique et de sable grossier à la base.
- **Aptien** : Calcaire dolomitique blanc à beige, microcristallin, dur à moyennement dur, pouvant évoluer en dolomie.
- **Barrémien** : Grès blanc, translucide et grossier, avec intercalations d'argile brunâtre pâteuse et de calcaire gris-blanc.
- **Néocomien** : Argile grise à brun-rouge tendre, intercalée de grès gris-blanc à beige.
- **Malm** : Alternance de grès fins à moyens (siliceux à carbonatés), d'argile brune tendre à pâteuse, silteuse, de dolomie beige, de calcaire gris-beige et d'anhydrite.

- **Dogger argileux** : Alternance d'argiles versicolores silteuses, de grès fins à moyens (siliceux à silico-carbonatés, glauconieux), de dolomie grise dure et de marne grise.
- **Dogger lagunaire** : Anhydrite blanche dure avec passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.
- **Lias anhydritique** : Anhydrite blanche massive avec intercalations d'argile grise à gris-vert (indurée), de dolomie et de niveaux de dolomie grise.
- **Lias salifère** : Sel massif blanc à translucide avec intercalations d'argile grise à gris-vert tendre, dolomie gris-beige microcristalline dure et anhydrite blanche.
- **Horizon "B" (LD3)** : Calcaire gris argileux avec intercalations d'argile gris clair.
- **Lias S1 + S2 / S3** : Sel massif translucide à rosâtre, avec intercalations d'anhydrite blanche et d'argile brun-rouge plastique.
- **Lias argileux (G10)** : Argile brun-rouge à gris verdâtre, pâteuse et salifère, avec passées de sel blanc translucide.
- **Trias S4** : Sel massif blanc à translucide, avec intercalations d'argile brun-rouge.
- **Trias argileux (G30)** : Argile brun-rouge tendre à pâteuse, salifère, avec fines passées de sel massif translucide.
- **Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS)** : Alternance de grès moyens et d'argiles brun-rouge silteuses.
- **Trias carbonaté** : Alternance de dolomie blanche et grise cristalline et d'argile brun-rouge légèrement silteuse.
- **Série andésitique** : Roches volcaniques gris-brun et gris-vert, intercalées d'argile brun-rouge à brune et de niveaux fins gris-blanc.
- **Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)** : Grès fins à moyens, gris-blanc, durs et compacts, silico-argileux, micacés, légèrement dolomitiques avec des passées d'argile grise.

I.4.2. Dépôts Paléozoïques

La discordance séparant les séries Mésozoïque et Paléozoïque est parfois marquée par des argiles microconglomératiques : argiles noires, indurées, micacées, contenant des fragments de quartz subarrondis et translucides.

- **Quartzites de Hamra** : Grès gris-clair à gris-blanc, fins à moyens, silico-quartzitiques à quartzitiques, évoluant vers un quartzite blanc dur et compact. Présence d'intercalations d'argile noire indurée, silteuse.
- **Grès d'El Atchane** : Grès gris-blanc, fins à moyens, silico-quartzitiques, localement glauconieux, intercalés d'argile grise indurée et silteuse.
- **Argiles d'El Gassi** : Argiles grises à gris foncé, indurées, silteuses et micacées.

AGES			Lithologie	Ep	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
Cén	MIO - PLIOCENE			160	sable silico-carbonaté	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	Carbonaté	65	Calcaire dolomitique, passées anhydrites	
			Anhydritique	200	Dolomie, anhydrite et calcaire blanc	
			Salifère	70	Sel massif avec passées argiles dolomitiques	
		TURONIEN			116	Calcaire avec passées d'argiles à la base
		OMANIEN			110	Anhydrite,dolomie parfois argileuse
		ALBIEN			280	Grès argileux à silico-argileux
		APTIEN			32	Dolomie calcaire avec passées de marne
		BARREMIEN			260	Grès, argile silto-sableuse et dolomie
		NEOCOMIEN			330	Argile carbonatée avec passées de de grès
	JURASSIQUE	MALM			230	Argile silteuse, grès argileux et anhydrite
		DOGGER	Argileux		130	Argile dolomitique, grès argileux et anhydrite
			Lagunaire		210	Anhydrite, passées d'argile et dolomie
		LIAS	Anhydritique		260	Anhydrite passées d'argile dolomitique
			Salifère		80	Sel massif,anhydrite,passées d'argile
			Horizon B		30	Calcaire argileux, argile et anhydrite
			LS1 + LS2		320	Sel massif avec passées d'argiles
			LS3		290	Sel massif,anhydrite,passées d'argile
			Argileux		180	Argile , grès argileux et anhydrite
		TRIAS	S4			100
	Argileux			70	Argile silteuse à passées de sel	
	TAGS			50	Altérmance de grés fins et d'argiles	
	Carbonaté			50	Argile carbonatée, dolomie et marne	
	Andésite			0-120	Roches éruptives à passées d'argile	
		TAGI			25	Grés fin à grossier à intercallations d'argiles
CAMBRIEN	Quartzites Hamra			75	Grés silico-argileux à quartzitique	
	Grés d'El Atchane			50	Grés glauconieux, passées d'argile	
	Argiles d'El Gassi			120	Argile à passées de grés	
	Zone Des Alternances			23	Alternance d'argile et grés.	
	Ri			40	Grés Isométriques avec pyrite et lignite	
	Ra			100	Grés anisometrique avec joints d'argile	
	R2			100	Grés microconglomératique	
	R3			370	Grés grossier,conglomératique	
	INFRA-CAMBRIAN			45	Grés Argileux rouge	
	SOCLE			-	Granite porphyroïde rose	

Figure I- 5: La colonne stratigraphique.

I.5. Programme de développement et d'appréciation :

Le plan de développement de ce périmètre prévoit un programme d'investissement débutant en 2012, avec une mise en production attendue pour 2015. Ce projet vise à atteindre un plateau de production de 1 500 m³/jour de pétrole sur une période de 21 ans. Le développement du périmètre de Bhiret Aïssa sera réalisé par phases, ce qui permettra de limiter les risques liés aux investissements initiaux.

En raison des incertitudes structurelles, les premières implantations seront choisies dans des zones à moindre risque. Ces premiers forages permettront d'acquérir des données précieuses avant d'envisager une extension vers des zones plus complexes.

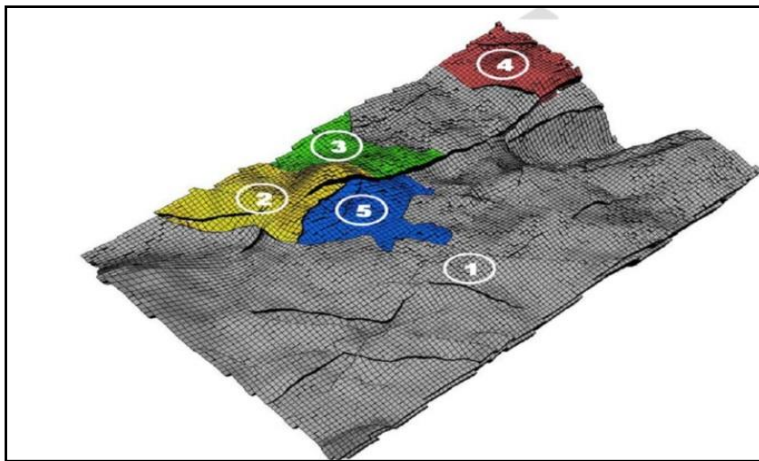


Figure I- 6:Subdivision des régions de Bhiret Aïssa.

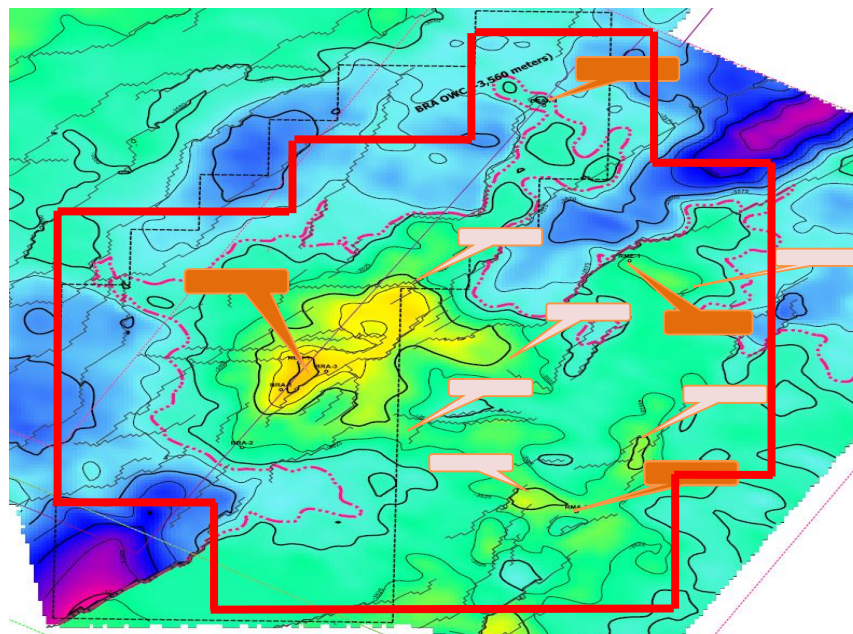


Figure I- 7: Carte en isobathes au toit des Quartzites de Hamra- Position des puits de délimitation

I.5.1. Résultats des études PVT :

Les résultats de l'étude thermodynamique (PVT) des fluides de réservoir proviennent de l'analyse de l'échantillon recombinaé prélevé au niveau du puits BRA01. Les principales propriétés des fluides du gisement de Bhiret Aïssa sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau I- 2:Caractéristiques des fluides du gisement de Bhiret Aissa.

HUILE		
Densité (Degré API)		41
Température °C		105
Viscosité		0.237 cp
Compressibilité (kg/cm ²) ⁻¹		
	TAGI	457
	Quartzites de Hamra	457
	TAGI	158
	Quartzites de Hamra	158
	TAGI	1.893
	Quartzites de Hamra	1.893
	TAGI	197 m ³ /m ³
	Quartzites de Hamra	197 m ³ /m ³

EAU DE GISEMENT (CAMBRIEN)	
Salinité	18000 ppm
Viscosité (Mu)	0.35 cp
ρ_w (surface)	1162 kg/m ³
Compressibilité (Cw)	$3.324 \cdot 10^{-7}$ 1/bar
ROCHE	
Compressibilité (Cr)	$5.12 \cdot 10^{-5}$ 1/bar

I.6. Problématique :

Suite à la mise en production anticipée des puits BRA01, BRA03 et BRA05, plusieurs problèmes d'exploitation ont été observés au niveau du réservoir (zones perforées), du

tubing, des restrictions, de la tête de puits et des installations de surface. Parmi ces difficultés, le dépôt d'asphaltènes constitue un problème particulièrement complexe, influencé à la fois par les conditions d'exploitation et les propriétés des fluides produits.

La formation d'asphaltènes peut entraîner une réduction significative de la production si des actions préventives et correctives ne sont pas mises en œuvre en temps opportun.

Le tableau suivant (Tableau I.3) présente les quantités de pétrole extraites des deux réservoirs.

Tableau I- 3: Données des réservoirs des puits BRA.

	BRA 01	BRA 03	BRA 05
TRIAS (TAGI)	3592 – 3615 m	3584 – 3613 m	3564 – 3593 m
ORDOVICIEN (Q. HAMRA)	3615 -3700 m	3613 – 3699 m	3593 – 3678 m
Intervalles perforés	3590 – 3650 m	3583 – 3650 m	3566 – 3583 m 3593 – 3625 m

I.6.1. Situation des dépôts au niveau des puits

Depuis leur mise en exploitation, les puits BRA01, BRA03 et BRA05 ont connu un total de 40 arrêts, accompagnés de 32 opérations de **wireline** et 10 interventions de **coiled tubing** pour des opérations de nettoyage au reformat. La majorité de ces interventions ont été nécessaires en raison de l'obstruction du liner et des zones perforées, causée par l'accumulation d'asphaltènes. Les premières opérations de wireline ont révélé que les dépôts apparaissaient initialement dans la partie supérieure du tubing. Progressivement, ce phénomène s'est intensifié et est devenu récurrent, affectant non seulement les zones hautes, mais aussi les sections inférieures du tubing, le liner ainsi que les perforations.

I.6.2. Impact de la déposition des asphaltènes sur les puits

La formation d'asphaltènes dans les puits a entraîné plusieurs conséquences négatives majeures :

- Diminution du débit moyen de production, limité à environ **3 m³/h**.
- Perte de production estimée à **21 081,5 m³**, soit un manque à gagner minimum de **9,9 millions de dollars** (en se basant sur un débit moyen de **20,6 m³/h** et un prix du baril de **75 \$**).
- Fréquence accrue des interventions et des arrêts de puits.
- Hausse significative des coûts d'exploitation, incluant le **pompage de 152 m³ de reformat** dans le cadre des opérations de CTU, ainsi que le coût des différentes interventions.
- Réduction de la pression en tête de puits.
- Difficulté à réaliser certaines mesures essentielles telles que les tests de **PFS, PFD** ou les opérations de **Build-Up**.
- Complications au niveau de la séparation des fluides.
- Obstruction des équipements d'instrumentation et de séparation.

I.7. Conclusion

L'analyse des données générales du champ de Bhiret Aïssa met en évidence la richesse géologique de la région et les opportunités offertes en matière de production pétrolière. Toutefois, les contraintes d'exploitation, notamment celles liées aux dépôts asphalténiques, nécessitent une approche rigoureuse combinant observations de terrain, études en laboratoire et modélisation numérique. Les puits BRA01, BRA03 et BRA05, qui ont été les plus sollicités lors de la phase initiale de production, illustrent bien ces problématiques avec une fréquence élevée d'interventions de maintenance et une baisse de performance opérationnelle.

Les éléments développés dans ce premier chapitre servent ainsi de fondement à l'étude plus spécifique de l'assurance de l'écoulement et des phénomènes de dépôt, qui feront l'objet des prochains chapitres. Comprendre l'environnement géologique et les caractéristiques du fluide est une étape incontournable pour identifier les causes profondes des problèmes de production et élaborer des solutions adaptées.

Chapitre II : l'Assurance de l'écoulement

II.1 Introduction:

En général, le rôle d'un ingénieur de production dans l'industrie pétrolière est double : concevoir de manière sûre et économique un nouveau système de production, et/ou exploiter et optimiser un système existant. Dans les deux cas, l'objectif ultime de l'ingénieur de production est de maximiser les profits en optimisant le débit dans un environnement sûr. Pour atteindre cet objectif, une prédiction précise du comportement et des caractéristiques de l'écoulement le long du système de production doit être déterminée en priorité. Les trois principaux paramètres du comportement d'écoulement que l'ingénieur de production doit prédire le long du système de production, sur lesquels dépendent la plupart des aspects de la conception et de l'exploitation, sont : le régime d'écoulement, le gradient de pression, le volume de liquide (retenue). La prédiction des paramètres d'écoulement précédents, combinée à une bonne compréhension du comportement d'écoulement et au sens et à l'intuition de l'ingénierie, peut conduire à un écoulement optimal, un profit économique maximal et une exploitation sûre.

II.2 Assurance de l'écoulement :

L'assurance de l'écoulement est la discipline d'ingénierie qui garantit le flux sûr, efficace et ininterrompu des hydrocarbures du réservoir vers les installations de traitement. Cela implique d'identifier et d'atténuer les problèmes tels que la formation d'hydrates, le dépôt de cire, la précipitation d'asphaltènes, les bouchons et la corrosion, qui peuvent obstruer ou perturber l'écoulement dans les pipelines et les systèmes de production. Des stratégies efficaces d'assurance des flux optimisent la production, réduisent les temps d'arrêt et améliorent la fiabilité globale des opérations pétrolières et gazières.

Le concept d'assurance de débit, introduit par Petrobras, est une notion relativement nouvelle dans l'industrie pétrolière et gazière, née dans les années 1990. Cela, traduit du portugais, fait référence à « assurance de débit » - c'est-à-dire la garantie que les fluides produits par un réservoir de carburant atteignent de manière stable et sûre le point de séparation en différentes substances. Plus récemment, le terme inclut l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, depuis la source jusqu'à l'utilisateur final.

Bien qu'il existe plusieurs définitions au cours des vingt-cinq dernières années, cela

consiste principalement à identifier les champs et puits de pétrole et de gaz potentiels, ainsi que les logistiques nécessaires pour transporter les carburants vers les installations de traitement de stockage de manière aussi efficace que possible.

La garantie des flux est donc particulièrement cruciale et complexe avec les opérations offshore

II.2.1 Les hydrocarbures :

Les hydrocarbures sont des substances composées de carbone et d'hydrogène. Ils sont importants pour former la base du pétrole et du gaz. Ils sont également utilisés pour impliquer d'autres composés tels que les graisses et les huiles. Le terme 'hydrocarbures' englobe diverses connotations en raison de l'étendue et de la composition complexe de cette substance. Cela inclut des discussions sur les hydrocarbures gazeux et le rôle des bactéries dans leur biodégradation. Les hydrocarbures sont ensuite classés en origines biogéniques et pétro géniques La figure II-1 illustre la composition des hydrocarbures, qui sont constitués de chaînes de carbone composées d'atomes de carbone liés entre eux par des liaisons covalentes. Ces chaînes peuvent être droites, ramifiées ou cycliques La figure 2-2 indique les liaisons chimiques où les atomes de carbone dans les hydrocarbures sont liés entre eux par des liaisons covalentes simples, doubles ou triples [4]

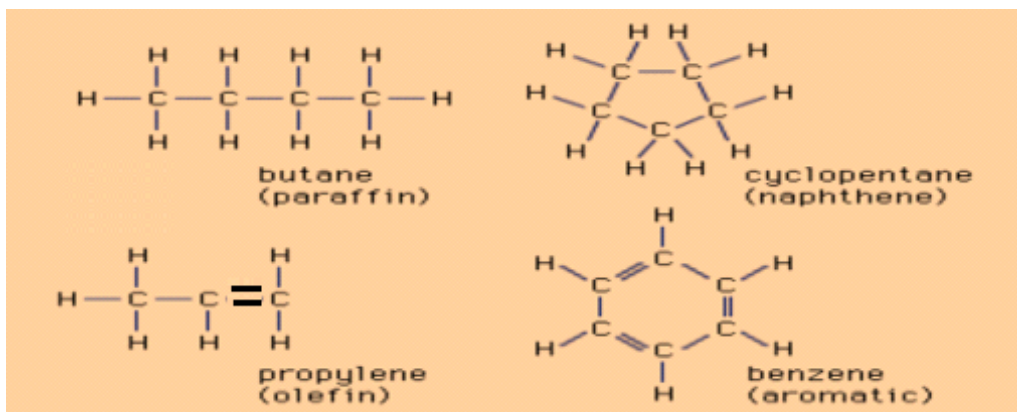


Figure II- 1: Types de chaînes carbonées

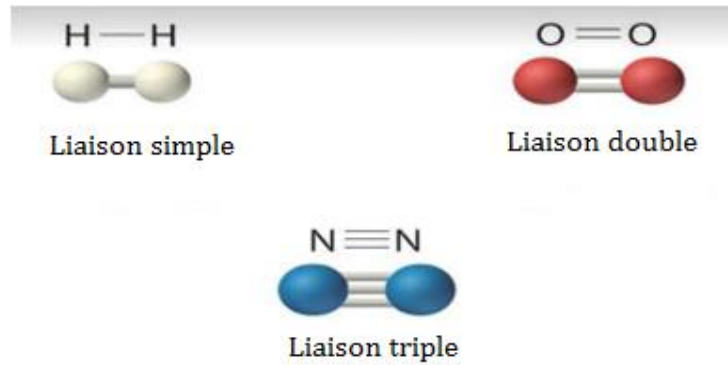


Figure II- 2: Liaisons chimiques

II.2.1.1 Fluides de réservoir:

L'analyse de la composition des gaz naturels et des pétroles bruts montre que ceux-ci sont toujours des mélanges d'un grand nombre de constituants que l'on peut classer en différents groupes :

a)Groupe des gaz inertes : l'azote N_2 et l'hélium (He) en sont les éléments essentiels

b)Groupe des gaz acides : le gaz carbonique (CO_2) et l'hydrogène sulfuré (H_2S) sont les constituants majoritaires

c)Groupe des hydrocarbures purs :

Le groupe des hydrocarbures purs est celui qui intéresse le plus le gazier et le pétrolier, car c'est lui qui fournit les produits à valeur commerciale élevée : gaz de consommation, propane, butane, essences pour les voitures, naphthas pour la pétrochimie, gasoils pour le chauffage et les moteurs diesels, ... Ceci explique pourquoi il est important de connaître les concentrations de ces constituants dans le gaz naturel et le pétrole brut pour déterminer la valeur d'un effluent produit par un gisement.

Les hydrocarbures purs ont leurs molécules constituées uniquement d'atomes de carbone et d'hydrogène. En fonction des différents assemblages possibles d'atomes de carbone et d'hydrogène, les hydrocarbures purs sont classés habituellement en familles.

-famille des paraffines :

La famille des paraffines (ou alcanes) est constituée de molécules qui ont pour formules chimiques: $C_n H_{2n+2}$

Ceci signifie qu'aux n atomes de carbone présents dans la molécule sont associés $2n+2$ atomes d'hydrogène.

Un atome de carbone peut être associé (FigII-3):

- à quatre atomes d'hydrogène,
- ou à un autre atome de carbone et trois atomes d'hydrogène,
- ou à deux autres atomes de carbone et deux atomes d'hydrogène. - ou à trois atomes de carbone et un atome d'hydrogène.

De plus, les atomes de carbone sont structurés:

- en chaîne droite pour les «normal-paraffines >>»,
- en chaînes droites avec branchements droits pour les iso paraffines.

Les paraffines ayant un nombre d'atomes de carbone inférieur ou égal à quatre (méthane, éthane, propane, butanes) sont, à l'état pur, gazeuses à la pression atmosphérique normale et à la température de 15°C. C'est pourquoi on les appelle: légers». Le terme équivalent en anglais est «light», de «light ends». Ce sont les principaux constituants des gaz livrés aux réseaux de distribution de gaz. Pour être transportés en phase liquide à la pression atmosphérique, ils doivent, après liquéfaction, être maintenus à basse température: •-160,5°C pour le méthane,

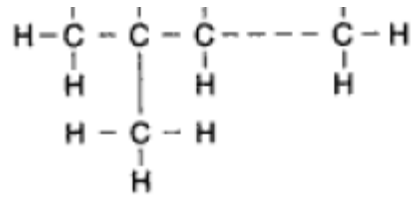
- 45°C pour le propane,
- 6°C pour les butanes.

Les paraffines ayant un nombre d'atomes supérieur ou égal à 5 et inférieur à 16 sont, à l'état pur, liquides à la pression atmosphérique normale et à la température de 15°C; celles qui ont 16 atomes et plus de carbone sont, à l'état pur, solides aux mêmes conditions. C'est

pourquoi on les appelle «<lourds». Le terme équivalent en anglais est : «heavy», de «heavy ends». En abrégé, on les désigne par le symbole C5+, pour rappeler que leurs molécules ont cinq atomes de carbone ou plus. Constituants essentiels des condensats ou gazolines naturelles et des pétroles bruts, ils peuvent être stockés liquides dans des réservoirs à la pression atmosphérique et transportés par bateau ou par pipeline.

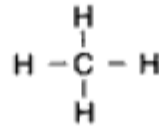
Les paraffines qui ont un nombre d'atomes supérieur ou égal à 16 contribuent, lorsqu'elles sont en forte concentration dans les pétroles bruts, à les rendre très visqueux, voire gélifiables aux températures habituelles de stockage et de transport. De tels bruts sont appelés paraffiniques. Très fréquemment, des dispositions particulières doivent être prises pour les rendre transportables par bateau ou par pipeline.

- **légers** (méthane, éthane, propane, butane)
- **Lourds** (constituants ayant cinq atomes de carbone ou plus)

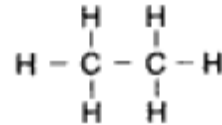


araffines légères :

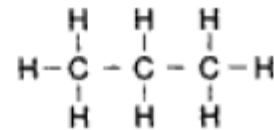
- méthane (en abrégé C₁)



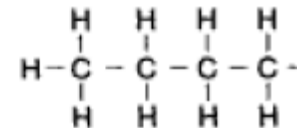
- éthane (en abrégé C₂)



- propane (en abrégé C₃)



- «normal-butane» (en abrégé n-C₄)



- isobutane (en abrégé i-C₄)

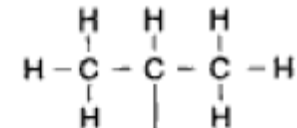


Figure II- 3: Des formules chimique développées de paraffines

- famille des naphténiques :

La famille des naphténes est constituée de molécules dans lesquelles cinq ou six atomes de carbone sont structurés en boucles (ou cycles), sur lesquelles peuvent venir se fixer des

chaînes droites ou branchées d'atomes de carbone. Le mode d'association des atomes de carbone et d'hydrogène est, dans ce type de molécule, identique à celui des paraffines. Ces composés sont encore appelés cyclo paraffines ou cyclo alcanes.

Les pétroles bruts à fortes teneurs en naphènes sont appelés bruts naphéniques. Ils ne posent pas de problème particulier (Fig. II-4).

- famille des aromatiques (benzène, toluène, xylènes, ...) :

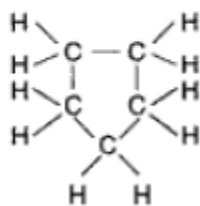
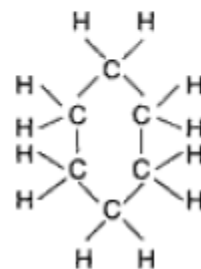
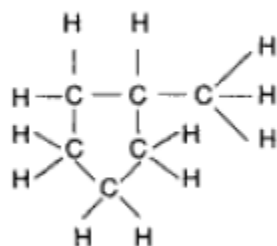
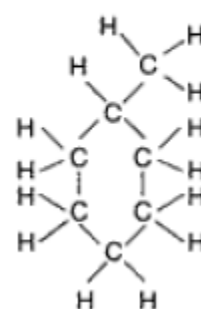
La famille des aromatiques est constituée de molécules dans lesquelles six atomes de carbone sont structurés en boucles (ou cycles), sur lesquelles des chaînes droites ou branchées d'atomes de carbone peuvent venir se fixer.

Les boucles (ou cycles) de carbone ainsi constitués sont appelées benzéniques car le mode d'association des carbones appartenant à la boucle est tel qu'un atome de carbone peut être associé à deux autres de carbone et un atome d'hydrogène, ou à trois atomes de carbone seulement (Fig. II-4).

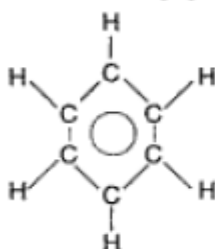
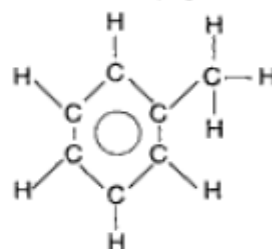
Les pétroles bruts riches en constituants benzéniques sont appelés bruts aromatiques. Ils sont recherchés par la pétrochimie, car ils fournissent les produits de base à cette industrie: benzène, xylènes, ... Le toluène est essentiellement utilisé comme solvant.

On remarquera que l'on ne trouve pas dans les pétroles bruts et les gaz naturels la famille des oléfines et dioléfiniques à laquelle appartient l'éthylène, grand produit de base de la pétrochimie. Ceci est dû au fait que les molécules de ces constituants ne sont pas stables dans le temps, aux conditions de pression et de température des gisements. La même remarque s'applique aux acétyléniques ou alcynes.[5]

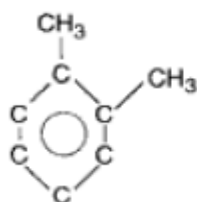
CYCLOPARAFFINES

Cyclopentane : C_5H_{10} Cyclohexane : C_6H_{12} Méthylocyclopentane : C_6H_{12} Méthylocyclohexane : C_7H_{14} 

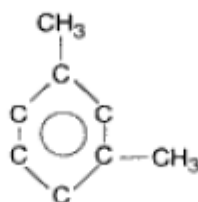
AROMATIQUES

Benzène : C_6H_6 Toluène : C_7H_8 Xylènes C_8H_{10}

Ortho



Métha



Para

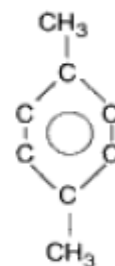


Figure II- 4: Représentation des formules développées de quelques molécules de naptènes ou cyclo paraffines et d'aromatiques[5].

- **Les oléfines** : sont des hydrocarbures insaturés comportant une ou plusieurs doubles liaisons entre atomes de carbone. Elles appartiennent à la famille des alcènes et sont plus réactives que les alcanes en raison de leur insaturation."

d)Groupe des composés d'hydrocarbures :

- composés sulfurés (mercaptans, sulfures, thiocycliques,...)
- composés azotés, oxygénés
- composés organométalliques (asphaltènes)

e)L'eau et les sels

f)Les solides [5]

En conclusion ,Ils existe deux types

a)-Hydrocarbures :

naphténiques, oléfines , aromatique paraffine (**pure**), résine, asphaltènes (**composé**)

b)-Non-Hydrocarbures :

l'eau ,sels , CO₂ , H₂S , mercaptans , N₂ , H₂ , métaux [1]

II.2.1.2 Classification à l'aide du diagramme P, T :

Les données de production, la densité, le rapport gaz-liquide et la composition chimique de l'effluent ainsi que sa couleur, nous donnent une indication sur la nature du fluide produit mais elles sont insuffisantes car elles ne tiennent pas compte des conditions du réservoir qui commandent les changements d'état du système. En conséquence, les différents mélanges existants dans le gisement seront classés d'après la position du point (pt) représentatif des conditions initiales du réservoir et celles de leur production en surface par rapport à la courbe de saturation du mélange qui définira le type du fluide. Si la température du fluide est supérieure à sa température d'équilibre dans le réservoir, le fluide de gisement est une huile à gaz dissous dans le cas contraire, il y a du gaz libre. On a coutume de répartir les fluides de réservoir en 5 types : *Black Oil* riche en constituants

lourds, Huile volatile, Gaz à condensat, Gaz humide et Gaz sec, cela est montré sur la figure II.5.

Black Oil riche en constituants lourds, Huile volatile, Gaz à condensat, Gaz humide et Gaz sec,

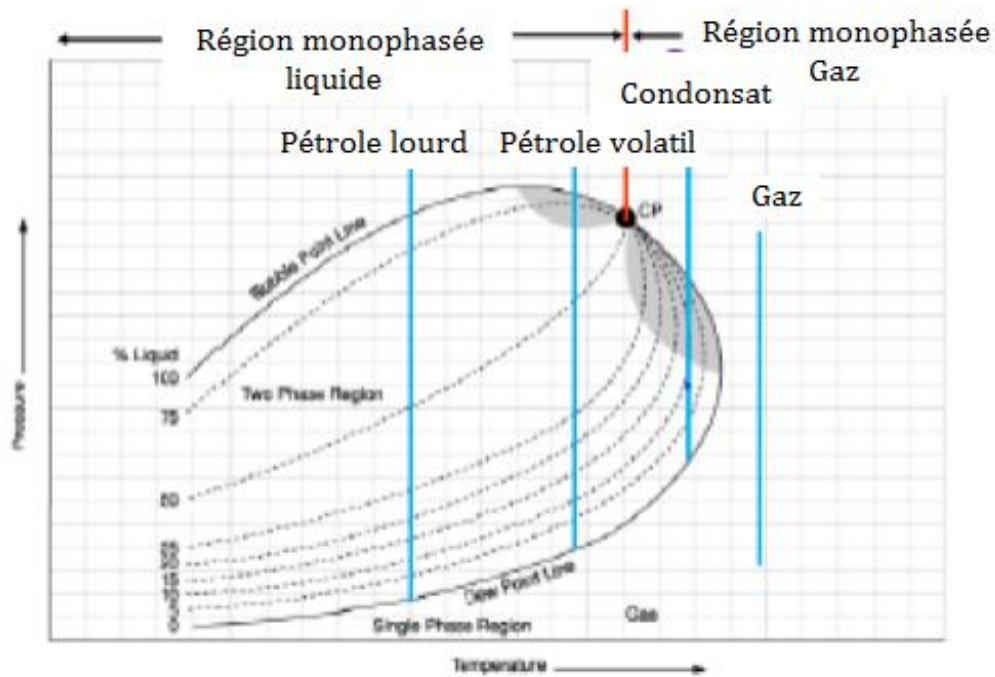


Figure II- 5: Les différents types des fluides de réservoir.

II.2.1.3 Propriétés physique des hydrocarbures :

L'état physique des hydrocarbures varie en fonction de la longueur de la chaîne carbonée et du type de liaisons présentes. Par exemple, les alcanes sont des gaz, des liquides ou des solides selon la longueur de la chaîne carbonée.

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes). [3]

Tableau II. 1: Les différents structures de composition de fluide de réservoir

Noms	Composition	Etat de l'hydrocarbure pur P=1 atm, T= 25°C
Méthane	CH ₄	Gaz
Ethane	C ₂ H ₆	Gaz
Propane	C ₃ H ₈	Gaz
n-Butane	C ₄ H ₁₀	Gaz
Isobutane	C ₄ H ₁₀	Gaz
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	Liquid
Iso pentane	C ₅ H ₁₂	Liquide
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	Liquide
Cyclohexane	C ₆ H ₁₂	Liquide
Benzène	C ₆ H ₆	Liquide
n-heptane	C ₇ H ₁₆	Liquide
n-octane	C ₈ H ₁₈	Liquide
n-Nonane	C ₉ H ₂₀	Liquide
n-Decane	C ₁₀ H ₂₂	Liquide
n-Hexadecane	C ₁₆ H ₃₄	Liquide
Naphtalène	C ₁₀ H ₈	Solide
n-Elcosane	C ₂₀ H ₄₂	Solide
n-Tetracosane	C ₂₄ H ₅₀	Solide

Tableau II. 2: Propriétés physiques des hydrocarbures[3].

État physique	Description
Couleur	Les hydrocarbures purs n'ont pas de couleur.
Odeur	Certains hydrocarbures ont une odeur distincte, tandis que d'autres n'en ont aucune.
Densité	La densité des hydrocarbures augmente à mesure que le nombre d'atomes de carbone dans la molécule augmente.
Point d'ébullition	Le point d'ébullition des hydrocarbures augmente à mesure que la longueur de la chaîne carbonée augmente.

Tableau II. 3: Propriétés chimiques des hydrocarbures.[3]

Combustion	Les hydrocarbures sont des composés combustibles, car ils réagissent avec l'oxygène pour produire du dioxyde de carbone et de l'eau.
Réactions chimiques	Les hydrocarbures participent à de nombreuses réactions chimiques, telles que les réactions d'addition et les réactions de substitution

De manière générale, les propriétés PVT sont déterminées en laboratoire à partir d'études sur des échantillons prélevés au fond du puits ou en surface. Le tableau II.1: Donné les

principales propriétés utilisées pour décrire les fluides pétroliers

Tableau II. 4: Les propriétés du pétrole et du gaz.

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

a) Les propriétés physiques des huiles :

1/- Pression de bulle (ou pression de saturation) :

La pression de bulle (P_b) est la pression au quelle la première bulle du gaz dissous se libère.

2/- Facteur de volume de formation FVF (B_o):

Ce facteur est le rapport de volume de l'huile, de gaz ou de l'eau aux conditions de réservoir au volume de même nature aux conditions de surface. En pratique, les FVF s'écrivent B_o pour les huiles et B_g pour les gaz. Le facteur de formation d'huile se calcule par la relation suivante:

$$B_o = \frac{\text{Volume D'huile cnd de fond}}{\text{Volume D'huile cnd de surface}}$$

3/- Rapport gaz-huile de solution (R_s) :

Le rapport de gaz-huile de solution (ou dissous) est le nombre des mètres cubes standard de gaz qui se dissout dans un baril courant de réservoir d'huile quand tous les deux sont rendu vers le bas au réservoir à la pression de réservoir et à la température régnante

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

4/- Rapport gaz-huile produit GOR "Gaz Oil Ratio " :

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

$$GOR = \frac{\text{volume du gaz cnd std}}{\text{volume de liquide cnd stockage}} = [\text{scft / stb}] \text{ ou } [\text{m}^3/\text{m}^3].$$

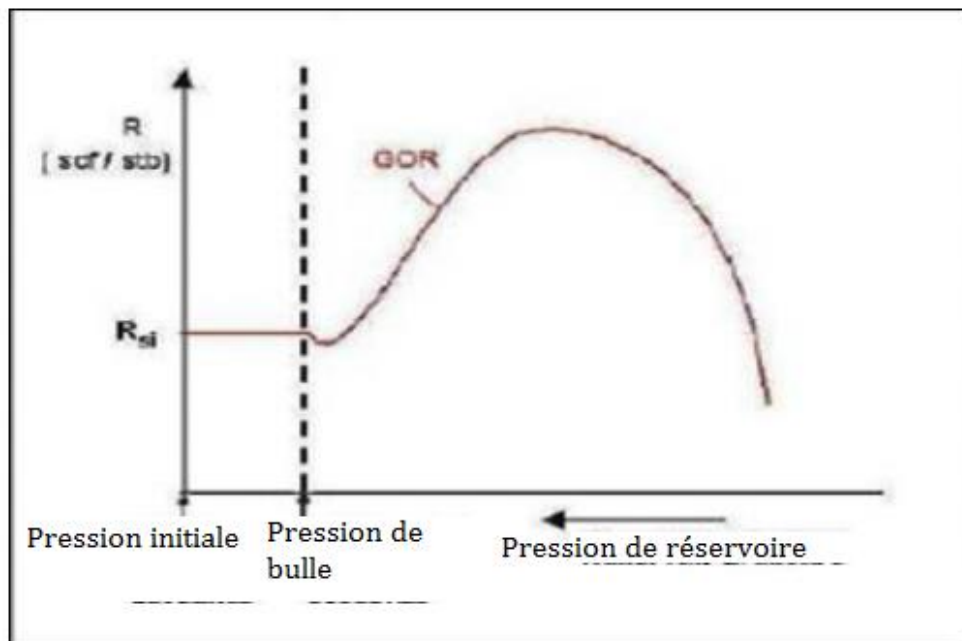


Figure II- 6: La courbe de la relation gaz-huile produit

5/- Viscosité :

La viscosité dynamique est une mesure de la résistance du fluide à l'écoulement. Elle diminue lorsque le fluide est chauffé. Elle vaut environ de 1 Cp pour les huiles et les condensats légers à quelques milliers de centipoise pour quelques huiles lourdes d'un point d'ébullition de l'ordre de 300°C. La viscosité peut être mesurée in situ entre 70 et 210°F à l'aide d'un nombre d'appareils commerciaux et elle peut être corrélée avec d'autres propriétés à l'aide des relations empiriques La figure II.6 montre la courbe de viscosité.

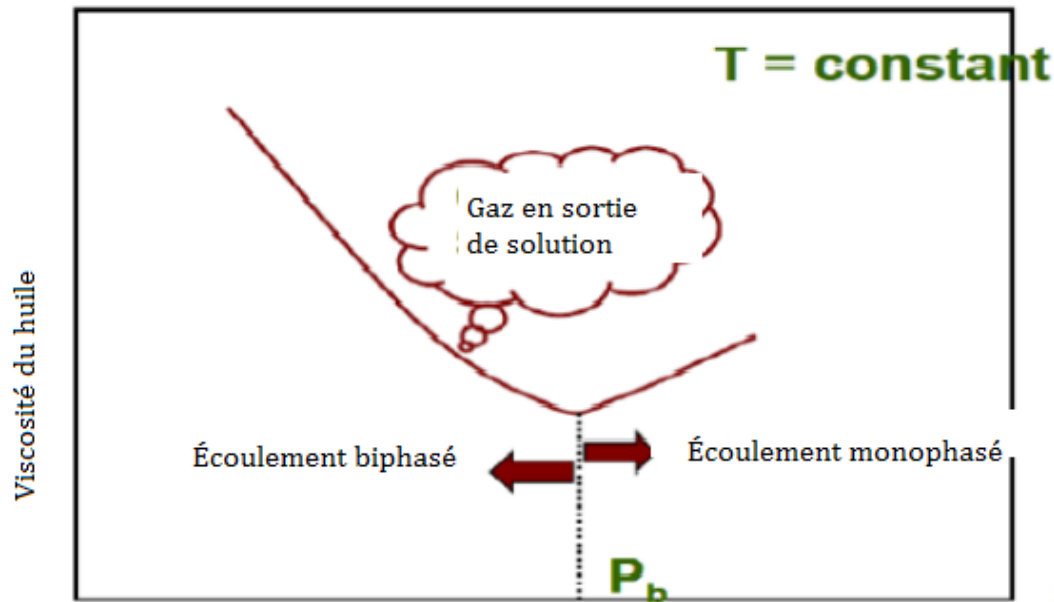


Figure II- 7: la courbe de viscosité

6/-Compressibilité d'huile C:

La compressibilité est un phénomène caractéristique d'un matériau qui subit une réduction de son volume lorsqu'il est soumis à une pression. Un gaz a une compressibilité très élevée, un liquide une compressibilité faible et un solide une compressibilité très faible. La compressibilité est définie par la :

$$C_0 = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

Où :

❖ : Compressibilité d'huile.

- ❖ V : Volume.
- ❖ T : Température.

7/- Densité (Specific Gravity) :

La densité d'une huile est le quotient de la masse volumique de cette huile par celle de l'eau, toutes deux mesurées à une certaine température ; on peut aussi dire que la densité est la masse contenue dans un volume quelconque. Dans l'industrie du pétrole, on a retenu comme température de référence 15,6°C pour l'eau et pour l'huile et à la pression atmosphérique. La densité des pétroles bruts tels qu'on les rencontre en atmosphère varie de 0,73 à 1 suivant leurs compositions. La figure 7 donne le tableau des densités de l'échelle d'API.

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

Où:

- ❖ γ_o : La densité d'huile
- ❖ ρ_o : La masse volumique d'huile
- ❖ ρ_w : La masse volumique d'eau
- L'industrie américaine utilise la gravité API qui est en fonction de la densité :

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

8/- Masse volumique ρ (Density) :

La densité d'huile est définie comme le rapport de masse d'huile sur son volume [lb/ft³], la figure II.8 montre cette relation

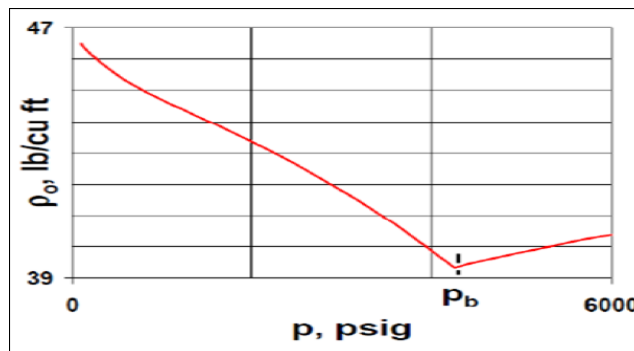


Figure II- 8: La courbe masse volumique (Density).

b) Les propriétés physiques des gaz :

1)- Facteur de Compressibilité (Z) :

Pour décrire le comportement des mélanges de gaz, l'industrie du pétrole a introduit dans l'équation des gaz parfaits un coefficient sans dimension (Z) appelé facteur de compressibilité. Avec les notations habituelles, l'équation d'état des gaz naturels s'écrit sous la forme :

$$PV = Z nRT$$

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

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

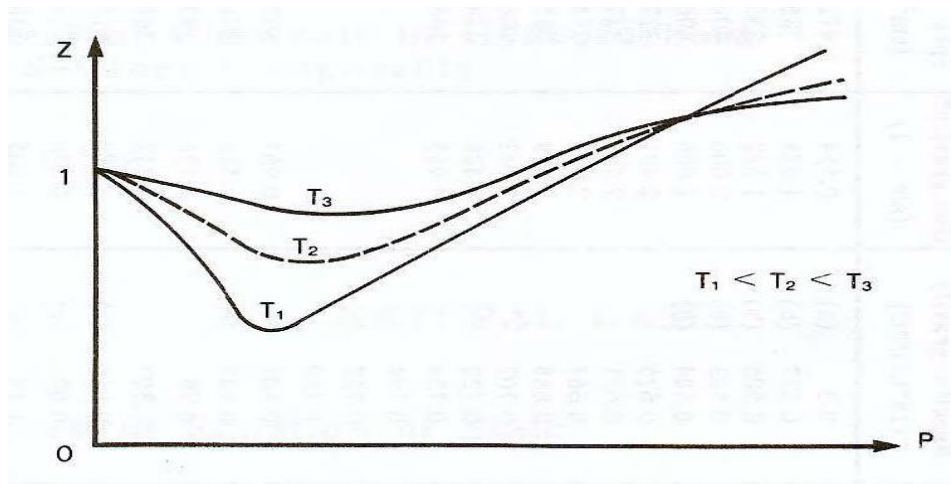


Figure II- 9: Variation de facteur de compressibilité en fonction de la pression

2)- Facteur de volume de formation d'un gaz (Bg) :

Pour tenir compte du comportement inhérent aux mélanges de gaz, l'industrie a introduit dans l'équation des gaz parfaits, un coefficient sans dimension (Z) dénommé facteur de compressibilité. Donc, pour un gaz naturel, l'équation d'état s'écrit

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

3)- Viscosité d'un gaz :

La viscosité des gaz doit être prise en compte lors de calculs d'écoulements dans un réservoir de gaz, ou dans des gazoducs, comme par exemple dans les lignes de transfert en surface, ou dans des oléoducs. On ne mesure pas la viscosité des gaz, on la calcule de manière empirique à partir de courbes ou de tables. A très basse pression, la viscosité d'un gaz croît avec la température

II.2.2 Écoulement multiphasique :

L'industrie pétrolière est confrontée à des écoulements multiphasiques depuis plus d'un siècle, même si les tentatives pour caractériser l'écoulement multiphasique dans un contexte mathématique plus rigoureux ont commencé sérieusement il y a environ 60 ans. Toutefois, au cours des 30 dernières années, les ingénieurs se sont de plus en plus appuyés sur logiciel de simulation pour modéliser un écoulement multiphasique pour une variété d'applications allant du front-end de la conception de systèmes de production à l'optimisation en temps réel des opérations. Aujourd'hui, l'état d'équilibre et les modèles d'écoulement multiphasique transitoire sont solidement intégrés aux outils de simulation pour permettre l'étude des le comportement de l'ensemble du système de production, du réservoir au séparateur et au-delà [6]. Ecoulements multiphasiques, c'est-à-dire des systèmes dans lesquels différentes phases fluides, ou phases fluides et solides,

sont simultanément présents. Les fluides peuvent être différentes phases d'une même substance, comme un liquide et sa vapeur, ou différentes substances, telles qu'un liquide et un gaz permanent, ou deux liquides. Dans le liquide

Dans les systèmes solides, le fluide peut être un gaz ou un liquide, ou des gaz, des liquides et des solides peuvent tous coexister dans le domaine de flux [7].



Figure II- 10: 3-phase écoulement

II.2.2.1 Configurations de flux multiphasiques :

Les combinaisons suivantes se rencontrent essentiellement dans les écoulements multiphasiques :

- liquide/liquide (pas ou peu miscible) ;
- liquide/gaz (ou liquide avec sa vapeur) ;
- divisé liquide/solide ;
- séparation gaz/solide ;

Dans tous ces cas, plusieurs configurations, conduisant chacune à un traitement différent du flux, sont possible. Pour les combinaisons de deux fluides, le problème est beaucoup plus complexe : il implique huit paramètres indépendants sans dimension, qui peuvent être réduits dans les cas les plus simples à quatre ou cinq ; aussi, les domaines d'existence des différentes configurations ne sont pas connus dans tous cas possibles. Ces configurations font l'objet d'une classification topologique où nous retrouvez-les représentés, dans des conduits respectivement proches de l'horizontale et de la verticale.

II.2.2.2 Régime d'écoulement :

Le fluide provenant du puits de forage jusqu'au premier équipement de production (séparateur) est généralement un écoulement liquide/gaz diphasique. Les caractéristiques des régimes d'écoulement horizontaux multiphasiques sont illustrées

dans la figure II-11 . Ils peuvent être décrits comme suit

- Bulle : se produit à des rapports gaz/liquide très faibles où le gaz forme des bulles qui montent au niveau haut du tuyau.
- Colmatage : se produit à des rapports gaz/liquide plus élevés où les bulles de gaz se forment de taille moyenne. sabots. À mesure que les rapports gaz/liquide augmentent, les bouchons deviennent plus
- Stratifier : à mesure que le gaz et le liquide s'écoulent dans des couches séparées, l'énergie du gaz qui s'écoule le flux augmente.
- Onduleux : Comme les rapports provoquent des vagues dans le liquide qui s'écoule. continue d'augmenter, la hauteur de les vagues
- Limace : à mesure que les rapports gaz/liquide augmentent jusqu'à ce que les crêtes entrent en contact avec le haut du tuyau, créant limaces liquides.
- Pulvérisation : à des rapports gaz/liquide extrêmement élevés, le liquide est dispersé dans toute la flux de gaz circulant.

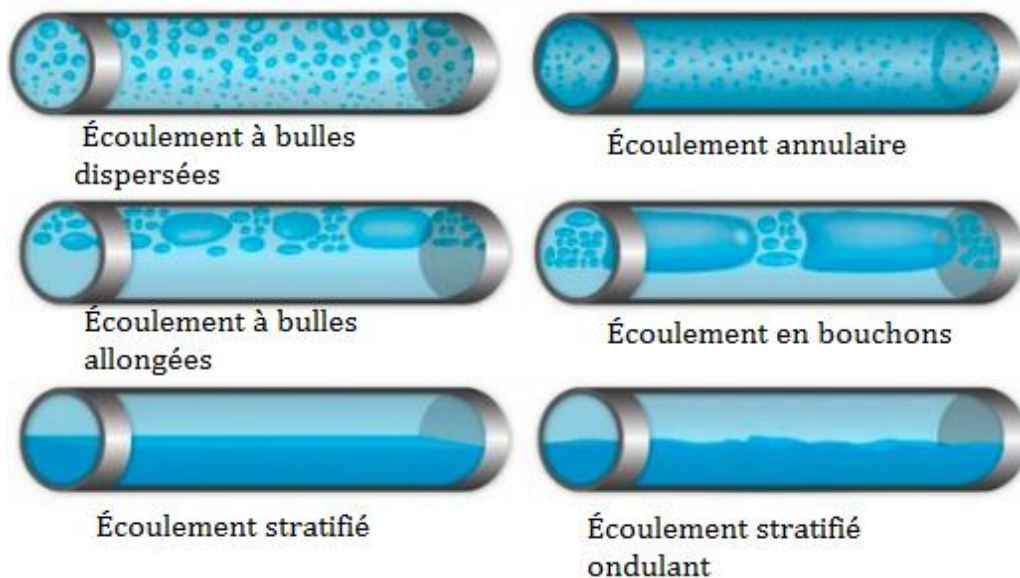


Figure II- 11: Carte horizontale multiphasique [13].

La figure II-11, montre les différents régimes d'écoulement auxquels on pourrait s'attendre en écoulement horizontal en fonction des vitesses superficielles de l'écoulement des gaz et des liquides. La vitesse superficielle est la vitesse qui existerait si l'autre phase n'était pas présente. L'écoulement multiphasique dans les conduites verticales et inclinées se comporte quelque peu différemment de l'écoulement multiphasique dans les conduites horizontales. Les caractéristiques du flux vertical Ces régimes sont illustrés à la figure II-12 et sont décrits ci-dessous.

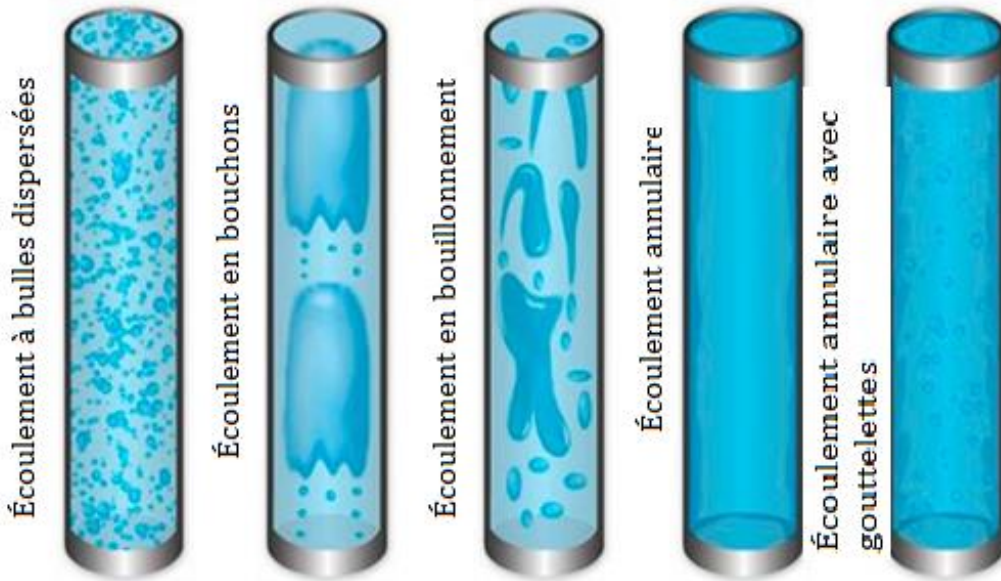


Figure II- 12: Modèles d'écoulement multiphasique dans un écoulement vertical [13].

Bulle : Lorsque les rapports gaz/liquide sont faibles, le gaz est présent dans le liquide sous forme de petites bulles de diamètre variable distribuées de manière aléatoire. Le liquide se déplace à une vitesse assez uniforme tandis que les bulles montent dans le liquide à des vitesses différentes, qui sont dictées par la taille des bulles. À l'exception de la densité totale du fluide composite, les bulles ont peu d'effet sur le gradient de pression.

Écoulement en bouchons : Lorsque les rapports gaz/liquide continuent d'augmenter, la hauteur des vagues du liquide augmente jusqu'à ce que les crêtes entrent en contact avec le

haut du tuyau, créant des bouchons de liquide.

Écoulement de transition : Le fluide passe d'une phase liquide continue à une phase gazeuse continue. Les bouchons de liquide disparaissent pratiquement et sont entraînés dans la phase gazeuse. Les effets du liquide sont toujours importants, mais les effets de la phase gazeuse sont prédominants.

Écoulement en brouillard annulaire : La phase gazeuse est continue et la majeure partie du liquide est entraînée dans le gaz. Le liquide mouille la paroi du tuyau, mais les effets du liquide sont minimes car la phase gazeuse devient le facteur de contrôle.

II.2.2.3 Le défi de l'étude des écoulements poly phasiques :

Les pertes de pression pour les écoulements monophasiques dans les conduites sont depuis longtemps modélisées avec précision à l'aide d'expressions familières telles que l'équation de Bernoulli. Les prévisions précises des pertes de pression dans les écoulements poly phasiques se sont avérées plus difficiles en raison de complexités supplémentaires. La densité et la viscosité plus faibles de la phase gazeuse la font s'écouler à une vitesse plus élevée que la phase liquide, une caractéristique connue sous le nom de glissement. Ce glissement provoque des pertes de pression par frottement associées aux contraintes de cisaillement rencontrées à l'interface gaz/liquide, ainsi que le long de la paroi du tuyau. De plus, la phase gazeuse hautement compressible se dilate lorsque la pression diminue le long du trajet d'écoulement. La diversité des distributions de phases physiques, qui ont un impact sur les pertes de pression dans le trajet d'écoulement, complique encore davantage les choses.

Le modèle d'écoulement dominant pour un ensemble spécifique de conditions dépend de l'ampleur relative des forces agissant sur les fluides. Les forces de flottabilité, de turbulence, d'inertie et de tension superficielle sont fortement affectées par les débits relatifs, les viscosités et les densités de fluides, ainsi que par le diamètre et l'angle d'inclinaison des tuyaux. La dynamique complexe du modèle d'écoulement régit les effets de glissement et, par conséquent, les variations de rétention de liquide et de gradient de pression. De nombreuses corrélations empiriques et mécanistes Des modèles ont été proposés pour prédire le blocage des fluides et la perte de pression. Certaines corrélations

et modèles sont généraux, tandis que d'autres ne s'appliquent qu'à une gamme étroite de conditions. Bon nombre de ces approches commencent par une prédiction du modèle d'écoulement, chaque modèle d'écoulement étant associé à une méthode de prédiction du blocage des fluides et de la perte de pression par frottement. En régime permanent, le gaz se déplace généralement plus vite que le liquide, de sorte qu'il glisse devant le liquide. Pour que le débit volumique reste constant, la surface du tuyau occupée par le gaz doit se rétrécir. Cette condition entraîne une fraction volumique de liquide plus élevée que si le gaz se déplaçait à la même vitesse, ce qui entraîne un blocage du liquide, comme illustré dans la figure II-13.

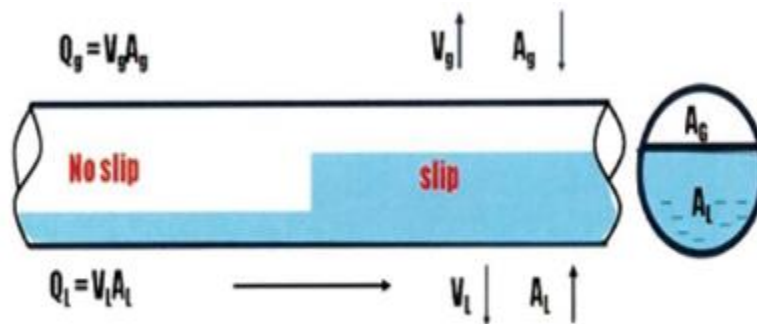


Figure II- 13: Rétention de liquide

Le blocage liquide est généralement le paramètre le plus important dans le calcul de la perte de pression. La quantification du blocage liquide est nécessaire pour prédire la formation d'hydrates et les dépôts de cire et pour estimer le volume de liquide expulsé pendant les opérations de raclage pour dimensionner les capteurs de bouchons. La prédiction du blocage liquide est utilisée pour déterminer un facteur de frottement biphasé à partir duquel un gradient de pression est calculé [8].

II.2.2.4 Problèmes liés aux études d'assurance de l'écoulement :

Flow Assurance utilise une approche rentable pour produire et transporter des fluides du réservoir à l'installation de traitement. Pendant la production et le transport du pétrole brut, la connaissance des propriétés des fluides et des conditions de fonctionnement est essentielle pour empêcher la formation et le dépôt de solides indésirables (tels que les

hydrates, les cires, les asphaltènes et les tartres). Sous des températures et des pressions extrêmes, les hydrates de méthane peuvent cristalliser ou les asphaltènes précipiter dans le pipeline de production. S'ils ne sont pas correctement contrôlés, des cristaux d'hydrates ou des particules d'asphaltènes ou de cire peuvent précipiter et s'agglomérer au point de bloquer le pipeline de production. L'élimination des composants de cire ou d'asphalte dans les pipelines de production sous-marins peut être très coûteuse et dangereuse. Les défis liés à l'assurance du débit augmentent en raison de la transition des réserves de pétrole conventionnelles vers des champs pétrolifères matures. À mesure que les champs pétrolifères mûrissent, la fraction d'eau augmente. Dans certains cas, les opérateurs injectent de l'eau dans les champs pétrolifères matures pour améliorer la récupération du pétrole. Les émulsions eau-pétrole compliquent encore davantage les stratégies d'assurance de l'écoulement. La présence de formation d'eau ou d'injection de carbonate de calcium peut entraîner la formation de croûtes dans certaines circonstances. La formation de tartre de carbonate de calcium peut également obstruer les équipements de pipeline et les équipements de production de matières premières, ce qui rend les champs pétroliers matures moins rentables. La plupart des inhibiteurs d'hydrates anti-agglomérants disponibles dans le commerce deviennent moins efficaces à mesure que l'interruption de l'eau augmente. Enfin, l'émulsion doit être rompue pour séparer le pétrole et l'eau. La rupture de l'émulsion par des méthodes physiques ou chimiques peut être très coûteuse, en particulier pour les émulsions de pétrole lourd contenant des solides stabilisateurs d'émulsion tels que les asphaltènes. Par conséquent, il est nécessaire d'étudier et de développer des stratégies d'assurance de l'écoulement rentables pour contrôler les solides et les émulsions afin de réduire les risques économiques tout au long de la vie du champ pétrolier [7].

Le transport de fluides d'un réservoir vers des installations de traitement figII-9, qu'ils soient monophasiques ou multiphasiques, présente de nombreux défis. Les principaux problèmes d'assurance de débit qui doivent être pris en compte pour produire un écoulement multiphasique à travers des pipelines et des colonnes montantes dans les développements de champs pétroliers et gaziers offshore ou onshore sont les suivants :

- ✓ Hydrates

- ✓ Asphaltènes
- ✓ Cires (wax)
- ✓ Sable
- ✓ Entartrage
- ✓ Corrosion
- ✓ Erosion
- ✓ émulsions

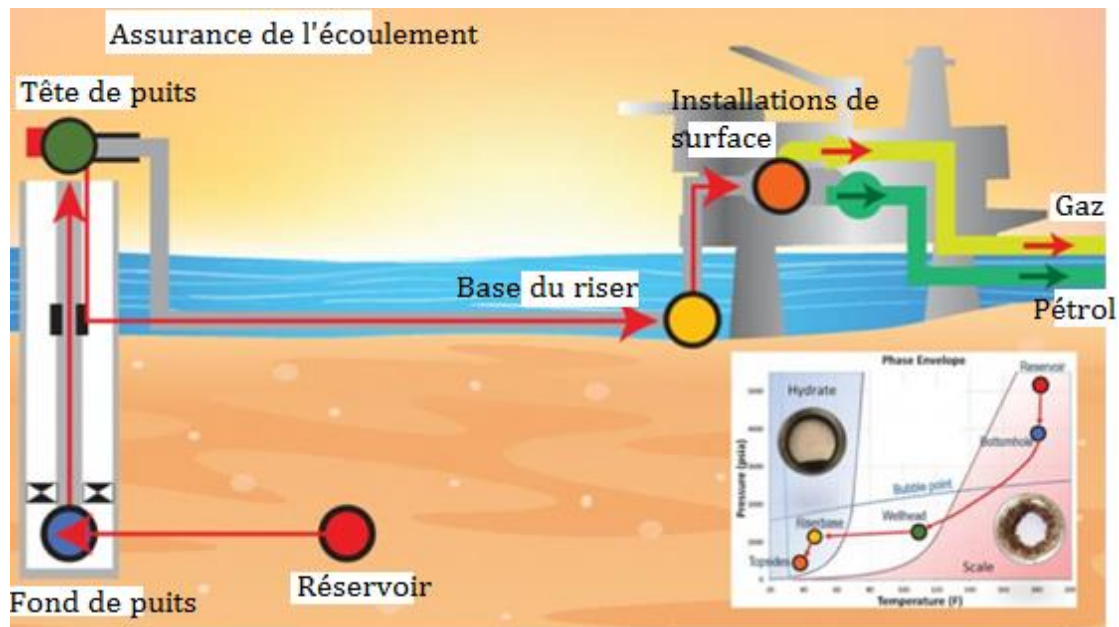


Figure II- 14: Le circuit de transport des fluides de réservoir

1)Hydrates :

Les hydrates de gaz sont des composés cristallins fig II-15 ayant une consistance semblable à de la neige qui se forment lorsque de petites molécules de gaz entrent en contact avec de l'eau à une certaine température ou moins. La température de formation des hydrates augmente avec l'augmentation de la pression. Par conséquent, le risque de

formation d'hydrates est plus élevée à des pressions plus élevées et des températures plus basses. Lorsque des hydrates se forment à l'intérieur des pipelines, ils peuvent former des bouchons qui obstruent l'écoulement. Dans des scénarios encore pires, lorsque la présence d'un bouchon d'hydrate n'a pas été détectée, la dépressurisation du pipeline a entraîné le délogement inattendu du bouchon, ce qui a entraîné des blessures graves, voire des décès. Ce sont quelques-unes des raisons pour lesquelles les hydrates constituent un sérieux problème d'assurance de l'écoulement.



Figure II- 15: Formation d'hydrate

Solide semblable à de la glace qui se forme lorsque :

- Il y a suffisamment d'eau
- Un formateur d'hydrates est présent (c1 c2 et c3)
- Une bonne combinaison de P et T

Stratégie de contrôle :

Deux stratégies courantes pour atténuer la formation d'hydrates sont l'isolation thermique et l'injection d'inhibiteurs chimiques. L'isolation thermique entraîne un coût d'investissement initial plus élevé, tandis que l'inhibition chimique entraîne un coût opérationnel plus élevé.

• Isolation thermique

Le transfert de chaleur entre le fluide dans le tuyau et l'environnement entourant le tuyau dépend du gradient de température et de la conductivité thermique du matériau entre les deux :

1) Saisir la valeur U : cette option permet à l'utilisateur de définir un coefficient de transfert de chaleur global (valeur U). Le taux de transfert de chaleur par unité de surface est calculé en fonction du diamètre extérieur du tuyau.

2) Calculer la valeur U : cette option calcule le coefficient de transfert thermique global en fonction des paramètres suivants :

✓ Revêtements de tuyaux : épaisseur de chaque revêtement de tuyau et K (conductivité thermique) du matériau

✓ Conductivité du matériau du tuyau

✓ Fluide ambiant (air ou eau)

✓ Vitesse du fluide ambiant (plus le fluide s'écoule rapidement dans le tuyau, plus la perte de chaleur est importante)

✓ Profondeur d'enfouissement du tuyau

✓ Conductivité du sol (pour les conduites d'écoulement uniquement)

b) Inhibiteurs chimiques

Les inhibiteurs thermodynamiques peuvent être utilisés pour décaler la ligne d'hydrates (vers la gauche dans la courbe précédemment présentée), abaissant ainsi la température de formation d'hydrates et augmentant l'enveloppe de fonctionnement sans hydrates. Le méthanol et l'éthylène glycol sont des exemples d'inhibiteurs. L'effet des inhibiteurs thermodynamiques sur la précipitation des hydrates peut être modélisé.

Les inhibiteurs cinétiques et antiagglomérants constituent une catégorie d'inhibiteurs

connus sous le nom d'inhibiteurs d'hydrates à faible dose (LDHI). Ces inhibiteurs n'abaissent pas la température de formation des hydrates ; ils aident plutôt à empêcher la nucléation et l'agglomération des hydrates pour éviter la formation de blocages .

Tableau II. 5: Inhibiteurs thermodynamiques d'hydrates (THI)

Type	Avantages	Inconvénients
Méthanol	✓ Faible coût ✓ Faible viscosité ✓ Pas d'encrassement	☒ Plus toxique ☒ Trop peu peut être pire que rien à de faibles niveaux ☒ Inefficace à récupérer ☒ Réduction de la valeur de vente des hydrocarbures ☒ Perte élevée en phase gazeuse
MEG	✓ Moins toxique ✓ Sous-traitement pas aussi grave ✓ Efficace à récupérer ✓ N'affecte pas la valeur des hydrocarbures ✓ Perte en phase gazeuse négligeable	☒ Viscosité élevée ☒ Précipitation de sels ☒ Encrassement par dépôt de sel

Le MEG est la stratégie d'inhibition des hydrates la plus populaire pour les systèmes de raccordement longue distance

La figure II-16, montre une courbe typique d'hydrates de gaz qui est très utile pour la conception et l'exploitation des pipelines sous-marins. Sur le côté gauche de la courbe se trouve la région de formation des hydrates. Lorsque les pressions et les températures se situent dans cette région, des hydrates se forment à partir des molécules d'eau et de gaz [9].

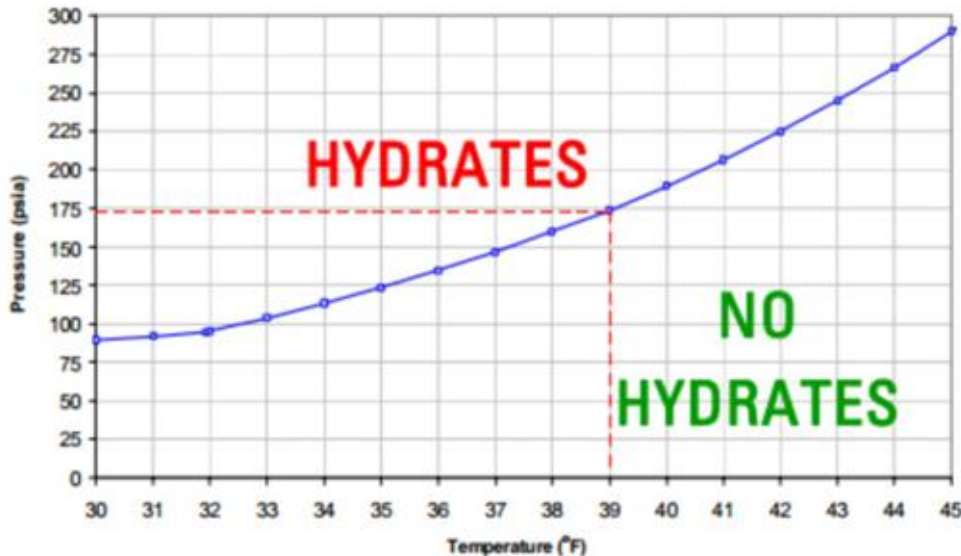


Figure II- 16: Courbe d'hydratation[9]

Les hydrates de gaz sont des composés cristallins solides, ressemblant à de la glace ou à de la neige mouillée en apparence, mais beaucoup moins denses que la glace

Comment se forment les hydrates de gaz :

les hydrates de gaz naturel se forment lorsque des composants du gaz naturel pénètrent dans le réseau d'eau et occupent le réseau vacant, ce qui provoque la solidification de l'eau à des températures supérieures au point de congélation de l'eau

l'hydrate est un solide cristallin constitué de molécules de gaz (c1 et co2) chacune entourée d'une cage de molécules d'eau.

•Prédiction et prévention des hydrates

La quantité de phase aqueuse peut être définie comme :

- ✓ Pourcentage de la teneur en eau
- ✓ Pourcentage du volume d'eau du liquide total dans des conditions standard

Si l'eau contient des sels, la concentration en sel saisie est dans la phase aqueuse dans des conditions standard. Les composants inhibiteurs n'influencent pas la teneur en eau

- ✓ Pourcentage en moles d'eau produite/% en moles d'alimentation (le fluide sélectionné)
- ✓ Pourcentage en moles d'alimentation + eau produite
- ✓ Pourcentage en poids d'alimentation + eau produite

2) Asphaltènes :

Fraction lourde du pétrole brut, **insoluble** dans le n-heptane mais **soluble dans le toluène**. Composés de structures aromatiques complexes, ils contiennent du soufre, de l'azote, de l'oxygène et des métaux lourds. Leur précipitation peut provoquer **des dépôts solides** dans les systèmes de production. Est Précipitation de composés lourds (instables avec les variations P/T ou mélange de fluides).

Les asphaltènes peuvent précipiter en raison de

- ✓ Une chute de pression
- ✓ Un mélange de deux fluides différents
- ✓ Une remontée de gaz

Les solution pour éviter ou éliminer les dépôt d'Asphaltènes :

- ✓ Ajustement des paramètres de production
- ✓ Injection de solvant pour nettoyer les perforations et la zone endommagé
- ✓ Squeeze avec un inhibiteur de dépôt dans la formation
- ✓ Circulation du reformat
- ✓ Utilisation des inhibiteurs (dispersants d'asphaltènes)
- ✓ Injection continue en utilisant un capillary tubing
- ✓ Modification de la Complétion du puits

- ✓ Traitement mécanique par grattage
- ✓ Revêtement du tube. [10]

3) Le dépôt de cire (wax) :

Si la température du pétrole est réduite, ses composants peuvent cristalliser sous la forme de liquides ou de solides organiques. D'un autre côté, le point de trouble, ou la température d'apparition de la cire, est la température à laquelle le premier cristal de cire se forme. Cela est dû à ces cristaux et leurs effets sur l'écoulement du pétrole. Par conséquent, si la température continue de baisser. En conséquence, le fluide devient de plus en plus visqueux jusqu'à atteindre le point d'écoulement ou la température la plus basse à laquelle l'huile continuera de s'écouler à partir de la gravité. Ce comportement thermique des paraffines est intrinsèquement lié à un problème opérationnel majeur dans l'économie du pétrole: le dépôt de cire, un problème de flux d'assurance commun qui se produit dans les champs offshore et onshore. Le fluide devient de plus en plus visqueux jusqu'à atteindre le point d'écoulement ou la température la plus basse à laquelle l'huile continuera de s'écouler à partir de la gravité. Ce comportement thermique des paraffines est intrinsèquement lié à un problème opérationnel majeur dans l'économie du pétrole: le dépôt de cire, un problème de flux d'assurance commun qui se produit dans les champs offshore et onshore. Donc c'est un hydrocarbure paraffinique solide qui précipite à partir d'un fluide produit se forme lorsque la température du fluide descend en dessous de la température d'apparition de la cire (WAT) avec fond à température élevée (20°F au-dessus de la WAT).[2]

Stratégie de contrôle

- ✓ Le taux de dépôt peut être prédit pour calculer la fréquence de racle.
- ✓ Isolation de la conduite d'écoulement.
- ✓ Inhibiteur de cire.
- ✓ Facteurs majeurs (WAT - température du fluide - Valeur U globale - Taux de dépôt).
- ✓ **Chauffage** de la ligne

✓ Grattage mécanique (pigging)[1]



Figure II- 17: Dépôt de cire (wax)

4)Sable :

Production de sable entraînée avec les fluides du réservoir sont des petites quantités de sable sont généralement produites à partir de réservoirs de pétrole et de gaz , Le sable peut avoir des effets néfastes sur la production :

- Érosion
- Augmentation de la corrosion
- Peut former des restrictions ou des colmatages
- S'installer dans les équipements de surface
- Transport de sable
- Définition de la vitesse minimale pouvant être définie pour maintenir le sable en mouvement avec le fluide produit.[1]

Stratégie de contrôle

- Utilisation de **tamis ou grilles** (sand screen)

- Consolidation chimique
- Séparation en surface



Figure II- 18: Production de sable [2]

5) Entartage (scale) tartre :

Des écailles (tartre) peuvent se former dans le système de transport en raison de dépôts d'eau, tels que la croissance de cristaux de sels insolubles ou d'oxydes contenus dans le composant aqueux. Les composés de tartre précipitent hors de l'eau lorsque leur solubilité individuelle dans l'eau est dépassée en raison d'une incompatibilité, réduisant ainsi la capacité de transport des conduites d'écoulement et provoquant potentiellement un blocage, comme illustré dans la figure II-19. La formation de dépôts de tartre dépend de la température, de la concentration des espèces formant du tartre, du pH, de la qualité de l'eau

et des conditions hydrodynamiques.



Figure II- 19: Tarte (scale)



Figure II- 20: Bouchage par tarte d'un conduite

Dépôt de composés inorganiques provenant de l'eau de formation qui devient sursaturée en raison de changements P - T, ou du mélange d'eaux incompatibles

Généralement des sels inorganiques tels que les carbonates et les sulfates des métaux calcium, strontium et baryum. Peut également être des sels complexes de fer tels que les sulfures, les oxydes hydratés et les carbonates

a) Les dépôts minéraux :

Le dépôt de sels inorganiques, globalement qualifiés de tartre, est un problème fréquent dans les opérations visant à la récupération du pétrole. Une des raisons de la précipitation de tels sels réside dans le mélange de fluides incompatibles contenant des ions distincts susceptibles de se combiner en précipitant pour former ce tartre. Ainsi dans les exploitations des champs sahariens, on injecte de grandes quantités d'eau contenant de fortes concentrations en ions sulfate dans le réservoir contenant des ions baryum, calcium et éventuellement strontium. Le contact de ces deux fluides entraîne la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium tant dans les puits producteur que dans les installations de surface et autres canalisations.

b) Les types de dépôts minéraux :

1/-Chlorure de sodium (NaCl) :

L'un des dépôts de sels les plus fréquemment rencontrés sont les dépôts de Chlorure de Sodium. Le Chlorure Sodium rétrécit le diamètre des canalisations, et ce dépôt provient d'eaux libres contenant des chargements en chlorures, qui viennent naturellement avec le brut. Un des principaux problèmes d'exploitation. Dans certaines eaux de formation la concentration en chlorure de sodium peuvent en contenir jusqu'à 350g/l, donc proche de la sursaturation qu'une très faible variation de température évaporation d'eau due à la chute de pression (à 0°C la concentration est de l'ordre de 357 g/l) , provoque une précipitation importante de NaCl.



Figure II- 21: Chlorure de sodium (NaCl)

2/-Carbonates :

Les carbonates sont créés par précipitation via l'évent du CO₂ équilibrant, l'augmentation de la température ou la baisse de la pression . La formation est très lente, car il ya des sursaturations qui durent longtemps. Il existent trois zones de dépôts idéales : la LCT ou la liaison couche trou, le tubing et la duse de production

Les dépôts de carbonate sont prévus pour former en raison de chutes de pression pendant la production et l'augmentation de la température. Les carbonates de calcium, sont des sels qui se forment suivant une réaction de précipitation par la combinaison des ions calcium avec les ions carbonates ou bicarbonates.



Figure II- 22: Carbonates

3)- Les Sulfates

Les sulfates proviennent d'un mélange de deux eaux. L'incompatibilité chimique des eaux de lavage (albien) et des eaux de gisement (cambrien) pose des multiples problèmes assez importants au niveau de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud. L'une avec des ions alcalino-terreux (baryum, strontium, calcium) et l'autre avec des ions sulfates (SO_4^{2-}). Le dépôt se constitue donc au moment du mélange et une de ses caractéristiques principales est une cinétique de formation immédiate.

Les dépôts de sulfates sont trois types (les sulfates de Baryum (BaSO_4)/Strontium (Sr)/Calcium (Ca))

6)-Corrosion et Erosion :

Le terme « corrosion » vient du latin « corroder » qui signifie corroder ou attaquer. En effet, la corrosion est une dégradation du matériau ou de ses propriétés (physico-chimiques, mécaniques, etc.) par interaction chimique ou électrochimique avec le milieu environnant.

La corrosion désigne donc l'altération d'un matériau par réaction chimique avec un oxydant (principalement le dioxygène et le cation H^+). Mais la corrosion peut se combiner à des effets mécaniques et donner lieu à la corrosion sous contrainte et à la corrosion par fatigue ; de même, elle intervient dans certaines formes d'usure superficielle dont les causes sont à la fois physico-chimiques et mécaniques.

Cette définition reconnaît que la corrosion est un phénomène néfaste car elle détruit le matériau et réduit ses propriétés, le rendant inutilisable pour l'application prévue. Mais d'un autre point de vue, la corrosion est un phénomène bienvenu, voire souhaité, car elle détruit et élimine de nombreux objets abandonnés dans la nature. Certains procédés industriels impliquent également de la corrosion (anodisation de l'aluminium, polissage électrochimique, etc.). [11]



Figure II- 23: a) Corrosion b) Erosion

Tableau II. 6: Difference between erosion and corrosion[11]

Érosion	Corrosion
C'est un processus physique	C'est un processus chimique
Se produit à la surface du sol	Se produit à la surface de matériaux tels queles polymères, les céramiques ou les métaux.
Les agents naturels comme l'eau, la gravité, le vent	provoquent l'érosion. Les agents corrosifs comme l'oxygène et les sulfates peuvent provoquer la corrosion.
L'érosion implique différents processus tels que le transport, l'altération et la dissolution.	Les types de corrosion comprennent les piqûres, la galvanisation, les crevasses, la lixiviation intergranulaire et sélective

Les techniques de réforme agraire telles que la création de terrasses ou la plantation d'arbres peuvent prévenir l'érosion	La mesure préventive consiste à appliquer une couche protectrice sur la surface des métaux.
--	---

Conclusion:

pour conclure, l'assurance d'écoulement contribue grandement au bon déroulement de la production et du transport des hydrocarbures ; elle permet de prévoir, de prévenir et de régler les problèmes pouvant affecter l'écoulement de ces fluides : formation de hydrates, de paraffines, d'asphaltenes, corrosion, obstruction, etc.

Un ensemble d'analyses, de modélisations et de techniques de suivi à même permet aux ingénieurs d'assurer un écoulement sûr, d'une manière continue, économiquement viable, relevant d'une discipline à la fois émancipée des enjeux techniques nous y rattachant bien sûr mais aussi en interrelation immédiate avec d'autres disciplines qui seront nécessaires à la sécurité, à la rentabilité et la pérennisation des projets pétroliers et gaziers.

Le Flow Assurance ne se limite donc pas à une simple contrainte technique, mais c'est bien là un enjeu stratégique dans la bonne gestion des systèmes de production.

Chapitre III

Dépôts asphalténe

III.1 Introduction :

La précipitation d'asphaltènes dans l'industrie pétrolière provoque des pertes de production considérables et augmentation des coûts d'exploitation. Les dépôts créés tout au long de la chaîne de production, du réservoir aux installations traitement, créent une diminution de rendement, une viscosité plus importante du pétrole et des difficultés d'émulsion.

III.2 Définition :

Les asphaltes sont une classe de constituants qui peuvent précipiter des fluides des réservoirs pétroliers sous forme de solides hautement visqueux et collants qui peuvent causer des problèmes de dépôts dans les puits de production et les pipelines.

Les asphaltes sont caractérisés comme la fraction la plus lourde et la plus polaire du pétrole brut. Ils sont insolubles dans des alcanes normaux comme le n-heptane ou le n-pentane, mais solubles dans des solvants aromatiques comme le toluène et le benzène. [12]



Figure III- 1 : Schéma d'un dépôt d'asphaltènes

III.3 Asphaltes composition :

Les asphaltes sont essentiellement composés de carbone (C) et d'hydrogène (H), ensemble composant plus de 90% en poids. Ils incluent aussi des hétéroatomes tels que le soufre (S), l'azote (N) et l'oxygène (O), en plus de métaux traces tels que le nickel (Ni) et le vanadium (V). [14]

-Asphaltes élémentaire composition (en poids %)

Tableau III- 1 : Analyse élémentaire des asphaltènes selon Speight 1975

Compositions élémentaire	Poids (%)
C	80.43 – 88.65
H	7.44 – 11.10
N	0.6 – 3.3
S	0.3 – 10.3
O	0.3 – 4.9

Métaux présents dans les asphaltes :

Les asphaltes contiennent des teneurs en métaux traces tels que le vanadium (V) : 1 – 1200 (ppm), et le nickel (Ni) : 1 – 150 (ppm) qui se présentent fréquemment en association avec des composés organométalliques comme les porphyrines.

La concentration en métaux peuvent varier selon l'origine du pétrole brut et la méthode de son extraction. Les métaux peuvent influencer les comportements des asphaltes en modifiant leur stabilité et leur tendance à précipiter. [14]

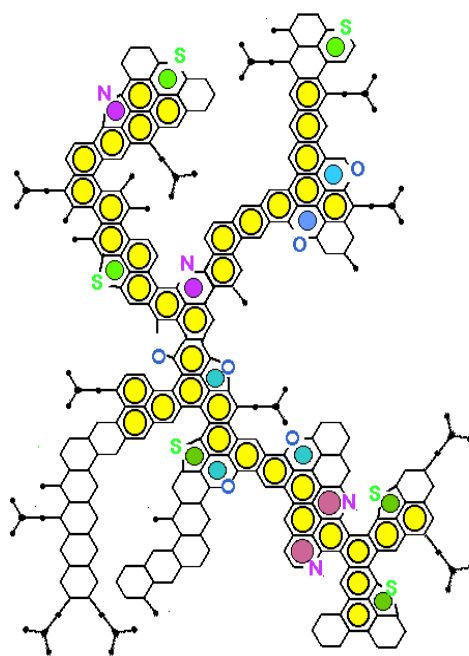


Figure III- 2: Schéma d'une composition d'asphaltènes [15].

III.4 Structure des Asphaltènes :

Les asphaltènes sont caractérisés comme une fraction complexe et lourde du pétrole brut, étant insolubles dans des solvants légers comme le n-heptane, mais solubles dans le toluène[12]. La structure moléculaire des asphaltènes est encore à l'étude en raison de leur hétérogénéité et de leur poids moléculaire relativement élevé, allant de 500 à 3000 g/mol[15].

Les asphaltènes sont considérés comme constitués de noyaux polyaromatiques cycliques (HAP) substitués interconnectés par des chaînes aliphatique et des atomes hétéro, y compris l'azote, le soufre et l'oxygène[12]. Les cœurs aromatiques, à travers des interactions π - π et des liaisons hydrogène, ont tendance à former des agrégats. Ces caractéristiques expliquent également leur tendance à précipiter et à former des dépôts au sein de l'équipement pétrolier[16].

Leurs propriétés ont été caractérisées en utilisant des techniques avancées telles que la résonance magnétique nucléaire (RMN), la spectroscopie ultraviolette et visible (UV-Vis), et des techniques de rayons X comme XANES et EXAFS. Des méthodes de diffraction (DRX, diffraction neutrons et SAXS) ont également été utilisées pour étudier leur microstructure.

Ces analyses ont fourni des dimensions et tailles spécifiques de particules avec différents degrés de dispersion. Lors de la précipitation, les asphaltènes subissent un processus d'auto-assemblage formant des agrégats hiérarchiques sans aucune modification de la taille des molécules dissoutes.

Les asphaltènes font partie d'une classe de macromolécules complexes. Leur structure, tout comme celle des résines, peut être étudiée à deux niveaux distincts :

-La microstructure

-La macrostructure

Au niveau macroscopique, les molécules d'asphaltènes peuvent s'assembler pour former des micelles en quantité significative, constituant des structures supramoléculaires. En revanche, à l'échelle microscopique, le nombre de micelles formées est plus réduit, représentant des agrégats plus simples et de plus petite taille.

III.4.1 Modèle de Pfeiffer & Saal :

Le modèle de Pfeiffer & Saal a été élaboré en 1970 et inclut la classification des asphaltènes en tant que systèmes colloïdaux : ils possèdent un noyau d'asphaltènes solides qui est entouré par une couche de résines et de composés aromatiques. [17]

Grâce à leur fort pouvoir de stabilisation sur les asphaltènes, les résines sont capables de former une répulsion stérique qui neutralise l'agrégation de ces derniers.

Si on diminue les concentrations des résines, alors les forces attractives deviennent dominantes et les asphaltènes commencent à précipiter.

Ce système est instable, ce qui définit les restrictions de celui-ci est l'aromaticité des résines, leur contenu en hétéro-atome de nitrogène, de soufre et la proportion d'asphaltènes

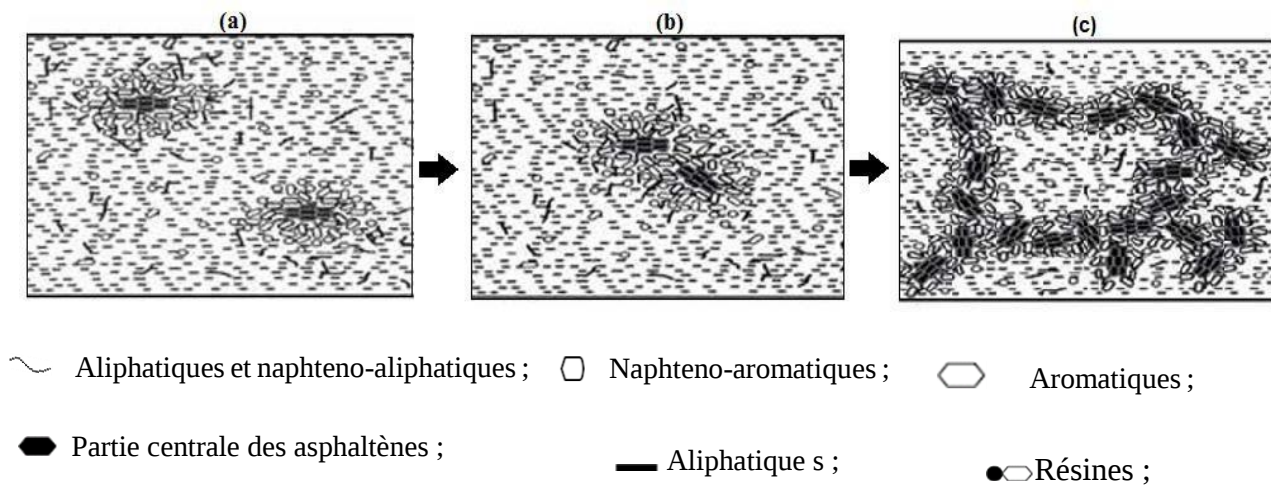


Figure III- 3: Représentation des asphaltènes dans le pétrole selon Pfeiffer et Saal

(a) asphaltènes peptisés ; (b) asphaltènes floculés ; c) formation du gel/ résines.

III.4.2 Modèle de Yen :

Proposé par Yen en 1961, ce modèle repose sur une structure hiérarchique des asphaltènes.

Sur ce modèle, chaque unité est formée selon l'architecture d'une feuille aromatique, sous forme de substituants, ce qui constitue des molécules primaires à partir de 3 à 5 feuilles liées par des interactions π - π et des liaisons hydrogène qui se forment en assemblée.

Ces molécules s'organisent par la suite en nano-agrégats, ces derniers peuvent s'emplir en des clusters d'une dimension entre 5 à 20 nanomètres. [17]

Cet asphaltène de Yen donne plus d'importance à l'organisation autocatalytique au sein du noyau qui dépend peu des résines, à l'inverse du modèle colloïdal.

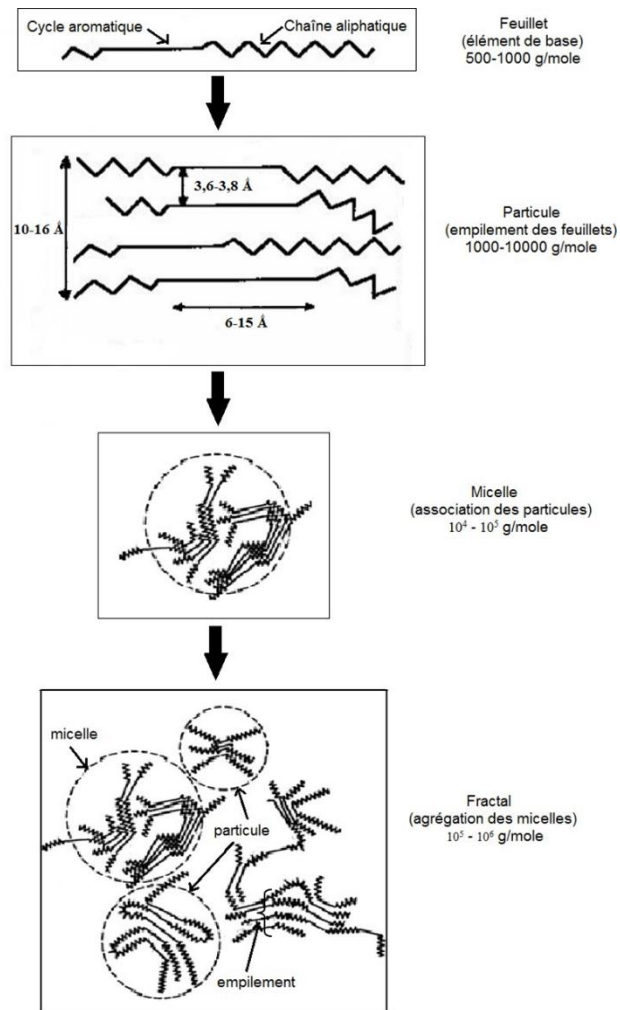


Figure III- 4: Représentation schématique et dénomination des structures asphalténiques dans le pétrole selon le modèle de Yen].

III.4.3 Applications et limites des modèles :

Applications :

Ces modèles permettent de prédire le dépôt des asphaltènes dans les pipelines et réservoirs, et guident la conception d'inhibiteurs ciblant les interactions moléculaires (ex : interactions π - π).

Limites :

Bien qu'utiles, ces modèles présentent des contraintes, notamment la variabilité de la composition des asphaltènes selon la source de pétrole, et la difficulté à reproduire fidèlement les conditions réelles en laboratoire.

III.5. Caractérisation des asphaltènes :

- Composés aromatiques complexes.
- Masse moléculaire élevée.
- Insoluble dans le n-alcane.
- Soluble dans les solvants aromatiques (benzène et toluène).
- leur formule chimique est: $C_{74}H_{87}NS_2O$ + métaux.

III.6. Variables influençant la précipitation des asphaltènes :

1. Impacts des Résines :

Les résines prédoivent la précipitation des asphaltènes dans le pétrole brut, stabilisant ainsi celui-ci. La plupart des études indiquent qu'elles réduisent la quantité de précipitation des asphaltènes, mais certains travaux rapportent le contraire en fonction du type de résines et de pétrole brut. Elles se situent à la frontière entre les agrégats d'asphaltènes et l'huile et agissent comme une barrière colloïdale. Cependant, il y a un débat sur la question de savoir si la précipitation des asphaltènes est réversible ou non, remettant en question le rôle indispensable des résines.

2. Nature du pétrole brut :

La composition du pétrole brut varie d'un champ à l'autre, ce qui affecte directement la quantité d'asphaltènes présents et leur comportement de précipitation. Certains types de pétrole contiennent un pourcentage élevé d'asphaltènes, les rendant plus sujets à la précipitation.

3. Temps de contact :

Plus le pétrole brut reste dans certaines conditions (comme dans les réservoirs de stockage ou les pipelines), plus la probabilité de précipitation est élevée, car les molécules lourdes comme les asphaltènes ont tendance à s'agréger avec le temps.

4. Température :

La température influence la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut. À haute température, les asphaltènes restent dissous, mais lorsque la température diminue, ils peuvent commencer à s'agglomérer et précipiter, notamment lorsqu'ils sont exposés à des températures inférieures à leur seuil critique.

5. Pression :

Une pression élevée peut maintenir les asphaltènes stables en solution, mais lorsque la pression diminue (comme lors de la production de pétrole depuis les réservoirs jusqu'à la surface), une instabilité peut provoquer la précipitation des asphaltènes.

6. Type de solvant utilisé :

Les solvants utilisés dans le traitement du pétrole influencent considérablement le comportement des asphaltènes. Les solvants paraffiniques (tels que l'hexane et le nonane) perturbent l'équilibre entre les asphaltènes et les résines, augmentant ainsi la probabilité de précipitation. À l'inverse, les solvants aromatiques peuvent contribuer à maintenir la stabilité des asphaltènes.

7. Ratio solvant/pétrole brut :

L'augmentation du rapport solvant paraffinique/pétrole brut réduit la capacité des résines à maintenir les asphaltènes dissous, ce qui accélère le processus de précipitation. [2]

Tableau III- 2: Analyses élémentaires d'asphaltènes de différentes origines.

Origine	Composition chimique (% en poids)					Métaux (ppm)		H/C	Densité (g/cm ³)
	C	H	S	O	N	Ni	V		

Algérie (Hassi-Messaoud)	84,68	9,68	0,28	5,00	0,36	99,5	82,8	1,37	1,094
Arabie Saoudite [32] (Khafji)	82,2	7,6	7,6	1,1	0,9	176	720	1,11	1,1683
Iran [33] (Iranian Light)	84,2	7,0	5,8	1,4	1,6	390	1200	1,00	1,1669
Mexique [33] (Maya)	81,4	8,0	8,3	1,7	0,6	390	1800	1,18	1,1767

A partir du tableau I. 2, on constate que les asphaltènes de Hassi-Messaoud contiennent une faible quantité de soufre et de métaux. Le pétrole Algérien est classé comme pétrole léger et est très demandé car relativement plus facile à raffiner. Par contre, les asphaltènes de pétrole du Mexique sont les plus denses et contiennent une quantité plus importante de métaux. Ce pétrole est donc plus difficile à fractionner et est plutôt destiné à produire des bitumes.

6. Localisation des dépôts d'asphaltènes : (Figure III.5)

Les problèmes de la précipitation d'asphaltènes ne sont toutefois pas limités 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.

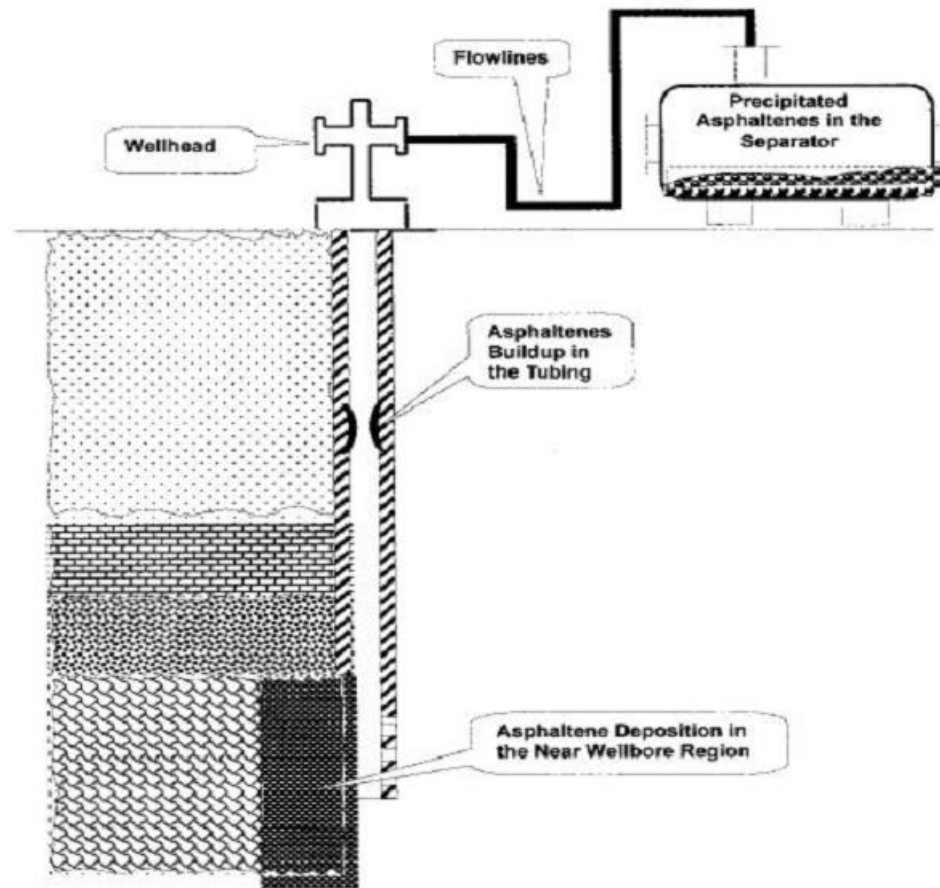


Figure III- 5: Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes

III.7. Traitement des dépôts d'asphaltènes

Face aux pertes économiques significatives qu'engendre la formation d'asphaltènes dans l'industrie pétrolière, plusieurs méthodes curatives sont mises en œuvre sur le terrain pour y remédier.

III.7.1. Traitement mécanique par grattage

Cette technique consiste à nettoyer périodiquement les parois internes des tubes de production à l'aide d'un outil gratteur, introduit par une opération de **wireline**. [18]

Bien que cette méthode soit couramment utilisée, elle présente certaines limitations, notamment la fréquence élevée des interventions et le risque de rupture du câble.

Le nettoyage est effectué par grattage et ramonage à l'aide des outils suivants :

- Outils standards de **wireline** : *socket*, *jars*, *stem* et *bit*.
- *Cutter* ou *knife* pour asphaltènes et paraffines.
- *Hook* pour asphaltènes et paraffines.



Figure III- 6: Gauge Cutter (outil wire line)

III.7.2. Revêtement interne des tubes :

Une autre solution envisagée, ayant démontré son efficacité en laboratoire, consiste à appliquer un **revêtement plastique** sur la surface interne des tubes de production. Ce revêtement limite l'adhérence des dépôts d'asphaltènes. [18]

Le matériau utilisé — généralement un **polymère** — doit satisfaire deux exigences fondamentales :

- Résister aux températures rencontrées dans l'environnement de production ;
- Présenter une **affinité chimique limitée** avec les asphaltènes afin de réduire leur adhésion.

III.7.3. Élimination par injection de fluides chauds

Cette méthode consiste à injecter dans la formation des fluides chauds tels que de **l'huile chaude**, de **l'eau** ou de la **vapeur**, afin de déboucher les zones obstruées (souvent par circulation inverse). Le principe repose sur la **fusion thermique** des dépôts organiques, notamment les asphaltènes et paraffines.

III.7.4. Nettoyage chimique par solvants

Le **nettoyage avec solvants** constitue l'une des techniques les plus répandues pour l'élimination des dépôts d'hydrocarbures lourds. Plusieurs solvants sont couramment utilisés, chacun présentant des avantages et des inconvénients :

- **Disulfure de carbone :**

Très efficace, mais extrêmement dangereux. Il est **toxique, explosif**, avec un point d'inflammabilité de **-30 °C** et une température d'auto-inflammation de **100 °C**.

- **Solvants chlorés :**

Excellents pour dissoudre les dépôts, mais **nocifs pour la santé** et **dommageables pour les catalyseurs** utilisés en raffinage.

- **Benzène :**

Solvant performant, mais **hautement inflammable** et **cancérogène**, ce qui limite fortement son usage.

- **Toluène et xylène :**

Bons solvants, cependant leur capacité de dissolution est rapidement **saturée**, ce qui peut limiter leur efficacité dans les applications prolongées.

III.8 (e) Reformat

Le **Reformat** est le solvant le plus couramment utilisé et le plus économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le champ de **Bhiret Aissa**. Son efficacité a été démontrée à travers de nombreuses interventions sur plusieurs puits, avec des résultats satisfaisants après traitement.

Cependant, son utilisation comporte des **risques importants**, en raison de son **point d'inflammabilité bas** (-5 °C), ce qui le rend potentiellement dangereux en cas de mauvaise manipulation. [18]

III.8.2 Caractéristiques du Reformat :

- **Densité :** 0,778
- **Point d'inflammabilité :** -5 °C

III.8.3 Composition du Reformat :

Le Reformat est un distillat pétrolier produit localement en Algérie. Il est issu de la **première distillation du brut**, et se compose principalement de :

- **Paraffines**
- **Naphtènes**
- **Aromatiques**

Tableau III- 3:La composition du reformat

Composés	Pourcentage en poids
Paraffine	42%
Naphtène	5%
Aromatique	53%

Conclusion :

La formation de dépôt asphalténique constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. L'endommagement des réservoirs, la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le bouchage des tubes et des installations de production sont quelques-unes de ses conséquences.

Chapitre IV :
Etude de cas
BRA 01

IV.1. Introduction:

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes étapes suivies dans la simulation des propriétés PVT des fluides pétroliers du gisement de **BHIRET AISSA**. Les échantillons sont prélevés du puits **BRA-1**.

La caractérisation du fluide a été développée en utilisant le logiciel **PIPESIM** (logiciel avancé de simulation d'écoulement multiphasique développé par Schlumberger). **PIPESIM** est un outil de modélisation des systèmes d'écoulement de production, intégrant des modules permettant de caractériser les fluides thermodynamiques. Il aide les ingénieurs de production et de réservoir à modéliser le comportement du fluide dans des conditions variables de pression et de température, et à prévoir l'effet de ces conditions sur la composition et les propriétés physiques des mélanges d'hydrocarbures (densité, viscosité, Bo , Bg , etc.).

Le logiciel s'appuie sur des équations d'état (EoS) et sur des corrélations thermodynamiques pour prédire avec précision les propriétés PVT nécessaires à l'analyse des performances d'écoulement et à la conception des systèmes de production.

Le but de ce chapitre est d'aborder les points suivants :

1. Examiner les puits du champ de Bhiret Aissa afin de connaître et confirmer le problème des dépôts d'asphaltènes dans ces puits.
2. **BRA01** est choisi comme candidat pour le traitement au Reformat.
3. Création d'un modèle de formation des asphaltènes pour définir les conditions de leur formation.
4. Passer de la maintenance curative à la maintenance préventive.
5. Assurer l'écoulement du brut depuis le réservoir jusqu'au centre de traitement.
6. Amélioration de la production : Limiter les couts d'interventions et augmenter la durée de vie des équipements
7. Proposition des solutions concernant les dépôts d'asphaltènes.

IV.2. Sélection de l'échantillon et préparation des données :

Avant de lancer la simulation, il est indispensable d'effectuer une série de contrôles pour s'assurer de la cohérence et de la qualité des données mesurées, afin qu'elles soient représentatives du fluide pétrolier extrait (en particulier la composition chimique et les fractions molaires des constituants).

Une vérification préalable a été réalisée pour confirmer que la somme des fractions molaires est égale à 100 %, que les variables sensibles à la pression varient de manière attendue, que les unités utilisées sont compatibles, et que le modèle de fluide adopté est approprié aux conditions du réservoir.

Dans le cadre de cette étude, la simulation des propriétés PVT a été menée à l'aide du logiciel **PIPESIM** de Schlumberger. Ce dernier permet, en intégration avec des modules tels que **Multiphase** ou **PVTi**, de caractériser le comportement thermodynamique des fluides en sélectionnant une équation d'état adaptée – notamment **Peng-Robinson** ou **Soave-Redlich-Kwong** – en vue de reproduire fidèlement les résultats expérimentaux issus des laboratoires.

Le tableau VI.1 présente un résumé des tests expérimentaux utilisés pour la sélection de l'échantillon du puits étudié. Les essais à masse constante (CCE), la libération différentielle (DL) et les tests de séparation ont été exploités pour calibrer et valider le modèle PVT dans l'environnement de simulation proposé.

Tableau IV. 1: Les données du puits BRA-1.

Type d'échantillonnage	Surface
Pression de réservoir	2403,364psia
Température de réservoir	109,08 °C
Pression de saturation	2300 psig
La densité de l'huile à la pression de saturation	0,653 g/cm ³
Flash GOR	134,1 cm ³ / cm ³
Solution GOR	133,2 cm ³ / cm ³

IV.3 Composition du mélange :

Les résultats de test de chromatographie réalisé sur un échantillon de surface de puits au niveau de laboratoire sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV. 2: Composition du fluide.

<i>Constituant</i>	<i>%Molaire</i>
Azote	1,97
Anhydride carbonique	0 ,239
Méthane	27,558
Ethane	13,429
Propane	10,573
iso-Butane	1,363
n-Butane	4,532
iso-Pentane	1,603
n-Pentane	2,862
Hexane	4,561
Heptane	5,01
Octane	3,562
Nonanes	3,569
Décane	3,283
Undécane	2,638
Dodécane plus	13,248
Totale	100

Propriétés des dodécane plus, C12+

Masse molaire moyenne, (g/mole) : 295

Densité à 15°C, (g/cm³) : 0,8895

Le tableau montre que le fluide contient une proportion élevée de gaz légers tels que le méthane et l'éthane, indiquant une nature gazeuse ou condensable. La présence significative de composants lourds (C12+) suggère un risque potentiel de dépôts comme les paraffines ou les asphaltènes lors de la production.

IV.4. Les résultats des tests de laboratoire :

IV.4.1. Test d'expansion à composition constante (CCE):

Le test d'expansion à composition constante aide à évaluer la relation pression-volume d'un échantillon de pétrole brut ou de condensat à une température constante. Dans ce test, la pression est abaissée étape par étape sans laisser échapper une partie de l'échantillon, permettant ainsi une composition constante des hydrocarbures dans la cellule PVT.

Les objectifs du test sont :

- ✓ Identifier la pression de saturation (pression bulle ou pression de rosée).
- ✓ Estimer la compressibilité du fluide au-dessus de la pression de saturation.
- ✓ Déterminer le facteur de compressibilité du gaz (Z).
- ✓ Étudier les changements de volume total du fluide effectués sous différentes conditions de pression.

Comportement éclairé (CCE), à température de réservoir @ T= 105 °C

Tableau IV. 3: Résultats de test CCE.

Pression relative (Psig)	Volume relatif (Vol/vol)	Masse volumique (g/cm ³)	Coefficient de compressibilité $\beta \cdot 10^6$ (1/psig)	Fonction Y
6000	0.935	0.698	--	--
5000	0.948	0.689	12.947	--

4000	0.962	0.678	15.229	--
3000	0.98	0.666	18.596	--
2500	0.991	0.659	22.001	--
Pb=2300	1	0.653	--	--
2000	1.069	--	--	2.18
1800	1.143	--	--	1.95
1600	1.253	--	--	1.73

Le tableau montre qu'au-dessus de la pression de bulle ($P_b = 2300$ psig), le fluide reste monophasique avec une densité décroissante et une compressibilité croissante. À P_b , le volume relatif atteint 1, marquant le début de la libération de gaz. En dessous de P_b , le fluide devient biphasique, avec une forte expansion volumique et une baisse de la fonction Y.

IV.4.2 Test de libération différentielle (DL) :

Le test de libération différentielle modélise l'épuisement de la pression du réservoir naturel. La pression est réduite progressivement à température constante, et le gaz sort par étapes (extraction par paliers). Une telle procédure entraîne un changement dans la composition du liquide restant, qui devient progressivement plus riche en constituants plus lourds.

Les objectifs de ce test sont :

- ✓ Estimer le facteur de volume de pétrole (B_o).
- ✓ Estimer le rapport gaz dissous à pétrole (R_s).
- ✓ Estimer la densité du pétrole résiduel.

VI.4.3 .Libération différentiel (DL) à température de réservoir @ T= 105 °C :

A) Propriétés de l'huile :

Tableau IV. 4: Résultats de test DL pour l'huile.

Pression relative (Psig)	Volume relatif [Vr] (Vol/vol)	Masse volumique [] (Vol/vol)	Facteur volumétrique de l'huile de fond [Bo] (Vol/vol)
6000	0.935	0.698	1.771
5000	0.948	0.689	1.794
4000	0.962	0.678	1.822
3000	0.98	0.666	1.856
2500	0.991	0.659	1.876
2300	1	0.653	1.893
1800	0.929	0.670	1.759
1400	0.808	0.686	1.666
1000	0.83	0.705	1.571
600	0.776	0.726	1.468
300	0.72	0.750	1.363
14.7	0.528	0.818	1

Les résultats montrent un comportement régulier de l'huile : le volume augmente jusqu'à la pression de bulle, puis diminue avec la chute de pression. Le facteur volumétrique [Bo] reflète clairement cette transition avec la libération progressive du gaz.

B) Propriétés des gaz libérés :**Tableau IV. 5: Résultats de test DL pour les gaz libérés .**

Pression relative (Psig)	Facteur de compressibilité "Z"	Volumen facteur $B_g \cdot 10^2$ (Vol/vol)	GOR Dissous (Vol/vol)	GOR libéré (Vol/vol)	Densité (air = 1)
2300			197.39	00	
1800	0.808	0.847	147.69	49.61	0.890
1400	0.83	1.025	117.02	80.28	0.893
1000	0.856	1.524	86.82	110.48	0.920
600	0.877	2.73	45.81	142.49	1.015
300	0.926	6.843	26.34	170.96	1.178
14.7	1.000		00	197.30	1.895

La libération du gaz augmente progressivement avec la baisse de pression, accompagnée d'une augmentation du facteur B_g et de la densité du gaz. Les valeurs sont cohérentes et bien adaptées à la modélisation du comportement du gaz en réservoir.

IV.4.4 Les tests de séparation :**Tableau IV. 6: Résultats de test de séparation**

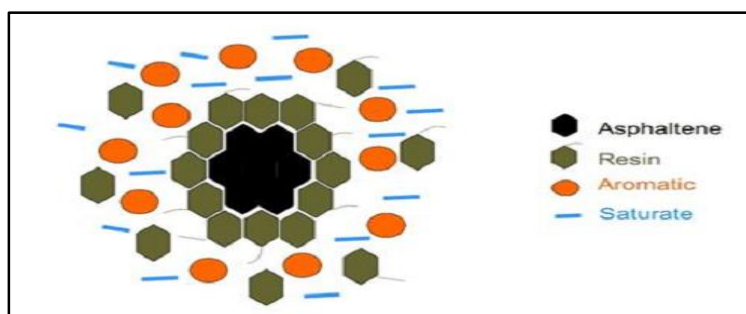
Pression (Psig)	Température (°C)	GOR (vol/vol)	Bo (cm ³ / cm ³)
61	38	147	1.471
14.7	15	197.11	1.672

Les résultats montrent qu'une baisse de la pression et de la température entraîne une augmentation notable du GOR et du facteur Bo, indiquant une libération plus importante du gaz. Ce comportement reflète la séparation physique du gaz dans des conditions de surface.

IV.5. Analyse SARA (SARA analysis) :

SARA ou Saturate, Aromatique, Résine et Asphaltène est l'une des méthodologies de purification du pétrole selon la fraction polaire, comme indiqué dans la structure de l'image VI.13.

Les aliphatiques (saturés) appartiennent à la fraction non polaire, incluant les



FigureIV- 1 : Les différentes fractions du pétrole (SARA).

hydrocarbures linéaires, ramifiés et cycliques (paraffiniques). Les composés polaires, contenant un ou plusieurs cycles aromatiques, sont des aromatiques. Les deux fractions restantes, résine et asphaltène, ont des substituants polaires. Les asphaltènes polymérisés sont non polaires et sont considérés comme volatils, donc extrêmement lourds.

L'analyse SARA du pétrole brut extrait du puits BRA-1 révèle une composition moyenne, comme présenté dans le tableau ci-dessous.

Tableau IV. 7: Les compositions moyennes SARA de pétrole brut.

Huile	Saturate	Aromatic	Resin	Asphaltènes
% Massique	69,875	22,836	6,932	0,357

VI.5.1. Calcul de l'indice de stabilité colloïdale (CSI) :

1.1.1. Formule : $CSI = \frac{\text{Saturates} + \text{Asphaltènes}}{\text{Aromatic} + \text{Resin}}$

1.1.2. $CSI = \frac{69,875 + 0,357}{22,836 + 6,932} = 2,36$

1.1.3. $CSI > 0,9 \rightarrow$ **forte probabilité de précipitation des asphaltènes.**

Cela indique une instabilité colloïdale importante dans le système.

VI.5.2. Calcul du rapport asphaltènes / résines :

1.1.4. $\text{Rapport} = \frac{\text{Asphaltène}}{\text{Résin}}$

1.1.5. $\text{Rapport} = \frac{0,357}{6,932} = 0,0515$

1.1.6. $\text{Rapport} < 1 \rightarrow$ les résines stabilisent efficacement les colloïdes d'asphaltènes, réduisant le risque de précipitation.

1.1.7. Même si le rapport asphaltènes/résines est faible ($\approx 0,05$), suggérant une bonne capacité de stabilisation par les résines, la valeur élevée du CSI (2,36) indique une instabilité colloïdale globale du système. Cela signifie que la précipitation des asphaltènes est très probable, notamment lors des variations de pression et de température dans la colonne de production.

VI. 6. Dépôts d'asphaltènes dans BRA1 :

Pour tracer l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes, il est nécessaire d'incorporer les résultats des analyses précédentes dans le logiciel. Ces informations incluent principalement :

- Dans "PVT laboratory fluid analysis"
 - L'analyse de composition de l'huile (répartition des composants C1 à Cn+).
 - Les résultats de l'analyse SARA (concentration des saturés, aromatiques, résines et asphaltènes).
 - A masse moléculaire et la densité

Dans "PVT Lab Experiments"

Multiflash (x64) - PVT Laboratory Fluid Analysis

Analysis units

Unit: Fluid mole %

	Component	Fluid amounts
1	N2	1,97
2	CO2	0,239
3	Methane	27,558
4	Ethane	13,429
5	Propane	10,573
6	iso-Butane	1,363
7	n-Butane	4,532
8	iso-Pentane	1,603
9	n-Pentane	2,862
10	C6	4,561
11	C7	5,01
12	C8	3,562
13	C9	3,569
14	C10	3,283
15	C11	2,638
16	C12+	13,248
Total:		100

Edit Components...

Pseudocomponents

Normal fractions: N-Paraffins

Distribution start: C11 N6

Pseudocomponents required: 4 1

No Lumping: ☐ User-defined cuts: ☐

Define cuts... Define cuts...

Molecular weight

Value: 85,308

Stock tank oil: ☐ Heaviest fraction: ☐ Single fluid: ☒

Density

Value: 0,818 SG

Stock tank oil: ☒ Heaviest fraction: ☐

SARA Analysis (STO)

Saturates: 69,875 Resins: 6,932

Aromatics: 22,836 Asphaltenes (nC7): 0,357

Estimate RA: ☐

Total wax content

Wax content (UOP-46) as mass %:

Estimate wax content: ☐

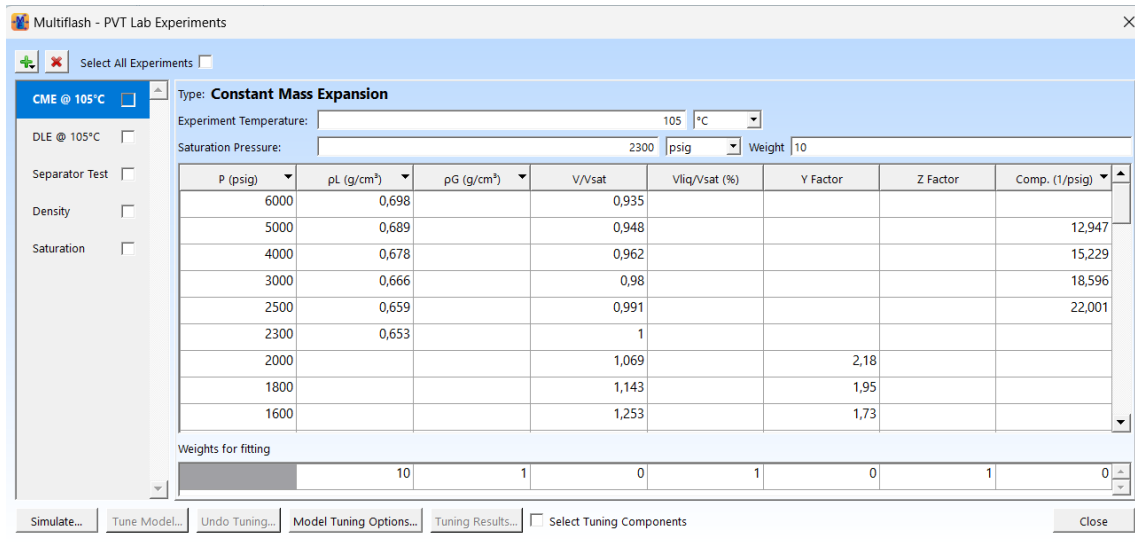
Total fluid: mol

Change to: Single Fluid Clear analysis Do characterization Close

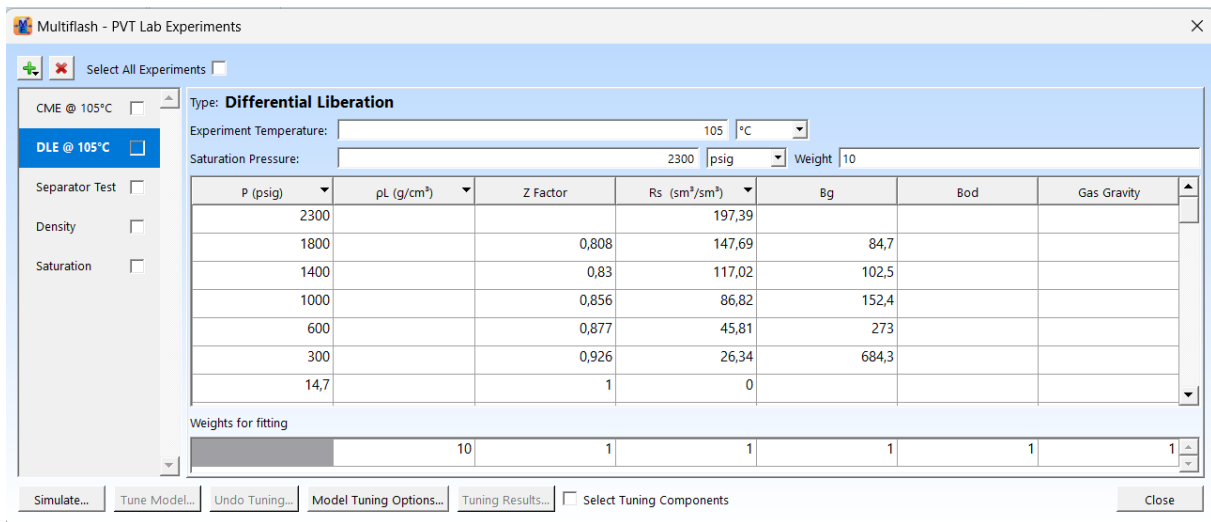
☐ Display distribution plot

FigureIV- 2: Les données L'analyse de composition et de SARA

- Les analyses de laboratoire : CCE, DL, Test de séparation et le densité et pression de saturation :



FigureIV- 3: Les données de CCE.



FigureIV- 4: Les données de DL.

Multiflash - PVT Lab Experiments

Select All Experiments ☐

CME @ 105°C ☐

DLE @ 105°C ☐

Separator Test ☒

Density ☐

Saturation ☐

Type: **Separator Test**

	T (°C)	P (psig)	ρ_L (g/cm ³)	GOR (sm ³ /s...)	Bo	Gas Gravity
Sat	105	2300	0,653			
	38	61		147	1,471	
	15	14,7		197,11	1,672	

Weights for fitting

	10	1	1	1
--	----	---	---	---

Simulate... Tune Model... Undo Tuning... Model Tuning Options... Tuning Results... ☐ Select Tuning Components Close

FigureIV- 5: Les données de Test de séparation

Multiflash - PVT Lab Experiments

Select All Experiments ☐

CME @ 105°C ☐

DLE @ 105°C ☐

Separator Test ☐

Density ☒

Saturation ☐

Type: **Density**

	T (°C)	P (psig)	ρ_L (g/cm ³)	ρ_G (g/cm ³)
	105	1800		0,89
	105	1400		0,893
	105	1000		0,92
	105	600		1,015
	105	300		1,178
	105	14,7		1,895

Weights for fitting

	10	1
--	----	---

Simulate... Tune Model... Undo Tuning... Model Tuning Options... Tuning Results... ☐ Select Tuning Components Close

FigureIV- 6: Les données de densité.

Multiflash - PVT Lab Experiments

Select All Experiments ☐

CME @ 105°C ☐

DLE @ 105°C ☐

Separator Test ☐

Density ☐

Saturation ☒

Type: **Saturation Pressure**

	T (°C)	P (psig)
	105	2300

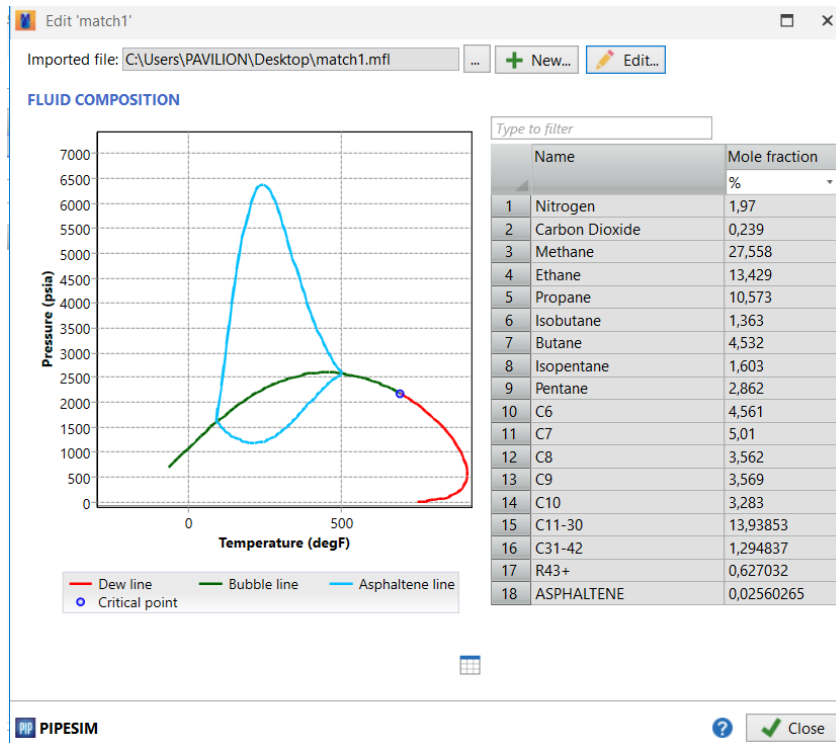
Weights for fitting

	1
--	---

Simulate... Tune Model... Undo Tuning... Model Tuning Options... Tuning Results... ☐ Select Tuning Components Close

FigureIV- 7: La pression de saturation.

Les informations ci-dessus sont nécessaires pour construire un modèle précis dans le module **Multiflash** de **PIPESIM**, ce qui permettra d'obtenir l'Enveloppe de Dépôt d'Asphaltenes (ADE – *Asphaltene Deposition Envelope*) c'est-à-dire le diagramme qui montre les zones où la précipitation des asphaltenes est thermodynamiquement possible.



FigureIV- 8: Courbe de phase (Enveloppe d'asphaltène).

IV.7. Modélisation de la colonne verticale pour les puits :

La modélisation de la colonne verticale a été réalisée à l'aide du logiciel **PIPESIM**. Ce logiciel permet de simuler et d'évaluer la performance des puits producteurs en prenant en compte l'écoulement triphasique (huile, gaz, eau) depuis le fond du réservoir jusqu'au séparateur. PIPESIM offre une modélisation détaillée du tubing, intégrant les profils de pression, de température et les comportements d'écoulement multiphasique tout au long de la colonne de production.

IV.7.1. Données nécessaires :

La modélisation à l'aide du logiciel PIPESIM comporte plusieurs aspects :

- A) Test de Jaugeage : débit d'huile, Water cut, GOR, Pression de tête,
- B) Test PFD et PFS
- C) La complétion de puits

Les résultats obtenus sont montrés dans le tableau.

Tableau IV. 8: Les données du réservoir.

	Pression de	Température				Q(m3/j)
GAUGEAGE	réservoir	de réservoir	GOR(sm3/sm3)	watercut	API	DATA
DATE	(psig)	(Deg C)				07/09/2019
BRA1	2403,364	109,8	224,81	0	38,98	135,36

Les données reflètent un réservoir actif avec une pression et une température élevées, sans présence d'eau. Le pétrole est léger et le débit journalier indique une bonne performance de production.

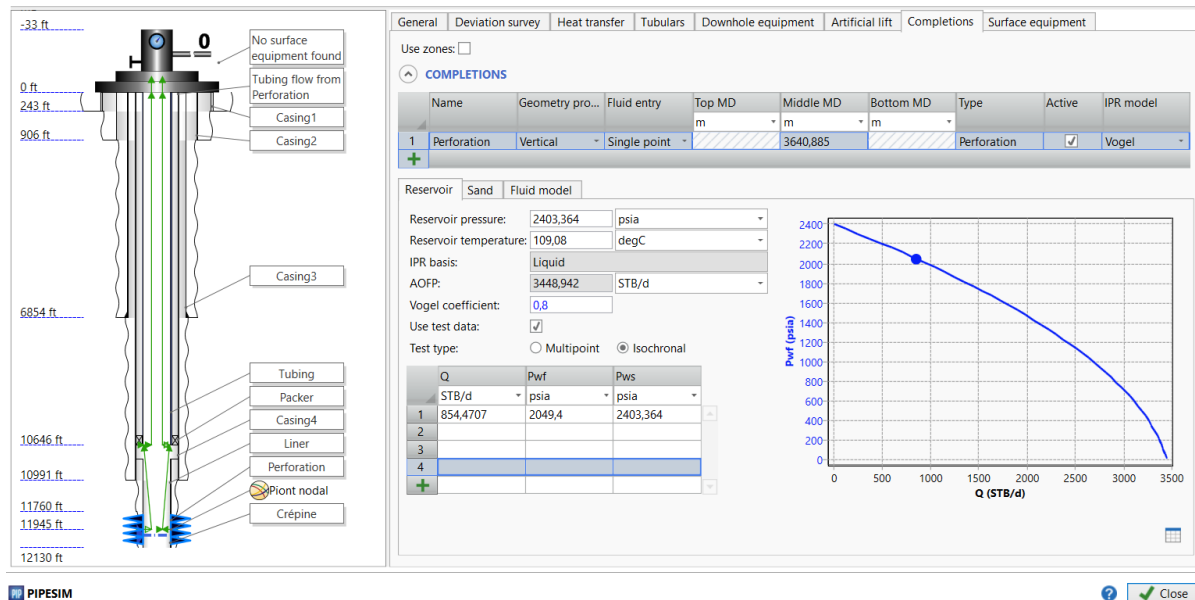
Tableau IV. 9: Les résultats de Test de PFD

DATE	PRESSION (PSI)	TEMPERATURE (DEGC)
29/09/2019	2049,4	109,08

Tableau IV. 10: résultats de Test de PFS

Date	Pression (psi)	Température (DegC)
Sep 2018	2403,364	109,08

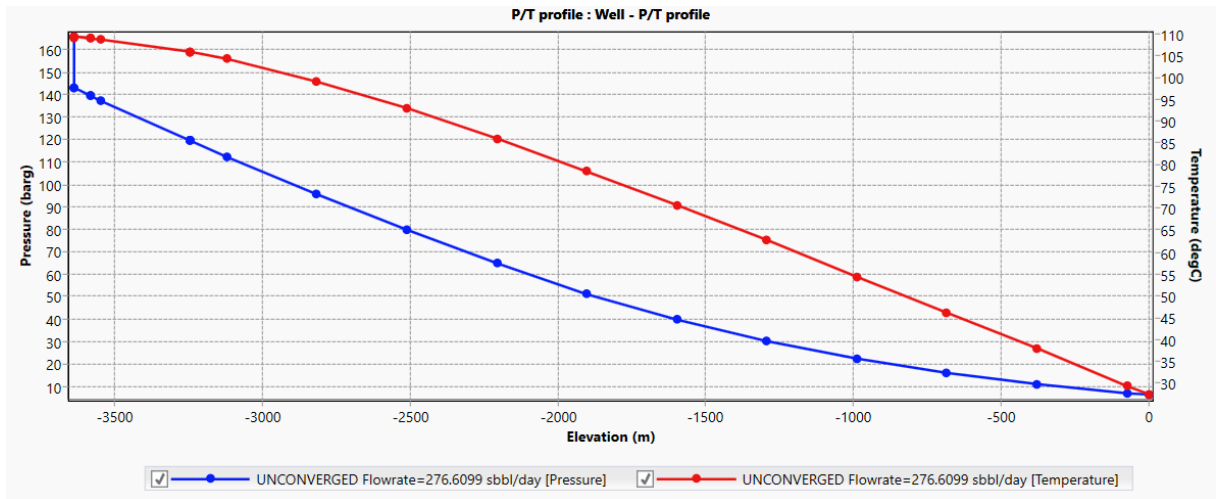
Les résultats sont pris au point nodal, au milieu de la crépine (3640,885m) montrent une diminution de la pression entre les tests PFS et PFD, tandis que la température reste constante, ce qui indique une déplétion progressive du réservoir. Cette baisse traduit l'effet continu de la production sur la pression du gisement au fil du temps.



FigureIV- 9: La complétion de puits BRA1.

IV.7.2. Analyse du phénomène de bouchage du tubing :

La surveillance des profils de pression et de température dans le tubing pendant l'écoulement du fluide permet d'identifier les zones de profondeur où une précipitation des asphaltènes est susceptible de se produire. L'utilisation du logiciel PIPESIM a permis de générer un diagramme illustrant les conditions de pression et de température de l'huile en fonction des différentes profondeurs dans le tubing (voir FigureIV.10).



FigureIV- 10: Profile de pression et de température en fonction de la profondeur.

Le tableau suivant représente les conditions thermodynamique (pression et température) pour différentes cotes de profondeur.

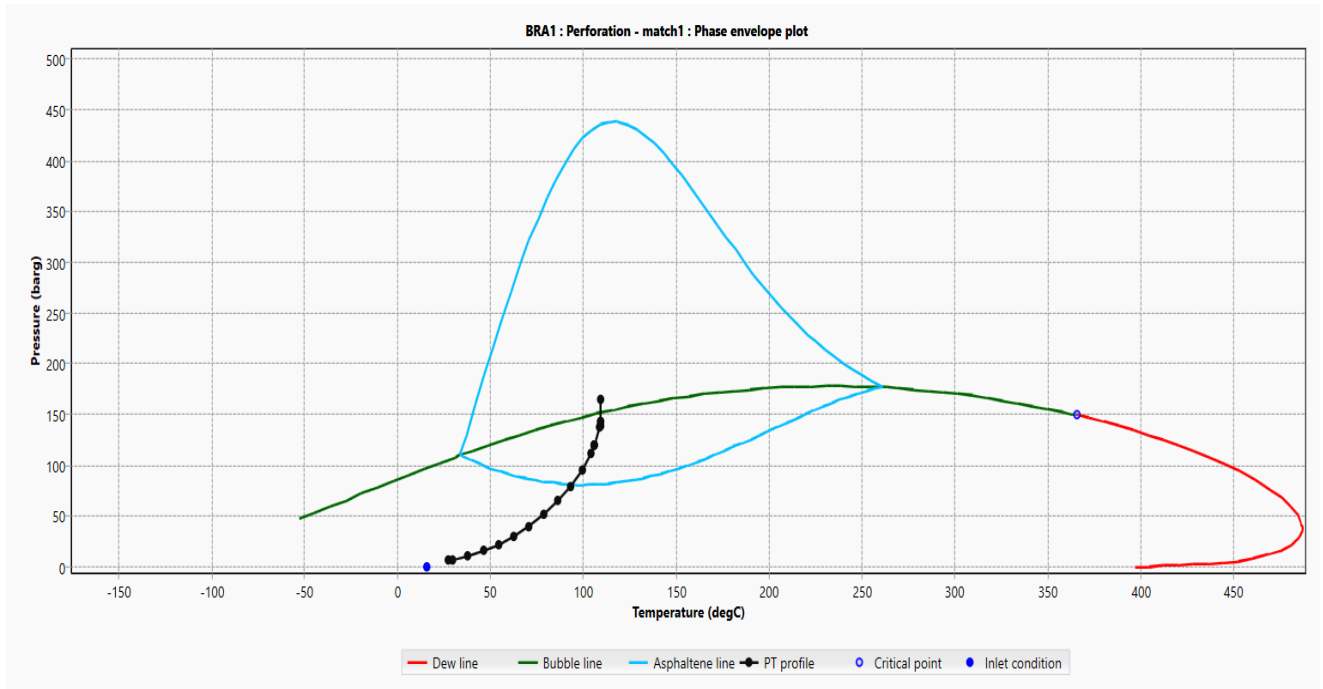
Tableau IV. 11: Pression et température en fonction de la profondeur.

Elévation (m)	Pressure (barg)	Température (degC)
-3640,885	165,7089	109,0778
-3584,34	139,5082	109,0125
-3122	112,4596	104,1863
-2817,2	95,51038	99,11499
-2207,6	64,82285	86,00524
-1902,8	51,60131	78,56371
-1598	40,0698	70,76985
-1293,2	30,31759	62,69771
-988,4	22,31597	54,45085
-683,6	15,93511	46,20405

-378,8	10,9729	37,89849
-74	7,193802	29,4725
-5,54428E-13	6,428541	27,4273

Les données montrent une augmentation régulière de la pression et de la température avec la profondeur, reflétant un gradient géologique normal dans le réservoir. La stabilité relative de la température à grande profondeur suggère une zone thermiquement équilibrée.

Les données du Tableau IV.11 sont reportées dans l'enveloppe de déposition d'asphaltènes.



FigureIV- 11: Déposition d'asphaltènes dans le tubing.

D'après ce graphique, on constate qu'une grande partie du tubing est menacée par les dépôts d'asphaltènes, soit plus de 1138 mètres du tubing (la partie située à l'intérieur de l'ADE). Il indique également que la précipitation des asphaltènes commence depuis le

fond du puits et se prolonge jusqu'à la cote de 2502 mètres du tubing, ce qui représente la profondeur maximale à risque de précipitation des asphaltènes.

Les opérations de Wireline effectuées montrent que les asphaltènes se forment dans la partie inférieure du tubing, ce qui est en accord avec les résultats fournis par le logiciel PIPESIM.

Tableau IV. 12: Côte de frottement

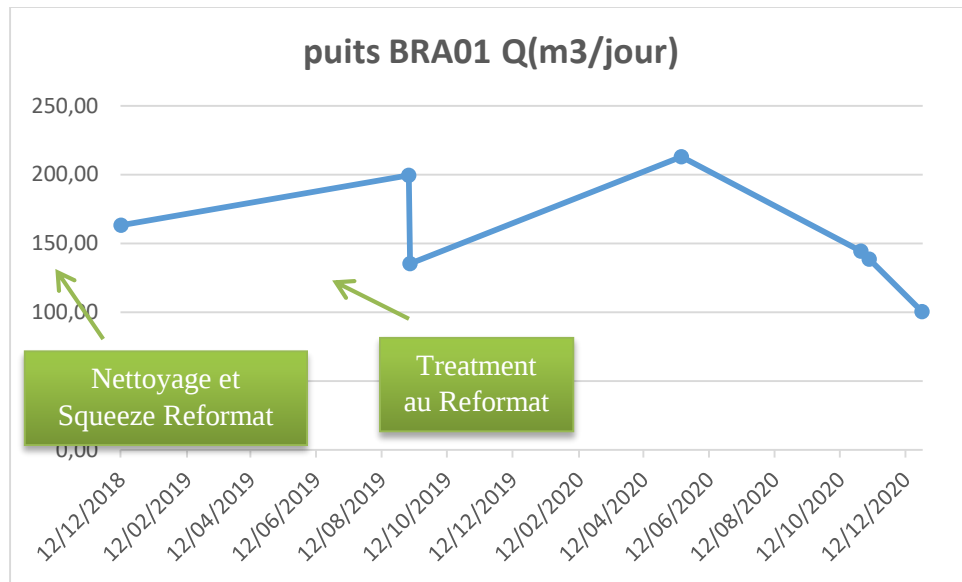
Date	Côte de frottement	Pression de tête	Température de tête
04/02/2019	3632	12	42
02/06/2019	3600	13	44
29/09/2019	3667	10,5	48
13/01/2020	3680	11	38
05/08/2020	3667	12,5	40

IV.8. Historique de traitement de puits BRA01 :

Jusqu'à présent, le problème de dépôt d'asphaltènes est posé dans le puits BRA01.

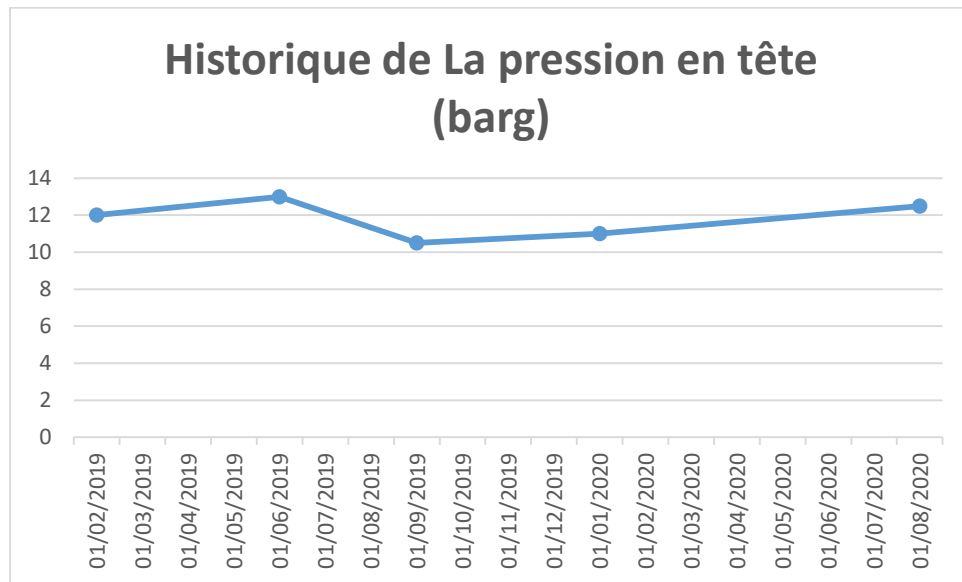
Il a subi plusieurs opérations de traitement avec le reformat

Les différents traitements sont illustrés dans la **figure V.12**.



FigureIV- 12: Historique de traitement de puits BRA01.

Le puits **BRA01** produit avec un faible débit. En raison de cette situation et afin d'éviter l'endommagement ou le bouchage total de la formation avec les asphaltènes, il est fortement recommandé de stimuler le puits avec un solvant approprié.



FigureIV- 13: Historique de pression en tête BRA01.

IV.9. Traitement de problème des dépôts d'asphaltènes :

IV.9.1. Traitement mécanique avec grattage :

Depuis l'apparition des premiers dépôts plusieurs opérations de grattage ont été réalisées par le service Wire Line pour remédier à ce problème. La fréquence des interventions a augmenté avec le temps vu l'augmentation des dépôts, ces opérations ont devenu quotidiennes ce qui a engendré plusieurs coincements ce qui a généré des coûts supplémentaires pour le repêchage du train Wire Line et à provoquer une chute de la production, et ça a rendu le traitement mécanique impraticable sur ce puits.



FigureIV- 14: Gauge cutter (GC86 mm).

Le traitement mécanique avec grattage a causé plusieurs problèmes, pour cette raison l'opération de grattage a été arrêtée et remplacée par une méthode de traitement chimique.

VI.9.2. Traitement de puits BRA-1 avec le Reformat :

Le reformat est choisi comme un solvant approprié pour le traitement du puits. Le but de ce traitement est de nettoyer les restrictions d'asphaltènes et de rétablir la productivité du puits par le nettoyage du tubing 4"1/2 et le nettoyage du fond et les perforations. Cette opération est effectuée par l'utilisation de l'Unité de Coiled Tubing.

Les équipements et la fiche technique de puits sont dans l'annexe **A1 et A2**.

- **Procédure du traitement :**

- ✓ Vérification du circuit tête de puits, torche, etc.
- ✓ Equiper les annulaires avec des manomètres étalonnés.
- ✓ Installer l'équipement de l'unité **Coiled Tubing**.
- ✓ Vérifier les volumes, produits chimiques et connections, etc.
- ✓ Tester CT et lignes de pompage avec de l'eau douce à 5000 psi pendant 15 min, puis ouvrir vers la collecte pour chasser l'eau douce.
- ✓ Ouvrir le puits et commencer la descente du CT avec circulation au reformat pur avec 0,3 BPM jusqu'au top sédiment, soit à 2300 m, surveiller le poids du CT lors de la descente.
 - **S'il y a friction au cours de la descente, réduire la vitesse du CT, augmenter le pompage.**
 - **Faire régulièrement des pulls tests du CT lors de la descente.**
- ✓ CT à 2300 m, augmenter le débit de pompage du reformat pur et continuer la descente jusqu'au TD soit à 3715m.
- ✓ Remonter le CT à 3579m, commencer le nettoyage de la crépine avec du reformat pur en plusieurs passes, et en faisant du jetting tout le long de l'intervalle de la crépine (3584-3698) m.
- ✓ CT à 3715m, pomper 01m³ de **gel nitrifié** suivi de 01 m³ d'**azote** à débit maximal.
- ✓ Remonté CT, et initier un kick off à 2800m jusqu'à s'assurer que le retour est clair sur torche.
- ✓ Remonter le CT en surface tout en pompant de l'azote à faible débit.
- ✓ Remonter du CT en surface.
- ✓ Une fois le coiled tubing en surface, fermer et sécuriser le puits, et laisser la plateforme propre.

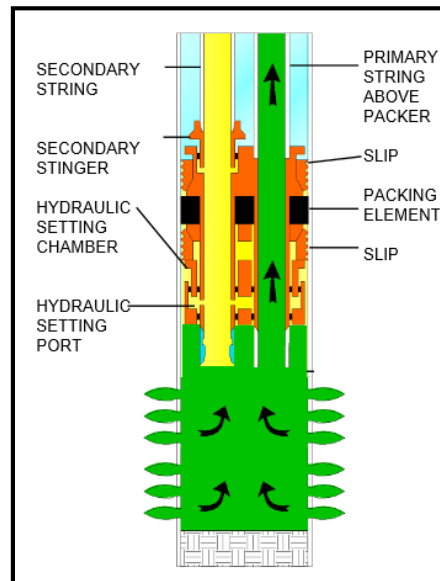
A la fin du traitement un contrôle du tubing avec **Wire Line** a été effectué, les résultats de l'opération ont montré qu'il y a un passage libre dans les parties traitées.

VI.10. Solutions proposées :

Afin de résoudre le problème des dépôts d'asphaltènes ou de le retarder, plusieurs solutions présentées ci-dessous.

a) Double complétion

Utilisation de deux tubing en parallèle un pour la production et l'autre plus petit pour l'injection de solvant ou pour l'anti-dépôt.

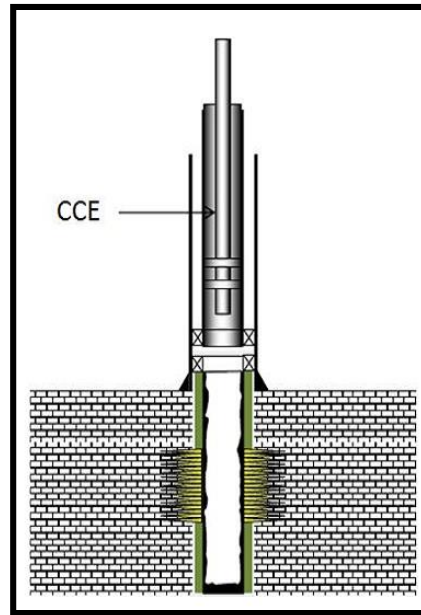


FigureIV- 15: Double complétion

b) Installation d'un concentrique

Dans le domaine de production, le macaroni est couramment utilisé pour résoudre le problème de dépôt de sel, il est également employé dans le domaine de gaz lift.

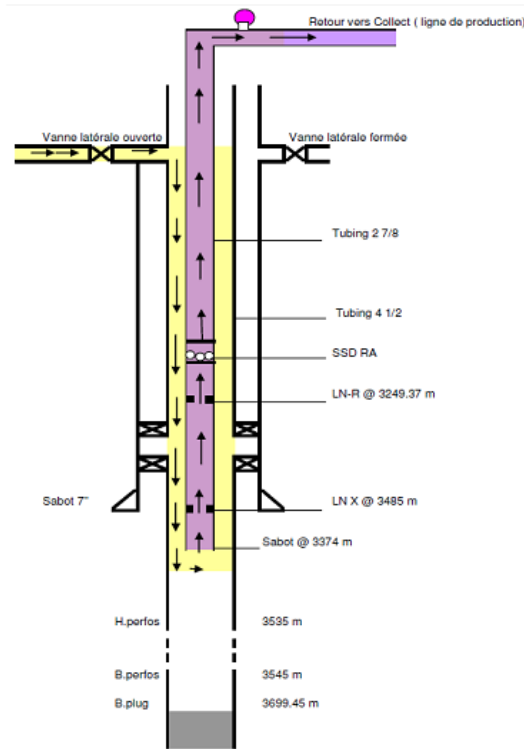
Etant donné que les puits de **BRA01** posent un problème de dépôt d'asphaltènes, donc l'installation d'un concentrique est une solution dans ces puits pour véhiculer le reformat au fond de puits sans recourir au CT.



FigureIV- 16: Concentrique

c) Opération Bullhead

Cette complétion consiste à équiper le puits par un tubing à l'intérieur d'un autre tubing (2''7/8 à l'intérieur d'un 4''1/2). Et en utilise EA tubing-tubing pour l'injection du reformat ou d'un inhibiteur de déposition d'asphaltènes.



FigureIV- 17: Opération Bullhead avec injection du reformat.

IV.11. Conclusion :

La formation de dépôts d'asphaltènes est l'un des problèmes les plus fréquents associés à la production de pétrole brut. Cela cause des dommages au réservoir avec une réduction de la productivité des puits de pétrole et un blocage des tubages de production et des installations de production.

Il est nécessaire, avant toute intervention, de réaliser une étude complète incluant l'historique du puits, les paramètres thermodynamiques (pression et température) qui favorisent la déposition, ainsi qu'une analyse des fluides et des échantillons de déposition récupérés.

Avec les données expérimentales de PVT et les propriétés physico-chimiques du pétrole du champ de Bhiret Aissa, l'enveloppe de déposition des asphaltènes est construite en utilisant le logiciel PIPESIM. À partir des valeurs de pression et de température au fond

du puits, ainsi qu'à travers l'analyse nodale, nous avons constaté initialement (durant le début de la production) que le puits BRA01 était en dehors de l'enveloppe, ce qui signifie qu'il n'y avait pas de précipitation d'asphaltènes. Pendant la phase de production, la pression du puits diminue (déplétion naturelle), ce qui provoque le déplacement du puits à l'intérieur de l'enveloppe, moment auquel les asphaltènes commencent à précipiter. Plus la pression est basse.

Conclusion générale

Conclusion général :

La formation des **dépôts d'asphaltènes** constitue l'un des défis majeurs dans l'industrie pétrolière, en particulier dans les champs à production prolongée ou à conditions thermodynamiques variables. Ces dépôts entraînent des obstructions dans les lignes de production, la réduction du débit des puits, des dommages à l'équipement de fond et une augmentation significative des coûts d'exploitation.

À travers cette étude appliquée au **champ de Bhiret Aïssa (BRA)**, nous avons mené une analyse approfondie visant à comprendre les mécanismes de formation des asphaltènes et à proposer des solutions pratiques et adaptées aux conditions du champ.

L'analyse PVT du fluide issu du puits **BRA-01**, complétée par les essais de laboratoire (tests CCE, DL, séparation) et l'analyse SARA, a permis de déterminer les propriétés thermodynamiques du fluide, ainsi que son potentiel de précipitation asphalténique. L'exploitation du logiciel **PIPESIM** a été déterminante pour modéliser le comportement du fluide dans la colonne de production, en simulant les profils de pression et de température. Cela a permis de construire **l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes (ADE)**, identifiant les zones critiques de précipitation tout au long du tubing.

Les résultats de simulation ont été validés par des données de terrain et des interventions de Wire Line. Ils montrent que le phénomène de dépôt débute depuis le fond du puits et s'étend jusqu'à plus de 2500 mètres. La stratégie curative, initialement basée sur le grattage mécanique, a révélé de nombreuses limites opérationnelles, ce qui a conduit à l'adoption de la solution **chimique avec le Reformat**, mise en œuvre via une unité de **Coiled Tubing**.

En complément, des **solutions préventives** ont été proposées pour éviter le retour fréquent des dépôts, notamment :

- La **double complétion** (deux tubings pour production et injection),
- L'installation de **concentrique** pour injection ciblée de solvant,
- La technique **Bullhead** pour traiter efficacement la section perforée.

cette étude met en évidence l'importance de l'approche intégrée entre simulation, expérimentation et retour terrain. Elle recommande :

1. Le passage d'une maintenance réactive à une stratégie préventive.
2. L'usage systématique des outils de modélisation thermique pour anticiper les zones de risque.
3. Une surveillance régulière des paramètres P/T au sein du tubing.
4. Une meilleure intégration des équipes de production, de laboratoire et de simulation pour assurer un traitement optimal.

Cette méthodologie peut servir de **référence** pour des champs pétroliers confrontés à des problématiques similaires, en Algérie comme ailleurs.

Références Bibliographiques :

- [1]. Hashem Mokhtar Ali Flow Assurance 2023 Session in Reservoir Engineering
- [2] Chevron Flow Assurance Overview and Challenges May 2022 Haijing Gao
- [3] Carey, F. A. 2023. Chemical compounds of hydrocarbon, Britannica, <https://www.britannica.com/science/hydrocarbon>
- [4] Ouellette, R.J. and Rawn, J.D., 2015. Principles of organic chemistry. Academic Press.
doi.org/10.1016/C2014-0-02430-6
- [5] **Atkins, P., & Jones, L. (2010).** *Chimie : molécules, matière et transformations*. De Boeck Supérieur.
- [6] Carrizales, M.J., Jaramillo, J.E. and Fuentes, D., 2015. Prediction of multiphase flow in pipelines: literature Review. *Ingeniería y Ciencia*, 11(22), pp.213-233.
- [7] Prosperetti, A. and Tryggvason, G. eds., 2009. Computational methods for multiphase flow. Cambridge University Press.
- [8] PIPESIM Fundamentals, 2015, <https://www.nexttraining.net/course/pipesim-fundamentals/382>
- [9] Santos, H.F., Perondi, E.A., Wentz, A.V., et al., 2020. Annelida, a Robot for Removing Hydrate and Paraffin Plugs in Offshore Flexible Lines: Development and Experimental Trials. *SPE Production & Operations*, 35(03), pp.641-653.
- [10] Soltani Soulgani, Bahram, A Novel Method for Mitigation of Asphaltene Deposition in the Wellstring; Rashtchian, Davood, Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, I.R. IRAN 2010
- [11] Production Network, Flow Assurance & Pipeline Modeling, NOVA Technologies oil and gas engineering consultancy, <https://novaogc.com/our-systems-and-solutions/production-network-flow-assurance-pipeline-modeling/>
- [12] Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids
- [13] Asphaltenes Chemical Transformation during Hydroprocessing of Heavy Oils
- [14] Asphaltenes Fundamentals and Applications.
- [15] Speight, J. G. (2007). The Chemistry and Technology of Petroleum. CRC Press.
- [16] Mullins, O. C., Sheu, E. Y., Hammami, A., & Marshall, A. G. (2007). Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics. Springer.

[17] Mullins, O. C., Sheu, E. Y., Hammami, A., & Marshall, A. G. (Eds.). (2007). *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*. Springer

[18] -Mémoire Présenté Par : M.DEBIHI Alaeddine –theme modélisation et caractérisation de comportement phasique et volumétrique de fluide cas d'étude : le champ Bhiret Aissa 04/2018