

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**DERRAR Mimoune, LAOUABDIA Oumaima**

-THEME-

---

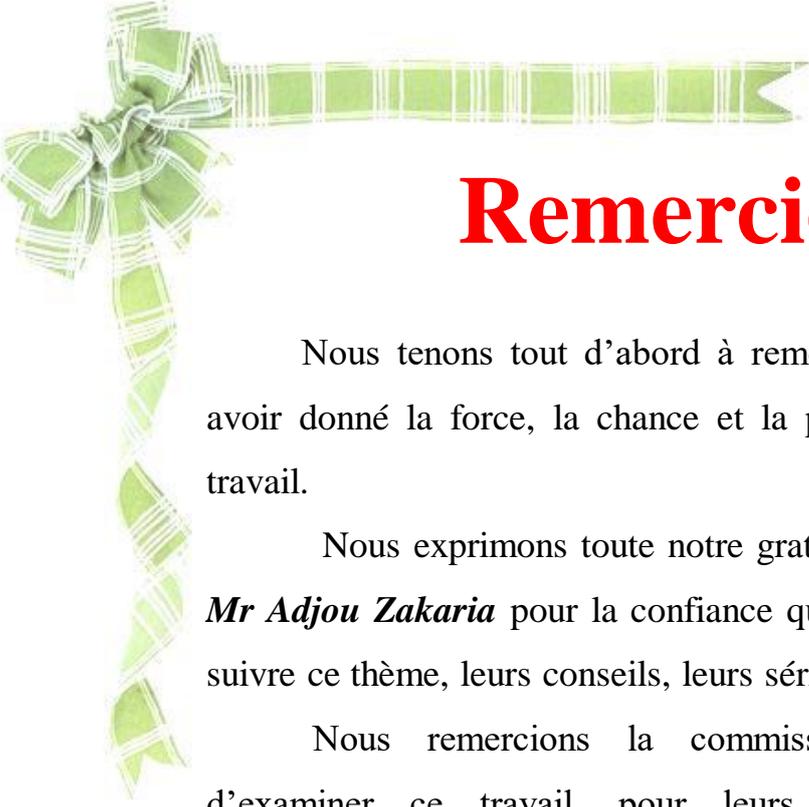
**Etude de traitement et la modélisation des dépôts  
d'asphaltènes dans le champ de Haoud Berkaoui  
(Puits BKO3)**

---

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	<b>Gareh Salim</b>	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur :	<b>Boufades Djamilia</b>	MAA	Univ. Ouargla
Examineurs :	<b>Miloudi Mustapha</b>	MAA	Univ. Ouargla
Co-encadreur :	<b>Adjou Zakaria</b>	Doctorant	Univ. Ouargla



# Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous exprimons toute notre gratitude à *Mme Boufades Djamila* et *Mr Adjou Zakaria* pour la confiance qui nous a témoigné en acceptant de suivre ce thème, leurs conseils, leurs sérieux et leurs disponibilités.

Nous remercions la commission d'examen, d'avoir accepté d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constrictives.

Nos remerciements vont également à tous le personnel du service technique puits à leur tête le chef service : *Mr ABBACI Boussad*, *Mr BEKKOUCHE Mohammed Ismail* et *Mr FORTAS Mohammed Anis*, pour leurs suivi, leurs patience sans limites et leurs remarques qui nous ont été précieuses , sans oublier de remercier *Mr REDJDAL Hani* , ainsi que tous le personnel de la division *EP-DP Haoud-Berkaoui* , pour toutes leur aides et leurs efforts dans ce travail.

Nous tenons aussi à dire un grand merci pour tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus d'étude.

Enfin, nous remercions nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années



# Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

A mon cher père **\*SALAH\*** pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

A ma chère mère **\*MALIKA\*** pour toutes ses prières qui m'ont donné l'appui qui m'a montré.

A ma famille surtout mon cousin, mon frère et mon proche **YACINE** et mon encadreur **Dr. Adjou** et ma sœur, ma binôme **OUMAIMA**. A mon cher ami **Fortas Mouhammed Anis** qui nous a guidés à réaliser ce travail.

A tous mes ami(e)s avec eux j'ai passé mes meilleurs moments. A tous mes collègues de la promotion Master 2 Production académique « 2015-2020 »

A toute personne prie pour mon succès et mon bonheur.

*- Derrar Mîmoune -*



# Dédicace

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but

Je dédie ce modeste travail en premier lieu à ma chers maman **SAMIRA** que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments pour son aide en témoignage de mon profond amour et respect pour ses grands sacrifices.

A mon très cher père, son soutien, son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A ma puce ma jumelle et ma seconde moitié **Amira**.

A mon binôme et mon frère **Mimoune**.

A notre promoteur consultant **Dr. ADJOU ZAKARIA** pour nous avoir diligentés tout au long de ce travail, pour sa compréhension et ses compétences.

A mon cher ami **Fortas Mouhammed**.

A mes meilleures copines **Kouki, Fatima** et **Nour** Je n'oublie pas nos beaux jours ensemble

A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

*-Laouabdía Oumaíma-*

# Résumé

## ملخص

الترسيبات العضوية ، وخاصة الأسفلتين. التي تحدث بالقرب من جوانب البئر أو حتى نظام الإنتاج مرتبطة بانخفاض الخصائص الديناميكية الحرارية للخزان وكذلك التغير في تكوين الزيت المنتج. دراسة ظروف الترسيب واستقرار الأسفلتين وكذلك تفسير منحنيات ترسيبه و التي تحدد مناطق الامان التي تسمح للمهندسين بالعمل خارج هذه الظروف ، اضافة الى الاختيار الصحيح للمذيبات في حالة المعالجة. تم الحصول على هذه المنحنيات عدديًا باستخدام برنامج PIPESIM اعتمادا على النتائج التجريبية (ضغط الخزان لكل تدرج ثابت للحرارة).

**الكلمات المفتاحية:** الأسفلتين ، الترسيب ، المذيب العضوي ، التحفيز ، مؤشر الإنتاجية ، ضغط بداية الأسفل

## Abstract

Organic depositions, in particular asphaltenes, near wellbore and even the production system are linked to the drop in thermodynamic reservoir conditions as well as the change in the composition of the oil produced. The study of the conditions of precipitation and stability of asphaltenes, as well as the interpretation of the precipitation curves of asphaltenes which determine the safety zones allowing engineers to work outside these conditions, in addition to the correct choice of solvents in the event of treatment. These curves were obtained numerically using PIPESIM software using the experimental results (formation pressure for each temperature step).

**Keywords:** Asphaltene, deposition, organic solvent, stimulation, productivity index, Asphalten Onset Pressure

## Résumé

Les dépositions organiques en particuliers les asphaltènes, aux abords de puits voir même le système de production sont liées à la chute des conditions thermodynamiques de réservoir ainsi que le changement de la composition de l'huile produite. L'étude des conditions de précipitation et de stabilité des asphaltènes, ainsi que l'interprétation des courbes de précipitation des asphaltènes qui déterminent les zones de sécurité permettant aux exploitants de travailler en dehors de ces conditions, en plus le bon choix des solvants en cas de traitement. Ces courbes ont été obtenues numériquement à l'aide de logiciel PIPESIM en utilisant les résultats expérimentaux (pression de formation pour chaque palier de température).

**Mots clés :** Asphaltène, déposition, solvant organique, stimulation, indice de productivité, Asphalten Onset Pressure.

## Tableau des Matières

<b>Remerciements</b>	I
<b>Dédicaces</b>	II
<b>Résumé</b>	IV
<b>Tableau des Matières</b>	V
<b>Liste des figures</b>	VIII
<b>Liste des tableaux</b>	X
<b>Liste des abréviations</b>	XI
<b>Introduction</b>	01

### Chapitre I : Généralités sur les asphaltènes

<b>I.1- Généralités sur le pétrole brut</b>	02
I.1.1- Composition Chimique des bruts Pétroliers	02
<b>I.2- Définition des asphaltènes</b>	02
<b>I.3- Composition Chimique des asphaltènes</b>	03
I.3.1- Fractionnement par distillation	04
I.3.2- Analyse SARA	05
I.3.3- Analyse élémentaire	07
<b>I.4- Structure moléculaire des asphaltènes</b>	07
<b>I.5- Caractérisation des asphaltènes</b>	08
<b>I.6- Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes</b>	09
<b>I.7- les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes</b>	09
I.7.1- Les paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile	09
I.7.2- La Vitesse de Filtration de l'huile	13
I.7.3- Injection de CO <sub>2</sub>	13
I.7.4- Gaz-lift	13
I.7.5- Eau de formation	13
I.7.6- L'acidification matricielle	13
<b>I.8- Localisation des dépôts d'asphaltènes</b>	13
<b>I.9- Les problèmes de dépôts d'asphaltènes</b>	14
<b>I.10- Critères de choix de fluide de traitement</b>	14

I.10.1-la stimulation au moyen de solvants, les traitements de puits pressés	14
I.10.2- le dépistage des solvants ou des produits chimiques	15
<b>I.11-Mécanismes de prévention et lutte contre les dépôts des asphaltènes</b>	15
I.11.1- Traitement mécanique par grattage	15
I.11.2- Traitement Chimique	16
I.11.3- Revêtement du tube	17

## Chapitre II : Analyse Nodale

II.1- Introduction	18
II.2-Importance de l'analyse Nodale	18
II.3- Concept de l'analyse nodale	19
II.4- Procédure et L'application de l'analyse nodale	20
II.4.1- Procédure	21
II.4.2-Application	21
<b>II.5- Le choix de Nœud</b>	21
II.5.1- les différentes positions des nœuds	22
<b>II.6- Objectifs de l'analyse nodale</b>	25
<b>II .7- Equations de performance d'un puits</b>	26
II .7.1- Généralités sur les performances du réservoir	26
II.7.2- Notion d'indice de productivité	26
II.7.3- Construction des IPR dans les puits d'huile verticaux	28

## Chapitre III : Modélisation de l'enveloppe des dépôts d'asphaltènes

<b>III-1 Présentation de la zone Haoud Berkaoui</b>	32
III-1-1 Situation géographique	32
III-1-2 Les champs de la région	33
<b>III-2 Géologie de champ Haoud Berkaoui</b>	34
III-2-1 La stratigraphie	34
	36
<b>III-3 Le réservoir</b>	
III-3-1 Les caractéristiques initiales de réservoir	36

III-3-2 Les problèmes techniques d'exploitation	36
<b>III-4 Dépôts d'asphaltènes dans le gisement de Haoud Berkaoui Ouest</b>	<b>37</b>
III-4-1 Le but de cette étude	37
III-4-2 Aperçu sur le logiciel (PIPESIM)	38
III-4-3 Modélisation des puits	38
III-4-4 Etude du cas (Cas de puits BKO3)	38
III-4-5 Traitement de problème des dépôts d'asphaltènes	50
III-4-6 Analyse Nodale	52
<b>Conclusion</b>	<b>57</b>
<b>Recommandations</b>	<b>58</b>
<b>Bibliographies</b>	<b>59</b>
<b>Annexe</b>	<b>61</b>

## Liste des figures

<b>Figure I.1.</b> Composition chimique des asphaltènes.	3
<b>Figure I.2.</b> Composition chimique asphaltènes.	3
<b>Figure I.3.</b> Fractionnement par distillation.	5
<b>Figure I.4.</b> SARA analysis procedure.	5
<b>Figure I.5.</b> composition élémentaire des asphaltènes.	7
<b>Figure I.6.</b> structure des asphaltènes selon le modèle yen.	8
<b>Figure I.7.</b> effet de pression sur la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brute à la température de réservoir.	10
<b>Figure I.8.</b> effet de température sur la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brute a la pression de 3034.7 PSIA.	11
<b>Figure I.9.</b> phénomène de floculation des asphaltènes.	12
<b>Figure I.10.</b> les emplacements possibles de déposition des asphaltènes.	14
<b>Figure I.11.</b> Gauge Cutter (outil wire line).	17
<b>Figure II.1.</b> Les pertes de charges au cours de production.	18
<b>Figure II.2.</b> Les différentes positions possibles des nœuds.	19
<b>Figure II.3.</b> Courbe out flow et inflow.	22
<b>Figure II.4.</b> L'effet de la pression de séparation.	22
<b>Figure II.5.</b> L'effet du diamètre du flowline.	23
<b>Figure II.6.</b> L'effet des différentes courbes IPR.	24
<b>Figure II.7.</b> L'effet du déclin de la pression du réservoir.	25
<b>Figure II.8.</b> Variation de PI en fonction de régime d'écoulement.	27
<b>Figure II.9.</b> IPR selon Vogel pour réservoir sous saturé.	30
<b>Figure II.10.</b> Ecoulement linéaire.	31
<b>Figure III.1.</b> La situation géologique de Haoud Berkaoui.	32
<b>Figure III.2.</b> La fiche stratigraphique du champ.	35
<b>Figure III.3.</b> Les différentes fractions du pétrole (SARA).	39
<b>Figure III.4.</b> Diagramme des phases.	39
<b>Figure III.5.</b> Diagramme pression / température de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes.	42
<b>Figure III.6.</b> Enveloppe de dépôts d'asphaltènes.	47
<b>Figure III.7.</b> Evolution de la pression de réservoir et de fond.	49
<b>Figure III.8.</b> Profil de production des puits BKO3.	51

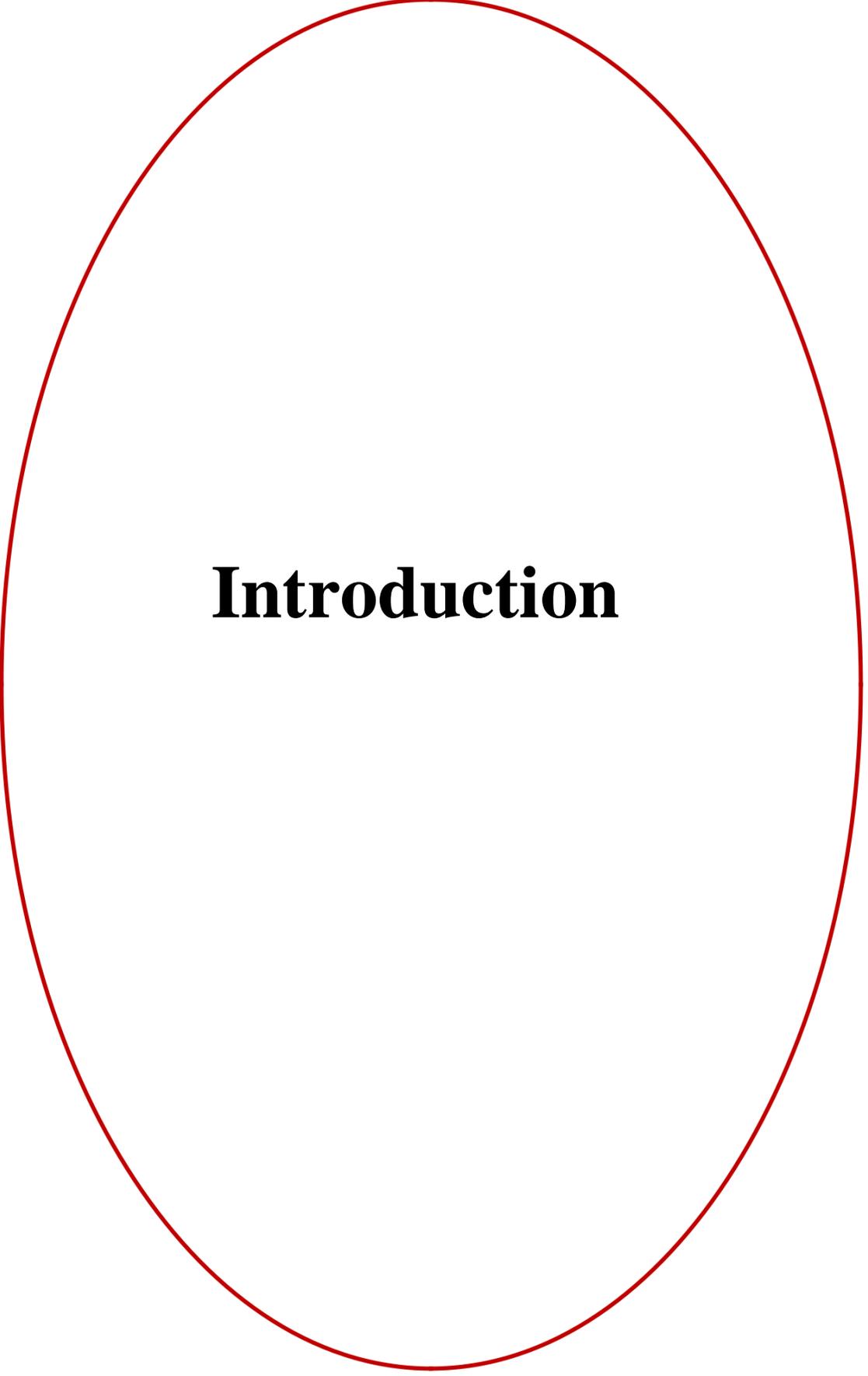
<b>Figure III.9.</b> Courbes types (Pression / débit) du puits BKO3.	52
<b>Figure III.10.</b> Profil de température du puits BKO3.	52
<b>Figure III.11.</b> Enveloppe de précipitation des asphaltènes.	53
<b>Figure III.12.</b> Courbes types (Pression / débit) du puits BKO3 après traitement.	53
<b>Figure III.13.</b> Profil de température du puits BKO3 après traitement.	54
<b>Figure III.14.</b> Enveloppe de précipitation des asphaltènes après traitement.	54
<b>Figure III.15.</b> Performance de puits après traitement reformat + acide.	55
<b>Figure III.16.</b> Enveloppe de précipitation des asphaltènes après traitement reformat + acide.	56

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1.</b> Analyse élémentaire des asphaltènes.	4
<b>Tableau I.2.</b> Les facteurs qui affectent sur la précipitation des asphaltènes pendant la récupération primaire d'huile.	12
<b>Tableau I.3.</b> les solvants et votre concentration.	15
<b>Tableau I.4.</b> La composition du Reformat.	17
<b>Tableau III.1.</b> Les caractéristiques pétrophysiques des niveaux producteurs.	36
<b>Tableau III.2.</b> La composition en masse des différentes fractions du pétrole.	39
<b>Tableau III.3.</b> Résultats des tests Build Up et PFD.	48
<b>Tableau III.4.</b> Résultats de test de jaugeage.	49
<b>Tableau III.5.</b> Paramètres de fond et de surface avant traitement.	52
<b>Tableau III.6.</b> Paramètres de fond et de surface après traitement de Reformat.	54
<b>Tableau III.7.</b> Paramètres de fond et de surface après traitement de Reformat+acide.	56

## Liste des abréviations et symboles

<b>ADE</b>	Enveloppe de dépôt d'asphaltenes
<b>BKH</b>	Champ de Benkahla.
<b>BETX</b>	Benzène, éthyle benzène, toluène, xylène.
<b>BHP</b>	Bottom hole pressure (Kg/cm <sup>2</sup> ).
<b>BHT</b>	Bottom hole temperature (C°).
<b>B<sub>o</sub></b>	Facteur volumétrique d'huile de fond (B/STB).
<b>CFPA</b>	compagnie française du pétrole algérien.
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> ).
<b>HBK</b>	Haoud Berkaoui.
<b>IPR</b>	Inflow Performance Relationship.
<b>IP</b>	L'indice de productivité (STB/jour/psi)
<b>K</b>	Perméabilité (md).
<b>PNA</b>	Paraffines- Naphtènes -Aromatiques.
<b>PVT</b>	pression, volume, Température
<b>PFD</b>	Pression de Fond Dynamique.
<b>P<sub>wf</sub></b>	Pression de fond (Kg/cm <sup>2</sup> ).
<b>P<sub>sep</sub></b>	pression de séparation (Kg/cm <sup>2</sup> ).
<b>P<sub>t</sub></b>	Pression de tête du puits (Kg/cm <sup>2</sup> ).
<b>P<sub>b</sub></b>	Pression de bulle (Kg/cm <sup>2</sup> ).
<b>P<sub>r</sub></b>	Pression du réservoir (Kg/cm <sup>2</sup> ).
<b>P<sub>c</sub></b>	Pression critique (Kg/cm <sup>2</sup> ).
<b>P<sub>cc</sub></b>	Le point cricondenbar.
<b>Q</b>	Débit (m <sup>3</sup> /h).
<b>SARA</b>	Saturés, Aromatique, résines et Asphaltènes.
<b>T<sub>eb</sub></b>	Température d'ébullition (C°)..
<b>T<sub>c</sub></b>	Température critique (C°).
<b>T<sub>cc</sub></b>	Température cricondentherm.
<b>TPC</b>	Tubing Performance Curves.
<b>μ</b>	Viscosité (cp).
<b>WHP</b>	Well Head Pressure (Kg/cm <sup>2</sup> )



# **Introduction**

# Introduction

---

## Introduction

L'exploitation des gisements de pétrole nécessite des investissements très coûteux qui, en plus des dépenses liées à l'exploitation, consistent essentiellement en forages, équipements de puits et installations de surface.

L'ensemble des équipements doit être amorti sur plusieurs années, éventuellement complété et maintenu constamment en bon état. Le gisement, tout spécialement, fait l'objet d'une attention particulière dans le but de celui assurer une durée de vie la plus longue possible, avec une productivité économiquement acceptable et de bonnes perspectives de récupérations secondaire et tertiaire.

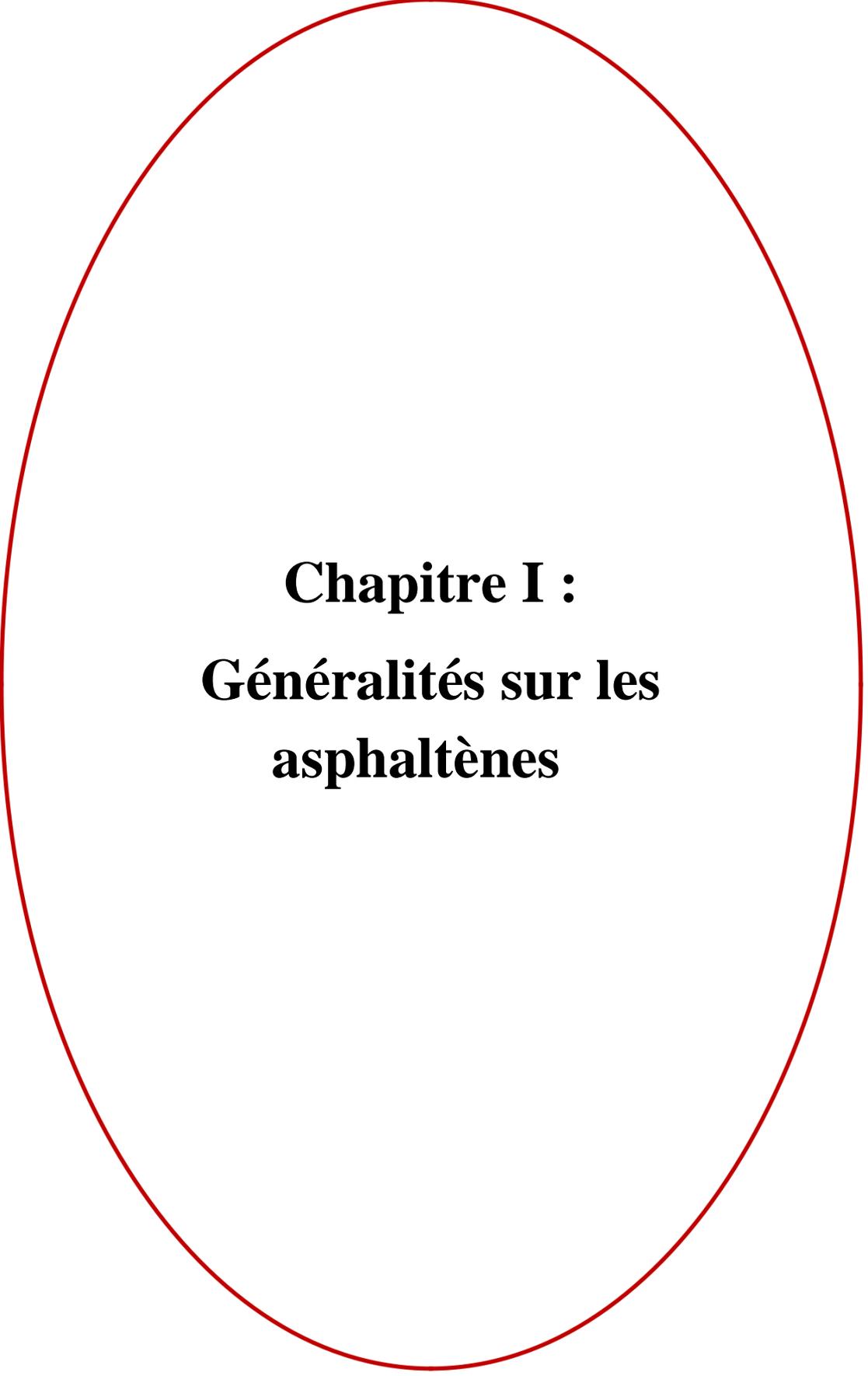
Du fait d'une augmentation accrue dans la demande de pétrole brut, et en outre l'épuisement des ressources de pétrole brut, des nombreuses réserves de pétrole exploitées aujourd'hui n'offrent plus que des bruts de basse qualité, qualifiés de "lourds", qui nécessitent des procédés de raffinage étendus.

Les bruts lourds et les résidus de distillation sont chargés en molécules de haut poids moléculaire, dont les plus polaires sont définis sous le nom d'asphaltènes. Ces molécules ont la particularité de s'associer pour former des agrégats puis des grappes, réduisant la performance du système d'exploitation initiale (production, transport, raffinage, stockage....etc.).

L'objectif de ce travail est d'étudier ce problème rencontré dans le champ de Haoud Berkaoui en présentant les mécanismes de détection et les procédés appliqués pour traiter ce problème ainsi de proposer d'autre procédés plus économiques.

Ce travail comporte trois chapitres :

- Le premier chapitre consiste en l'étude bibliographique nous présenterons les asphaltènes, leur structure et composition chimique, leurs propriétés ainsi que les facteurs provoquant leur floculation.
- Dans le deuxième chapitre aura pour le but d'exposer la méthodologie de diagnostiquer le potentiel des dépôts d'asphaltènes dans un puits producteur d'huile du champ de Haoud Berkaoui à l'aide de l'enveloppe de déposition d'asphaltènes (ADE) donné par le logiciel PIPESIM.
- Le troisième chapitre représente le cas du puits BKO3 foré dans les champs Haoud Berkaoui. Le problème de dépôt asphaltène est rencontré dans ce puits.



**Chapitre I :**  
**Généralités sur les**  
**asphaltènes**

## I.1- Généralités sur le pétrole brut

Le pétrole brut est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures ; il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés. On le rencontre dans les bassins sédimentaires, où il occupe les vides de roches poreuses appelées réservoirs. Il peut être extrait et raffiné pour produire des combustibles comme l'essence, le diesel, etc.

### I.1.1- Composition Chimique des bruts pétroliers

Les différentes méthodes d'analyses telles que l'analyse SARA, L'analyse élémentaire, et la séparation chromatographique ont permis de déterminer la composition chimique des bruts pétroliers. Les pétroliers proposent de classer les bruts en fonction de la proportion des différentes familles : Saturés, Aromatiques, Résines et Asphaltènes ainsi que de leur teneur en soufre.

- Hydrocarbures saturés: sont des composés apolaires (n-alcanes, iso-alcanes, cycloalcanes).
- Composés aromatiques : (hydrocarbures mono- et poly-aromatiques, naphténoaromatiques et composés thiophéniques). Ce sont des composés qui sont physiquement et chimiquement très différents des paraffines et des naphtés. Ils contiennent un ou plusieurs noyaux similaires à ceux du benzène.
- Résines et asphaltènes : constitués de molécules polycycliques à haut poids moléculaire, contenant de l'azote, du soufre et de l'oxygène. Les résines peuvent stabiliser la dispersion des particules d'asphaltènes et peuvent être converties en asphaltènes par oxydation. Les pétroles bruts avec une teneur élevée en résines sont relativement stables [1].

## I.2- Définition des asphaltènes

Le mot asphaltène a été proposé pour la première fois par J. B. Boussingault en 1837 en France pour décrire les constituants d'asphaltes trouvés en France et au Pérou.

Il a séparé les composants de ces asphaltes, il a appelé la fraction volatile, huileuse et soluble dans l'éther " pétrole ", la fraction insoluble dans l'alcool " essence " et la fraction restante à la fin de la distillation sous forme d'un résidu solide "asphaltène". Marcusson, définit les asphaltènes en 1945, comme la fraction insoluble dans l'éther de pétrole, et Pfeiffer les définit en 1950, comme la fraction du pétrole insoluble dans le n-heptane et soluble dans le toluène.

Actuellement, les asphaltènes sont définis comme étant la matière insoluble dans les solvants non polaires dont la tension de surface est inférieure à 25 dyne/cm et soluble dans les solvants organiques dont la tension de surface est supérieure à 25 dyne/cm à température ambiante. L'asphaltène varie quelque peu en quantité et en composition suivant la norme utilisée pour les obtenir. [2]



Figure I. 1: Échantillon d'un dépôt d'asphaltènes. [2]

### I.3- Composition Chimique des asphaltènes

Les différentes méthodes d'analyses telles que, le fractionnement par distillation, l'analyse SARA, l'analyse élémentaire, ont permis de déterminer la composition chimique des bruts asphalténiques.

Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de **Carbone et d'Hydrogène**. D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le **Soufre**, **Azote(N)**, et l'**Oxygène** avec des quantités significatives, tandis que les métaux, comme le **Nickel (Ni)** et le **Vanadium (V)** sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables, les asphaltènes présentent une structure de porphyrines.

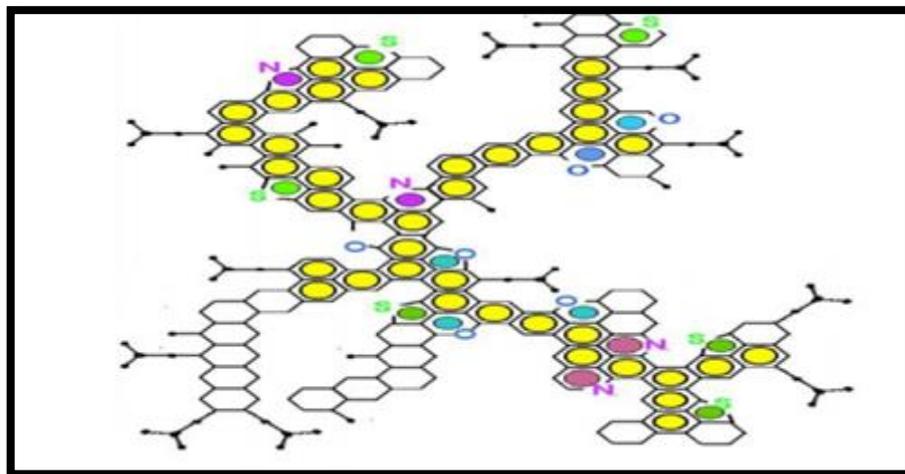


Figure I. 2: Structure d'une molécule d'asphaltènes. [3]

Le tableau suivant donne les compositions élémentaires des asphaltènes :

**Tableau I.1: Analyse élémentaire des asphaltènes. [4]**

Composition élémentaire	Poids (%)
C	82 ± 3%
H	8.1± 0.7%
N	0.6 – 3.3%
S	0.3 – 10.3%
O	0.3 – 4.9%
V	1 – 1200 (PPM)
NI	1–150 (PPM)

### I.3.1- Fractionnement par distillation

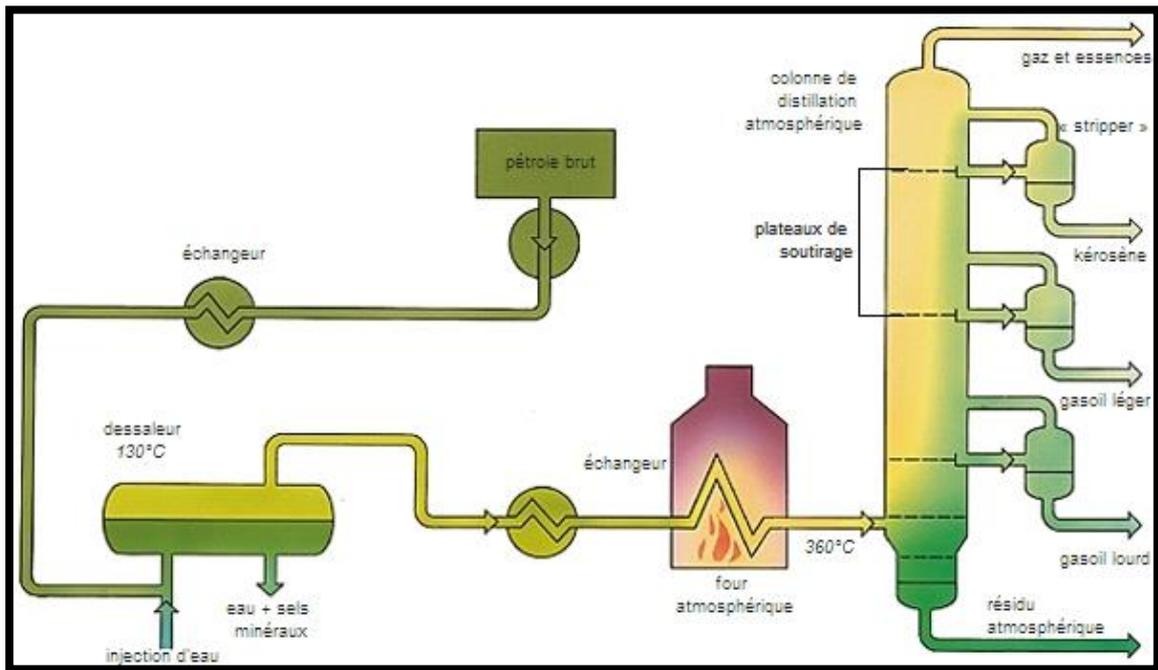
Grâce à la distillation, on sépare le pétrole en différentes fractions suivant leur température d'ébullition ( $T_{eb}$ ) croissante.

Par distillation à pression atmosphérique, on obtient d'abord trois coupes principales ; les gaz et les essences en tête de la colonne de distillation ( $T_{eb} < 180^{\circ}\text{C}$ ), les distillats moyens (fuel-oil, gasoil et kérosène) ( $180 < T_{eb} < 350\text{-}370^{\circ}\text{C}$ ), et le résidu de distillation qui reste en fond de colonne.

Ce dernier est soumis à une deuxième distillation à température de fond jamais plus élevée ( $380\text{-}390^{\circ}\text{C}$ ) mais sous une pression réduite. La fraction récupérée est appelée distillat sous vide alors que la fraction restante en fond de colonne constitue le résidu sous vide. [5]

Son but est de séparer les différents constituants d'un mélange de liquides miscible, possédant des températures d'ébullition différentes.

Pour cela, elle exploite le même principe que la distillation classique mais se distingue par l'utilisation d'une colonne de séparation, qui permet une meilleure discrimination des constituants du mélange.



**Figure I.3: Fractionnement par distillation. [6]**

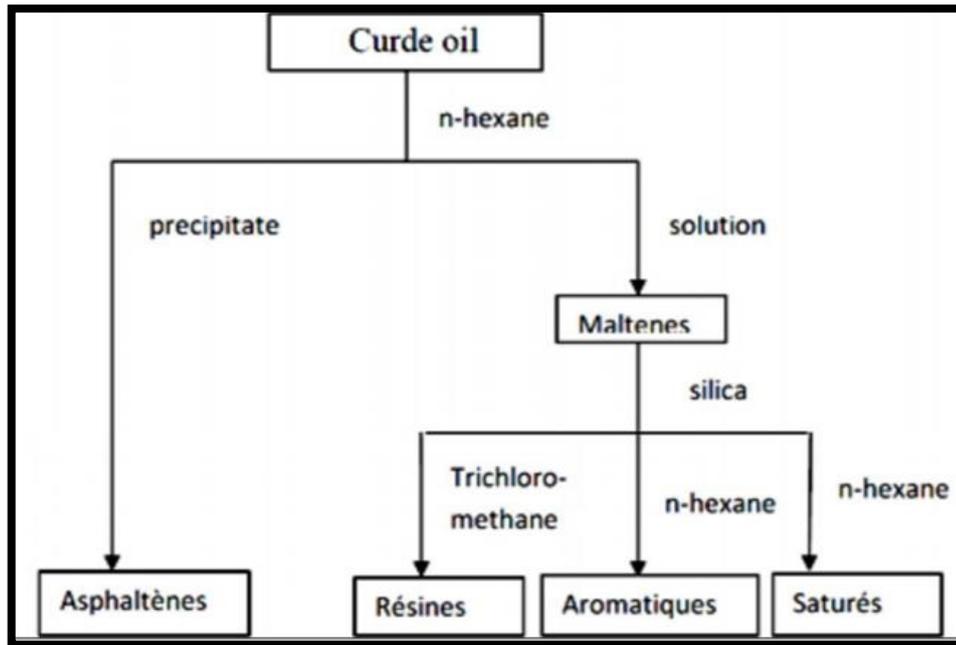
### I.3.2- Analyse SARA

Le fractionnement SARA c'est une méthode d'analyse qui permet de classer les bruts selon leur polarité. Le pétrole brut est habituellement décomposé en quatre familles d'hydrocarbures Saturés, Aromatiques, Résines, et asphaltènes (S.A.R.A).

**Saturate :** sont des composés non polaires comprenant les hydrocarbures saturé linéaires, enbranchés et cycliques.

**Aromatic :** composés contiennent un ou plusieurs anneaux aromatiques, sont polarisable.

**Resin/ Asphalten :** sont des composé polaires, la distinction entre les deux est que les asphaltènes soient insoluble dans un excès d'heptane tandis que les résines sont miscibles avec de l'heptane. L'analyse SARA suit plusieurs étapes comme présentée par la figure I.4.



**Figure I. 4: SARA analysis procedure.** [7]

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

L'analyse SARA se réfère à la détermination de la proportion des Saturés, Aromatiques, Résines et Asphaltènes dans une quantité bien déterminée d'un brut. Cette analyse nous renseigne sur la stabilité colloïdale des asphaltènes dans le pétrole brut.

À partir des données de l'analyse SARA, deux autres rapports sont proposés par Stankiewicz et Al. Pour juger la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut : le rapport Saturés/Aromatiques et le rapport asphaltènes / résines.

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

Un autre indice d'instabilité colloïdale CII a été proposé par Asomaning et Watkinson et Loeber et Al. Cet indice (CII) est défini comme étant le rapport des fractions défavorables (Asphaltènes + saturés) aux fractions favorables (résines + aromatiques) de l'huile. Des rapports supérieurs à 1 signifient que la quantité des

composés défavorables dépasse celle des composés favorables dans le système, par conséquent, les asphaltènes sont instables.

### I.3.3- Analyse élémentaire

L'analyse élémentaire montre que les asphaltènes sont constitués majoritairement de carbone et d'hydrogène, le rapport atomique, H/C est relativement constant, sa valeur proche de 1, indique que les asphaltènes sont des composés fortement aromatiques.

Le graphe ci-dessous rassemble les différents pourcentages des différents composants des asphaltènes par analyse élémentaire.

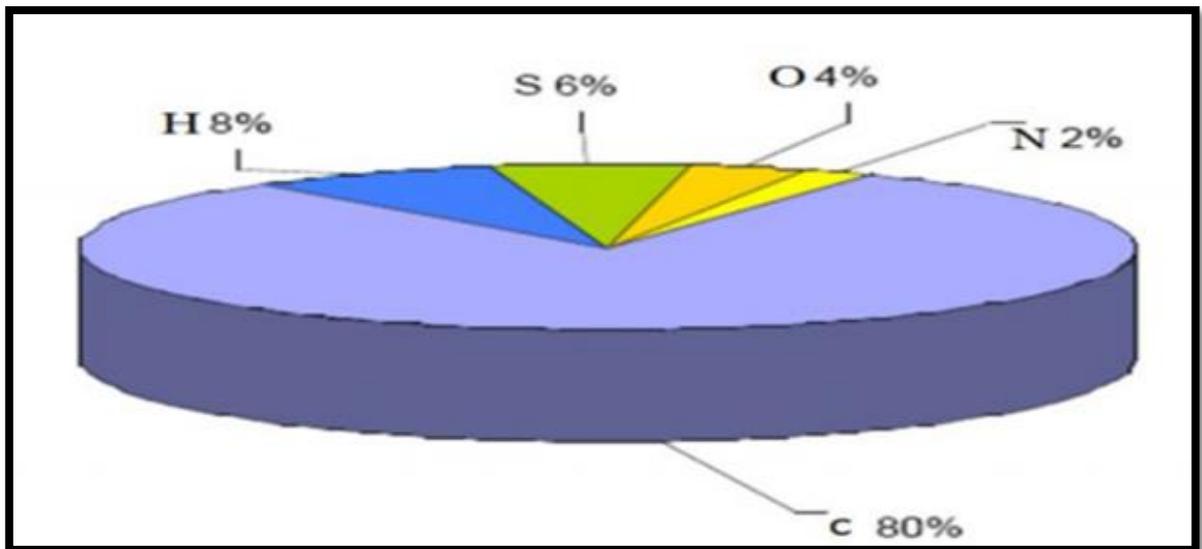


Figure I. 5 : Composition élémentaire des asphaltènes. [7]

### I.4- Structure moléculaire des asphaltènes

Les asphaltènes appartiennent à une classe des macromolécules complexes. La structure des asphaltènes et des résines peut être classifiée dans deux échelles :

- Macrostructure
- Microstructure

Les moyens d'analyse des asphaltènes dans leur milieu naturel (pétrole brut ou produits de raffinage) sont peu disponibles, pour cette raison, la plupart des analyses ont été menées sur des asphaltènes préalablement précipités. Pour cette raison, plusieurs modèles ont proposé pour décrire la structure des asphaltènes. La plus répandue est le modèle de Yen 1972.

Yen a décrit les asphaltènes comme molécules. Il a développé un modèle de tridimensionnel.

La structure des asphaltènes est montrée dans la figure (I.6). Selon Yen, des molécules d'asphaltènes dans la solution sont associées dans des « particules » (plusieurs

molécules) et les particules peuvent former de plus grands agrégats (agglomérats) appelés les « micelles ». [8]

#### ✚ Modèle de YEN

L'un des modèles les plus acceptés par la communauté internationale est celui de l'équipe de T.F YEN qui a proposé un modèle constitué de 4 niveaux :

- **Le feuillet** : Il constitue la molécule élémentaire d'asphaltènes dont le poids moléculaire est de l'ordre de 500 à 1000 UMA. Le feuillet est le noyau aromatique polycondensé substitué des chaînes aromatiques de noyaux naphténiques composés de 4 à 7 molécules.
- **Particule** : 4 à 6 feuillets élémentaires.
- ✓ **La micelle** : groupement de 2 à 3 particules.
- ✓ **L'agglomérat** : la masse molaire est de l'ordre de 100 000 à 1000 000 UMA, est constituée par plusieurs particules et micelles. [9]

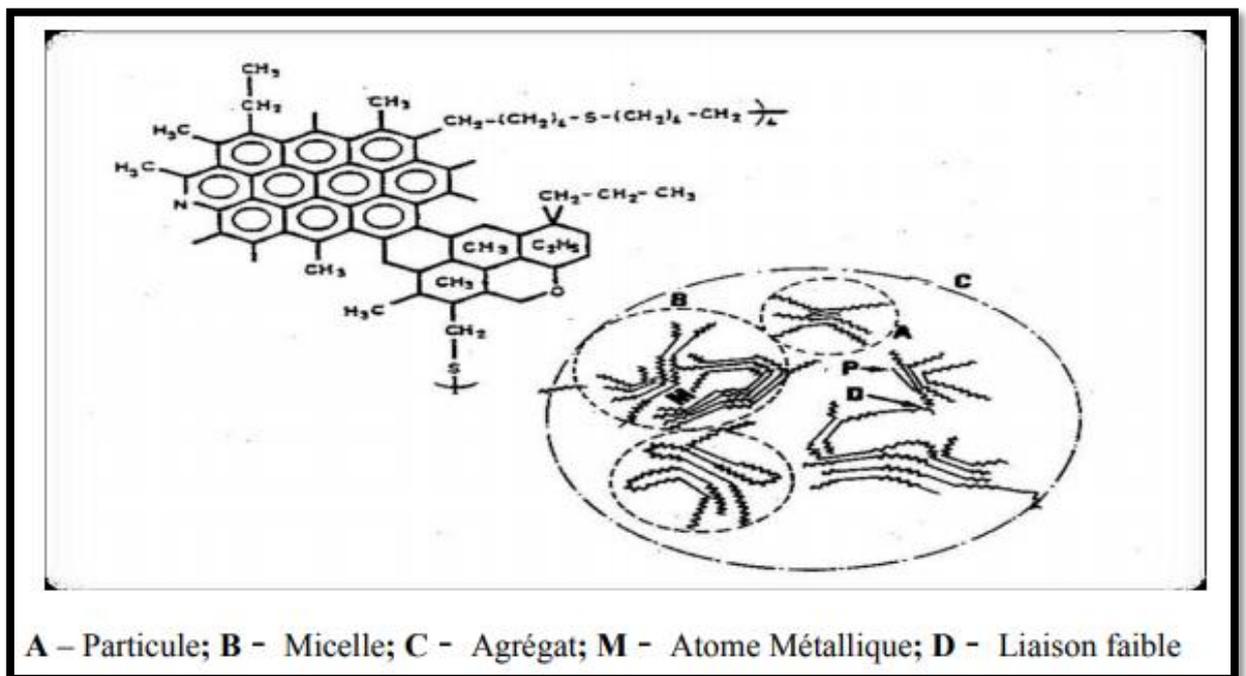


Figure I. 6: Structure des Asphaltènes selon le Modèle de Yen. [9]

### I.5- Caractérisation des asphaltènes

- Composés aromatiques complexes dont la formule chimique est:  $C_{74} H_{87} NS_{2O}+$  métaux.
- Masse moléculaire élevée.
- Insoluble dans le n-alcane.
- Soluble dans les solvants aromatiques (benzène et toluène).

## I.6- Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes

Le mécanisme de floculation et précipitation d'asphaltènes est très complexe et dépend de plusieurs facteurs. Ces facteurs sont les suivants :

- Pendant la production, le mouvement d'huile au sein de la matrice à travers le sable peut produire un champ électrique (potentiel), et cela semble être responsable de la formation des dépôts d'asphaltènes.
- Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- L'injection de CO<sub>2</sub> pour l'EOR a aussi conduit à la précipitation des asphaltènes.
- L'eau de formation et d'injection.
- Pendant l'acidification matricielle.

## I.7- les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes

Les facteurs qui pourraient influencer sur la déposition d'asphaltènes sont dans la quasi-totalité ceux listés ci-après. Dans l'ordre de plus grande influence, on pourrait citer : l'évolution des paramètres thermodynamiques (surtout la pression) et la composition d'huile ; la vitesse de filtration de l'huile dans la matrice ; les injections de CO<sub>2</sub> et d'eau ; les venues d'eaux et l'acidification matricielle. [10]

### I.7.1- Les conditions thermodynamiques et la composition de l'huile

Pendant la récupération primaire de l'huile, la pression, la température, et la composition sont les trois facteurs principaux qui affectent sur la précipitation des asphaltènes dans le réservoir ou les installations de production. Ces facteurs sont discutés ci-dessous :

#### I.7.1.1- La pression

La pression est le facteur majeur qui provoque la précipitation des asphaltènes dans des réservoirs lors de la récupération primaire du pétrole. Thawer et al (1990) ont étudié les effets de la pression sur la précipitation des asphaltènes dans l'huile et ont constatés que l'asphaltènes a commencé à se précipiter quand la pression a diminué en dessous d'une pression supérieure au point de bulle de l'huile brute. Que la pression a diminué, de plus en plus précipité l'asphaltènes et la quantité de précipité d'asphaltènes atteint le maximum au point de bulle. Au-dessous du point de bulle de l'huile, une certaine réduction de précipitation des asphaltènes a été observée.

Les effets de pression sur la précipitation des asphaltènes ont été expliqués qualitativement par les changements de la puissance des solvants dispersants avec la

pression. Une augmentation de pression affecte la densité du liquide à condition qu'il n'ait aucun changement de la composition de l'huile. Ainsi, à température constante et à composition constante en huile, une augmentation de pression améliore la solubilité des asphaltènes.[11]

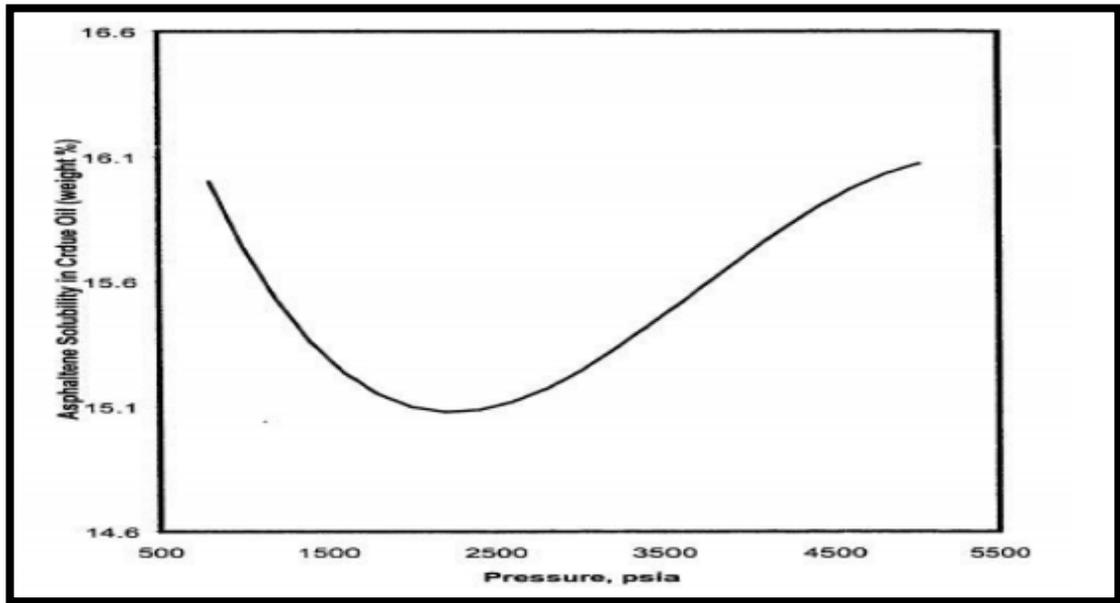


Figure I.7: Effet de la pression sur la précipitation des asphaltènes à la température de réservoir. [11]

### I.7.1.2- La Température

Lors de la récupération primaire du pétrole, la température du réservoir reste presque constante. Par conséquent, la température n'est pas aussi étudiée avec soin comme la pression. Seuls quelques chercheurs ont étudié l'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes. Speight déclare que la précipitation des asphaltènes augmente avec la température, alors que l'équipe d'Anderson ont apporté un effet inverse. En effet, lors de la précipitation à l'aide du propane, la quantité de précipité peut s'accroître au fur et à mesure que la température augmente. Cependant pour les composés précipitant n-alcanes avec un nombre d'atomes de carbones au-dessus de 5, la quantité d'asphaltènes précipités diminue avec l'augmentation de la température. Les fractions précipitées à des températures diverses peuvent être différentes en raison de la variation du paramètre de solubilité et du processus de diffusion des molécules du solvant précipitant avec la température.

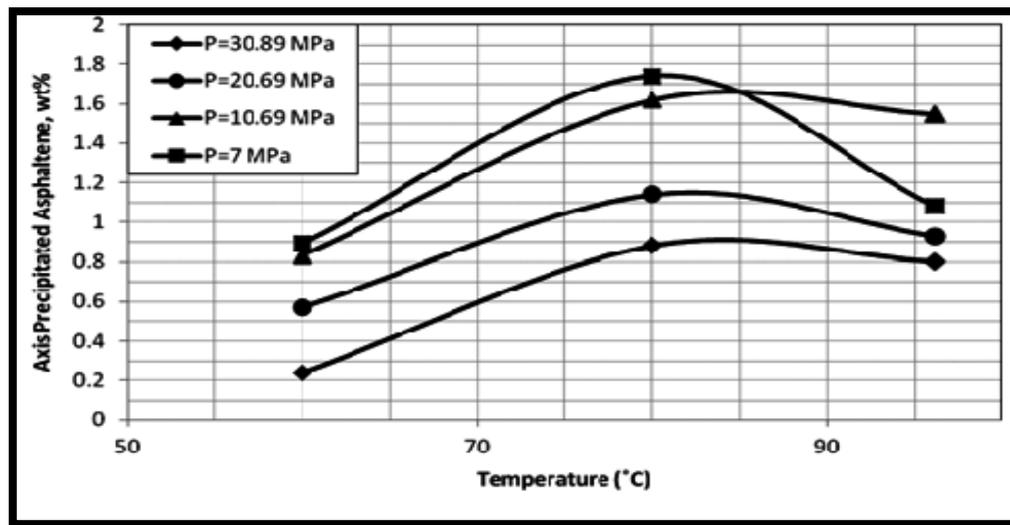


Figure I.8: Effet de la température sur la précipitation des asphaltènes à la pression de réservoir. [11]

### I.7.1.3-La Composition

Burke et al (1988) a également étudié l'effet du gaz dissous sur la solubilité des asphaltènes dans l'huile. Il a été constaté que l'augmentation de gaz dissous dans l'huile a été associée à une plus faible solubilité des asphaltènes dans l'huile. Cette résultat est également supporté par le fait de la solubilité des asphaltènes augmente avec diminution de pression lorsque la pression est inférieure au point de bulle fait que le gaz dissous dans le pétrole brut est diminué.

Généralement, les asphaltènes se composent de particules colloïdales dispersées dans le brut (dû à la peptisation par les résines adsorbées) et ont des propriétés liées aux suspensions colloïdales.

Les hydrocarbures aromatiques et les résines sont facilement absorbés par les asphaltènes. Après avoir absorbé les hydrocarbures aromatiques et les résines présentes dans le pétrole brut, les asphaltènes sont bien dispersés dans le pétrole brut. Les deux, résines et hydrocarbures aromatiques agissent comme agents peptisants pour les micelles d'asphaltènes, en inhibant la floculation entre les molécules.

Ces résines s'attachent à des micelles d'asphaltènes avec leurs groupes polaires, et étirent leurs groupes aliphatiques vers l'extérieur pour former une couche de stabilisation stérique autour des asphaltènes en les maintenant en solution. [6]

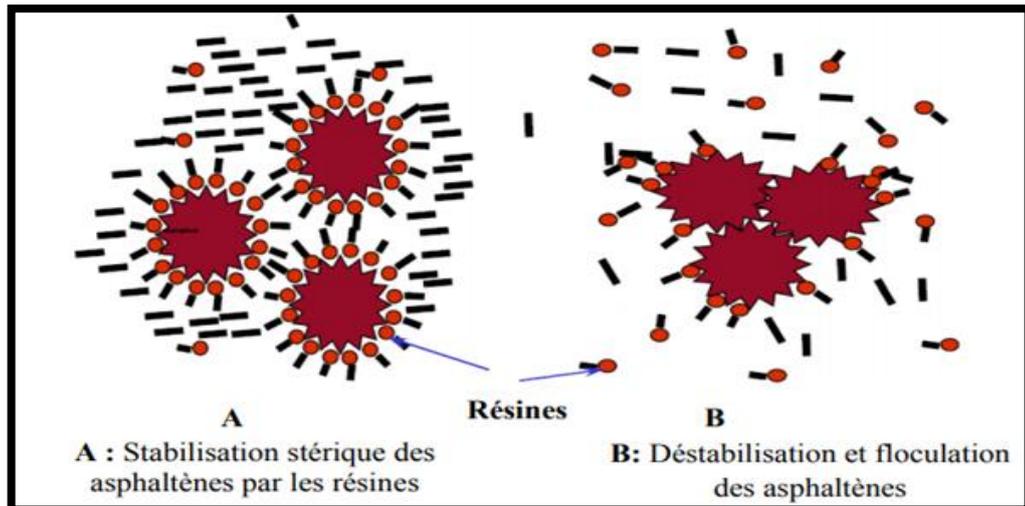


Figure I. 9: Phénomène de floculation des asphaltènes. [6]

Tableau I. 2: Les facteurs qui affectent sur la précipitation des asphaltènes pendant la récupération primaire d'huile.

Facteurs	Changement des facteurs	Solubilité d'asphaltènes	Références
Pression	la pression est au-dessus du point de bulle et diminue	Diminue	Haskett et Polumbus, 1965 Tuttle, 1983, Hirschberg et Al, 1982, Burke et Al, 1988, Thawer et Al 1990, Leerlooyer et Al, 1995
Pression	la pression est au-dessous du point de bulle et diminue	Augmente	Haskett et Polumbus, 1965, Tuttle, 1983, Hirschberg et Al, 1982, Burke et Al, 1988, Thawer et Al, 1990, Leerlooyer et Al, 1995
Température	Augmente	Augmente	Thomas et Al, 1992
Température	Augmente	Diminue	Burke et Al, 1988
Température	augmente et au-dessous de la température de réservoir	Augmente	Leontaritis, 1996 Paramanu et Al, 1999
Température	augmente et au-dessus de la température de réservoir	Diminue	Leontaritis, 1996 Paramanu et Al, 1999
Composition	augmentation des gaz dissous	Diminue	Burke et Al, 1988

### **I.7.2- La Vitesse de Filtration de l'huile**

La précipitation est possible avec l'application d'un champ électrique. Les expériences de potentiel streaming (potentiel de flux) ont démontré que le mouvement du brut à travers le sable produit un potentiel. Ainsi, ce dernier, peut être responsable de la déposition des asphaltènes lors du mouvement du brut à travers la roche-réservoir.

### **I.7.3- Injection de CO2**

CO2 cause la déstabilisation de l'équilibre d'asphaltènes avec l'abaissement de pH et le changement de la composition d'huile. Il est également responsable de la formation des émulsions rigides en présence d'un brut asphalténique en raison d'une réduction de la solubilité d'asphaltènes due à la réduction de PH. La précipitation d'asphaltènes augmente lorsque la valeur de CO2 disponible dans le pétrole brut augmente.

### **I.7.4- Gaz-lift**

Le gaz lift c'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Ce gaz est généralement constitué d'alcane léger qui est capable de dépouiller la stabilisation des résines. Dans les puits équipés par Gaz-Lift, il peut avoir un risque accru de précipitation d'asphaltènes. Le degré de risque dépend essentiellement du volume et la température du gaz injecté par rapport à la quantité et la température de l'huile.

### **I.7.5- Eau de formation**

Le contact huile/eau pourrait devenir une source majeure d'émulsions et de films rigides qui diminuent la productivité du puits. La floculation des asphaltènes a été aussi observée parfois avec la percée d'eau.

### **I.7.6- L'acidification matricielle**

L'addition de HCL, pendant les opérations de stimulation des puits (acidification matricielle), entraîne aussi la formation d'amalgames des dépôts organiques solides (précipité asphalténique) et d'émulsions de films rigides appelés (Sludge). [12]

## **I.8- Localisation des dépôts d'asphaltènes**

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. [13]

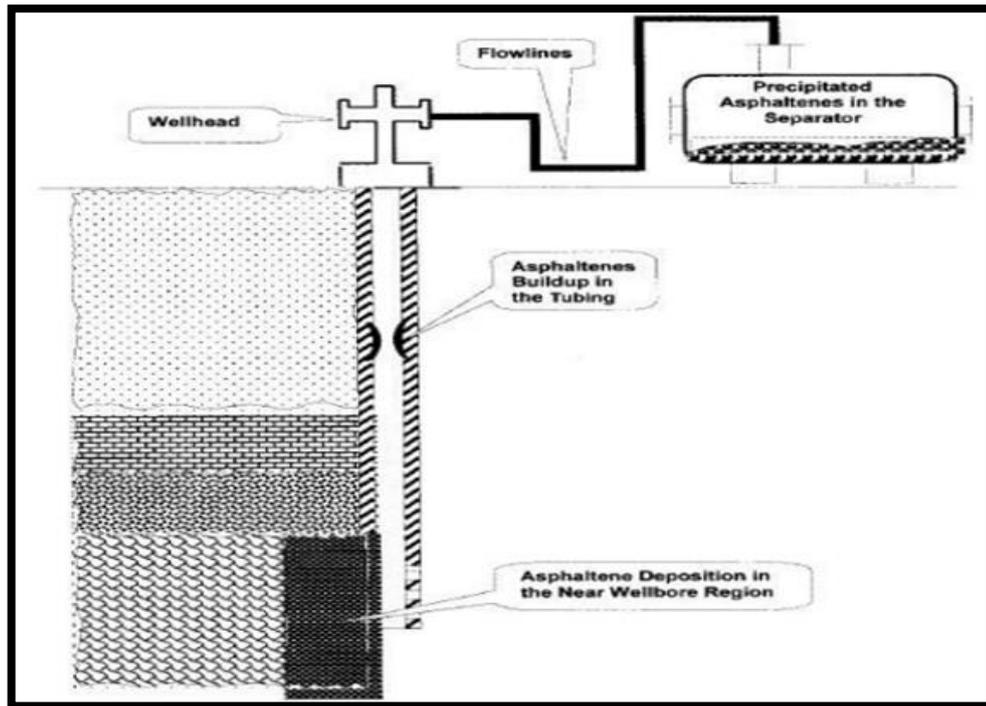


Figure I. 10: Emplacement possible des dépôts d'asphaltènes. [14]

### I.9- Les problèmes de dépôts d'asphaltènes

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.

Ces problèmes de déposition se produisent non seulement pendant l'exploitation des huiles lourdes avec un contenu élevé en asphaltènes mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes, comme celles du champ de Haoud Berkaoui.

On peut résumer ces problèmes dans les points suivants :

- ✓ Réduction de la perméabilité de la formation.
- ✓ Réduction de la productivité des puits.
- ✓ Bouchage des canalisations de transport.
- ✓ Bouchage de tubing la figure (I.10).
- ✓ Dysfonctionnement des équipements.

### I.10-Critères de choix de fluide de traitement

#### I.10.1-la stimulation au moyen de solvants, les traitements de puits pressés

Une série d'additifs chimiques ont été évalués pour leur capacité à améliorer les caractéristiques naturelles du solvant aromatique de stimulation des puits (voir tableau I-3).

Tableau I. 3: les solvants et ses concentrations.

Solvant	Concentration	remarques
n-butylamine alkyl-phénol Xylène HAS (solvant à haute teneur en aromatiques)	0.5% (volume) au minimum  100%	Économique  40% plus économique que le xylène

### I.10.2- le dépistage des solvants ou des produits chimiques

Les solvants aromatiques sont à privilégier pour la dissolution des dépôts d'asphaltènes. Mais dans le cas de dépôts d'asphaltes particulièrement durs, leur efficacité peut être accrue par l'ajout de 1 à 5 % de produits chimiques polaires tels que des amines ou des alcools.

Le principe est d'ajuster la polarité du solvant aromatique à utiliser aux propriétés physico-chimiques de la fraction d'asphaltènes contenue dans le dépôt considéré. Pour une telle optimisation, une étude en laboratoire est recommandée comme décrit dans la référence qui détaille les directives utilisées pour le criblage des produits chimiques disponibles. [16]

## I.11-Mécanismes de prévention de lutte contre les dépôts des asphaltènes

Pour remédier ce problème qui provoque une perte économique très importante dans le domaine pétrolier plusieurs solutions curatives sont appliquées dans le champ pétrolier de Haoud Berkaoui parmi lesquelles :

### I.11.1- Traitement mécanique par grattage

Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de « Wire line » à l'aide d'un gratteur.

Mais cette opération est parfois difficile et elle a des inconvénients tels que la répétition d'intervention et la rupture du câble.

Le traitement se fait avec grattage et ramonage en utilisant les outils suivants :

- Outils wire-line standards comme: Socket, Jars, Stem and bit.
- Asphaltene and paraffin "Cutter" or "knife".

➤ A



a  
nd paraffin “Hook”.

**Figure I. 11: Gauge Cutter (outil wire line). [16]**

### **I.11.2- Traitement Chimique**

Dans cette méthode, un solvant est injecté dans le puits. Les solvants généralement utilisés sont les suivants : le reformat, le disulfure de carbone, le benzène, le toluène, le xylène et les solvants chlorés.

#### **I.11.2.1- Disulfure de carbone**

Il est l'un des meilleurs solvants, mais son utilisation est dangereuse. Il est toxique, explosif avec un point d'inflammabilité de  $-22^{\circ}\text{F}$  ( $-30^{\circ}\text{C}$ ) et de température d'auto-inflammation  $212^{\circ}\text{F}$  ( $100^{\circ}\text{C}$ ).

#### **I.11.2.2- Solvants chlorés**

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage et sont représentés des dangers pour la santé.

#### I.11.2.3- Benzène

Il est un excellent solvant, mais extrêmement inflammable et cancérigène.

#### I.11.2.4- Xylène et le toluène

Ils sont aussi des excellents solvants. Leur point de saturation est atteint rapidement, et ils ne peuvent se dissoudre plus.

#### I.11.2.5- Reformat

C'est le solvant le plus utilisé, il est économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Haoud Berkaoui, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits avec des bons résultats après le traitement. Mais leur utilisation est très dangereuse (point d'inflammabilité  $-5^{\circ}\text{C}$ ).

- **Caractéristiques de Reformat**

Densité = 0,778

Point d'inflammabilité =  $-5^{\circ}\text{C}$

- **Composition du Reformat**

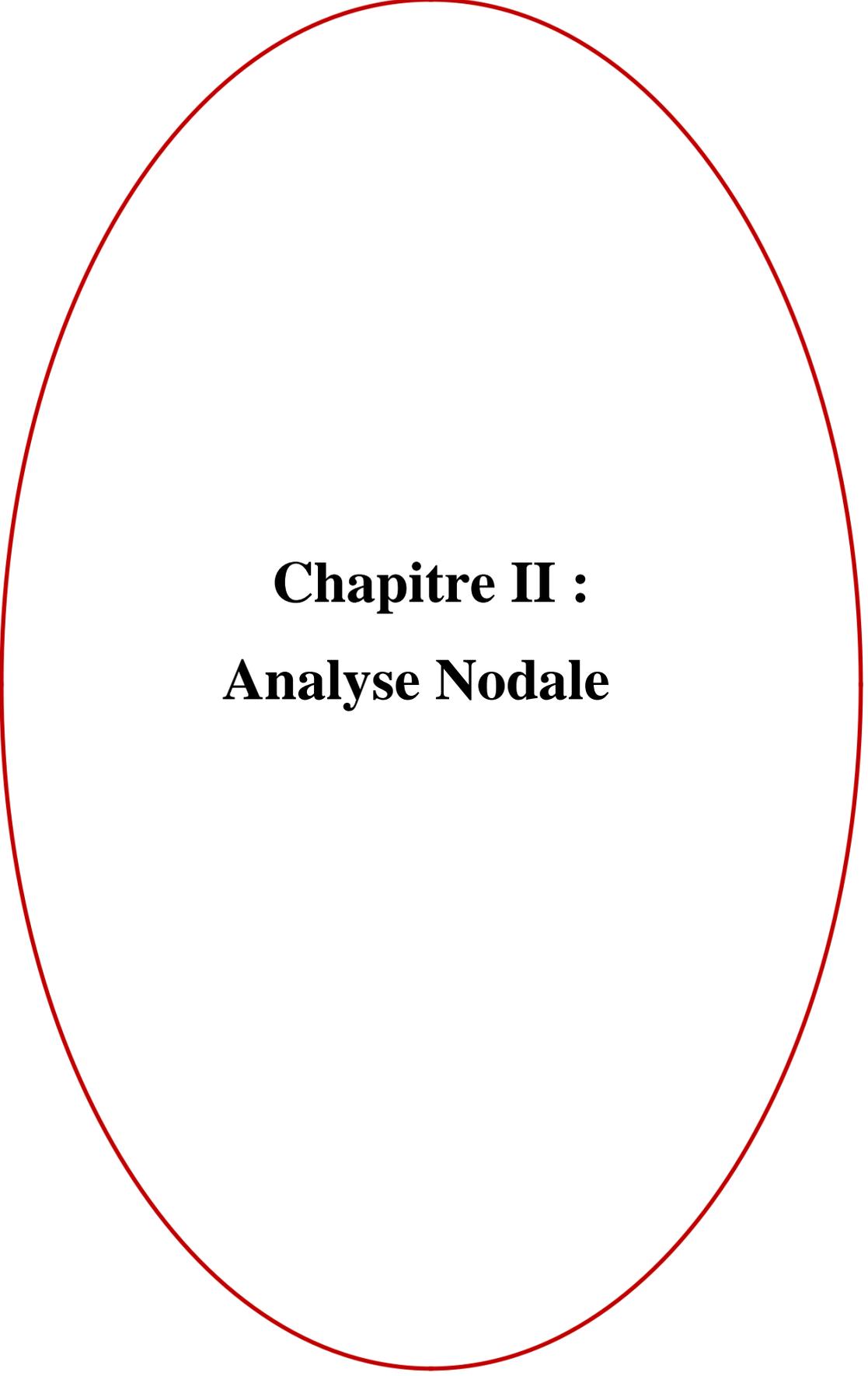
Le reformat est un distillat de pétrole produit localement en Algérie. Il est obtenu à partir de la charge de 1er distillation, essentiellement constitués par les paraffines, des naphthènes et des aromatiques (PNA) [17].

**Tableau I. 4 : La composition du Reformat. [17]**

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

#### I.11.3-Revêtement du Tube

L'autre solution envisagée, qui a montré son efficacité au laboratoire, serait le revêtement des tubes par de la matière plastique sur laquelle les dépôts sont peu adhérents (comme le téflon). [18]



**Chapitre II :**  
**Analyse Nodale**

## II.1 Introduction

L'analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer le système de production et de prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface [19].

## II.2. Importance de l'analyse nodale

N'importe quel puits de production est foré et complété pour extraire le pétrole, le gaz ou l'eau du réservoir à la surface. Le système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent.

La figure (II.1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

- L'écoulement dans le milieu poreux,
- Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack),
- L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité),
- L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).[19]

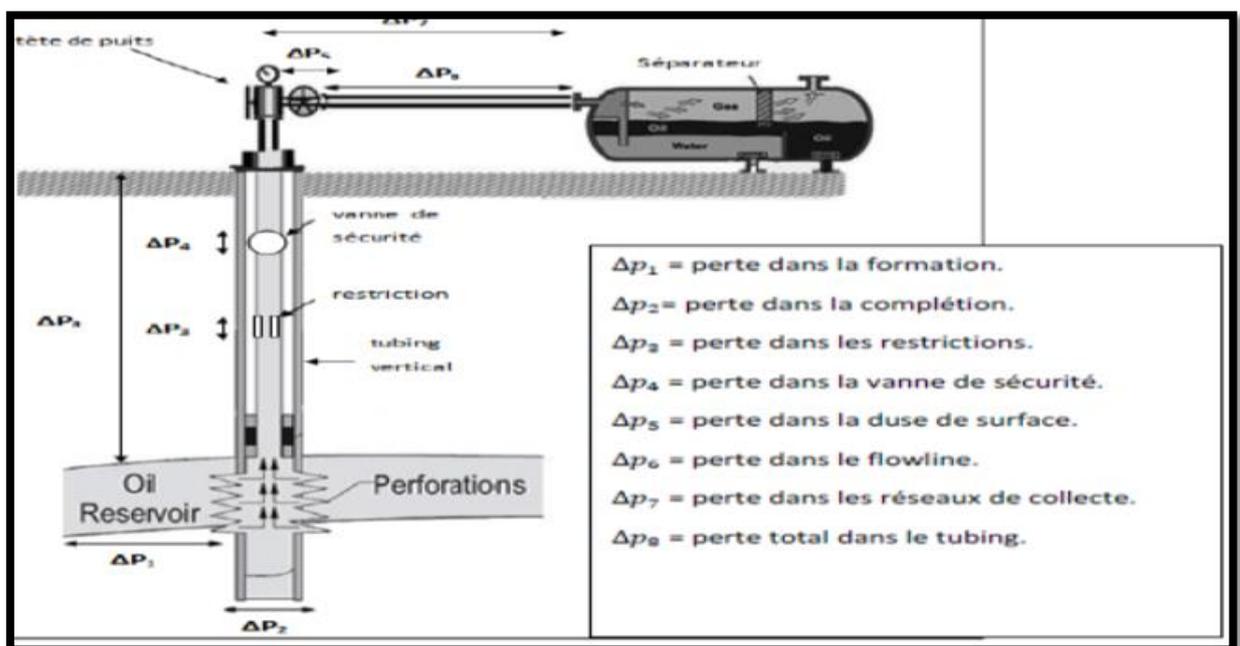
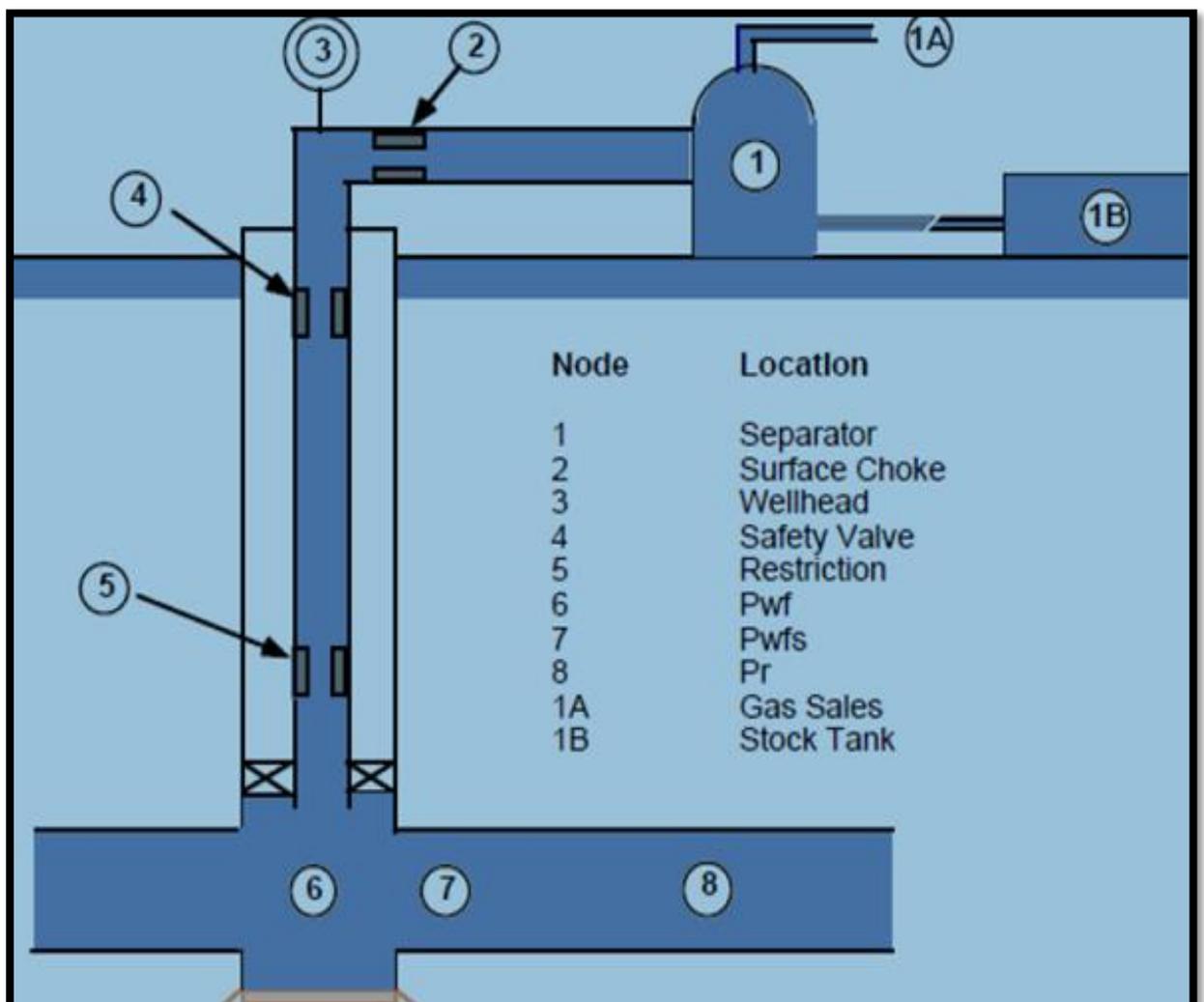


Figure II.1 : Les pertes de charge au cours de production. [19]

### II.3. Concept de l'analyse nodale

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure(II.2) montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique. Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont:  $P_r$  et  $P_{sep}$  et/ou la pression de tête du puits  $P_t$  si le puits est commandé par la Duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de la chute de pression dans l'une peut changer le comportement de la chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système. [20]



**Figure II.2 : Les différentes positions possibles des nœuds. [19]****II.4. Procédures et applications de l'analyse nodale**

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure(II.2). Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

$$\text{- Inflow : } P_{\text{nœud}} = P_r - \Delta p \dots \dots \dots (II.1)$$

$$\text{- Outflow : } P_{\text{nœud}} = P_{\text{sep}} + \Delta p \dots \dots \dots (II.2)$$

$$\text{Ou } P_{\text{nœud}} = P_{\text{tete}} + \Delta p \dots \dots \dots (II.3)$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit  $q$ , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système.

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'out flow ne change pas.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,

- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
  - Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow. [20]

#### II.4.1 Procédures

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
  - Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

#### II.4.2 Applications

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole et de gaz, certaines des applications possibles de l'analyse Nodale sont comme suit :

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift.
  - Evaluation des puits stimulés.
  - Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.
- prévoir l'effet de skin et de la complétion et de la tête de puits et séparateur.

#### II.5. Le choix de nœud

- Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont Courbe IPR mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).

- Pression de séparateur (séparation). [23]

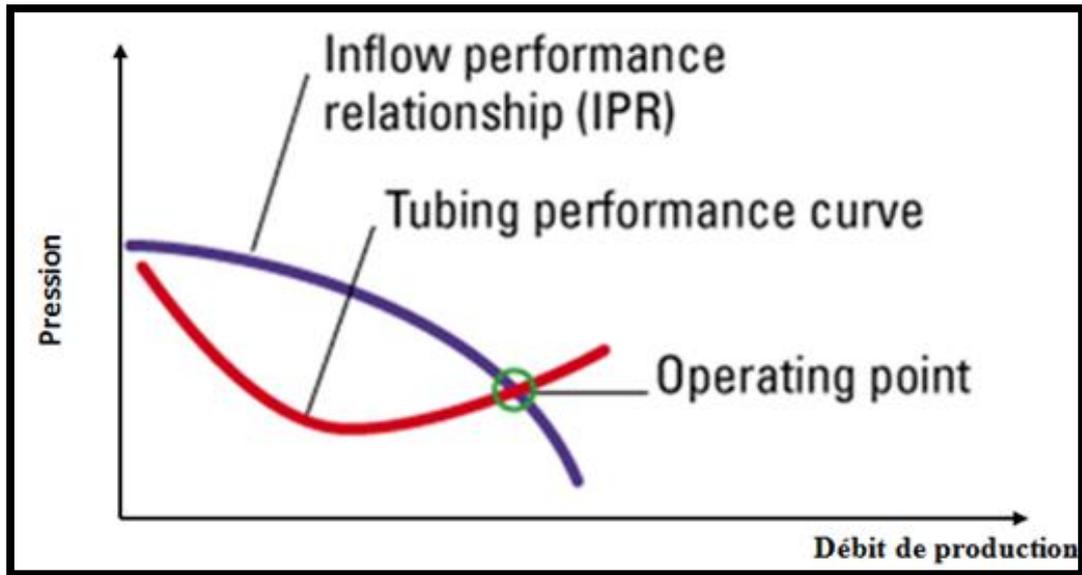


Figure II.3 : Courbe outflow et inflow. [20]

### II.1.5 Les différentes positions des nœuds

Nœud 1: (séparateur)

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression de séparateur sur le fonctionnement du puits.

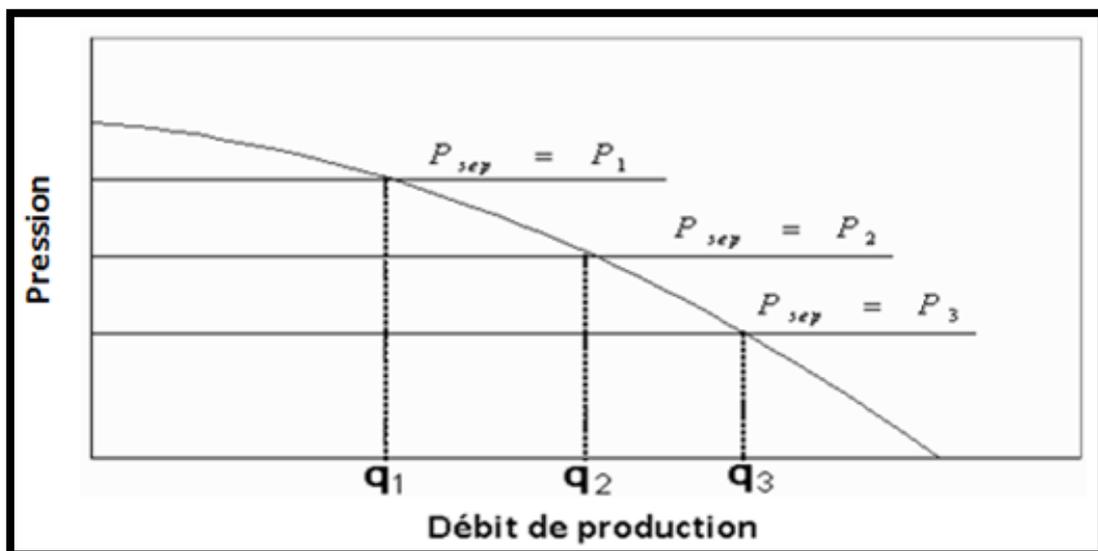


Figure II.4 : L'effet de la pression de séparation. [21]

Nœud 2: (duse)

L'emplacement de nœud 2 (duse) nous permet d'étudier l'effet de la duse et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont:

- IPR.

- Chute de pression en fonction de débit.

- L'équation  $Pwf = (GLR,)$ .

Avec :

$\varnothing$  : Diamètre de la duse 1/64 in.

q : Débit de production.

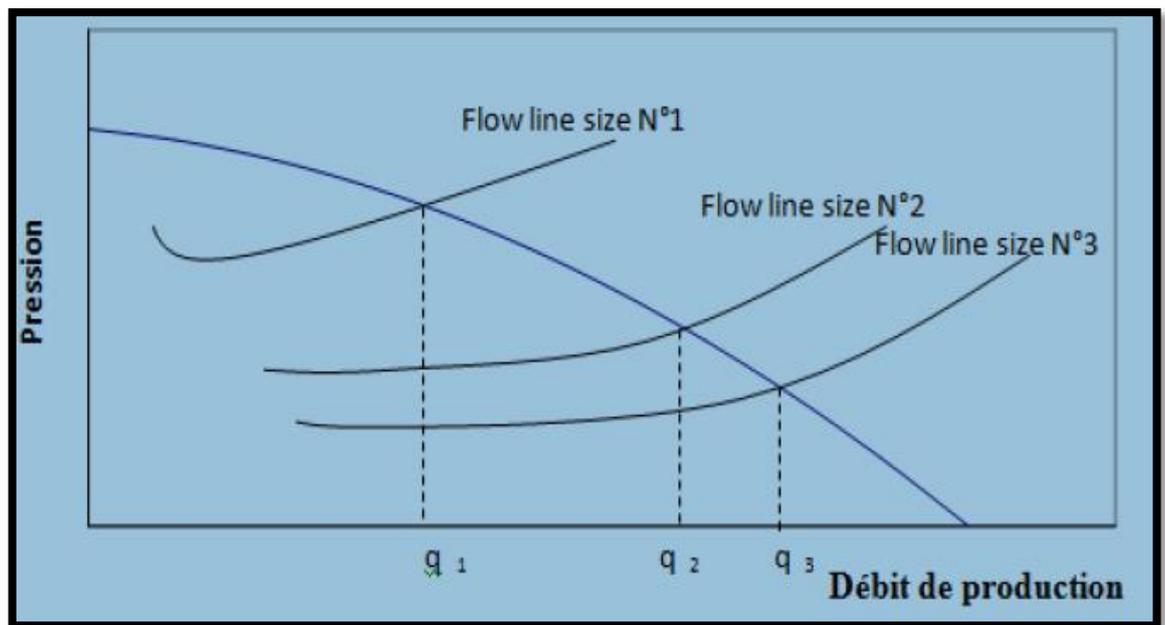
**Nœud 3:** (tête du puits)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre des flowlines sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- IPR (Inflow Performance Relationship) du puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.

La figure (II. 4) montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits; l'augmentation du diamètre de la collecte ( $D1 \rightarrow D2 \rightarrow D3$ ) est suivie par une augmentation de débit de production ( $q1 \rightarrow q2 \rightarrow q3$ ).



**Figure II. 5: L'effet du diamètre du flowline. [21]**

**Noeud 6:** (fond du puits)

Le choix du noeud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (noeud au fond du puits) et de diamètre de tubing sur la performance du puits qui est l'un des objectifs de ce travail. Les données nécessaires sont:

- Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.
  - Pression de séparation.

La figure II.6 montre l'effet des différentes courbe IPR sur la performance du puits.

On suppose que:

- IPR (1): courbe IPR pour une couche colmatée.
- IPR (2): courbe IPR pour une couche non colmatée; non stimulée.
- IPR (3): courbe IPR pour une couche stimulée.

Ces courbes indiquent le bénéfice de stimulation d'un puits.

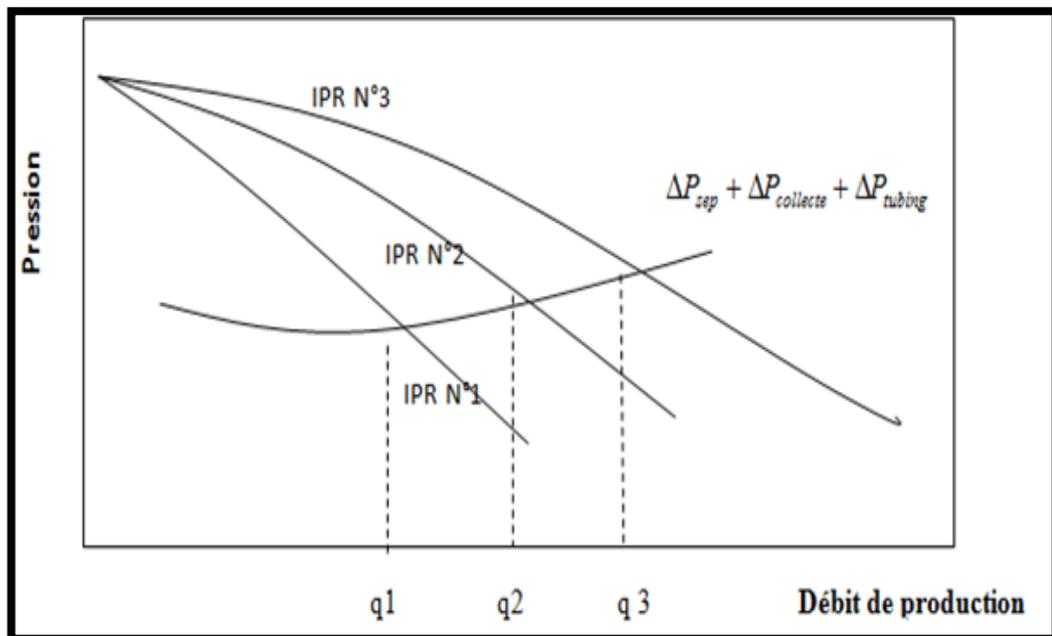


Figure.II.6 : L'effet des différentes courbes IPR. [21]

**Noeud 8:** (réservoir)

Le choix du noeud dans le réservoir permet de savoir l'effet de l'épuisement du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- IPR.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

La figure montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir. Le déclin de pression dans le réservoir s'accompagne avec un déclin de la production. [19]

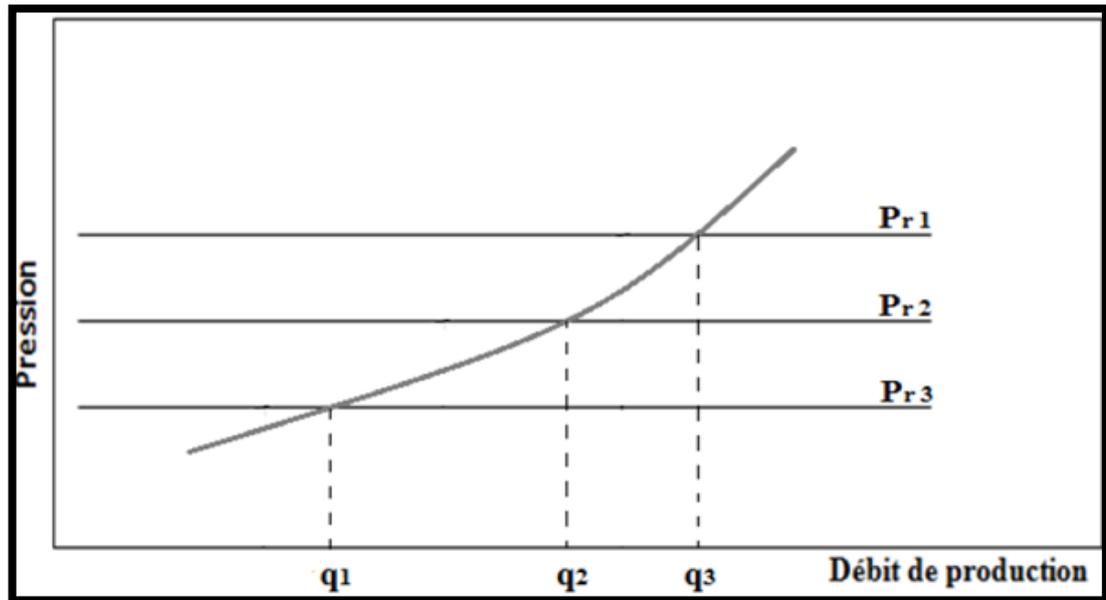


Figure II. 7: L'effet du déclin de la pression du réservoir. [21]

## II.6. Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
  - Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production. [20]

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift, la procédure peut également être appliquée à l'analyse des performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions de l'Inflow et de l'Outflow.

L'analyse nodale est souvent utilisée pour l'optimisation des paramètres suivants:

- Le skin du puits.
- Pression de tête du puits (à partir le choix du diamètre de la duse de surface) ou de séparateur.
- Diamètre du tubing.
- L'effet de la complétion. [22]

## II .7. Equations de performance d'un puits

### II .7.1 Généralités sur les performances du réservoir

L'un des composants les plus importants du système de production est le réservoir. C'est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée d'hydrocarbures (huile et/ou gaz) limitée par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique.

L'écoulement vers le puits dépend de la chute de pression dans le réservoir ( $P_r - P_{wf}$ ). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche et celles des fluides, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide, et le skin.

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé « inflow performance ». La représentation du débit en fonction de pression de fond dynamique est appelée « inflow performance Relationship » ou IPR, il est défini comme la relation fonctionnelle entre le débit de production et la pression de fond, généralement cette relation est présentée sous une forme graphique, en traçant les pressions de fond sur l'axe des ordonnées et les débits de productions sur l'axe des abscisses. La combinaison d'une courbe IPR et d'une courbe reflétant la performance de la colonne de production (le tubing) identifie le point de fonctionnement du puits. [21]

### II.7.2 Notion d'indice de productivité

L'indice de productivité est utilisé généralement pour mesurer la capacité d'un puits de produire. Il est défini par le symbole  $J$  qui est le rapport entre le débit entrant au puits et la chute de pression dans le réservoir pour une production de l'huile sans eau l'indice de productivité est donné :

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} \dots \dots \dots (II-4)$$

Où  $q_o$  : le débit de production de l'huile, STB/jour.

$J$  : L'indice de productivité, STB/jour/psi.

$P_r$  : La pression moyenne de l'aire de drainage (pression statique), psi.

$P_{wf}$  : La pression de fond, psi.

L'indice de productivité est mesuré généralement pendant un essai de production sur le puits. Il est important de noter que l'indice de productivité est une mesure valide du potentiel de productivité de puits seulement si le puits coule au régime pseudo-steady state comme illustré sur le schéma Figure (II.6). [19]

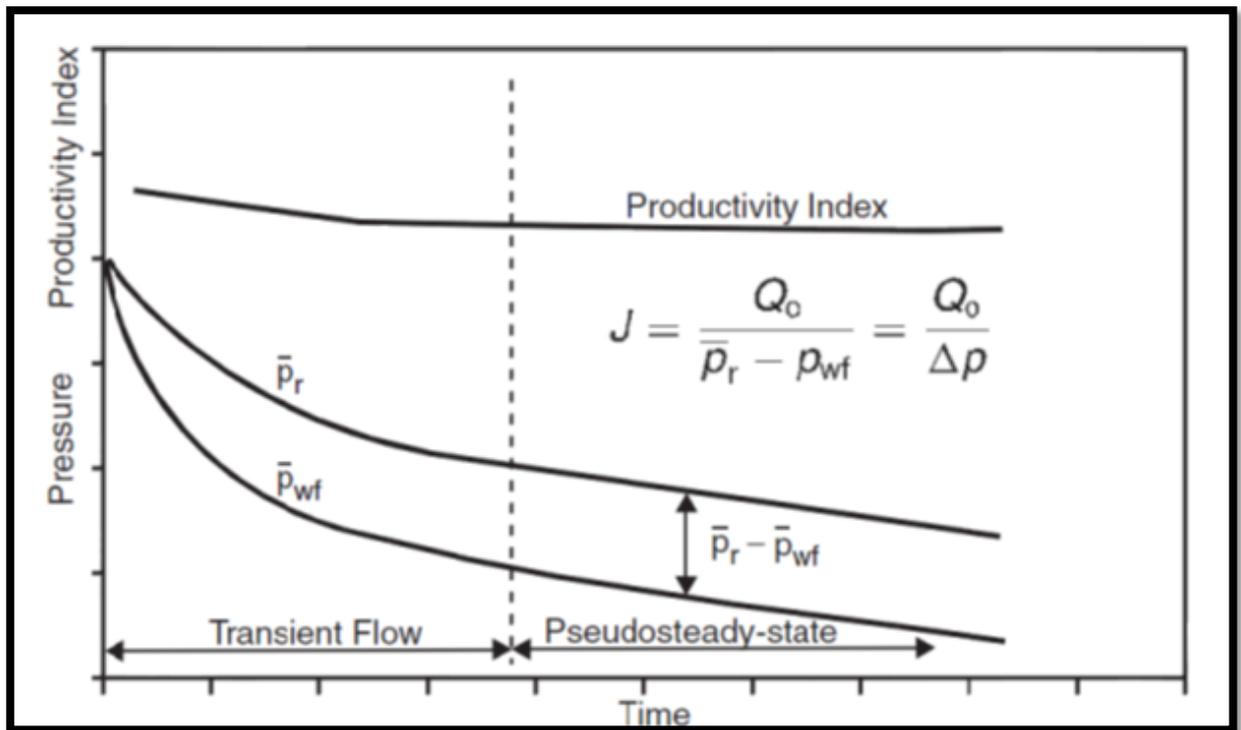


Figure II.8 : Variation de PI en fonction de régime d'écoulement. [19]

D'après l'équation (II.4), on peut exprimer l'indice de productivité :

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln(0,472 \frac{r_e}{r_w})} \dots\dots\dots(II-5)$$

$J$  : L'indice de productivité, STB/jour/psi.

$B_o$  : Facteur volumétrique d'huile de fond (B/STB).

$K_o$  : Perméabilité (md).

$r_w$  : Rayon du puits (m).

$r_e$  : Rayon de drainage du puits (m).

$\mu_o$  : Viscosité (cp)

L'équation est valable seulement si la fonction de pression ( $f(P) = \frac{B_o}{k_o \mu_o}$ ) est constante.

L'indice de productivité peut être toujours exprimé comme suit :

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(Pr - Pwf) \cdot \ln(0,472 \cdot re/rw)} \times \int_{Pwf}^{Pr} \frac{ko}{\mu_o \cdot Bo} dP \dots \dots \dots (II-6)$$

### II.7.3. Construction des IPR dans les puits d'huile verticaux :

IPR "inflow performance relationship" est une représentation graphique de la relation entre le débit d'huile et la pression au fond de puits.

Dans cette section on va citer la méthode de Vogel et Darcy de à savoir qu'il existe d'autres méthodes empiriques qui sont aussi plus répandues pour construire les IPR d'un puits d'huile. La plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits, et certains exigent plusieurs essais dans lesquels  $Pwf$  et  $q_o$  sont mesurés. [21]

#### II.7.3.1 Méthode de Vogel

Vogel (1968) a réalisé une étude dans laquelle il avait utilisé un modèle mathématique de réservoir pour produire l'IPR de plusieurs réservoirs d'huile saturés hypothétiques qui produisent sous un éventail de conditions. Vogel a normalisé IPR calculé et exprimé les rapports en forme adimensionnelle. Il a normalisé l'IPR par l'introduction des paramètres adimensionnels:

$$\text{Pression adimensionnelle} = \frac{Pwf}{Pr}$$

$$\text{Débit adimensionnelle} = \frac{q_o}{q_o \max}$$

Vogel a tracé les courbes sans dimensions d'IPR pour plusieurs types de réservoir présentant divers paramètres: caractéristiques d'huile, perméabilités, facteurs de skin et les espacements entre les puits. Il est arrivé à la relation suivante entre les paramètres adimensionnels :

$$q_o = q_o \max \left[ 1 - 0,2 \frac{Pwf}{Pr} - 0,8 (Pwf/Pr)^2 \right] \dots \dots \dots (II-7)$$

Où :

$q_o$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à  $Pw$ .

$q_o \max$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ( $Pwf = 0$ ) (AOF). (AOFP).

$Pr$  : Pression du réservoir.

La méthode originale de Vogel ne tient pas compte des effets du facteur de skin, mais une modification postérieure donnée par Standing a rendu la méthode applicable aux puits endommagés ou stimulés.

### II.7.3.1.1 Application de la méthode de Vogel pour skin = 0

Cette méthode peut être appliquée pour :

#### a. Réservoir d'huile saturé : $r \leq P_b$

La procédure d'application de la méthode de Vogel dans le cas d'un réservoir saturé pour générer l'IPR d'un puits qui a un écoulement stabilisé c'est-à-dire un débit  $q_o$  pour une pression  $P_{wf}$  est la suivante :

En utilisant le débit mesure  $Q_o$  et la pression correspondante  $P_{wf}$  pour calculer  $q_{o\max}$  :

$$q_{o\max} = \frac{q_o}{1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \dots \dots \dots (II-8)$$

$q_o$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à  $P_w$ .

$q_{o\max}$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ( $P_{wf} = 0$ ) (AOFP).

$P_r$  : Pression du réservoir

Générer l'IPR en introduisant des valeurs de  $P_{wf}$  et on calcule les débits correspondants par la relation de Vogel.

#### b. Réservoir d'huile sous sature : $P_r > P_b$

Beggs (1991) a mis en évidence que l'application de méthode de Vogel dans les réservoirs sous saturé présente deux cas possibles suivant la pression d'écoulement au fond du puits soit supérieure ou inférieure à la pression de bulle.

##### Cas b.1 : $P_{wf} \geq P_b$

Beggs a établi la procédure suivante pour déterminer l'IRP quand la pression stabilisée de fond est supérieure ou égal à la pression de bulle  $P_{wf} \geq P_b$ :

- 1- Calculer J en utilisant les données de test et l'équation(II.4)
- 2- Calculer  $q_{ob}$  en utilisant l'équation

$$q_{ob} = J \cdot (P_r - P_b) \dots \dots \dots$$

- 3- Générer les IPR en utilisant l'équation :

$$q_o = J \cdot (P_r - P) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \dots \dots \dots (II-9)$$

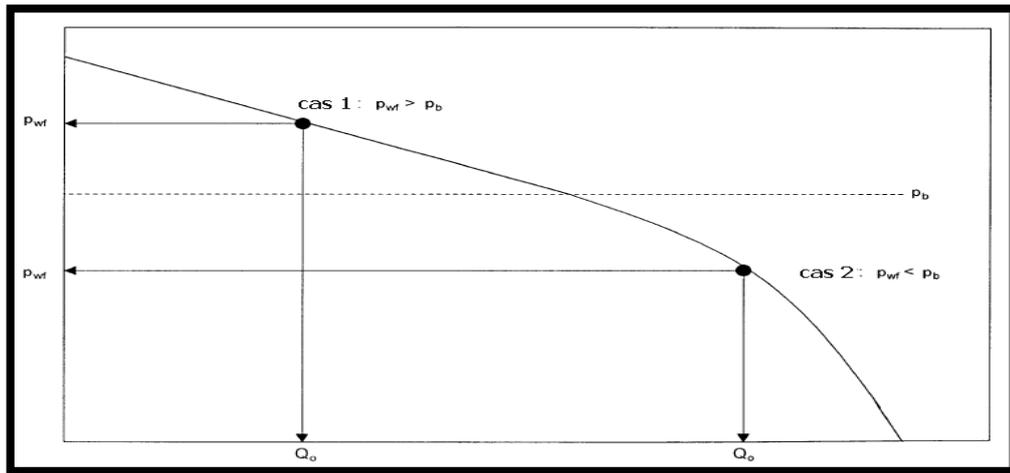


Figure II. 9 : IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé. [19]

**Cas b.2 :  $P_{wf} \leq P_b$**

Quand la  $P_{wf}$  enregistrée de l'essai d'écoulement stabilisé est au-dessous de la pression de point de bulle, suivant les indications du schéma, la procédure suivante a été proposée pour générer la courbe de l'IPR :

1-Calculer J en utilisant les données de test et l'équation

$$J = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \dots \dots \dots (II-10)$$

2- Calculer  $q_{ob}$  en utilisant l'équation.

3- Générer les IPR en utilisant l'équation pour  $(P_{wf} \leq P_b)$ .

**II.7.3.1.2 Méthode de Standing pour un skin  $\neq 0$**

Standing a proposé une procédure pour modifier la méthode de Vogel en prenant en considération l'endommagement ou la stimulation de réservoir. [24]

**II.7.3.2 Méthode De DARCY**

Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit exigé.

L'équation de base est la loi de Darcy. Cette équation proposée en 1856 par Henry Darcy relie la vitesse apparente du fluide à la chute de pression à travers la filtrante.

Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et le milieu est constitué de sable complètement saturé d'eau.

La forme différentielle de la loi de Darcy est donnée:

$$V = -k dp / u dx \dots \dots \dots (II-11)$$

Ou:

**k:** Perméabilité du milieu poreux

v: Vitesse apparente du fluide

u: Viscosité du milieu

dp/dx: Gradient de pression dans le sens d'écoulement

**II.7.3.2.1 Ecoulement linéaire**

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (figure II.8) :

$$\int_{p_1}^{P_2} \frac{k}{\mu} \cdot dp = -\frac{q}{A} \cdot \int_0^L dx \dots \dots \dots (II-12)$$

Si on suppose que k, μ et q sont indépendants de la pression où elles peuvent être évaluées à une pression moyenne, l'équation devient :

$$\int_{p_1}^{P_2} dp = -\frac{q \cdot \mu}{A \cdot k} \cdot \int_0^L dx \dots \dots \dots (II-13)$$

Par intégration:

$$p_2 - p_1 = \frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot l \dots \dots \dots (II-14)$$

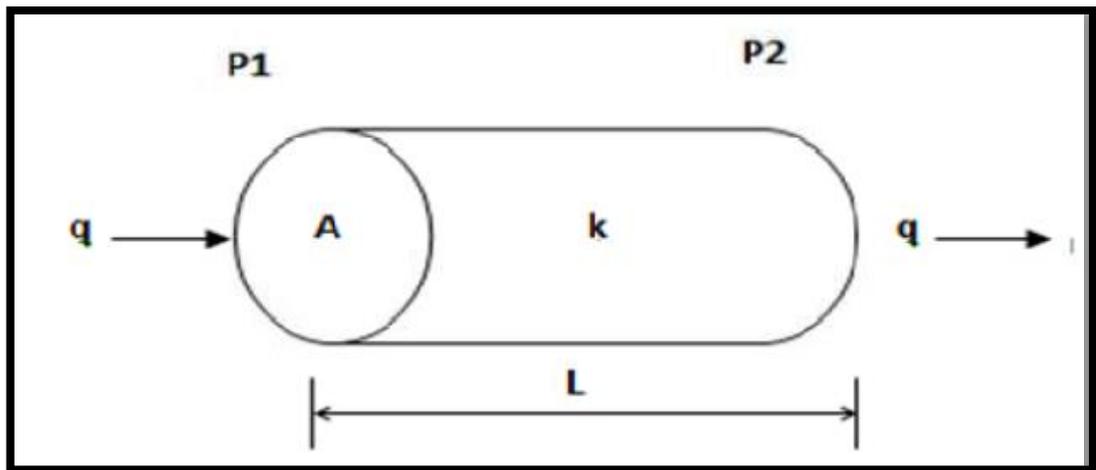
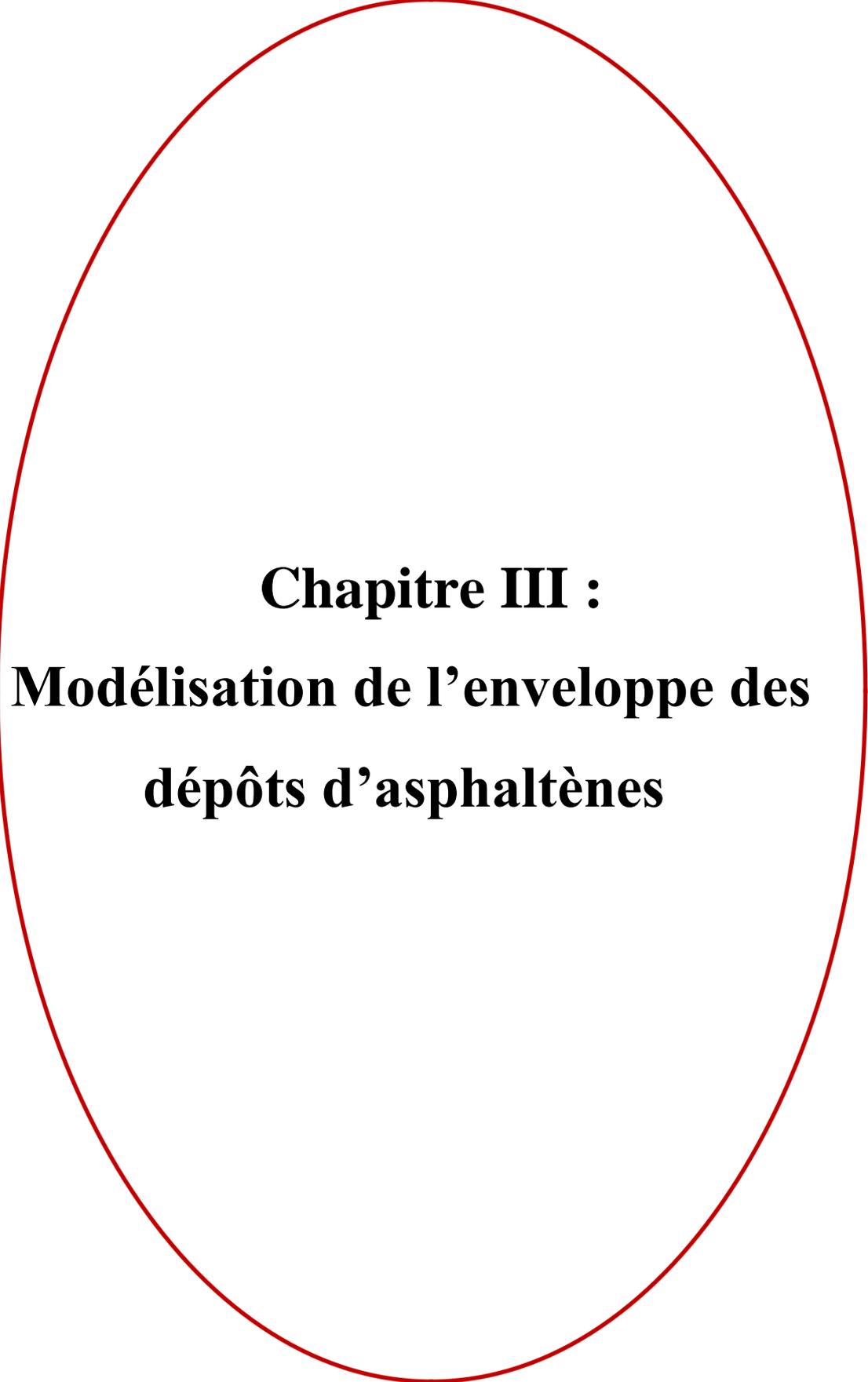


Figure II. 10 : Ecoulement linéaire. [24]

**II.7.3.2.2 Ecoulement radial**

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, dans ce cas la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (II.12), en se référant à la figure(II.9), on obtient :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k}{\mu} \frac{dp}{dx} \dots \dots \dots (II-15)$$



**Chapitre III :**  
**Modélisation de l'enveloppe des**  
**dépôts d'asphaltènes**

### III-1 Présentation de la zone Haoud Berkaoui

La région de Haoud-Berkaoui (HBK) fait partie du bassin d'Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, elle se localise exactement dans la province centrale. Cette région a la configuration d'une dépression allongée d'orientation Nord-Est/Sud-Ouest acquise au cours du paléozoïque. Elle est limitée, au Nord par la zone haute de Djamâa –Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; au Sud-Est le môle de Hassi Messaoud qui se prolonge au Nord par le dorsale d'El Agreb-El Gassi.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée Nord-Est/Sud-Ouest, cette dernière séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au Nord-Est.

#### III-1-1 Situation géographique

La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

Cette région se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt.

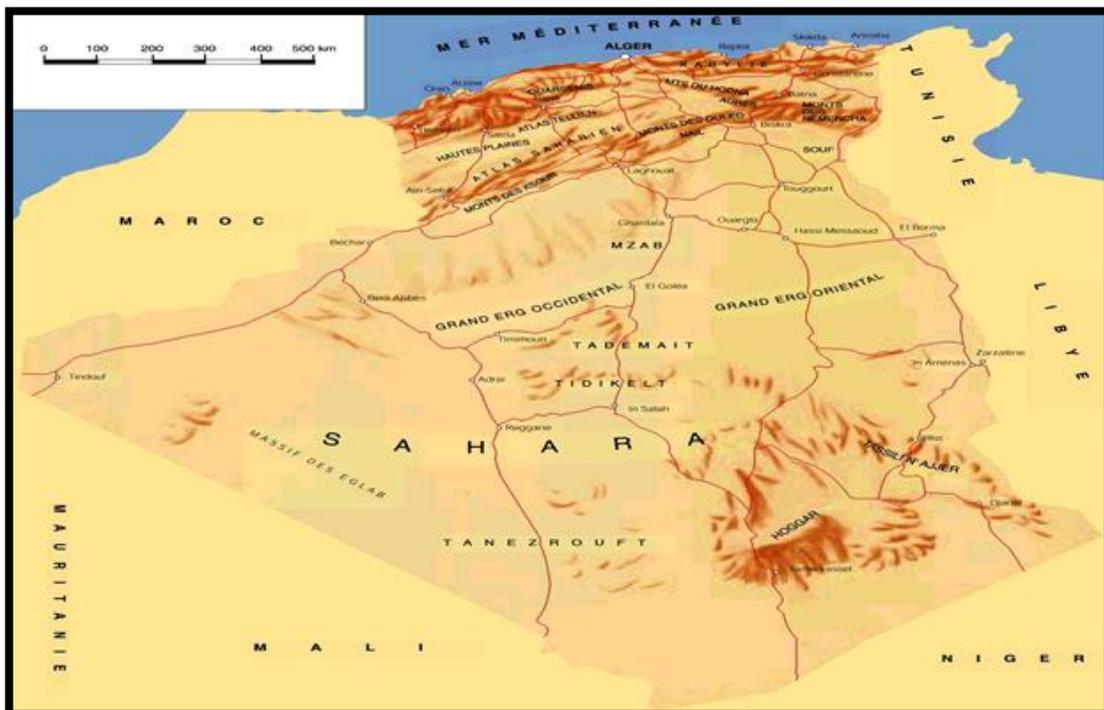


Figure III-1 : la situation géologique de Haoud Berkaoui.

### III-1-2 Les champs de la région

La région de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens, elle est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie. Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km<sup>2</sup>, dont les principaux sont :

✓ **Haoud-Berkaoui (HBK) :**

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km<sup>2</sup> avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mère.

Il a été découvert en mars 1965 par la CFP (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 situ au sommet de la structure.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions st<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gas-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones).

✓ **Champ de Benkahla (BKH) :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km<sup>2</sup>, élevée de 209 m par rapport au niveau de la mère. Il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24.

Benkahla a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves sont d'environ 86.8 millions st<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le gas-lift.

✓ **Champ de Guellala (GLA) :**

Le gisement de Guellala à une surface de 35 Km<sup>2</sup> avec une élévation par rapport au niveau de la mère de 198 m. Il a été découvert à la date de 28 octobre 1969 par le forage GLA#01.

Il a été mis en production en février 1973 dont les réserves sont de 99 millions st<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne est de 3500 m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla.

✓ **Les périphéries :**

Elle est composée de plus de 10 patates. La production de quelques puits se fait par une déplétion naturelle et d'autres sont activés par le gas-lift. Parmi ces petits champs on a : N'goussa (N'GS) / Drâa Tamra (DRT)/ Guellala Nord-Est (GLANE)/

Haniet El Beida (HEB)/ Mokh El Kabech(MEK) / Boukhazana (BKZ) / MELLALA (MEL) /BAB EL HATTABET (BHT) / HANIET EL MOKHTA (HKA) ...

### **III-2 Géologie de champ Haoud Berkaoui**

#### **III-2-1 La stratigraphie**

La zone d'Oud Mya, centre du bassin triasique, est caractérisée par la présence d'une série paléozoïque résiduelle, très érodée, renfermant les roches mères, recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère. La série stratigraphique de Berkaoui se présente par le mio-pliocène qui affleure en surface: Le crétacé; Le jurassique; Le trias; Le Gothlandien et l'ordovicien.

Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistant; Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (silurien).

**FICHE STRATIGRAPHIQUE**

Age	Prof Moyenne		Etages	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur	
TERTIAIRE	Mio-Pliocène	113	Mio-pliocene		Gres et Argiles	113	
		SENONIEN	346	S.Carbonaté		Calcaire dolomique	624 m
	536		S.Anhydritique		Anhydrite dolomie et argile		
			S.Salifere		sel massif		
CRETACE	SUP	737	Turonien		calcaire crayeux	211 m	
		807	Cenomanien		argile grise,anhydri. blche.dol.marnes		
	INF	948	Albien		Gres fin à moy.à intercal d'arg.brun-rou et sable gr.à la base	496 m	
		1444	Aptien		Dolomie et marne	23	
		1467	Barremien		Sable fin à très grossier passée de dolomie,calc et marne.	483 m	
	1805	Neocomien		Grès fin à moyen ,passée d'argile et de lignite.			
	JURASSIQUE	SUP	1950	MALM		Argile silteuse à intercal. de dolomie,de calcaire et marne.	231 m
MOY			2181	Dogger argil.		Argile indurée.	241 m
		2314	Dogger Lag.		Anhyd. et dolomie		
L		S	2432	(Anhydritique Massive		Anhydrite massive,blanche intcl.de dolomie et argile.	872 m
			2684	Sel massif I		sel massif hyalin	
			2734	Horizon "B"		Argile dolomitique	
			2761	Sel +Anhydr s2		sel massif p.arg.plastique	
			2998	Sel Massif III		Sel massif incolore à rose	
			3246	Argiles Sup.		Arg.plastique salifere calcaire dolomitique	
TRIASS ARGILLO-GRESEUX			3304	Argilo-sal.S4		sel incolore	60
	3364		argile inf.		Argile silteuse	13 m	
	3377		T2		Grès fin argilo-silteux	13 m	
	3390		T1		Grès Argileux	48 m	
	3438		Andesites		Andesite altérée	28 m	
	3528		Serie Infer.		Grès fin à moyen	57	
DEVONIEN inf	3585	Devonien Inf.		Argiles noires. grés fin à moyen	93 m		
SILURIEN	3678	Silurien radioa.		Argiles noires radioactives, fossili-	33 m		
ORDOVICIEN	DALLE DE MKRATA 3711			Grés quartzite et Argiles	16 m		
	ARGILES MICRO-CONGLOMERAT 3727			Argiles noires, micro-conglomé	96 m		
	GRES D'OUED SARET 3823			Argiles noires, passées Grés	57 m		
	ARGILES D'AZEL 38808			Argiles noires, passées Grés	46 m		
	GRES D'OUARGLA 3926			Argiles noire, passées Grés	103 m		
	QUARTZITES DE HAMRA 4029			Quartzite et grés quartzite fissurés	97 m		
	GRES D'EL ATCHANE 4126			Grés fin, intercalations argileuses	71 m		
ARGILES D'EL GASSI 4197			Argiles noires silteuses, grés-argileux	>9.5 m			

Figure III-2 : La fiche stratigraphique du champ

### III-3 Le réservoir

#### III-3-1 Les caractéristiques initiales de réservoir

- 1/ Les niveaux producteurs : Le **T1** et la **SI** du TAG, le **T2** est généralement compact.
- 2/ La profondeur moyenne: **3550 m**.
- 3/ La pression de gisement initiale : **518 Kg/cm<sup>2</sup>** à la côte de référence (-3100 m).
- 4/ La pression de bulle : **190 Kg/cm<sup>2</sup>**.
- 5/ Le contact huile-eau initiale : **3324 m**.
- 6/ La température du réservoir : **100 °C**.
- 7/ La hauteur totale moyenne de la si : **47 m**.
- 8/ La hauteur totale moyenne du t1 : **30 m**.
- 9/ La surface de la si : **41.1 Km<sup>2</sup>**.

**Tableau III-1 : Les caractéristiques pétrophysiques des niveaux producteurs**

Caractéristiques	$\phi_{\text{moy}}$ (%)	$S_w$ (%)	$K_{\text{moy}}$ (md)
SI	08,8	32,7	56,2
T1	08,2	25,5	20,4

#### III-3-2 Les problèmes techniques d'exploitation

Comme chaque champ pétrolier au monde, plusieurs problèmes techniques apparaissent au champ de Haoud Berkaoui durant son exploitation soit au niveau de la formation (la matrice) ou dans la colonne de production ou même sur les réseaux de collecte, parmi ces différents problèmes on cite :

- **Colmatage des abords des puits par les fluides de forage** : qui est dû essentiellement à l'importante pénétration de la boue de forage dans la formation à cause de la grande densité des fluides utilisés durant le forage (afin d'appliquer une pression supérieure de celle de la formation pour sécuriser le puits). Généralement la meilleure action à faire après avoir ce genre de colmatage c'est d'appliquer un traitement matriciel (acidification) afin de nettoyer les abords du puits et faire évacuer les fluides indésirables pénétrant dans la formation, et restaurer le paramètres petro physique initiales.
- **Bouchage des perforations et/ou la colonne de production avec les dépôts minéraux (dépôts de sel)** : Au cours du déplacement du fluide de réservoir jusqu' en surface, il subit des différents changements des paramètres thermodynamique (pression et température), ce qui provoque la précipitation du sel dans les parois de la colonne de production et au niveau des perforations.

**A/Traitement mécanique :** effectuer un Grattage du sel précipité dans la colonne de production avec une unité de Slick-line.

**B/ Traitement chimique :** A travers l'injection de l'eau douce soit par bouchon d'une période a l'autre, soit en continu en fonction de la vitesse de précipitation des sels. Le volume de ces bouchons est calculé de telle façon que le puits ne soit pas noyé. L'injection se fait à l'aide d'une pompe connectée à la tête de puits, le refoulement du volume d'eau injecté est assuré par la pression de gisement dans les puits éruptifs ou lifté par le gaz dans les puits à gas-lift, sinon on lifte par l'azote

**Venu d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break - through) :** L'injection d'eau dans le réservoir pour le maintien de pression n'est pas, sans doute, simple. Les caractéristiques de la roche réservoir ne sont pas les mêmes en tout point de gisement. Ce ci favorise un écoulement préférentiel dans certaines zones, ce qui provoque une arrivée d'eau dans les puits producteurs avant d'autre. Le remède n'existe pas, du moins des solutions peuvent être envisagées individuellement tel que : isoler la couche productrice par un bouchon de ciment ou un packer d'isolement. Si le puits est totalement noyé, une étude de transformation en un puits injecteur sera étudiée.

### **III-4 Dépôts d'asphaltènes dans le gisement de Haoud Berkaoui Ouest**

L'endommagement causé par les dépôts d'asphaltènes est un problème fréquent et sérieux au champ de Haoud Berkaoui, qui nécessite un traitement particulier pour l'éliminer. Ces dépôts sont d'origine organique qui se produit dans certaines conditions thermodynamique (chute de pression) se localise aux niveaux des parois de la colonne de production et au fond du puits au niveau des perforations

Comme chaque endommagement, ces dépôts influent directement sur la production du puits.

A partir des données du puits candidat de gisement Haoud Berkaoui Ouest, l'instabilité de la pression de tête et leur effet sur la diminution de débit de production nécessite une étude concernant la détermination de la performance de ce puits par une analyse nodale et identifier la déposition des asphaltènes; aide de l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes en tenant compte des paramètres thermodynamique de fond de puits.

#### **III-4-1 Le but de cette étude**

Cette étude de cas est faite pour les objectifs suivants :

- L'Etude et la détermination de la nature et compositions des dépôts d'asphaltènes située au niveau du puits afin de proposer des meilleurs traitements au plus tard.

- Tracer l'enveloppe des dépôts d'asphaltène et projeter le point de fonctionnement du puits. sur cette enveloppe avant et après le traitement.
- Etudier la performance des différents traitements réalisés a aidéd'un logiciel de simulation PIPESIM.

#### III-4-2 Aperçu sur le logiciel (PIPESIM)

Le PIPESIM (**P**ipeline **S**imulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'analyse des performances des puits.
- L'optimisation de la production.
- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'analyse des puits multilatéraux.

Le PIPESIM est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

#### III-4-3 Modélisation des puits

A l'aide du logiciel PIPESIM, nous modéliserons l'ensemble des puits asphalténiques qui nous choisissons dans notre étude. La modélisation comporte plusieurs aspects :

1. Le modèle réservoir.
2. Les données PVT.
3. La complétion.
4. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
5. Le tracé des courbes inflow et outflow.

#### III-4-4 Etude du cas (Cas de puits BKO3)

##### Analyse SARA (SARA analysis)

**S**aturate, **A**romatic, **R**esin et **A**sphaltene (SARA) est une méthode d'analyse qui permet de classer les bruts selon leur polarité (voir la figure V.1).

Les hydrocarbures saturés (saturate) sont décomposés non polaire comprenant les hydrocarbures saturés linéaires, embranchés, et cycliques (paraffine). Les composés aromatiques (aromatic), qui contiennent un ou plusieurs anneaux aromatiques, sont polarisables. Les deux fractions restantes, résines et l'asphaltènes (resin&asphaltene) ont des substituants polaires. La distinction entre les deux est que les asphaltènes sont

insolubles dans un excès d'heptane (ou de pentane) tandis que les résines sont miscibles avec de l'heptane (ou le pentane).

Le rapport (asphaltènes / résines), se rapporte à la mesure de la stabilité colloïdale des asphaltènes un faible rapport (asphaltènes / résines) implique une bonne stabilisation colloïdale.

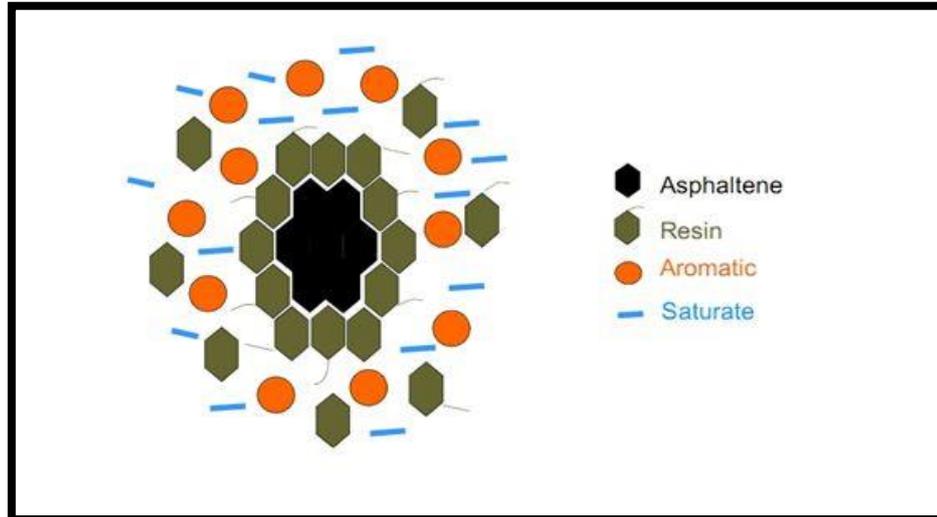


Figure III-3 : Les différentes fractions du pétrole (SARA).

D'après l'étude de CRD/Sonatrach, l'analyse SARA de pétrole brut du puits BKO3 donne une composition moyenne montrée dans le tableau III-2 suivant :

Tableau III-2 : La composition en masse des différentes fractions du pétrole

Huile	Saturate	Aromatic	Resin	Asphaltene
%massique	74.03	14.05	8.72	0.2

Diagramme des phases

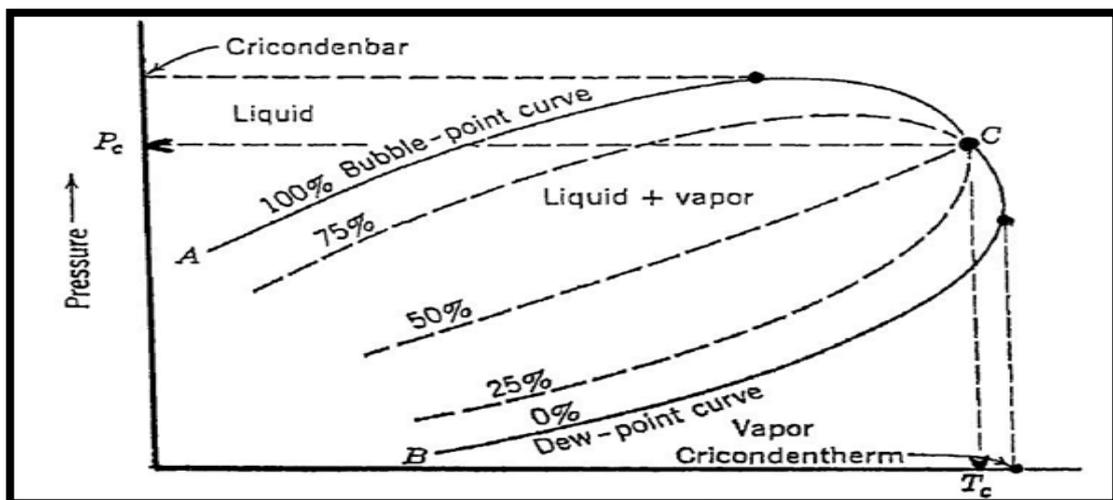


Figure III-4 : Diagramme des phases.

A partir de diagramme de pression-température d'un mélange (Figure.V.2). Le comportement de la courbe de saturation a une forme d'une enveloppe constituée des courbes de rosée et de bulle.

Un complexe initialement monophasique dans un gisement (liquide ou gaz) va subir des changements lorsque la pression diminue de façon isotherme due au soutirage, donc il est important de savoir l'évolution des deux phases (gaz et liquide).

Les deux phases, gaz et liquide, sont marquées par des points particuliers dans le diagramme Pression-Température :

*a- la pression de rosée:* le point de rosée d'un système hydrocarbure est définie comme la pression à la quelle apparait la premier goutte de liquide dans le système hydrocarbure.

*b- la pression de bulle :* le point de bulle d'un système hydrocarbure est définie comme la pression à laquelle le premier bulle de gaz dans le système hydrocarbure.

### 1) La courbe de saturation

*a- La courbe de rosée :* c'est la courbe constituée par l'ensemble des points de rosée elle sépare l'enveloppe des phases à la région vapeur.

*b- La courbe de bulle :* c'est la courbe constituée par l'ensemble des points de bulle elle sépare l'enveloppe des phases à la région liquide.

**Le point critique :** est définie comme l'état de la pression et température à laquelle les propriétés des phases liquide et gazeuse sont égales.

La pression et la température correspondante à ce point sont dites pression critique  $P_c$  et température critique  $T_c$  ; c'est le point d'intersection des deux courbes de bulle et de rosée.

*L'enveloppe des phases :* c'est la région où le gaz et le liquide coexistent dans un état d'équilibre, elle est délimitée par les courbes de saturation.

*Le point cricondenbar :* le point cricondenbar  $P_{cc}$  est défini comme la pression maximale au-dessus duquel la phase gazeuse ne peut pas être formée quel que soit la valeur de la température.

*Le point cricodentherm:* le point cricodentherm  $T_{cc}$  est défini comme la température maximale au-dessus duquel le liquide ne peut pas être formé quel que soit la valeur de la pression.

La simulation des propriétés du mélange est faite par l'introduction des données dans le Multiflash (PIPESIM) pour tracer le diagramme des phases.

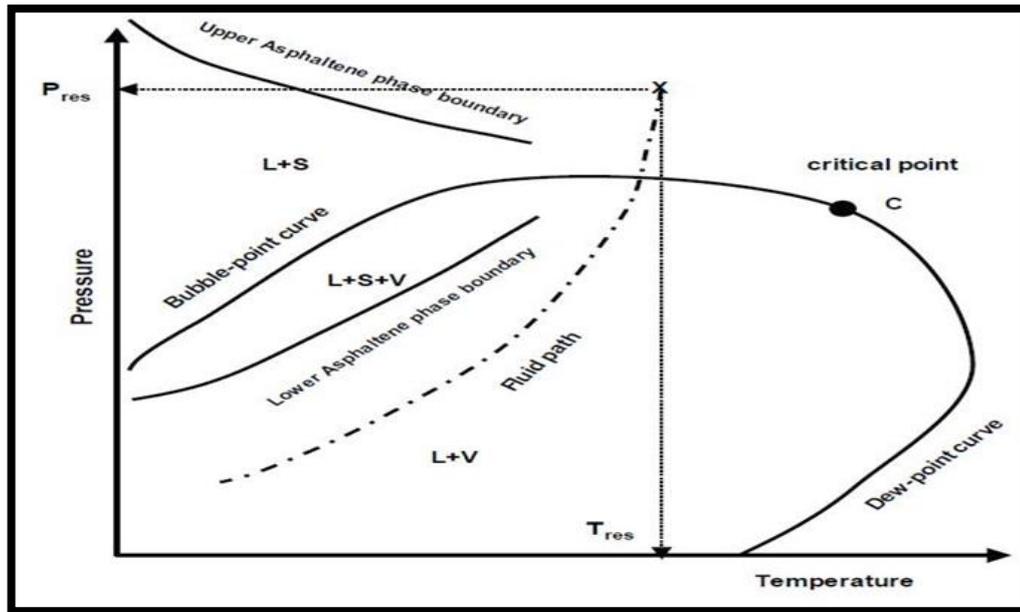
### Enveloppe de dépôt d'asphaltènes(ADE)

La floculation des asphaltènes dépend de la composition des hydrocarbures, la température et la pression. En termes de composition, le pouvoir à maintenir les asphaltènes en suspension stable dépend des quantités relatives de paraffines, aromatiques, et des résines dans l'huile. Leontaritis et al (1994) soulignent le fait que les asphaltènes sont déposés juste après la floculation. Au cours de la floculation, les micelles d'asphaltènes (agrégats) forment des particules d'asphaltènes de plus grande taille, causant l'endommagement par le bouchage des pores, et la réduction de la perméabilité effective. Lorsque la floculation des asphaltènes se produit dans la matrice rocheuse, certains particules d'asphaltènes peuvent rester dans les pores en raison de leur grande taille, d'autres peuvent être transportés par le fluide coulant jusqu'à ce qu'ils arrivent simultanément à la gorge de pores pour combler et réduire la perméabilité effective.

Leontaritis et al (1994) ont souligné que la région où se produit la précipitation des asphaltènes est délimité par une enveloppe de dépôt des asphaltènes (ADE), comme montré dans la Figure III-5. L'illustration montre également que la courbe de saturation (diagramme de pression-température) du pétrole brute avec les limites des phases de dépôt d'asphaltènes.

La précipitation se produit généralement au-dessus de la pression de saturation, qui est, la pression supérieure de l'ADE, et continue à augmenter jusqu'à ce qu'elle atteigne une valeur maximale autour de la pression de saturation. Le processus de précipitation des asphaltènes diminue lorsque la pression diminue davantage et cesse que la pression descend au-dessous de la pression inférieure de l'ADE. On note que lorsque la pression du réservoir est supérieure à la pression de saturation, la précipitation est due à la pression seulement, en dessous de la pression de saturation les deux paramètres telle que la pression et la composition influent simultanément sur le comportement de précipitation.

L'enveloppe de dépôt d'asphaltènes est un outil très utile pour évaluer le potentiel et la sévérité des problèmes d'asphaltènes. L'ADE indique le chemin thermodynamique qui doit être respectées lors la récupération d'huile de réservoir pour éviter ou minimiser les problèmes d'asphaltènes. Si possible, l'huile doit être maintenue à l'extérieur ou loin du centre de l'ADE que possible.



**Figure III-5 :** Diagramme pression / température de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes  
**Création de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes**

Nous avons utilisé le logiciel PIPESIM pour la création de l'ADE. Pour cela, on utilise l'option Multiflash pour les asphaltènes qui est basé sur une équation d'état cubique. Les paramètres du modèle (analyse de SARA, analyse compositionnelle de l'huile vivante, la pression de bulle) ont été initialement développées à partir d'une étude de près de trente séries de mesures expérimentales de dépôts d'asphaltènes. Le modèle est complexe et pour garantir des résultats fiables, nous recommandons de suivre une procédure. On signale que le modèle d'asphaltènes dans Multiflash est principalement destiné au calcul de la floculation des asphaltènes à partir de l'huile.

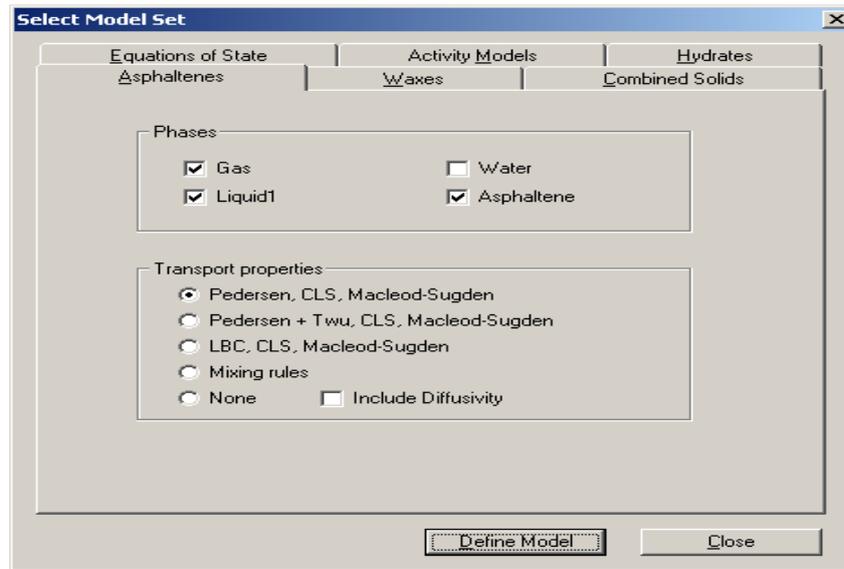
Les données d'entrée nécessaires pour le modèle sont les suivantes:

- Une analyse compositionnelle de l'huile.
- La quantité d'asphaltènes dans l'huile et le rapport entre la résine et l'asphaltènes, souvent déterminés à partir l'analyse SARA.
- Point de bulle ( $P_b$ ).
- les conditions thermodynamiques de réservoir ( $P_r$ ,  $T_r$ ).

L'équation cubique d'état (RKSA) est choisie comme équation de base pour l'option Multiflash. Pour créer le modèle d'asphaltènes, on procède de la façon suivante :

- 1/ Utilisation de l'option (**Select Model set**).
- 2/ Sélection l'onglet d'asphaltènes,

3/ Cliquer sur (**Define Model**) pour sélectionner le modèle d'asphaltènes et cliquer sur (**Close**) pour charger le modèle



La prochaine étape est la caractérisation du liquide :

- Aller à (**PVT Analysis**).
- Définir la méthode de l'analyse (**Infoanal2 method**).
- Définir le (**Start pseudocomponents**) à **C6** et le nombre de pseudo components (**number of pseudocomponents required**).

La dernière étape de caractérisation consiste à entrer toutes les données :

- L'analyse S.A.R.A.
- le rapport entre la résine et les asphaltènes.

Après l'introduction des données nécessaires, l'interface de l'analyse PVT est obtenue comme suit :

Defined component data: Infochem fluids databank (Infodsta) Analysis method: Revised method (Infoana2)

Single Fluid | Liquid+Gas | Single Fluid with n-Paraffins | Liquid+Gas with n-Paraffins | Black Oil Analysis

Component [Insert] Component [Delete] Fluid

Components	mole %
NITROGEN	0.9700000
H2S	
CO2	0.2000000
METHANE	27.55000
ETHANE	7.430000
PROPANE	9.020000
ISOBUTANE	1.290000
N-BUTANE	4.850000
ISOPENTANE	1.670000
NEOPENTANE	
N-PENTANE	2.490000
C6	3.160000
METHYLCYCLOPENTANE	
BENZENE	
CYCLOHEXANE	
C7	4.830000

Total %: 100

Total fluid: Total amount of fluid [ ] mole

Pseudocomponents: Start pseudocomponents at C6 n-paraffins N6 Number of pseudocomponents required 15 n-paraffins 15

Molecular weight: 270.6000 Specific gravity: 0.8770000

Stock Tank Oil  Heaviest SCN  Single fluid

SARA Analysis: mass % Saturates: 39.10800 Aromatics: 40.00000 Resins: 19.63200 Asphaltenes: 1.200000 Estimate RA

Total Wax Content: [ ] mass % Estimate Wax Content

Water Cut (as % of total liquid): [ ] volume %

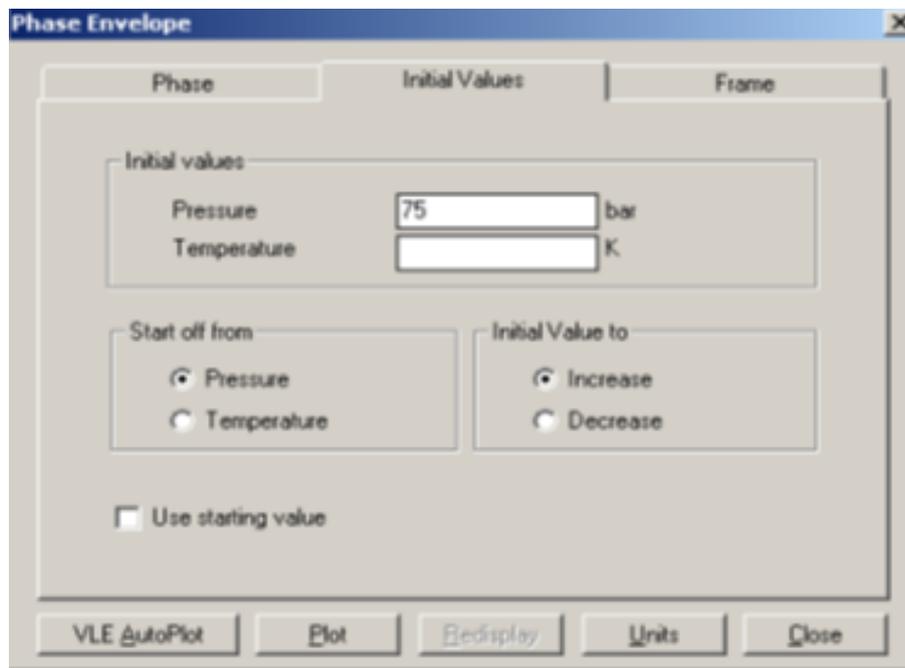
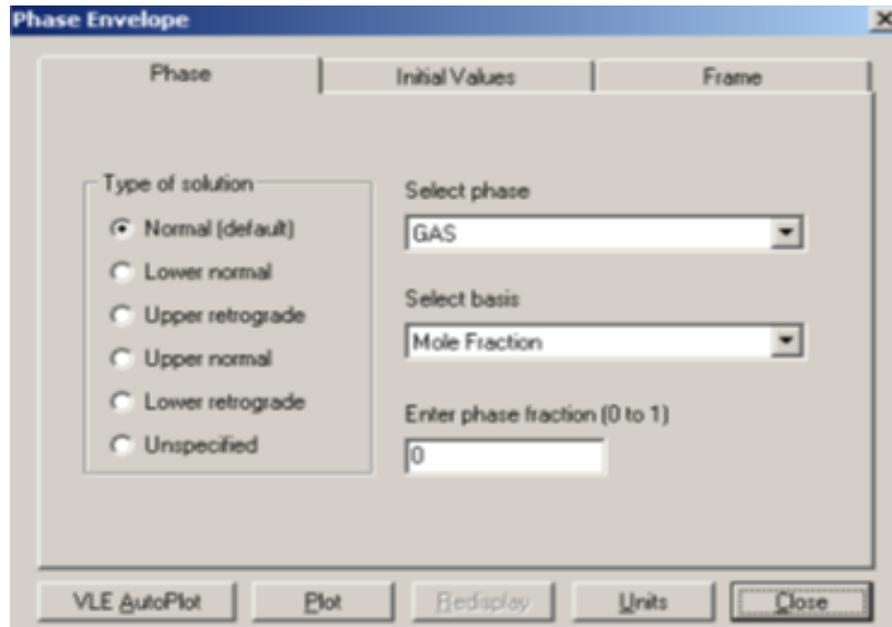
Display SCN Distribution Do Characterisation Close

Une fois que les données sont correctes, Cliquez sur **Do Characterisation**. Après la boîte de message :« la caractérisation a été complétée avec succès » Cliquer sur **OK** et sur **Close** pour revenir à la fenêtre principale. Utiliser **the Tools\Matching\Asphaltene Phase** pour afficher la boîte de dialogue, et entrer les valeurs appropriées.

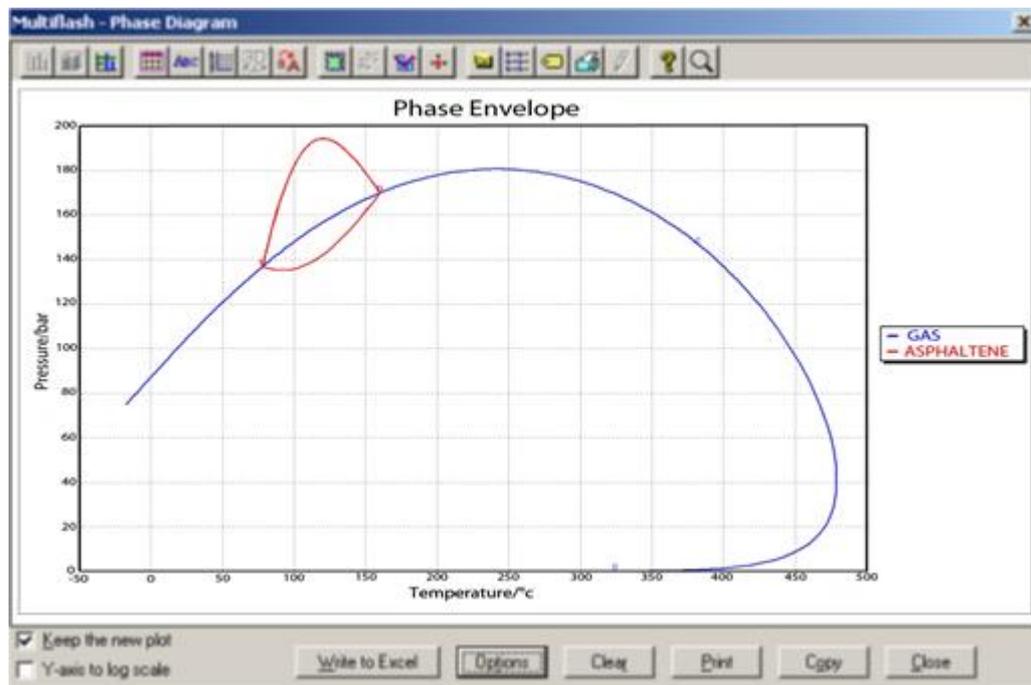
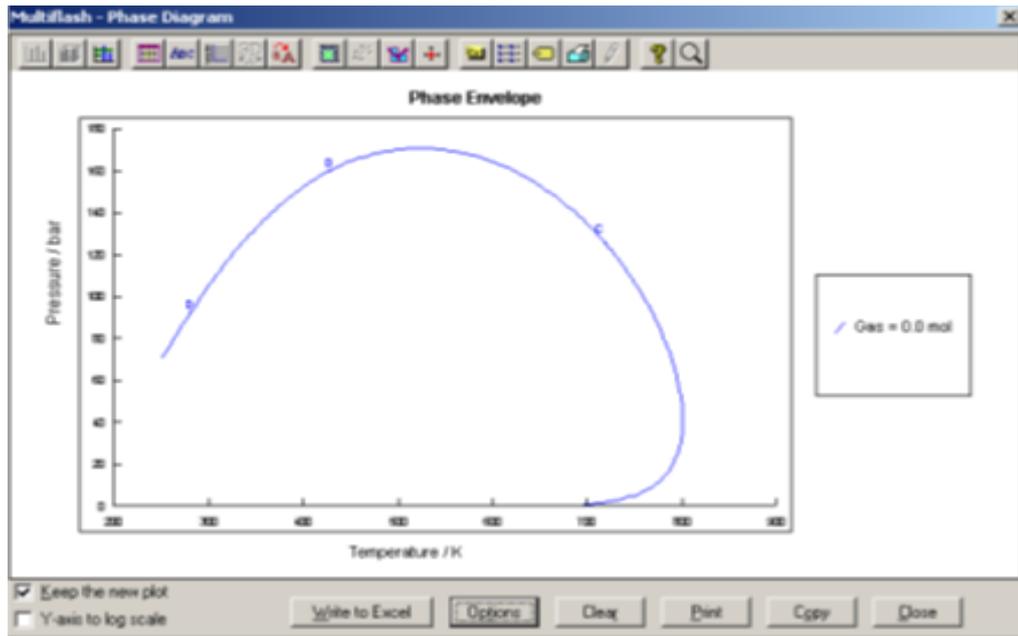
Cliquer sur **Match** et **close**: les valeurs des paramètres du modèle et les propriétés de fraction du pétrole sera affiché dans la fenêtre principale. Le modèle d'asphaltènes a maintenant été défini.

### Détermination les conditions de floculation d'asphaltènes

Une fois le modèle d'asphaltènes a été défini et les paramètres équipés, nous pouvons effectuer des calculs favorisant la floculation. D'abord, tracer la courbe de bulle par l'utilisation de l'outil "**Phase Envelope** " pour une valeur de fraction de phase gazeuse égale à zéro et choisir une valeur initiale de pression (75 bars).



Cliquer sur **Plot**, l'enveloppe de phase sera afficher. On observe deux points de discontinuité **D**. Ces sont les points où l'enveloppe de déposition ADE des asphaltènes franchit la courbe de bulle.



Ces points peuvent être très utiles pour établir une pression de démarrage appropriée de l'enveloppe de déposition ou de fournir des valeurs de départ.

Ensuite, revenir à l'outil "**Phase Envelope**" et cette fois-ci la phase est l'**asphaltènes**, à une fraction égale à zéro et une valeur initiale de la pression égale à 170 bar. Enfin, cliquer sur **Plot** pour afficher la limite de l'enveloppe d'asphaltènes.

### Le résultat de travail

La figure III- suivante montre l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes (ADE).

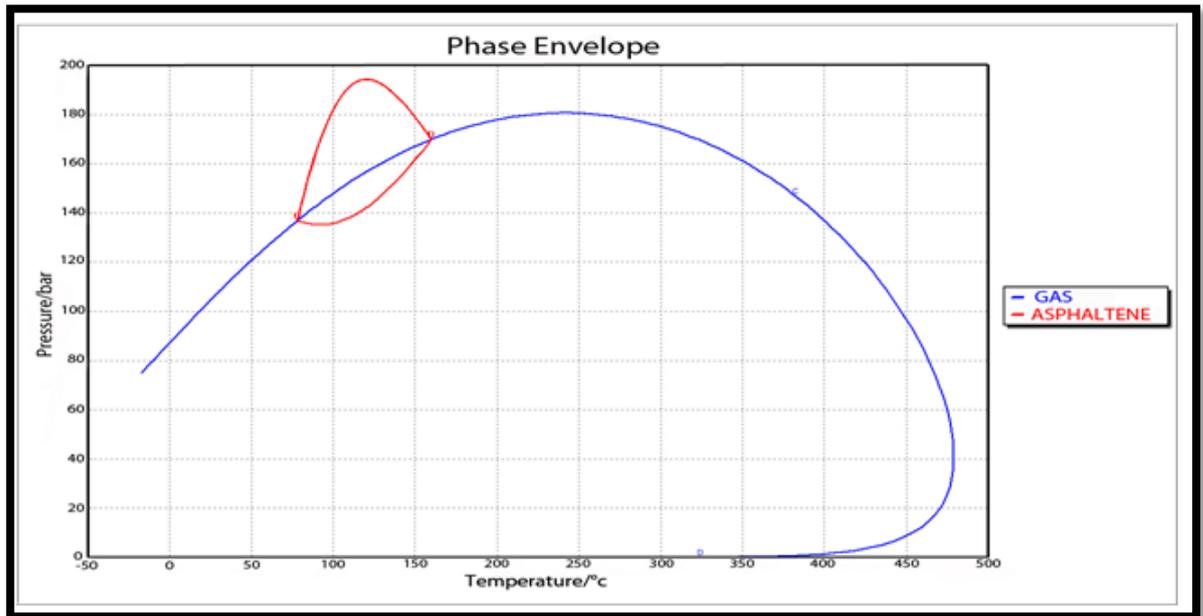


Figure III-6 : Enveloppe de dépôts d'asphaltènes.

### Le puits BKO3

Le puits **BKO3** foré en **2005** n'est relié à la production de la région Haoud Berkaoui qu'en **2009**. L'objectif du forage étant d'exploiter les quartzites d'Allhamra, grès d'el atchane et la série inférieure, le réservoir est actuellement mis en production au niveau de la série inférieure. Les deux autres réservoirs sont d'aucun intérêt pétrolier.

BKO3 est un puits producteur d'huile, il est complété d'un Tubing 2''7/8 ancré à 3259,95 m et d'un Liner 4''1/2 cimenté et perforé. On distingue deux réservoirs, l'un est quartzite de Hamra qui est actuellement abandonné et avec bouchon de ciment allant entre 4232,45 et 3699,00 m, et l'autre est le réservoir SI perforé de 3525 à 3525 m qui constitue l'objectif principal pour la production de l'huile.

Le puits BKO3 est localisé dans une zone connue par les problèmes des asphaltènes qui sont la cause du bouchage du tubing de production et la chute de la production du puits.

Le solvant choisi pour le traitement BKO3 est le reformat pur, car il permet de bien solubiliser l'asphaltène leur solubilité est de 66,66 %, ce produit est fabriqué par la raffinerie (Sonatrach) et n'est pas cher en comparaison avec les autres solvants. Mais du point de vue sécuritaire, si l'on prend en compte le point d'inflammabilité (-5°C) le reformat est un solvant dangereux.

Plusieurs essais et mesures ont été menés sur le puits, afin d'étudier et identifier le problème de dépôts d'asphaltènes, ces derniers ont un effet sur la productivité du puits.

Parmi ces tests, on note :

- Test de Build up.
- Test de jaugeage.
- Mesure de la pression de fond dynamique (PFD).

#### Résultat de test de Buildup et les mesures de PFD :

Le test de remonter de pression (Buildup) est utilisé pour obtenir des informations sur le puits et le réservoir tel que: la pression de réservoir, skin, perméabilité, limite de réservoir, longueur de fracture. Il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de pression. La mesure de la pression de fond dynamique(PFD) consiste à descendre un outil d'enregistrement(AMERADA) Les résultats sont montrés dans le tableau III-2 suivant :

**Tableau III-3 : Résultats des tests Build Up et PFD**

Type de test	Pression (Kg / cm <sup>2</sup> )			Q (m <sup>3</sup> /h)	Skin	K <sub>h</sub> (md.ft)
	Gisement	Fond	Tête			
<b>Build Up</b>	386,57	310,38	104	12,98	- 2,11	1300
<b>PFD</b>	-	263,76	71	5,03	-	-
<b>PFD</b>	-	258,37	62	5,12	-	-
<b>PFD</b>	-	293,46	73	6,03	-	-
<b>Build Up</b>	381,24	270,58	68	5,62	5,36	986

Les résultats des tests de buildup indiquent que ce puits est endommagé à cause de la précipitation des dépôts d'asphaltènes. Une augmentation de skin à une valeur positive et une réduction de la perméabilité sont des facteurs signifiant l'endommagement de la formation. Les tests de Buildup et les mesures de pression de

fond dynamique permettent de tracer l'évolution de la pression de réservoir ( $P_r$ ) et la pression de fond dynamique(BHP) en fonction de temps.

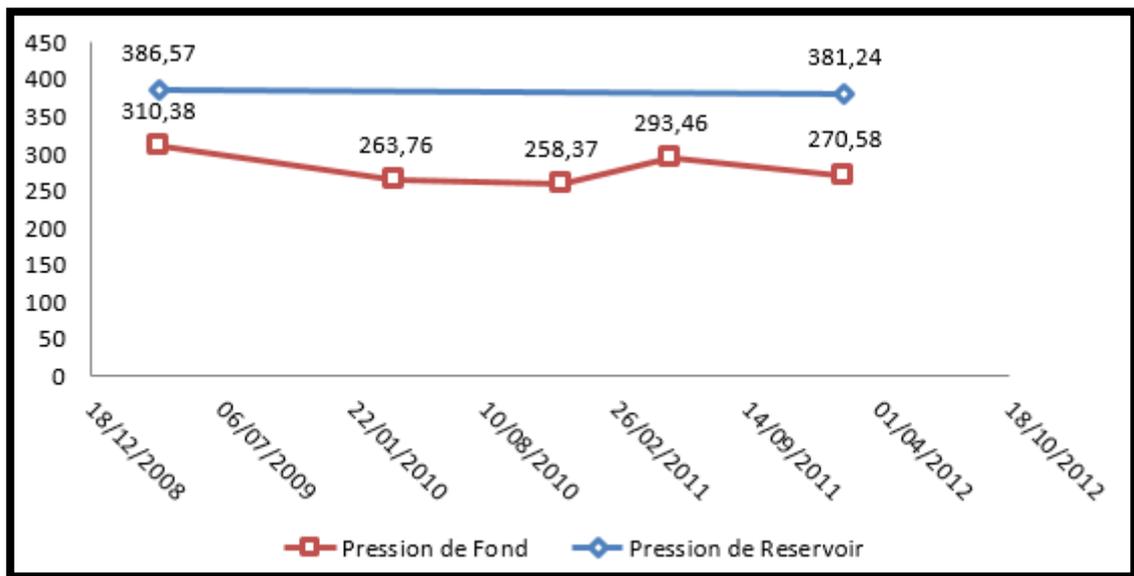


Figure III-7 : Evolution de la pression de réservoir et de fond.

D'après le graphe, on remarque que la pression de réservoir ( $P_r$ ) pratiquement ne change pas, elle est considérée quasi-stable. Par contre, la pression de fond (BHP) montre une variation remarquable au cours du temps. On signale que la pression la plus faible correspond à la valeur de 258 kg/cm<sup>2</sup> au cours de production.

**Résultat de test de jaugeage**

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même, ce test permet d'obtenir d'autres paramètres caractérisant le brut tels que, le GOR, la densité d'huile, la densité de gaz, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats obtenus à partir de ce test sont illustrés dans le tableau

Tableau III-3 : Résultats de test de jaugeage

Duse (mm)	Q (m <sup>3</sup> /h)	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T° huile (°C)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Densité
		Tête	Pipe	Sép			
10	12.989	112.7	15.6	12.9	44.2	222	0.7716
10	9.556	87.4	16.6	15.6	44.3	219	0.7744
10	7.099	57.5	15	14.7	40.8	198	0.773
8	4.383	61.5	15.4	14.8	36.5	165	0.7541
8	6.323	72.2	16.1	13.7	42.4	201	0.7747

D'après les résultats des jaugeages, on peut mentionner les interprétations suivantes:

- ✓ Une diminution excessif de débit de  $13\text{m}^3/\text{h}$  jusqu'au  $4\text{m}^3/\text{h}$  correspond une chute de  $9\text{m}^3/\text{h}$  dans une année ce qui montre l'intensité de ce problème, malgré la réalisation des traitements durant cette période. Ces traitements ont fait une légère amélioration de production
- ✓ Une légère diminution de la température d'huile est due essentiellement au plusieurs traitements avec des solvants chimiques contenant l'eau froid.
- ✓ La variation des valeurs de GOR est directement proportionnelle aux valeurs de débit de production.

### III-4-5 Traitement de problème des dépôts d'asphaltènes

#### III-4-5-a Traitement mécanique avec grattage

Suivant l'historique du puits BKO3, il a subi une chute remarquable de sa pression en tête juste après 2 mois de sa mise en production, de 112 à 90bars, ça a nécessité d'intervenir avec l'unité Slick-Line afin d'identifier la nature de problème et l'éliminer.

D'après l'analyse des échantillons récupérés du fond par l'unité Slick-Line, montre que les échantillons sont des dépôts d'asphaltènes.

Les premières interventions de l'unité Slick-Line permettent d'écarter ces dépôts d'asphaltènes par grattage et ramonage en utilisant les outils suivants :

Les derniers contrôles effectués sur le puits, montre que le rythme de déposition des asphaltènes dans le tubing et au fond est rapide, celui qui provoque des problèmes de coincement et de rupture de câble lors de ces interventions.

Avec le rythme élevé de la composition des dépôts et leur problème lors du traitement mécanique, ce dernier n'est devenu plus efficace, et ça a nécessité de passer à un autre type de traitement, le traitement chimique.

#### III-4-5-b Traitement chimique

- Choix de produit de traitement chimique :

Suivant l'historique de production, le puits BKO3 s'écoule avec un débit inattendu. En raison de cette situation et afin d'éviter le colmatage total de la formation avec les asphaltènes, il est fortement recommandé de le stimuler avec un solvant approprié, pour cela on va simuler la performance de puits BKO3 en s'appuyant sur l'analyse nodale avant et après le traitement chimique Reformat.

- Historique de traitement de puits BKO3

Jusqu'à présent, le problème de dépôt d'asphaltènes est posé dans le puits BKO3. Il a subi plusieurs opérations de traitement avec des différents solvants proposés par des

entreprises étrangères ou de reformat pur qui appartient à Sonatrach. Mais leur efficacité est limitée par le temps. L'historique de production de ce puits depuis 2009 et les différents traitements sont illustrés dans la figure III-7



Figure III-8 : Profil de production des puits BKO3

Le puits BKO3 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.

- **Objectif de traitement**

Nettoyer le tubing 4"1/2, les perforations des abords de puits et traitement de la matrice avec le Reformat pour éliminer l'endommagement dû aux dépôts d'asphaltènes avec l'unité de Coiled Tubing.

- **Procédure de traitement**

Le traitement a été effectué dans une seule journée comme suit :

1/ Libérer le passage au niveau de tubing, nettoyage de liner et les abords de puits avec le Reformat.

2/ Traitement de la matrice avec le Reformat.

III-4-6 Analyse Nodale

III-4-6-a Avant le traitement :

On se basant sur les données du test de Build Up et les mesures de jaugeage pour la création du modèle sur le simulateur et le caller, on obtient les deux courbes montrées dans les figures (III-8) et (III-9) :

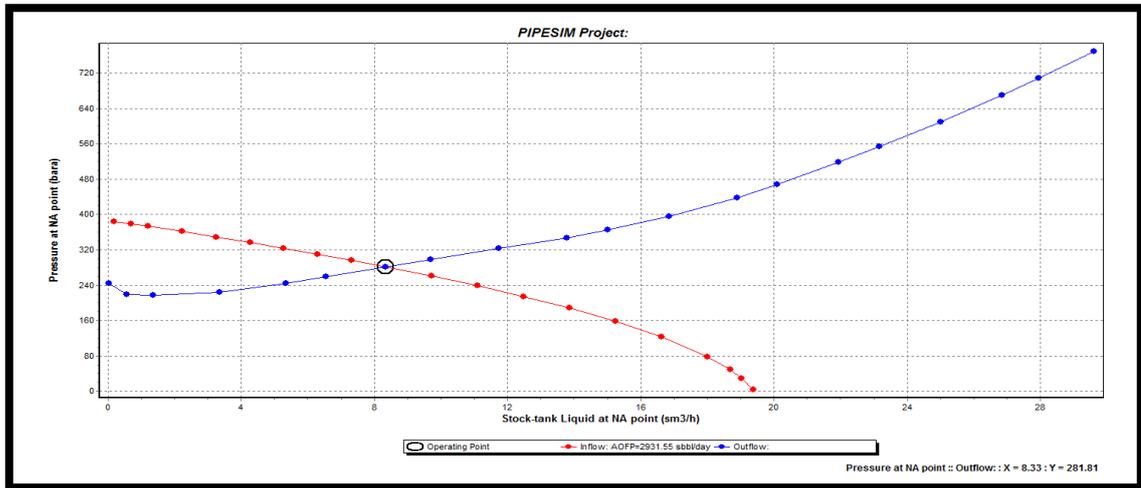


Figure III-9 : Courbes types (Pression / débit) du puits BKO3

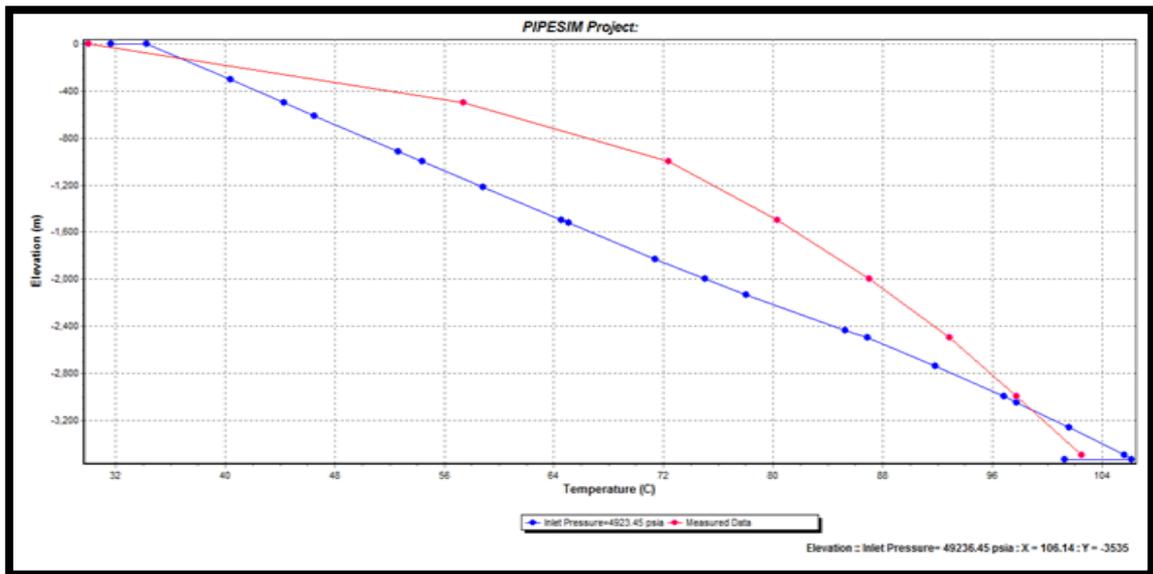
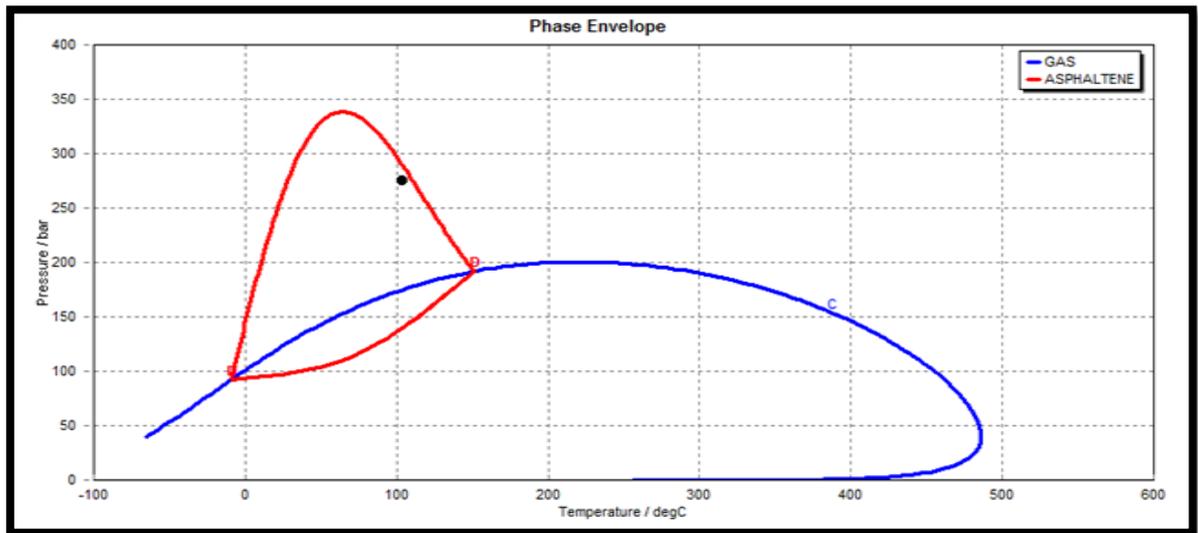


Figure III-10 : Profil de température du puits BKO3

Tableau III-4 : Paramètres de fond et de surface avant traitement

Paramètres de surface		Paramètres de fond	
WHP (Kg/cm2)	Q (m <sup>3</sup> /h)	BHP (Kg/cm2)	BHT (°C)
77	8.33	281.82	106.14

Ces paramètres sont reportés sur l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes suivant :

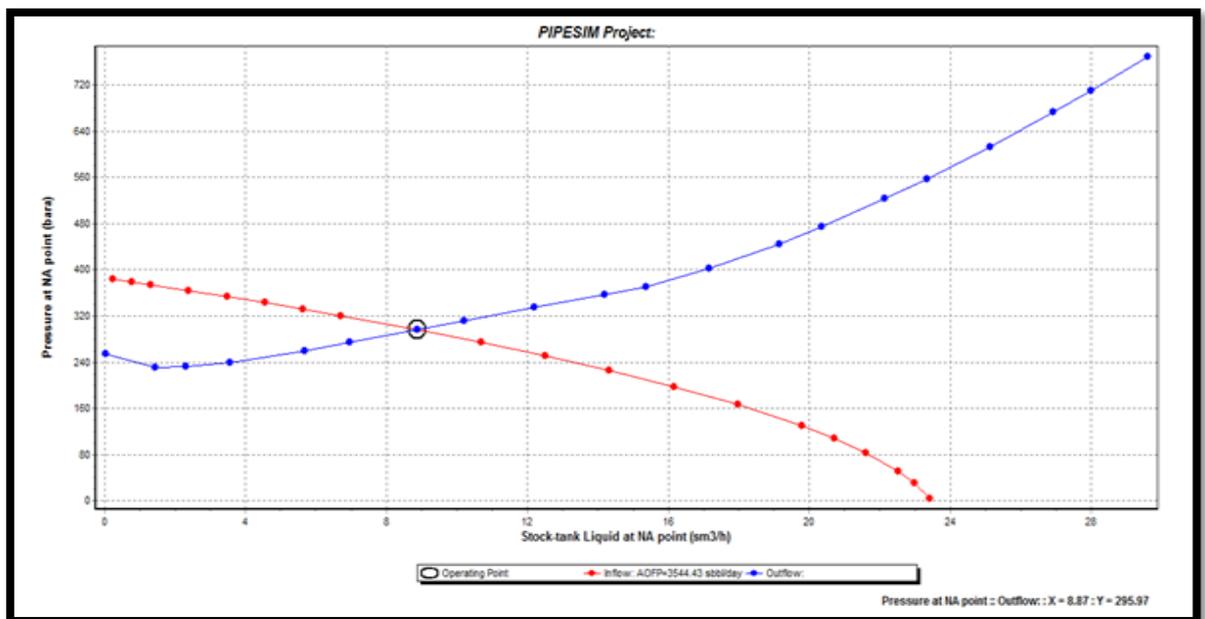


**Figure III-11 : Enveloppe de précipitation des asphaltenes**

D'après la figure III-10, le puits se localise dans l'enveloppe des dépôts d'asphaltènes ce qui explique leurs existence avant les traitements.

**III-4-6-b Analyse nodale après le traitement**

Les paramètres thermodynamiques (pression et température de fond et le débit de production) sont donnés par l'analyse nodale ainsi que le profil de température effectués après le traitement chimique avec le Reformat, sont représentés dans les courbes suivantes :



**Figure III-12 : Courbes types (Pression / débit) du puits BKO3 après traitement**

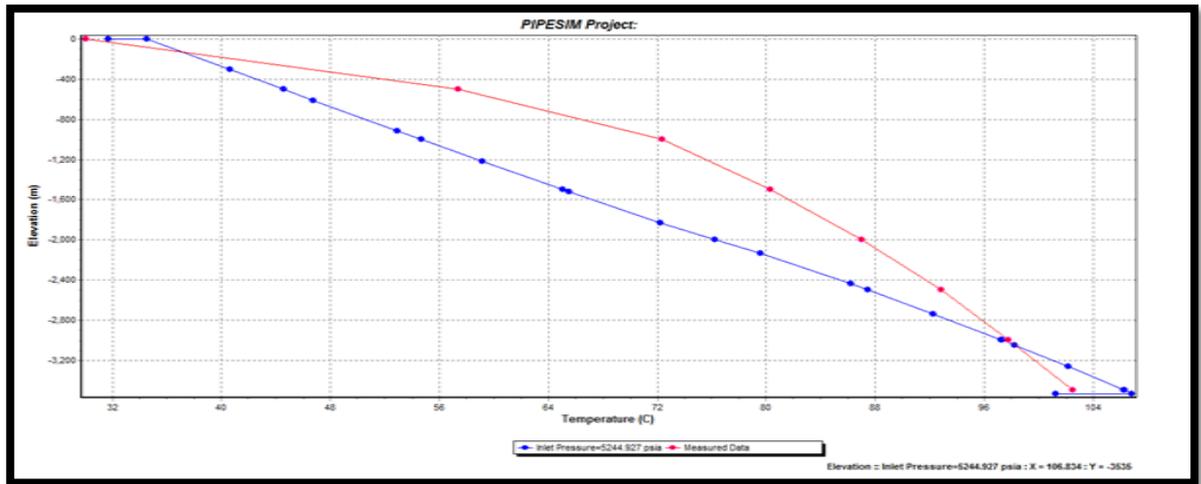


Figure III-13 : Profil de température du puits BKO3 après traitement

Paramètres de fond et de surface après traitement de Reformat :

Tableau III-5 : Paramètres de fond et de surface après traitement de Reformat

Paramètres de surface		Paramètres de fond	
WHP (Kg/cm <sup>2</sup> )	Q (m <sup>3</sup> /h)	BHP (Kg/cm <sup>2</sup> )	BHT (°C)
82	8,87	295,97	106,83

Ces paramètres sont reportés sur l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes suivant:

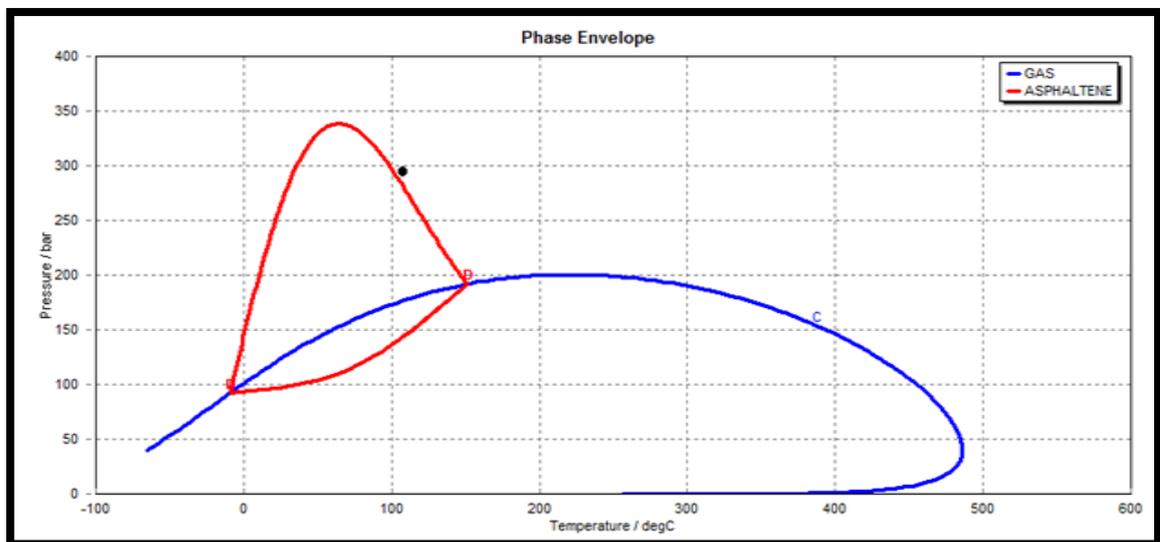


Figure III-14 : Enveloppe de précipitation des asphaltènes après traitement

Malgré que le puits est positionné en dehors de l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes après le traitement, la cadence de déposition des asphaltènes est accélérée dans ce puits, qu'est confirmé par un bouchage dans le tubing découvert par l'intervention de Slick-Line juste après une semaine du traitement au Reformat.

Cette situation nécessite des tests au laboratoire dans pour :

- Déterminer la composition et le pourcentage massique de chaque constituant de brut (analyse SARA).
- Déterminer les produits chimiques qui peuvent retarder la déposition des asphaltènes le plus lentement possible (test de dissolubilité)

Après les études Nous avons trouvé que malgré le traitement avec reforma le débit Il n'a pas augmenté de manière significative et le puits Non loin de l'enveloppe d'asphaltènes Ce qui nous fait poser l'hypothèse de son retour dans cette région

Cela signifie qu'il y a un problème. Après quelque analyse Ils ont constaté qu'il y a des sels autour les asphaltènes. Cela empêche le reforma de faire son travail de dissolution des asphaltènes d'une façon efficace.

C'est un véritable problème c'est la fixation du sel (adsorbats) autour des molécules d'asphaltènes (adsorbant) c'est le phénomène d'adsorption parce que y a une affinité entre les asphaltènes et les sels d ou les molécules adsorbent les sels qui reste sur la surface

Ce lien entre les molécules entrave le travail de reforma cela explique que le débit n'augmente pas d'une manière significative après le traitement

### Analyse nodale après le traitement reforma + acide

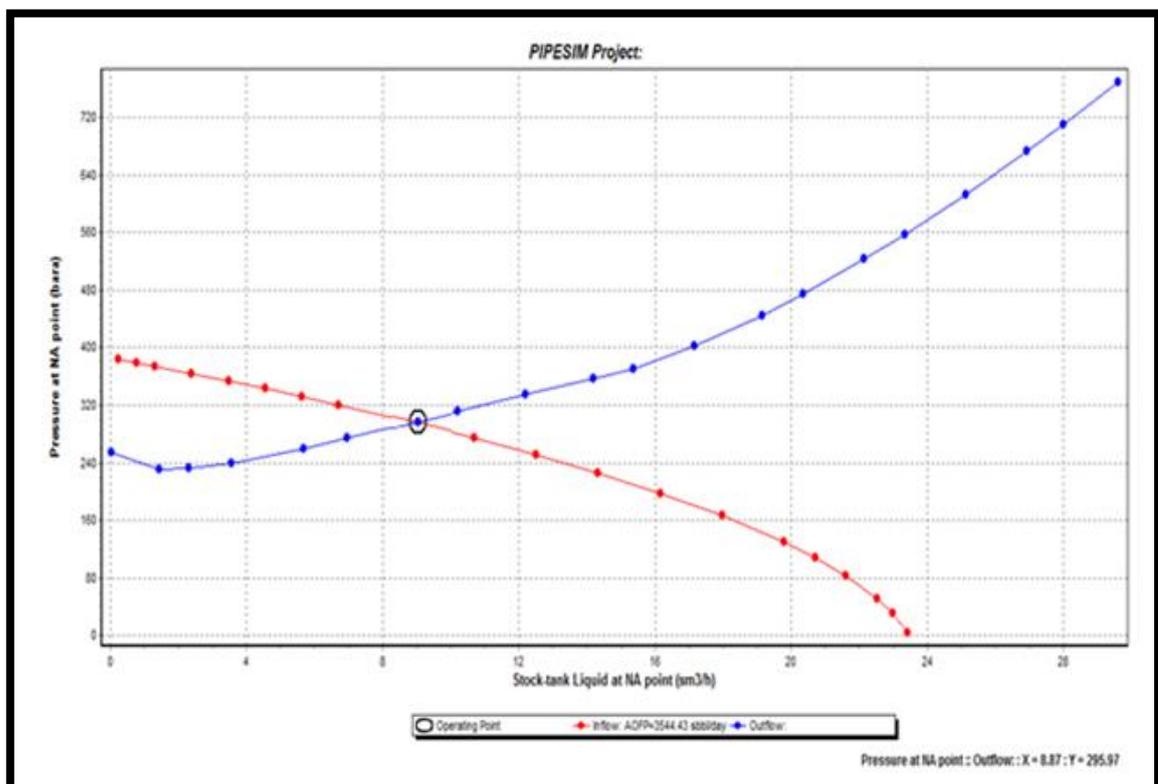
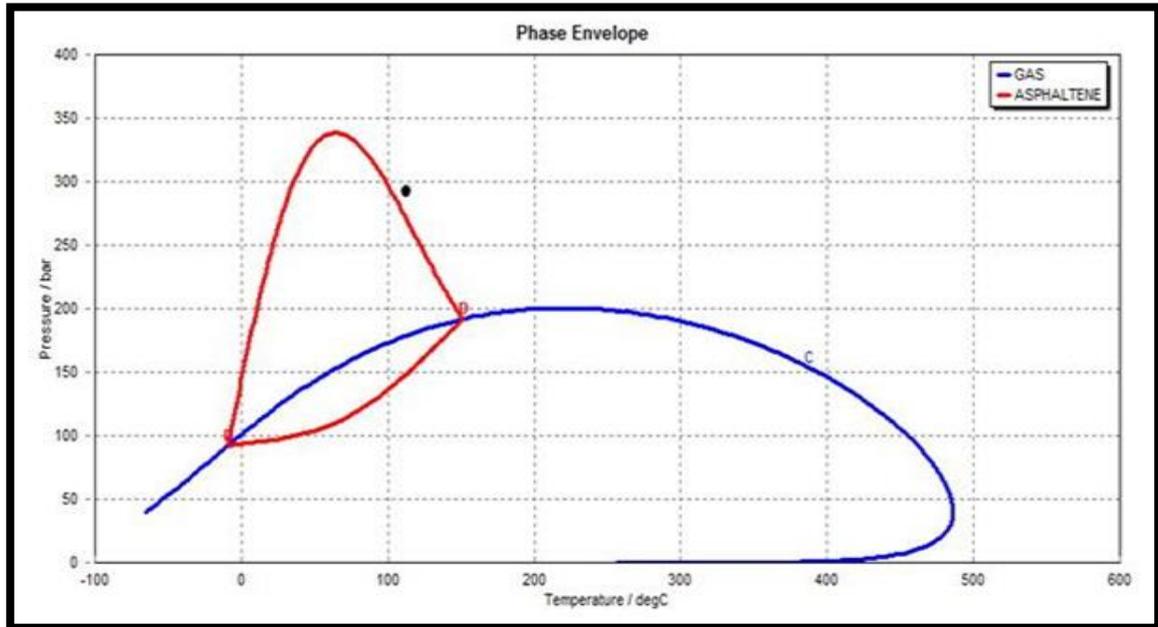


Figure III-15 : Performance de puits après traitement reformat + acide

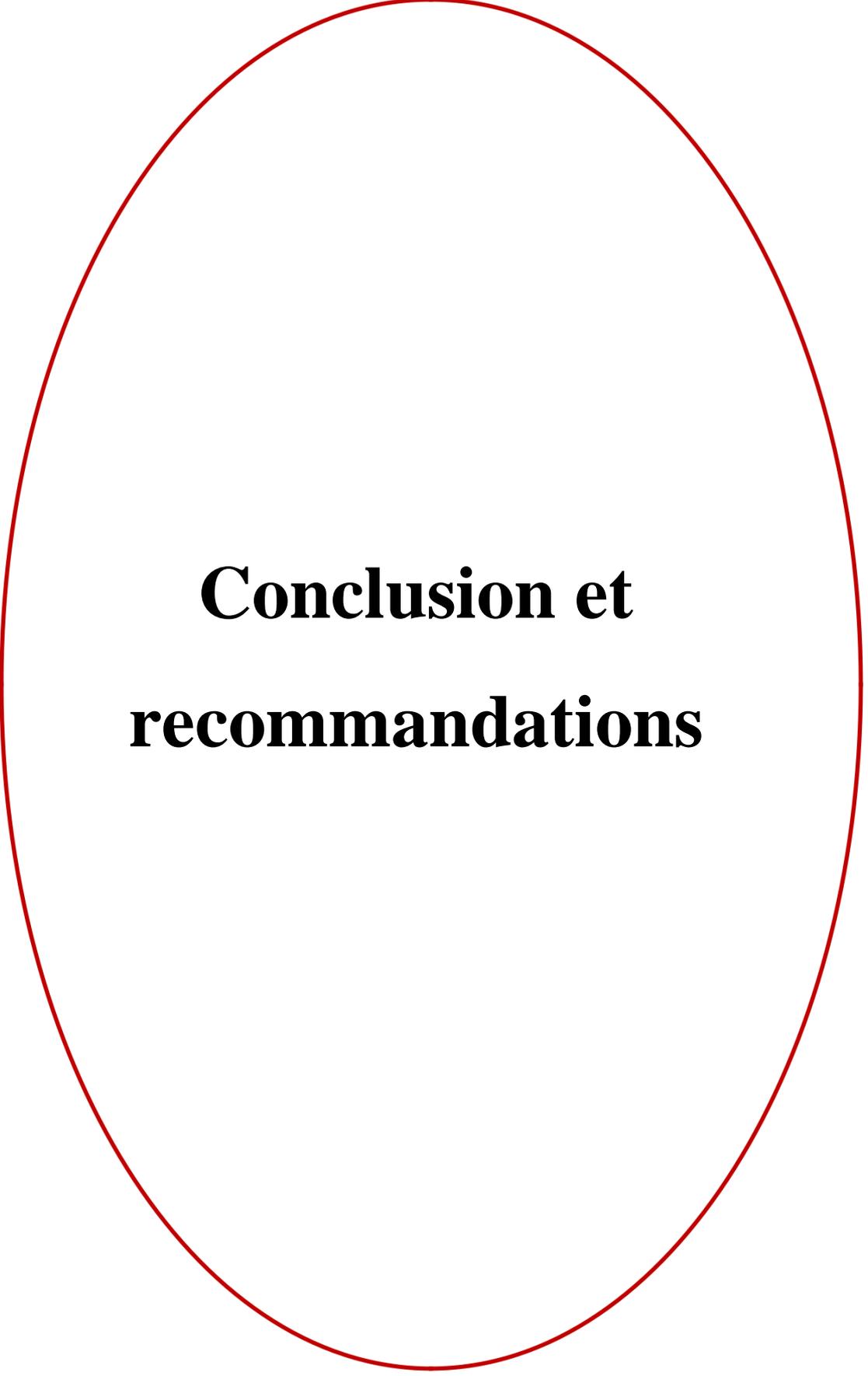
Nous remarquons qu'il y a une Augmentation accrue par rapport au premier traitement.  $Q=9.1$  m/h Cela signifie que le travail du reformat C'était efficace Parce que les sels qui ont entravé son travail ont été éliminé par l'acide. Même si on plot l'enveloppe des asphaltènes après ce traitement nous voyons que le point de fonctionnement de puits est en dehors de la zone des asphaltènes.



**Figure III-16 : Enveloppe de précipitation des asphaltènes après traitement reformat + acide**

**Tableau III-6 : Paramètres de fond et de surface après traitement de Reformat+acide**

Paramètres de surface		Paramètres de fond	
WHP (Kg/cm <sup>2</sup> )	Q (m <sup>3</sup> /h)	BHP (Kg/cm <sup>2</sup> )	BHT (°C)
84	9.1	299.4	106,83



**Conclusion et  
recommandations**

# Conclusion

---

## Conclusion

A la fin de ce travail, qui se présente sur l'étude des dépôts d'asphaltes au niveau du puits BKO3 (champ Haoud Berkaoui), basé sur l'analyse SARA, l'Analyse nodale et l'enveloppe des asphaltes réalisées avec le logiciel de simulation numérique Pipesime, on peut tirer les conclusions suivantes :

1. La localisation et la précipitation des dépôts d'asphaltes sont principalement à l'intérieur de la colonne de production (tubing) et au niveau des perforations (liaison couche trou) qui provoque un colmatage aux abords du tubing et des perforations, ce qui conduit à une réduction remarquable de la productivité du puits.
2. L'étude SARA est le moyen le plus fiable qui détermine le pourcentage des dépôts d'asphaltes dans l'huile.
3. Le traitement mécanique des dépôts d'asphaltes n'est pas recommandé pour le puits BKO3 (champs de Haoud Berkaoui)
4. Le traitement chimique avec le reformat pure n'a pas donné un résultat à long terme pour le puits BKO3
5. L'analyse chimique du solvant utilisé dans le traitement et les dépôts ciblés à éliminer, aide à déterminer le produit efficace et les additives à ajouter pour l'élimination des dépôts.
6. L'analyse nodale permet pour voir la performance des puits avant et après chaque traitement ou changement à 'importe quel paramètre au niveau du puits.
7. La création de l'enveloppe de précipitations des asphaltes, permet de définir les conditions thermodynamiques de l'apparition de ces dépôts (pression de fond, température.....) ainsi-que son emplacement par rapport à ces conditions.

# Recommandations

---

## Recommandations

A la fin de ce travail, et après avoir tiré les conclusions précédentes, et afin de soumettre des propositions, soit pour éliminer ses dépôts, ou bien même des procédures curatives pour le but de retarder ou diminuer la présence de ces dépôts ; on recommande :

1. L'injection continue/discontinue des solvants (reformat) dans les puits qui ont une forte cadence de précipitation d'asphaltenes.
2. Effectuer des études SARA périodiques pour les puits producteur d'huile pour déterminer la localisation par rapport à l'enveloppe de précipitation.
3. Assurer le maintien de la pression de gisement par l'injection d'eau ou gaz (puits injecteurs) pour but de retarder la déplétion de pression qui est considérée comme un paramètre favorable pour l'composition des dépôts d'asphaltes.
4. Réaliser des modèles de simulation numérique des puits à l'aide des logiciels spéciaux (basés sur l'analyse nodal) pour l'évaluation continue de la performance des puits.
5. Circulation continue de la vapeur ou l'huile chaude à travers la colonne de production pour assurer le maintien de sa température.
6. Optimiser le diamètre de la duse, de tel façon que la pression de fond du puits soit supérieure a la pression de la composition des dépôts d'asphaltes.
7. Programmer des tests de puits Build up, Pour déterminer le Skin et le rayon d'endommagement causé par les asphaltes
8. Exiger de faire des tests au laboratoire pour les échantillons d'asphaltes récupérés du puits, pour déterminer avec précision leur composition chimique, afin de choisir le fluide de traitement efficace pour éliminer ces dépôts.

# Bibliographies

---

## Bibliographies

- [1]- Sheu E.Y, Mullins O.C, “Asphaltene Fundamentals and Applications “, Ed. Plenum Press.New York, 1995.
- [2]- Pfeiffer J. P, “ The Properties of Asphaltic Bitumen“, Elsevier, Amsterdam, 1950.
- [3]- source IFP Energies Nouvelles.
- [4]- SPE International 71060.
- [5]- Hansen, J.H. et al.: “A Thermodynamic Model for Predicting Wax Formation in Crude Oils,” AIChE J. 1937, December1988.
- [6]- Malika Boukherissa ; « Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d’action », Thèse de doctorat de l’université Paul Verlaine Metz, Novembre 2008.
- [7]- Pan, H. and Firoozabadi, A.: “Thermodynamic Micellization Model for Asphaltene Aggregation and Precipitation in Petroleum Fluids,” May 1998.
- [8]- H. Amroun « Wettability alteration due to asphaltene deposition in Rourd –Nous sud Est field Algeria », The university of Oklahoma, Graduate Collrge , 2001 , pp 13-16;
- [9]- Guille Veronique, « Etude de la structure des solutions d’asphaltènes et d’un résidu sous vide ».
- [10]- A.B Aissa,L. Said et Z.Abdelhak , “ Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d’asphaltenes a HMD (CRD) “ ,JST communication ,1996 .
- [11]- Pan H.and Firoozabadi A, SPE, Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 1997.
- [12]- Mémoire de MENNAÏ Yacine et NID Abdelbaki « Etude et remède de problème des dépôts d’asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud » univesité de Boumerdes 2012 pp, 55, 56,57.
- [13]- Branco, V.A.M., Mnsoori, G.A., De Almeida Xavier, L.C., Park, H., Manafi, H.,”Asphaltene flocculation and collapse from petroleum fluids”.2001.
- [14]- (source : Jianxin Wang ; p & Sc Group PRRC, New Mexico Tech, Oct 2000).
- [15]- source : 2007Petroskills LLC. All Rights Reserved.
- [16]- H.Cholet well production practical handbook. Edition Technip 27 rue Ginous,Paris,France.
- [17]- Data Bank- Sonatrach DP- EP/service techniques puits, HBK, 2020.
- [18]- Deepstar asphaltene discussion, Initec ingeneering, Taxaco inc USA, 2005.

## Bibliographies

---

- [19]- Well Performance 2nd Ed .Auteur: M. Golan & C.H. Whitson. Edition: Tapir. NORWAY 1996.
- [20]- INTRODUCTION TO HYDROCARBON EXPLOITATION, Well Testing. Auteur: Pratap Thimaiah Albat solution limited, 2005.
- [21]- H. Dale Beggs: Production Optimization Using NODAL™ Analysis, OGCI and Petroskills publications, Tulsa, Oklahoma, (2003).
- [22]- mémoire fin d'étude master 2012 production/ université M Hamed Bougara BOUMERDAS/ thème étude et remède des depots d asphaltanes dans les champs de Hassi Messaoud réalisé par MENNAÏ YACIN et NID ABDELBAKI .
- [23]- Mémoire l'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale pour le choix des puits candidats a la stimulation présentée par CHIHI ELHADI et HACINI M. DHYA EDDINE.
- [24]- Thème mémoire : Choix de diamètre du tubing selon les résultats de DST. Présenté par : BELLABES Abdelhak et KADECHE Mohamed Amine. Université Ouargla, 2012.

# Annexes

## Annexe A : Fiche technique de puits BKO3

SONATRACH		Direction Régionale Haoua - Berkoum		Service - Puits / Section WO		<b>BKO3</b>	
<b>EQUIPEMENT DE SURFACE</b>							
Designation	Const.	Type	Dimension	Observ			
Tête de puits série 5000 gal							
Top cap	FMC	Acier	4" 1/16				
Vanne de stockage	FMC		4" 1/16				
Croix	FMC		4" 1/16 x 3" 1/8				
02 Vannes latérales	FMC-ST		3" 1/8				
Perte étanche	ST		3" 1/8				
02 Vannes m latérales	ST		4" 1/16				
Adaptateur	FMC		7" 1/16 x 4" 1/16				
Tubing head	FMC		11" x 7" 1/16				
02 Vannes annulaires	FMC		2" 1/16	Csg			
<b>EQUIPEMENT DE FOND</b>							
Tubing 4" 1/2 N.Yam (N40-12,60 #)							
Designation	Const.	Type	Long (m)	C/Sondage	C/ Elev.m		
HTR			7,13		7,13		
Clive de suspension	CTW		0,45		7,60		
04 Tubing 4" 1/2			9,04		16,64		
Pup joint 4" 1/2			3,88		20,52		
Pup joint 4" 1/2			4,90		25,42		
047 Tubing 4" 1/2			3207,74		3233,16		
Siège	WFD	"WX"	0,26		3233,92	3229,02	
04 Tubing 4" 1/2			9,40		3242,92		
Siège	WFD	"WXN"	0,28		3243,20	3238,80	
04 Tubing 4" 1/2			9,24		3252,94		
Anchor seal 4" 1/2	WFD		0,41		3253,99		
MS-Packer de production	WFD	Ultragach	1,30		3254,25	3249,75	
		Ban PER	0,53		3254,80		
Liner 4" 1/2 N.Yam (P110-13,50#)							
Top liner					3246,70	3250,80	
Landing collar					3584,95	3589,05	
Sabot liner					3603,90	3608,00	
Fond forage						3616,00	
EA (7" x 4" 1/2) sous eau traité d = 1 Ajustage à 15 T en compression (Poids apparent de garniture 74 T)							
<b>PERFORATIONS - (m)</b>							
SI	3525 m à	3532 m	soit	7 m			
Complétion réalisée le: 09/09/2005				Fuite réalisée par Son Puits WO : Le 17/06/2018			
NB: Toutes les cotes sont données / à la table de rotation de l'appareil BNF-4 & sont des cotes Hec							

## Annexes

### Annexe B : Composition des fluides de traitement

<b>Additives/1000 gallons</b>			
<b>Chemical</b>	<b>Conc.</b>	<b>Treated Water</b>	<b>Reformat</b>
Claweb	gal/Mgal	0.7	
<b>WATER</b>	<b>gal/Mgal</b>	<b>999</b>	
<b>Reformat</b>	<b>gal/Mgal</b>		<b>1000</b>

<b>Total Additives Required for the Job</b>				
<b>Chemical</b>	<b>Unit</b>	<b>Treated Water</b>	<b>Reformat</b>	<b>Total</b>
		2,381 gals	7,133 gals	
Claweb	gals	2		2
<b>WATER</b>	<b>gals</b>	<b>2,379</b>		<b>2,379</b>
<b>Reformat</b>	<b>gals</b>		<b>7,133</b>	<b>7,133</b>

<b>Additives/1 M3</b>			
<b>Chemical</b>	<b>Conc.</b>	<b>Treated Water</b>	<b>Reformat</b>
Claweb	L/m3	0.7	
<b>WATER</b>	<b>L/m3</b>	<b>999</b>	
<b>Reformat</b>	<b>L/m3</b>		<b>1000</b>

<b>Total Additives Required for the Job</b>				
<b>Chemical</b>	<b>Unit</b>	<b>Treated Water</b>	<b>Reformat</b>	<b>Total</b>
		9 m3	27.0 m3	
Claweb	liters	6		6
<b>WATER</b>	<b>liters</b>	<b>9,006</b>		<b>9,006</b>
<b>Reformat</b>	<b>liters</b>		<b>27,000</b>	<b>27,000</b>

# Résumé

## ملخص

الترسيبات العضوية ، وخاصة الأسفلتين. التي تحدث بالقرب من جوانب البئر أو حتى نظام الإنتاج مرتبطة بانخفاض الخصائص الديناميكية الحرارية للخزان وكذلك التغير في تكوين الزيت المنتج. دراسة ظروف الترسيب واستقرار الأسفلتين وكذلك تفسير منحنيات ترسيبه و التي تحدد مناطق الامان التي تسمح للمهندسين بالعمل خارج هذه الظروف ، اضافة الى الاختيار الصحيح للمذيبات في حالة المعالجة. تم الحصول على هذه المنحنيات عدديًا باستخدام برنامج PIPESIM اعتمادا على النتائج التجريبية (ضغط الخزان لكل تدرج ثابت للحرارة).

**الكلمات المفتاحية:** الأسفلتين ، الترسيب ، المذيب العضوي ، التحفيز ، مؤشر الإنتاجية ، ضغط بداية الأسفل

## Abstract

Organic depositions, in particular asphaltenes, near wellbore and even the production system are linked to the drop in thermodynamic reservoir conditions as well as the change in the composition of the oil produced. The study of the conditions of precipitation and stability of asphaltenes, as well as the interpretation of the precipitation curves of asphaltenes which determine the safety zones allowing engineers to work outside these conditions, in addition to the correct choice of solvents in the event of treatment. These curves were obtained numerically using PIPESIM software using the experimental results (formation pressure for each temperature step).

**Keywords:** Asphaltene, deposition, organic solvent, stimulation, productivity index, Asphalten Onset Pressure

## Résumé

Les dépôts organiques en particuliers les asphaltènes, aux abords de puits voir même le système de production sont liées à la chute des conditions thermodynamiques de réservoir ainsi que le changement de la composition de l'huile produite. L'étude des conditions de précipitation et de stabilité des asphaltènes, ainsi que l'interprétation des courbes de précipitation des asphaltènes qui déterminent les zones de sécurité permettant aux exploitants de travailler en dehors de ces conditions, en plus le bon choix des solvants en cas de traitement. Ces courbes ont été obtenues numériquement à l'aide de logiciel PIPESIM en utilisant les résultats expérimentaux (pression de formation pour chaque palier de température).

**Mots clés :** Asphaltène, dépôt, solvant organique, stimulation, indice de productivité, Asphalten Onset Pressure.