

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

N° Série: ..... /2024



**Université Kasdi Merbah Ouargla**

**Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de terre et de  
l'univers**

**Département de production des hydrocarbures**

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE**

***POUR OBTENIR LE DIPLOME DE MASTER***

**OPTION : PRODUCTION PROFESSIONNELLE**

*Présenté par :*

*BENTRCIA Ayyoub*

*BOUAM Moubarek*

**-THEME-**

**Optimisation du traitement des asphaltènes au niveau GEA  
«GASSI EL AGREB»**

**Soutenu publiquement le : 09/06/2024 devant la commission d'examen**

**Devant le jury :**

**Examineurs : MILOUDI Mustapha**

**Président : KORAICHI Asma**

**Encadreur : BELMILOUD Fatima zohra**

**Co-encadreur : ATLILI Mohamed elhadi**

**Année universitaire : 2023/2024**



## REMERCIEMENTS

Nous remercions dieu tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

Et nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Nous remercies notre encadreur Mme BELMILOUD et Mr ATLILI, le département des Hydrocarbures (Université Kasdi Marbah – Ouargla), l'administration, les étudiants.

Nous tenons également à remercier chaleureusement les ingénieurs de l'entreprise pour ses bons conseils et ses soutiens au travail.

Enfin, Merci beaucoup à nos familles et amis qui nous ont aidés.

# Dédicace

Je dédie cet humble travail à toute la famille, en particulier à mes chers parents et mes chers frères

À tous mes chers amis :

Haithem, Mohamed, Zaki, Abd Elmajid, Dhiaie eddine, Abde raouf, Sif eddine, Oussama, Yazid, Aymen.

A tous mes êtres chers, je leur dédie ce travail. Que Dieu Tout-Puissant nous accorde le succès

**BOUAM MOUBAREK**



# Dédicace

Je dédie ce modeste travail à toute ma famille.  
Surtout mes chers parents et mon frère et ma petite sœur  
et toute personne qui porte le nom

**BENTRCIA.**

À tous mes chers amis :

Haithem , Mohamed , Zaki , Abd Elmajid, Abd Raouf,  
Islam , Yasser , Anis , Yazid , Younnes , Aymen ,  
Akrem , Oussama , Walid , Dhya Eddine .

A tous mes êtres chers, je leur dédie ce travail. Que  
Dieu Tout-Puissant nous accorde le succès

**BENTRCIA AYYOUB**

## **RESUME :**

L'exploitation du pétrole brut s'est heurtée à des difficultés liées aux problèmes de dépôts des asphaltènes. Pour éviter ce problème, les exploitants cherchent à déterminer les conditions auxquelles se forment ces dépôts et des moyens pour les traiter.

Ce travail a été réalisé sur le champ GEA, qui a connu beaucoup de problèmes de formation des asphaltènes.

L'objectif de ce travail est d'étudier l'efficacité du solvant reformat utilisé au niveau de GEA et les conditions de précipitation et de stabilité des asphaltènes, et d'établir la courbe de précipitation des asphaltènes qui détermine les zones de sécurité permettant aux exploitants de travailler en dehors de ces conditions.

Cette courbe a été obtenue numériquement à l'aide du logiciel (PVTsim), en utilisant les données PVT du puits GS18.

## **ABSTRACT:**

The exploitation of crude oil has encountered difficulties related to the problems of asphaltene deposits. In order to avoid this problem, operators try to determine the conditions under which these deposits are formed and the ways to treat them.

This work has been done on the GEA field, which experienced many problems in the formation of asphaltenes.

The objective of this work is to study the efficiency of the reformat solvent used at GEA and the precipitation and stability conditions of the asphaltenes and to establish the asphaltene precipitation curve which determines the safety zones allowing the Operators to work outside these conditions.

This curve was obtained numerically using the software (PVTsim), using the PVT data of the well GS18

**Keywords: Asphalt, Petrol, dissolvent, reformat, PVTsim**

## **ملخص:**

يواجه استخدام النفط الخام صعوبات تتعلق بمشاكل ترسبات الأسفلتين. ومن أجل تجنب هذه المشكلة، يحاول المشغلون تحديد الظروف التي يتم فيها تكوين هذه الترسبات والطرق لمعالجتها.

تم إجراء هذا العمل على حقل GEA، الذي واجه العديد من المشاكل في تكوين ترسبات الأسفلتين.

هدف هذا العمل هو دراسة كفاءة مذيب الريفورمات المستخدم في حقل GEA وشروط تكثيف واستقرار ترسبات الأسفلتين وإنشاء منحنى تكثيف الأسفلتين الذي يحدد المناطق الآمنة التي تسمح للمشغلين بالعمل خارج هذه الظروف. تم الحصول على هذه المنحنى عددياً باستخدام البرمجيات (PVTsim) باستخدام بيانات PVT للبيئر GS18.

كلمات مفتاحية: أسفلت، بترول، مذيب، ريفورمات، PVTsim.

## Table des Matières

<i>Liste des abréviations</i> .....	I
<b>NOMENCLATURE</b> .....	I
<i>Liste des tableaux</i> .....	III
<i>Liste des figures</i> .....	IV
<i>Liste des annexes</i> .....	VI
Introduction Générale .....	2
Chapitre I : Présentation du champ Gassi El Agreb «GEA»	
I.1- Situation géographique.....	3
I.2- Etude Lithostratigraphique de la région .....	4
I.2.1 - Aspect stratigraphique : .....	4
I.3- Description du réservoir .....	5
I.4- Cartographie réservoir : .....	5
I.4.1 Hauteur Totale.....	5
a) El Gassi.....	5
b) Zotti.....	5
c) El Agreb.....	6
I.4.2 Porosité.....	6
I.4.2.1 El Gassi.....	6
I.4.2.2 El Agreb .....	6
I.4.2.3 Zotti .....	6
I.4.3 Saturation en eau.....	6
I.4.3.1 El Gassi.....	6
I.4.3.2 El Agreb .....	6
I.4.3.3 Zotti .....	6
I.5 Propriétés des fluides de réservoir .....	7
I.5.1 Hydrocarbures de réservoir .....	7
Chapitre II : Etude Bibliographique sur les Asphaltènes	
II.1 Introduction.....	8
II.2. Les asphaltènes.....	11
II.2.1 Origine géochimique des asphaltènes.....	15

II.2.2	Composition des asphaltènes .....	15
II.2.3	Solubilité du dépôt d'asphaltène dans les différents solvants .....	16
II.2.4	Structure des asphaltènes .....	17
II.2.4.1	Modèle de Pfeiffer .....	17
II.2.4.2	Modèle de Yen .....	18
II.2.4.3	Exemples de structures des asphaltènes .....	19
II.2.5	Les asphaltènes dans leur milieu naturel.....	20
II.2.6	Propriétés acido-basiques des Asphaltènes .....	22
II.3	Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes .....	22
II.3.1	Les Paramètre Thermodynamiques et la Composition de l'huile.....	22
II.3.1.1	La pression.....	23
II.3.1.2	La Température .....	23
II.3.1.3	La Composition .....	23
II.3.2	La Vitesse de Filtration de l'huile .....	24
II.3.3	Injection de CO2 .....	24
II.3.4	Gaz-lift.....	25
II.3.5	Eau de formation.....	25
II.4	Les problèmes de dépôts d'asphaltènes.....	25
II.5	Enveloppe de précipitation des asphaltènes .....	26
II.6	Conséquences économiques de l'agrégation des asphaltènes .....	27
Chapitre III : Lutte contre la précipitation et la déposition des asphaltènes		
III.1	Introduction .....	28
III.2	Intervention.....	28
III.2.1	Au niveau du Réservoir .....	28
III.2.2	Au niveau des Perforations et des abords du Puits.....	28
III.2.2.1	Ajustement des Paramètres de Production.....	28
III.2.2.2	Injection des Solvants pour Nettoyer les Perforations et la Zone Endommagée.....	28
III.2.2.3	Squeeze avec un inhibiteur de dépôt dans la formation.....	29

III.2.2.4	Fracturation avec un proppant spécial .....	31
III.2.3	Au niveau du tubing .....	32
III.2.3.1	Modification de la Complétion .....	32
III.2.3.2	Complétion double .....	32
III.2.3.3	Injection continue en utilisant un capillary tubing .....	33
III.2.3.4	Méthode Mécanique .....	33
III.2.3.5	Circulation d'huile chaude.....	34
III.2.3.6	Revêtement du Tube.....	34
III.2.3.7	Méthodes Biologiques (utilisation des Bactérie).....	34
III.2.3.8	Méthodes Alternatives .....	35
III.3	Lutte contre les dépôts d'asphaltènes au niveau de GEA.....	35
III.3.1	Méthodes mécaniques .....	35
III.3.2	traitement chimique.....	35
Chapitre IV : Optimisation du traitement des asphaltènes au niveau de GEA		
IV.1	Avant-propos .....	37
IV.2	Influence de dépôt d'asphaltènes sur la production.....	38
IV.2.1	Champ El Gassi .....	39
IV.2.1.1	Le puits GS56 .....	39
IV.2.1.2	Le puits GS18 .....	40
IV.2.2	Champ El Agreb .....	41
IV.2.2.1	Le puits AR36 .....	41
IV.3	Evolution de la production après le traitement au reformat .....	43
IV.3.1	Le puits GS56 .....	43
IV.3.2	Le puits GS18 .....	44
IV.3.3	Le puits AR36.....	45
IV.4	Efficacité de Traitement « E » .....	45
IV.5	Le cout technique .....	46



IV.6 Discussion et interprétation .....	47
IV.7 Conditions de précipitation des asphaltènes de brut de Gassi El Agreb .....	47
IV.7.1 Avant-propos .....	47
IV.7.2 Prédiction des Conditions de Formation des Asphaltènes au niveau du puits GS18...	48
IV.7.3 Analyse du phénomène de déposition au niveau du tubing .....	50
Conclusion et recommandations .....	52
Références bibliographiques .....	53

---

*Liste des abréviations*

---

<b>ADE</b>	Enveloppe de dépôt d'asphaltène
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>Asp</b>	Asphaltène
<b>BETX</b>	Benzène, éthyle benzène, toluène, xylène
<b>BHP</b>	Bottom hole pressure
<b>HMD</b>	Hassi Messaoud
<b>SARA</b>	Saturé, Aromatique, Résine, Asphaltène

## ***NOMENCLATURE***

<b>Symbole</b>	<b>Désignation</b>	<b>Unités</b>
<b>E</b>	Écart	%
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio	Vol/vol
<b>IP</b>	Indice de productivité	(M <sup>3</sup> /h)/ bar
<b>P</b>	pression	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pb</b>	Pression de bulle	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pwf</b>	Pression du fond	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pr</b>	Pression du réservoir	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pt</b>	Pression de tete	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>PFS</b>	Pression du fond statique	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>PFD</b>	Pression du fond dynamique	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>T</b>	température	C°
<b>Q</b>	Debit	M <sup>3</sup> /h

---

*Liste des tableaux*

---

Tableau I- 1 : Propriétés de l’Huile du reservoir d’El Gassi.....	7
Tableau I- 2 : Propriétés de l’Huile du reservoir d’El agreb.....	7
Tableau I- 3 : Propriétés de l’Huile du reservoir DE zotti.....	7
Tableau II - 1 : Pourcentage des asphaltènes dans le pétrole dans différentes origines. ....	14
Tableau II - 2 : Analyse élémentaire des asphaltènes.....	16
Tableau IV- 1 : La composition du Reformat.....	37
Tableau IV-2 : Tableau représentatif du paramètre des puits ayant des dépôts d’asphaltènes.	38
Tableau IV-3 : influence de traitement sur le dépôt d’asphaltènes.....	43
Tableau IV- 4 : L’efficacité de traitement « E ».....	46
Tableau IV-5 : Cout d’opération.....	46
Tableau IV- 6 : T – P de précipitation des asphaltènes dans le brut du puits GS18 obtenue par PVTsim.....	49

## *Liste des figures*

Figure I- 1: situation géographique du champ GEA .....	3
Figure I- 2 : Coupe lithostratigraphique du bassin de Oued Mya (SONATRACH et SCHLUMBERGER,.).....	4
Figure I-3 : Migration des hydrocarbures de HMD vers les champs GEA.....	5
Figure II - 1 : Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes (source : Jianxin Wang ; p & Sc Group PRRC, New Mexico Tech, Oct 2000) .....	8
Figure II - 2 : Endommagement du réservoir, Des abords du puits et du tubing .....	9
Figure II - 3 : Vue sur microscope de depot d’asphaltène dans une roche reservoir (lame mince) .....	9
Figure II - 4 : Dépôt d’asphaltène dans les tubings de production.....	10
Figure II - 5 : Dépôt asphaltène après une opération de raclage. ....	10
Figure II - 6 : Dépôt d’asphaltène dans un échangeur de chaleur. ....	11
Figure II - 7 : Dépôt d’asphaltène .....	11
Figure II - 8 : Séparation de la fraction asphalténique. ....	12
Figure II - 9 : Fractionnement SARA.....	13
Figure II - 10 : Modèle de structure de résine (brut canadien d’Athabasca) .....	13
Figure II - 11 : Différents types de kérogènes.....	15
Figure II - 12 : Schéma d’une composition d’asphaltènesde pétrole de Maya [1].....	15
Figure II - 13 : Solubilité des Asphaltenes dans les différents solvants. ....	16
Figure II - 14 : Représentation des asphaltènes dans le pétrole selon Pfeiffer et Saal. ....	17
Figure II - 15 : Modèle de YEN de l’agrégation d’asphaltène.....	18
Figure II - 16 : Structure modèle d’asphaltènes du pétrole du Mexique. ....	19
Figure II - 17 : Structure modèle hypothétique d’asphaltènes du pétrole de Hassi- Messaoud	19
Figure II - 18 : Structure modèle d’asphaltènes de pétrole Athabasca. ....	20
Figure II - 19 : Formation de l’agrégat d’asphaltène.....	20
Figure II - 20 : Flocculation et agglomération des asphaltènes. ....	21
Figure II - 21 : Phénomène de flocculation des asphaltènes. ....	24
Figure II - 22 : Emulsion rigide (Sludge).I.4 Les problèmes de dépôts d’asphaltènes. ....	25
Figure II - 23 : Diagramme de phase avec Zone de Précipitation des Asphaltènes. ....	26
Figure II - 24 : Précipitation des asphaltènes au niveau des canaux. ....	27
Figure II - 25 : Asphaltènes - cholestérol de pétrole. ....	27
Figure III- 1 : Squeeze de l’inhibiteur en utilisant un activateur. ....	30
Figure III- 2 : Données technique du proppant contenant l’inhibiteur. ....	31
Figure III- 3 : Schéma de la fracture et photo du proppant.....	31
Figure III- 4 : Schéma de la complétion double.....	32
Figure III- 5 : Schéma de l’installation du capillary tubing en Injection continue dans le fond du puits.....	33
Figure III- 6 : Schéma de la circulation de l’huile chaude dans le puits. ....	34
Figure III- 7 : Outils de grattage.....	35
Figure IV- 1 : Implantation du puits GS56.....	39
Figure IV-2 : évolution de la production de puits GS56 depuis 2008.....	39

Figure IV- 3 : Implantation du puits GS18.....	40
Figure IV-4 : évolution de la production de puits GS18 depuis 2008.....	41
Figure IV- 5 : Implantation du puits AR36.....	42
Figure IV-6 : évolution de la production de puits AR36 depuis 2008.....	42
Figure IV- 7 : Traitement au Reformat et l'évolution de la production GS56.....	43
Figure IV- 8 : Traitement au Reformat et l'évolution de la production GS18.....	44
Figure IV- 9 : Traitement au Reformat et l'évolution de la production AR36.....	45
Figure IV- 10 : Schéma représentatif des différentes étapes d'établissement des courbes.....	48
Figure IV- 11 : Courbe P–T de précipitation des asphaltènes obtenue par PVTsim (GS18) (pourcentage massique dans l'huile au condition standard 0.20%).....	49
Figure IV- 12 : Enveloppe de déposition des Asphaltènes dans le diagramme.....	50
Figure IV- 13 : Schéma simplifié du phénomène de bouchage du tubing.....	51

---

*Liste des annexes*

---

Annexe- A: Test de jaugeage des puits .....	54
Annexe- B: Well schematics .....	57
Annexe- C: Composition de l'huile de GS18 et enveloppe de précipitation des asphaltènes .....	60
Annexe- D: Evolution de la température et la pression en fonction de la profondeur (puits GS18) .....	66

### Introduction Générale

De nos jours, le pétrole et le gaz sont devenues les deux matières les plus demandées à travers le monde. Ceci entraîne l'importance du rôle qu'ils jouent dans l'économie aussi bien pour les pays producteurs que pour les pays consommateurs.

L'exploitation de ces richesses qui se trouvent à de grandes profondeurs exige l'installation d'un système susceptible d'assurer l'acheminement de ces réserves vers la surface avec un débit optimum en toute sécurité.

Néanmoins, la production de ces deux matières peut être diminuée suite à la chute de pression ou la diminution de la perméabilité. Cette dernière peut être le résultat de dépôt des matières organiques dans les perforations comme les dépôts d'asphaltènes qui représentent une véritable calamité, parce qu'ils influent gravement sur la production et le transport de fluides pétrolifères par l'endommagement dû à la formation d'un bouchage dans la colonne de production et les installations de surface.

Ces problèmes de dépôt, sont non seulement produits pendant l'exploitation d'huile lourde avec un taux élevé en asphaltènes, mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes, comme dans le cas du champ de HASSI MESSAOUD en ALGERIE, particulièrement la zone GEA (Gassi El Agreb).

Ces dernières années, le problème de dépôt d'asphaltènes semble se généraliser presque sur tous les champs pétrolifères Algériens où de nombreux puits ont vu leur potentiel tellement réduit que certains d'entre eux ont dû être fermés. Ce phénomène affecte gravement les opérations de production et génère une augmentation importante des coûts dûs à la prévention et l'élimination des dépôts. Cependant, bien que la déposition des asphaltènes soit un problème mondial, les principales causes n'ont pas été totalement comprises jusqu'à présent.

Pour éviter et/ou réduire au minimum les pertes de production provoquées par ces dépôts d'asphaltènes, des méthodes mécaniques et chimiques (ajout des solvants) ont été utilisées au niveau de GEA.

Le Reformat (pur/mélangé) est le solvant le plus utilisé au niveau de GEA à cause de son efficacité et son prix raisonnable.



L'objectif principal de ce travail est la comparaison entre le reformat pur et le reformat mélangé et juger l'effet du temps de fermeture du puits après chaque traitement.

Ce travail comporte les chapitres suivants :

- Chapitre I : présentation de la zone d'étude (champ GEA)
- Chapitre II : dans ce chapitre, nous présenterons les bases théoriques sur les asphaltènes, leur structure et composition chimiques ainsi que les facteurs provoquant leur floculation.
- Chapitre III : Les moyens de lutte contre les dépôts d'asphaltènes ; c'est-à-dire les différentes méthodes permettant de prévoir la déposition des asphaltènes.
- Chapitre IV : Etude comparative entre le reformat (pur/mélangé) et l'effet du temps de fermeture du puits.

## Chapitre I : Présentation du champ Gassi El Agreb «GEA».

### I.1- Situation géographique :

Le champ du GEA se trouve dans la partie Sud-Ouest à environ 100km du champ de Hassi Messaoud, ayant les coordonnées Lambert suivantes :

Longitude : 5°45 Est

Latitude : 30°59 Nord

La direction GEA gère trois champs d'huile:

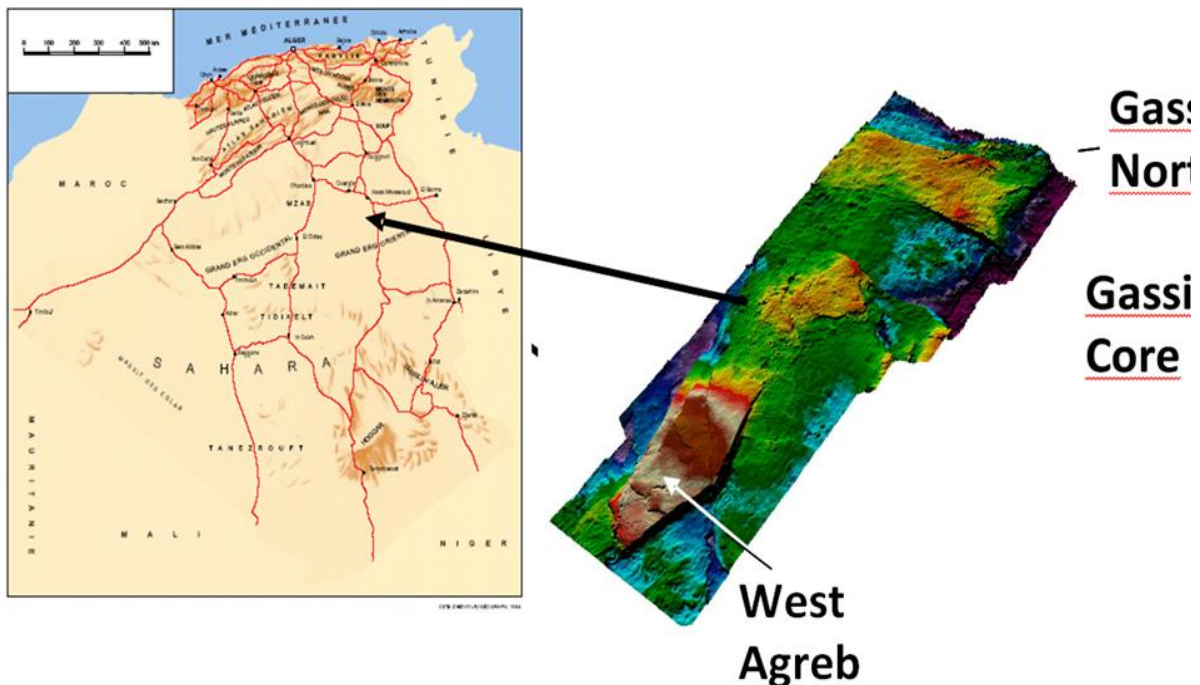
**EL GASSI:** superficie 207km<sup>2</sup>, découvert en 1956.

**ZOTTI:** superficie 77km<sup>2</sup>, découvert en 1959.

**EL AGREB:** superficie 126km<sup>2</sup>, découvert en 1963.

Ces trois champs fonctionnent depuis près de 60 ans. Chacune des installations est dotée de plusieurs puits. Le premier puits a été foré par la compagnie française (S.N.P.A) ELF en 1958, et sa production a démarré en 1959.

Tous les puits, situés sur les trois champs différents, produisent du même réservoir de formation Cambrien (une roche de plus de 500 millions d'années). La profondeur moyenne de la zone productive dans chaque puits est d'environ de 3250 mètres.



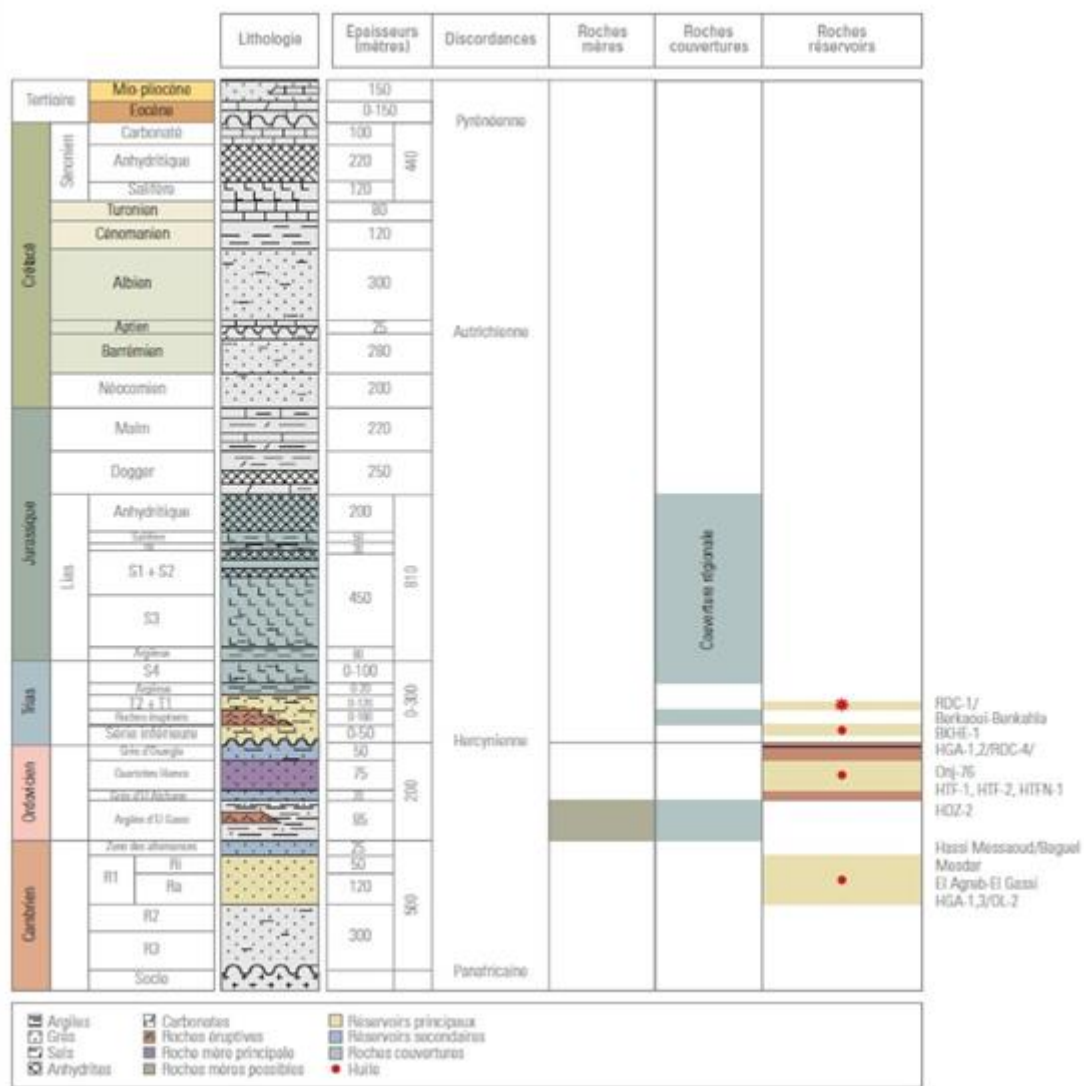
**Figure I- 1 : situation géographique du champ GEA**

**I.2- Etude Lithostratigraphique de la région :**

La région d'étude se trouve dans la partie centre de la plateforme saharienne. Elle s'étend du sud-nord sur plus de 800km<sup>2</sup>, située entre la dorsale d'Idjerane-M'zab (qui sépare la partie ouest algérienne) et la dorsale complexe d'Amguide El boid\_ Hassi Messaoud elle est limitée au sud par le bouclier du Hoggar et au nord par l'axe Djemàa Touggourt, et englobe deux dépressions celle de Oued Mya au nord et celle de Mouydir au sud.

**- Aspect stratigraphique :**

La coupe stratigraphique de la région Gassi El Agreb comprend des termes allant du précambrien au Mio-pliocène.



**Figure I- 2 : Coupe lithostratigraphique du bassin de Oued Mya (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)**

### I.3- Description du réservoir :

Le réservoir de Zotti a une structure isométrique affectée par trois failles d'orientation NW-SE qui le divisent en deux blocs indépendants. A l'Est, on note la présence d'une quatrième faille subméridionale avec un rejet de 250 m, la hauteur utile est de 148 m pour le compartiment Nord et de 260 m pour le compartiment Sud, à noter que le Ri au niveau de cette zone est érodé.

Le contact eau-huile est à la cote absolue -3038m dans le bloc Sud et pris conventionnellement à la cote -3060m pour le bloc Nord.

La figure suivante montre le chemin de migration des hydrocarbures de Hassi Messaoud vers les trois réservoirs : El Gassi, Zotti et El Agreb.

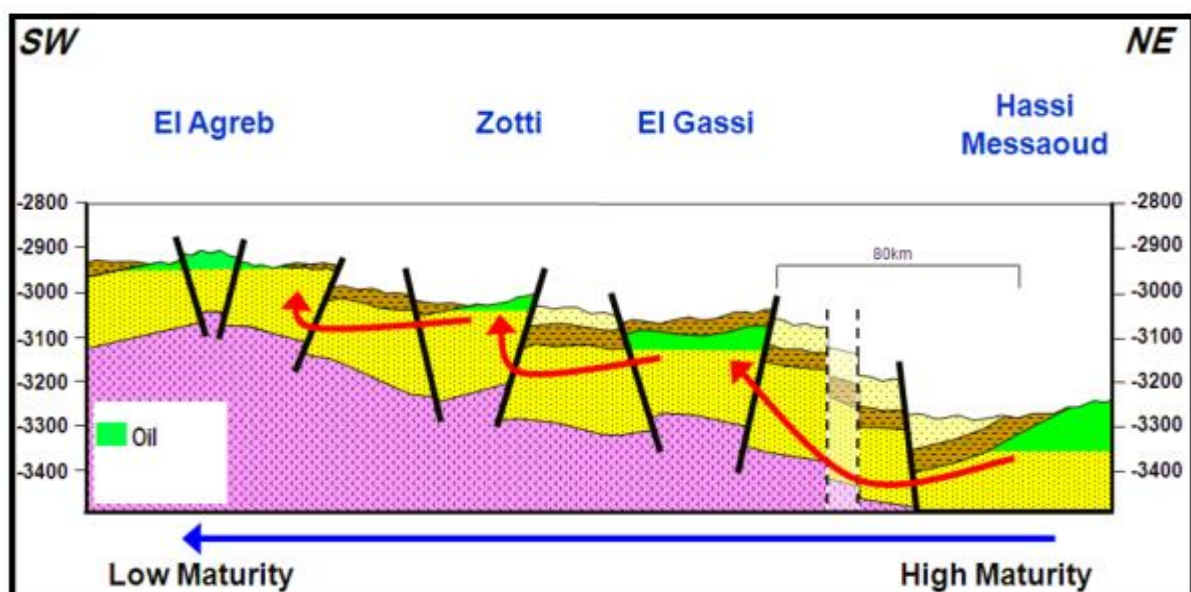


Figure I-3 : Migration des hydrocarbures de HMD vers les champs GEA.

### I.4 - Cartographie réservoir :

#### I.4.1- Hauteur totale :

##### I.4.1.1- El Gassi :

Le point le plus élevé du toit du réservoir Cambrien à El Gassi est à -2971m TVDSS, au puits GS-47. L'OWC plan d'eau (Oil Water Contact à El Gassi est situé à -3120m TVDSS. Ainsi, à sa hauteur prouvée la plus élevée, le réservoir d'El Gassi présente une épaisseur de 149m.

##### I.4.1.2- Zotti :

Le point le plus élevé du toit du réservoir Cambrien à Zotti est à -2991,5m TVDSS, au puits AR-68. L'OWC à El Gassi est situé à -3060m TVDSS. Ainsi, à sa hauteur prouvée la plus élevée, le réservoir de Zotti présente une épaisseur de 68,5m.

**I.4.1.3- El Agreb :**

Le point le plus élevé du toit du réservoir Cambrien à El Agreb est à -2853m TVDSS, au puits AR-93. L'OWC à El Agreb est situé à -2975m TVDSS. Ainsi, à sa hauteur prouvée la plus élevée, le réservoir d'El Gassi présente une épaisseur de 122m.

**I.4.2- Porosité :**

**I.4.2.1-El Gassi :**

El Gassi possède la porosité la plus faible parmi les trois champs, cela étant dû à la surimposition diagénétique et à l'abondance de volumes d'illite. La porosité moyenne de ce champ est de 5,7%.

**I.4.2.2-El Agreb :**

El Agreb possède de meilleures porosités qu'El Gassi mais une partie du champ (Ra supérieur) a vu sa meilleure qualité de réservoir érodée par la Discordance Hercynienne. La porosité moyenne à El Agreb est de 7,8%.

**I.4.2.3-Zotti :**

Zotti possède les meilleures porosités parmi les trois champs. La porosité moyenne à Zotti est de 7,5%.

**I.4.3-Saturation en eau :**

**I.4.3.1-El Gassi**

La saturation initiale moyenne en eau à El Gassi est de 33%.

**I.4.3.2-El Agreb**

La saturation initiale moyenne en eau à El Agreb est de 21%

**I.4.3.3-Zotti**

La saturation initiale moyenne en eau à Zotti est de 44%.

## I.5- Propriétés des fluides de réservoir :

### I.5.1- Hydrocarbures de réservoir :

Les pétroles bruts de GEA sont composés d'une huile légère, sous-saturée et brunâtre avec une maturité décroissante tout au long de la voie de migration d'El Gassi à El Agreb.

**Tableau I- 1: Propriétés de l'Huile du réservoir d'El Gassi**

Gravité de l'huile (API)	49.5	Température du Réservoir (deg. F)	235
Viscosité de l'huile (cp)	0.28 à P init	Gaz représenté comme SG(Air = 1)	1.03
BOI (RB/STB)	1.687	Pression Initiale (psia) à l'OWC	6653
GOR Initial	1003	Pression du Point de Bulle (psia)	2105

**Tableau I- 2: Propriétés de l'Huile du reservoir d'El agreb**

Gravité de l'huile (API)	44.7	Température du Réservoir (deg. F)	203
Viscosité de l'huile (cp)	0.28 à P init	Gaz représenté comme SG(Air = 1)	1.03
BOI (RB/STB)	1.435	Pression Initiale (psia) à l'OWC	6278
GOR Initial	860	Pression du Point de Bulle (psia)	1910

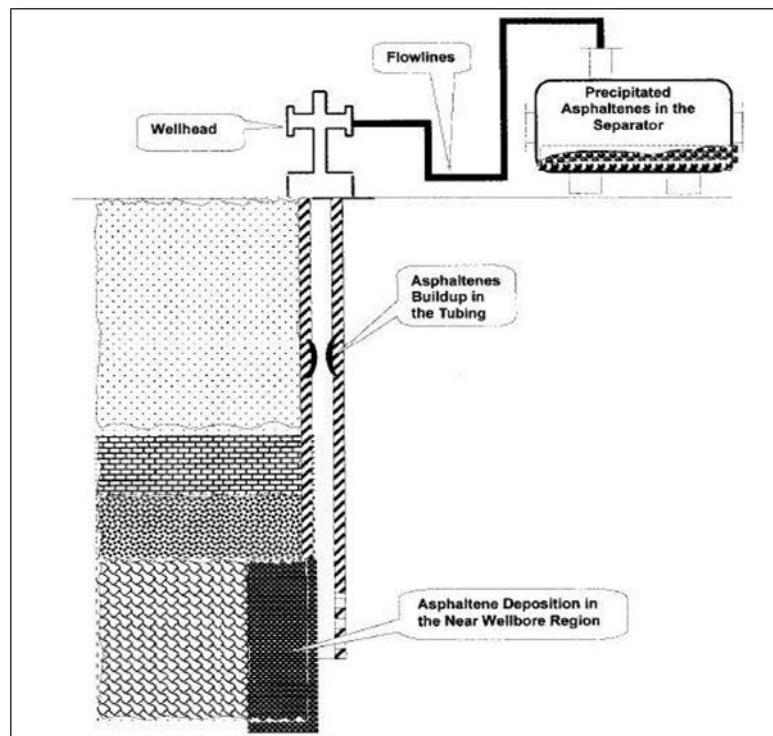
**Tableau I- 3 : Propriétés de l'Huile du reservoir de zotti**

Gravité de l'huile (API)	47	Température du Réservoir (deg. F)	222
Viscosité de l'huile (cp)	0.23 à P init	Gas représenté comme SG(Air = 1)	1.03
BOI (RB/STB)	1.633	Pression Initiale (psia) à l'OWC	6574
GOR Initial	919	Pression du Point de Bulle (psia)	2055

## Chapitre II : Etude Bibliographique sur les Asphaltènes

### II.1- Introduction :

Dans l'industrie pétrolière, les asphaltènes sont considérés comme problème d'exploitation que lorsqu'ils précipitent dans les équipements de production. Le dépôt d'asphaltène peut se former dans toute la chaîne de production : réservoir, abords du puits, tubing de production, tête de puits, réseaux de collecte, manifold ainsi que les installations de traitement du brut : séparateurs, échangeurs de chaleur, bacs de stockage et lignes d'expédition. Le dépôt d'asphaltène cause la diminution du débit de production, l'augmentation de la viscosité de l'huile ainsi que des problèmes d'émulsion.



**Figure II- 1 : Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes (source : Jianxin Wang ; p & Sc Group PRRC, New Mexico Tech, Oct 2000)**

- *Réservoir et abords du puits :*

Les dépôts d'asphaltène peuvent s'adsorber sur la surface de la roche réservoir causant une modification de la mouillabilité de celle-ci ou la roche qui était mouillable à l'eau devient mouillable à l'huile. Ce changement de mouillabilité réduit considérablement la perméabilité relative de la roche et par conséquent, un faible taux de récupération.

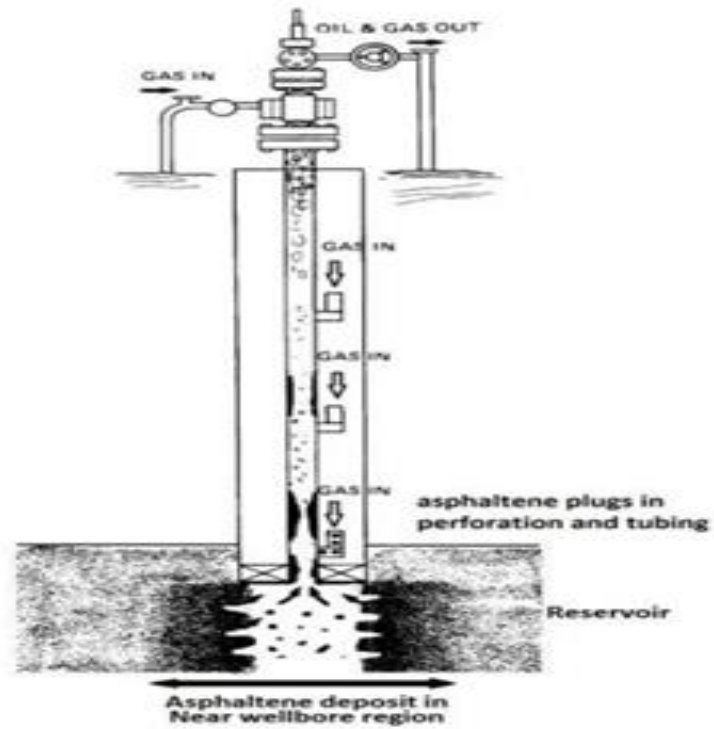


Figure II- 2 : Endommagement du réservoir, Des abords du puits et du tubing

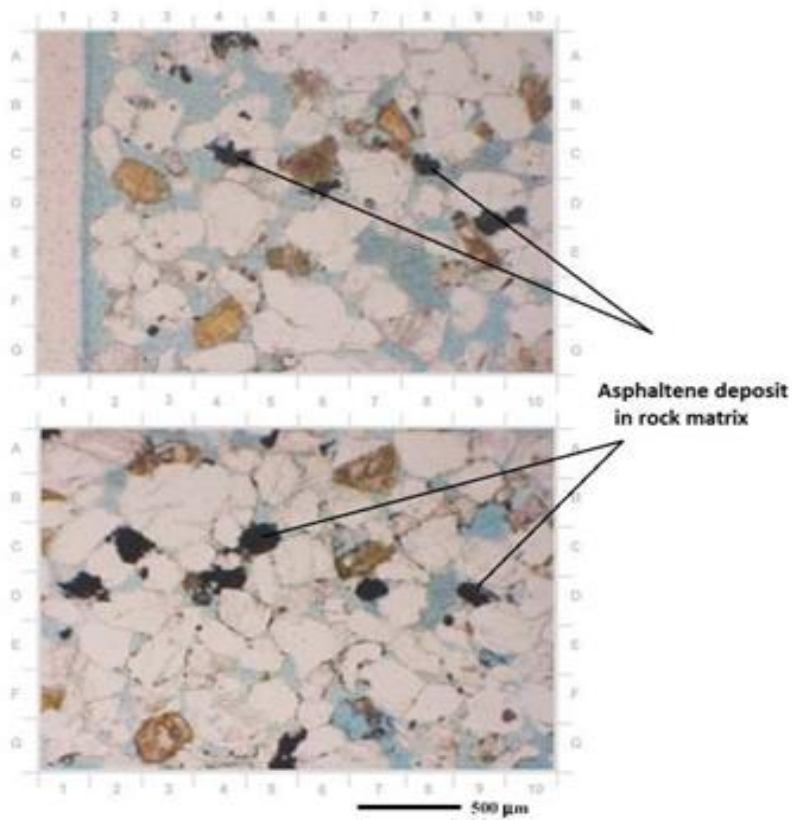


Figure II- 3 : Vue sur microscope de dépôt d'asphaltène dans une roche réservoir (lame mince).



- ***Tubing de production :***

Le dépôt d'asphaltène dans le tubing cause la réduction du débit de production et des difficultés pour les opérations wireline.



**Figure II- 4 : Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production**

- ***Réseaux de collecte :***

La formation de dépôt dans les conduites du réseau de collecte réduit le débit de production et peut causer le blocage du racleur durant les opérations de raclage (pigging).



**Figure II- 5 : Dépôt asphaltène après une opération de raclage.**

- *Équipement de traitement du brut :*

Le dépôt d'asphaltène peut aussi se former dans les équipements de traitement : séparateurs, échangeurs de chaleur, vannes et bacs de stockage. Il stabilise les émulsions d'eau dans l'huile provoquant une forte viscosité du fluide et une mauvaise séparation.



**Figure II- 6 : Dépôt d'asphaltène dans un échangeur de chaleur.**

## **II.2- Les asphaltènes :**

Les asphaltènes sont des corps solides brun noir, durs et cassants (Voir figure).



**Figure II- 7 : Dépôt d'asphaltène**

La première définition des asphaltènes apparaît en 1837, lorsque le français Boussingault l'utilise pour caractériser les bitumes provenant de l'est de la France. Lors de la séparation des constituants de l'asphalte par distillation, il désigna par le terme «Petrolènes» les constituants volatils et solubles dans l'éther et « asphaltènes » les solides insolubles dans l'alcool mais solubles dans l'essence de Térébenthine.

Depuis les années 1920, il a été supposé que les asphaltènes ont un poids moléculaire élevé et existent dans le pétrole sous forme d'une dispersion colloïdale peptisée par d'autres composés du pétrole. Ils sont solubles dans le Toluène et le Benzène mais insoluble dans les n-alcane.

En 1945, Marcusson a défini les asphaltènes comme la fraction insoluble dans l'éther de pétrole, après vient Pfeiffer (1950) qui les a défini comme la fraction insoluble dans un solvant à bas point d'ébullition tel que le n-heptane mais soluble dans le toluène.

En 1973, Mitchell et Speight définissent les asphaltènes comme l'ensemble des constituants d'un pétrole ou d'un résidu pétrolier, insolubles dans les solvants non polaires ayant une tension superficielle inférieure à 25 dynes.cm-1 à 25° C (gaz de pétrole liquéfié, éther de pétrole, pentane, iso-pentane, hexane...) mais soluble dans des solvants ayant une tension superficielle supérieure à 25 dynes.cm-1 (pyridine, toluène...).

Selon le concept moderne, les asphaltènes de pétrole sont des fractions à poids moléculaire élevé qui sont insolubles dans les paraffines à bas poids moléculaire (n-heptane, n-pentane) mais solubles dans certains solvants aromatiques comme le toluène, la pyridine ou le benzène.

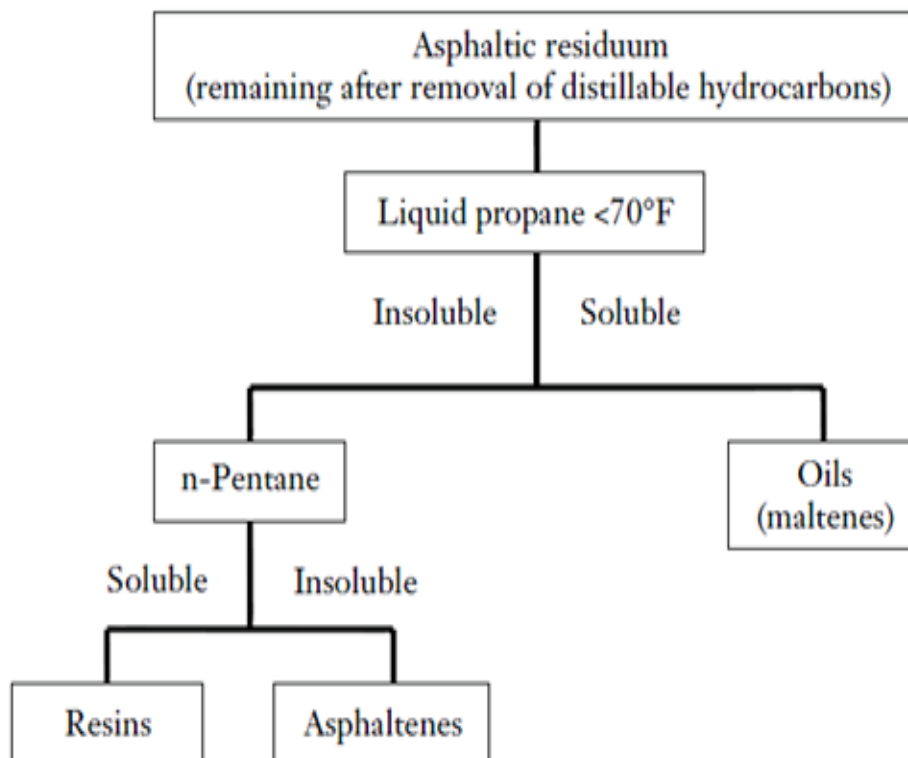


Figure II- 8 : Séparation de la fraction asphalténique

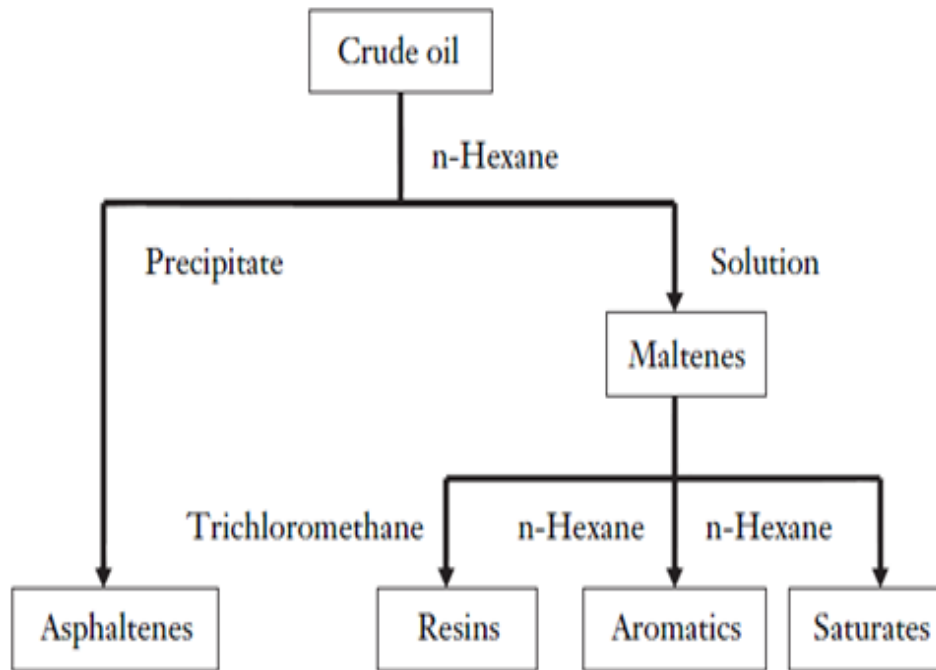


Figure II- 9 : Fractionnement SARA

#### - Les résines :

Les résines sont des substances solubles dans des solvants tels que le pentane ou l'heptane mais insolubles dans le propane. La molécule est constituée d'un noyau polycyclique condensé, composée de cycles aromatiques et cyclaniques et d'hétérocycles sulfurés ou azotés. Les résines sont considérées comme homologues des asphaltènes, avec un poids moléculaire inférieur et une structure moins condensée. Les résines sont solubles dans les alcanes qui font précipiter les asphaltènes, mais sont insolubles dans l'acétate d'éthyle.

De nombreux auteurs pensent que les résines peuvent solvater les asphaltènes et stabiliser leur suspension en solution. Murzakov et al ont étudié la stabilité micellaire de mélanges (asphaltènes/benzène) et ont constaté que l'ajout de résines (28% en poids) diminue la quantité d'asphaltènes précipitée par le n-heptane. Lian et al. ont étudié la floculation au n-pentane à partir du mélange (asphaltène/toluène) et leurs résultats ont confirmé la conclusion de Murzakov.

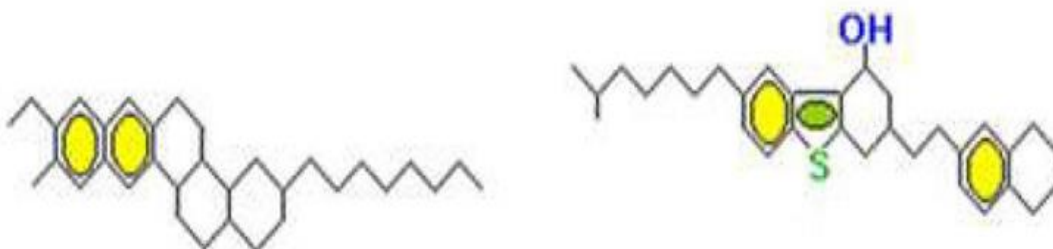


Figure II- 10 : Modèle de structure de résine (brut canadien d'Athabasca)

Le pourcentage des asphaltènes dans le pétrole varie selon leur origine comme le montre le tableau :

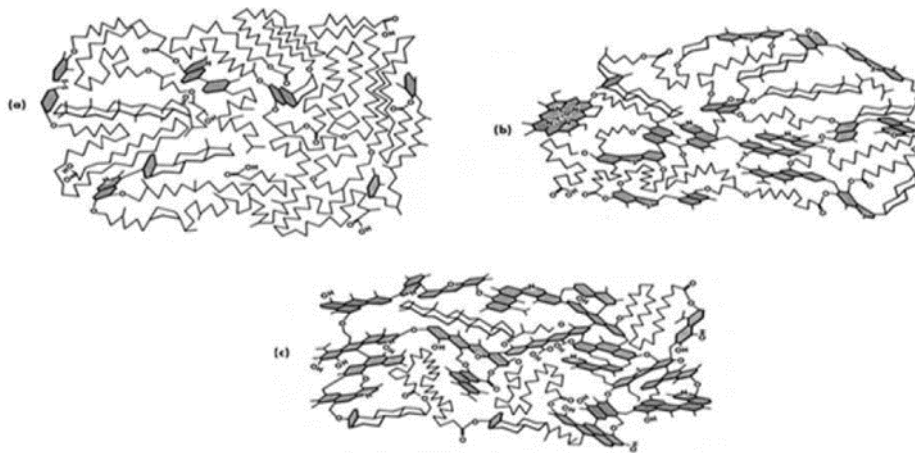
**Tableau II- 1 : Pourcentage des asphaltènes dans le pétrole dans différentes origines.**

Brut	API°	Résine (wt%)	Asphaltene (wt%)	Asphaltene/Resin
Canada, Atabasca	8,3	14	15	1,07
Venezuela, Boscan	10,2	29,4	17,2	0,58
Canada, Cold Lake	10,2	25	13	0,52
Mexico, Panucon	11,7	26	12,5	0,48
USA, MS, Baxterville	16	8,9	17,2	1,93
Russia, Kaluga	16,7	20	0,5	0,025
USA, TX, Hould	19,7	12	0,5	0,04
Brazil, Campos	19,7	24,55	2,8	0,13
USA, CA, Huntington Beach	26,2	19	4	0,21
Canada, Alberta	29	8,5	5,3	0,62
India, Mangalacrude	29,28	20-30	<0,50	<0,02
USA, LA, Brookhaven	30,6	1,65	1,65	0,36
Russia, Balachany	31,7	0,5	0,5	0,08
Russia, Bibi-Eibat	32,1	0,3	0,3	0,03
Russia, Surachany	35	4	0	0
USA, TX, Mexia	36	5	1,3	0,26
Iraq, Kirkuk	36,1	15,5	1,3	0,08
Azeri BTC	36,1	0	0,03	0
Mexico, Tecoaminocan	36,7	8,8	1,5	0,17
Mexico, Isthmus	37,8	8,1	1,3	0,16
USA, OK, Ok City	38	5	0,1	0,02
USA, OK, Tonkawa	40,8	2,5	0,2	0,08
France, La grave	43	7,5	4	0,53
Algeria, Hassi Messaoud	45	3,3	0,15	0,05

### II.2.1- Origine géochimique des asphaltènes :

Les asphaltènes sont définis comme fragments de kérogène chimiquement altérés, soluble dans le pétrole, qui ont été expulsés de la roche mère et qui ont migré pendant la phase de catagenèse. La présence de nickel, vanadium et chrome reflètent le PH et EH (potentiel de réduction) de l'environnement dépositionnel de la roche mère (Lewan, 1980 ; 1984), le rapport de ces deux paramètres est utilisé dans l'exploration pétrolière identifier le potentiel pétrolier de la roche mère.

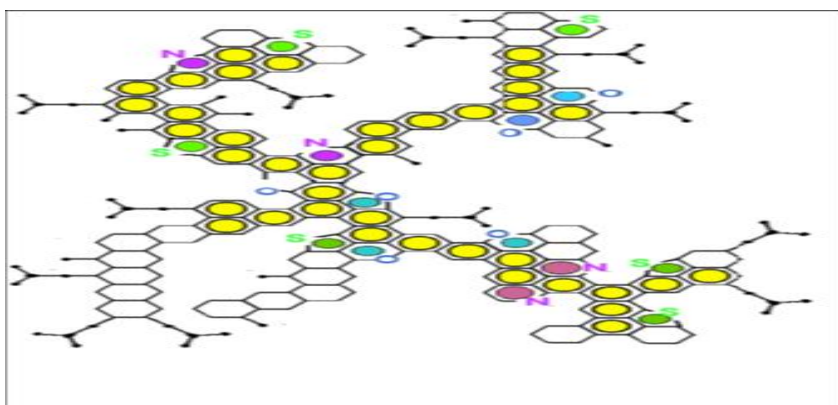
La structure des composants du kérogène (matière organique insoluble des roches) est mal connue. Il s'agit d'édifices de masse moléculaire très élevée comprenant des noyaux cyclano-aromatiques (S, O, N).



**Figure II- 11 : Différents types de kérogènes**

### II.2.2- Composition des asphaltènes :

Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de Carbone et d'Hydrogène. 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 et le Vanadium sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables.



**Figure II- 12 : Schéma d'une composition d'asphaltènes de pétrole de Maya.**

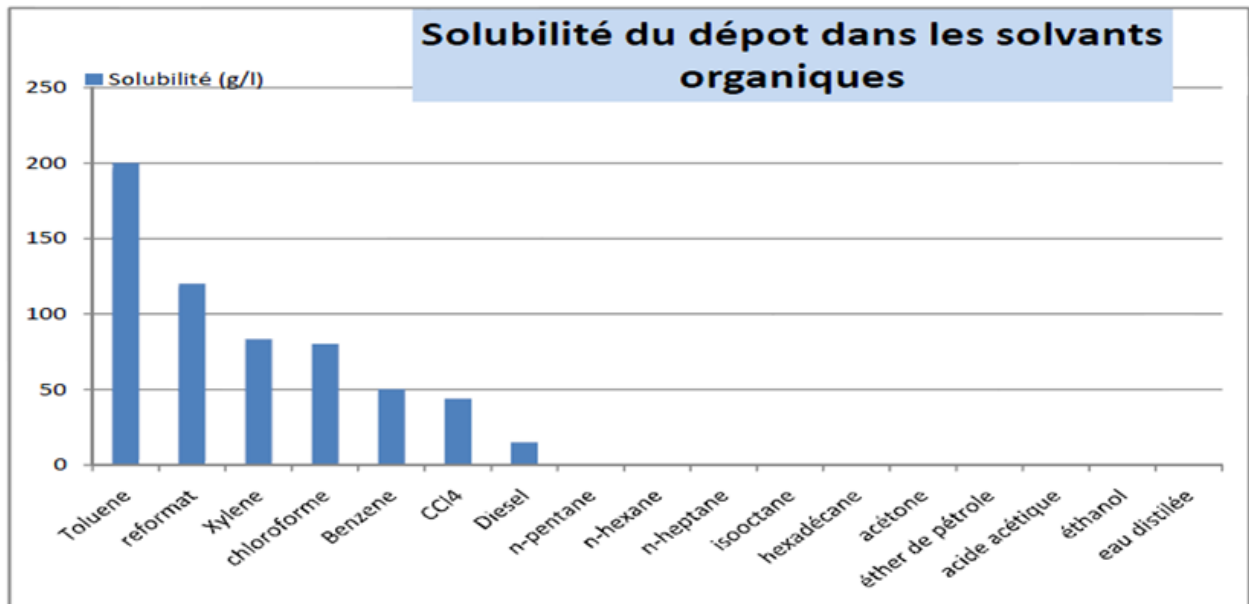
Le tableau suivant donne les compositions élémentaires des asphaltènes :

**Tableau II- 2 : Analyse élémentaire des asphaltènes**

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)

**II.2.3- Solubilité du dépôt d’asphaltène dans les différents solvants :**

Le test de solubilité effectué sur un échantillon de dépôt d’asphaltène provenant du champ pétrolier d’Ourhoud dans le bassin de Berkine à température ambiante (21°C) est représenté dans l’histogramme suivant :



**Figure II- 13 : Solubilité des asphaltènes dans les différents solvants.**

Les asphaltènes sont des fractions polaires insolubles dans les alcanes à faibles poids moléculaires le nC3, nC4 jusqu’au nC12, par contre, ils sont solubles dans les solvants aromatiques comme le benzène, toluène, xylène, éthyle-benzène. Des études ont classé les solvants suivant leur pouvoir de solubilité sur les asphaltènes, comme suit :

Benzène<Toluène<Orthoxylène<Tétrahydrofuranne<Pyridin

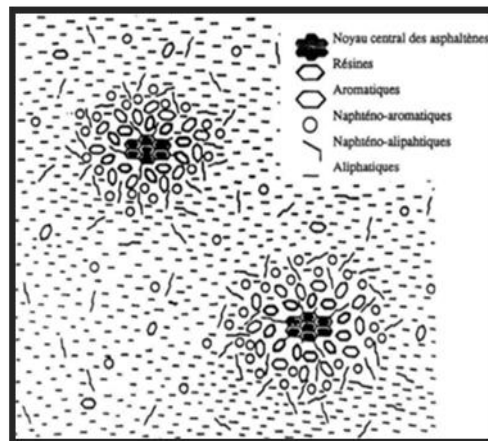
### II.2.4- Structure des asphaltènes :

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. Dans ce cadre, plusieurs modèles ont été proposés pour décrire la structure des asphaltènes.

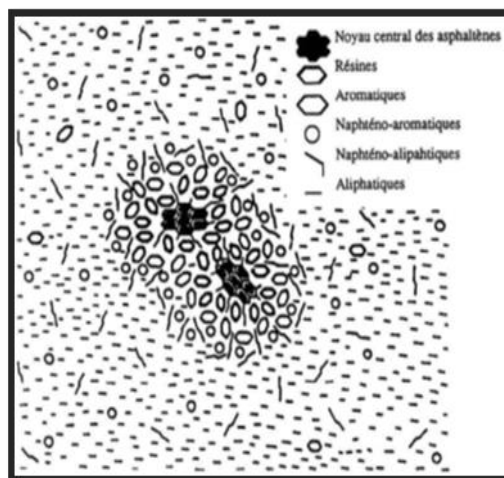
Dans la suite, nous allons voir quelques modèles :

#### II.2.4.1- Modèle de Pfeiffer :

En 1940 Pfeiffer et Saal ont proposé un modèle structural pour les asphaltènes. Selon ces auteurs les asphaltènes forment des entités micellaires entourés et stabilisés par les résines et certains autres constituants du pétrole. Ils ont suggéré qu'il existe une transition continue entre les entités les plus polaires (les asphaltènes) et les entités les moins polaires (les aliphatiques). Lorsque la quantité des résines diminue, les forces attractives se créent ce qui entraîne une association des micelles entre elles et confère au milieu une structure du type gel.

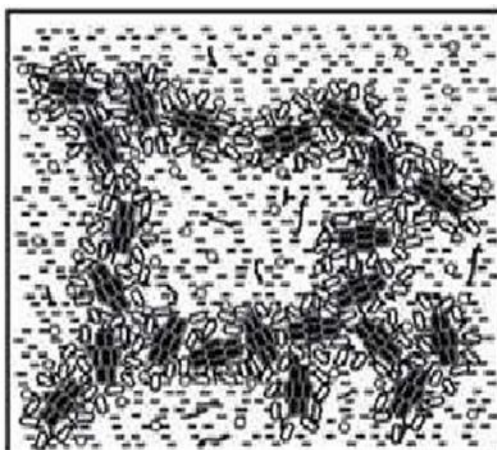


(a) Asphaltènes dispersés (avant floculation)



(b) Asphaltènes agrégés (après floculation)





(c) asphaltènes sous forme de gel

Figure II- 14 : Représentation des asphaltènes dans le pétrole selon Pfeiffer et Saal.

II.2.4.2- 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'asphaltène 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 naphthéniques composés de 4 à 7 molécules.
- *Particule* : 4 à 6 feuillets élémentaires.
- *La micelle* : groupement de 2 à 3 particules.
- *l'agglomérat (agrégat)* : la masse molaire est de l'ordre de 100 000 à 1000 000 UMA, est constituée par plusieurs particules et micelles.

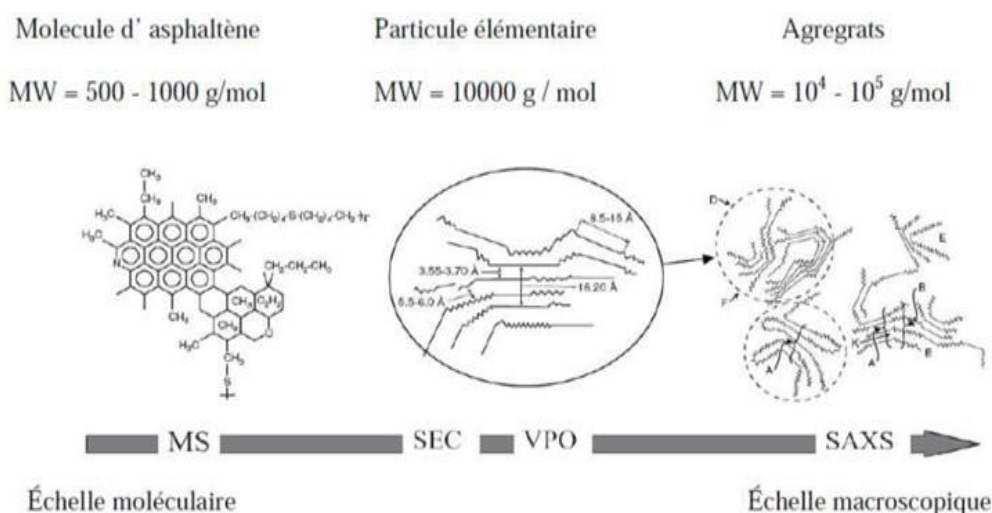


Figure II- 15 : Modèle de YEN de l'agrégation d'asphaltène.

### II.2.4.3- Exemples de structures des asphaltènes :

Les structures asphalténiques sont complexes, peu stables, différentes d'un gisement (ou puits) à un autre sur le même champ pétrolifère et selon le mode d'extraction des asphaltènes. La figure I.16 présente une structure moléculaire moyenne hypothétique d'asphaltènes du Mexique proposée par Speight et Moschopedis, représentant une structure aromatique très condensée liée à des chaînes alkyles. Un autre exemple proposé par Bouhadda pour des asphaltènes de Hassi-Messaoud est schématisé sur la figure I.17. Ces modèles sont de type continental. Tandis que le modèle de Murginch et al représente les asphaltènes comme un ensemble de petits feuillets aromatiques et hétérocycliques liés par des chaînes aliphatiques contenant entre 4 à 8 atomes de carbone et sont incorporés dans la structure en tant que constituants internes et groupements fonctionnels. Une autre structure proposée par Yen pour des asphaltènes d'Athabasca schématisée est sur la figure I.18.

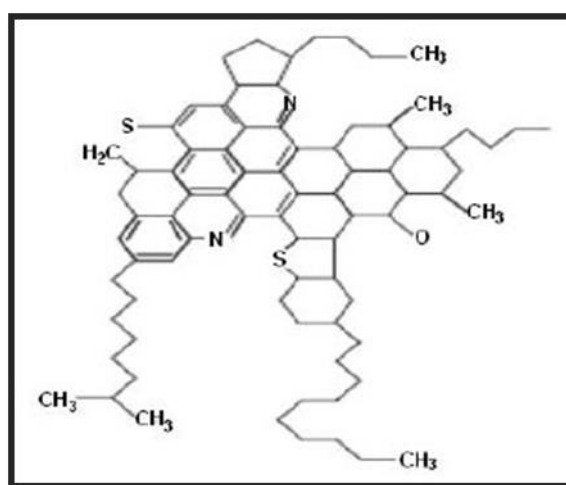


Figure II- 16 : Structure modèle d'asphaltènes du pétrole du Mexique.

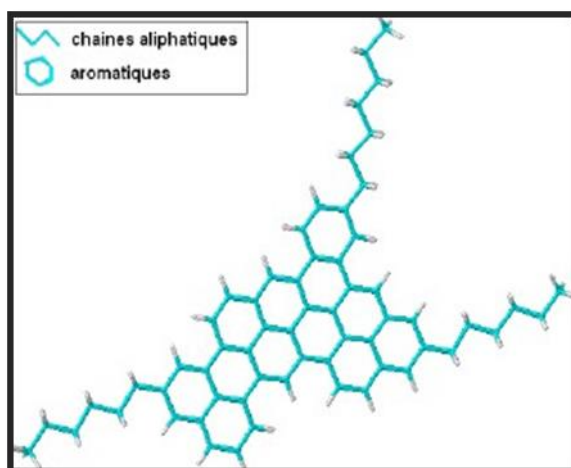


Figure II- 17 : Structure modèle hypothétique d'asphaltènes du pétrole de Hassi-Messaoud

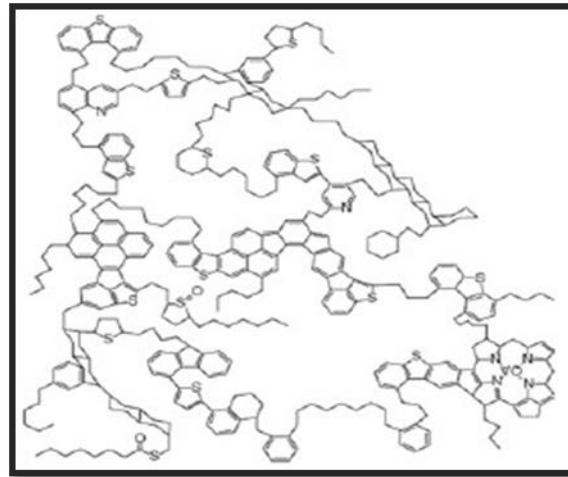


Figure II- 18 : Structure modèle d'asphaltènes de pétrole Athabasca.

### II.2.5- Les asphaltènes dans leur milieu naturel :

Les asphaltènes existent dans l'huile sous forme de colloïdes, leur stabilité dépend du pouvoir pépétisant des résines existantes dans l'huile. L'ajout d'un hydrocarbure aliphatique à l'huile provoque une modification de la composition de l'huile du fait que les molécules de résines migrent de la surface des asphaltènes vers la phase huile pour équilibrer le milieu en aromatique ou rétablir la polarité de l'huile après l'ajout d'un hydrocarbure apolaire. Cette migration des résines provoque donc l'appauvrissement de la surface des Asphaltènes en résines ce qui va permettre aux colloïdes d'asphaltènes de s'agglomérer et par la suite flocculer.

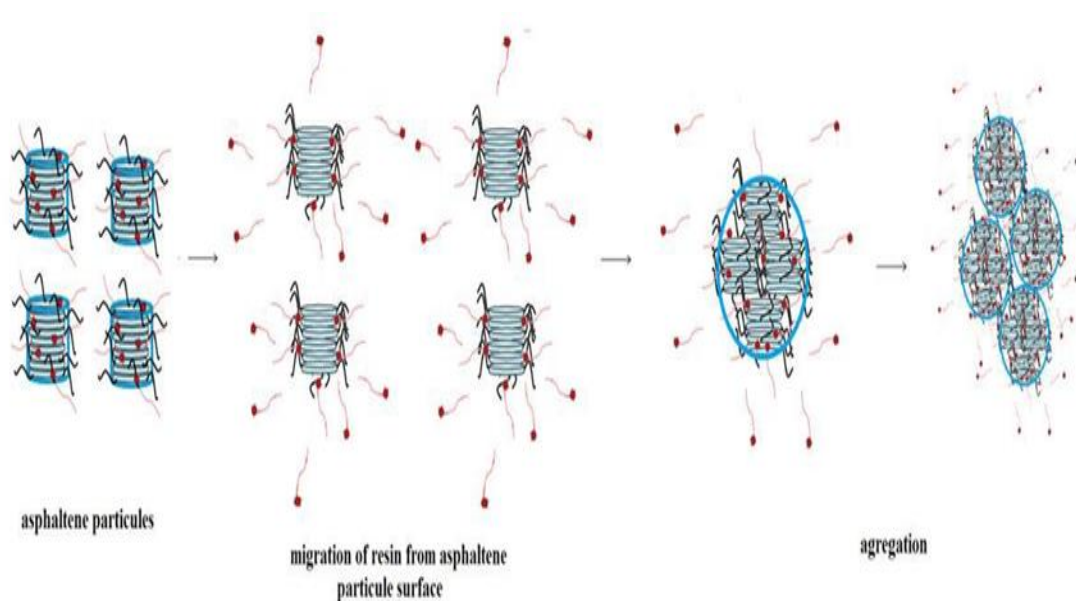
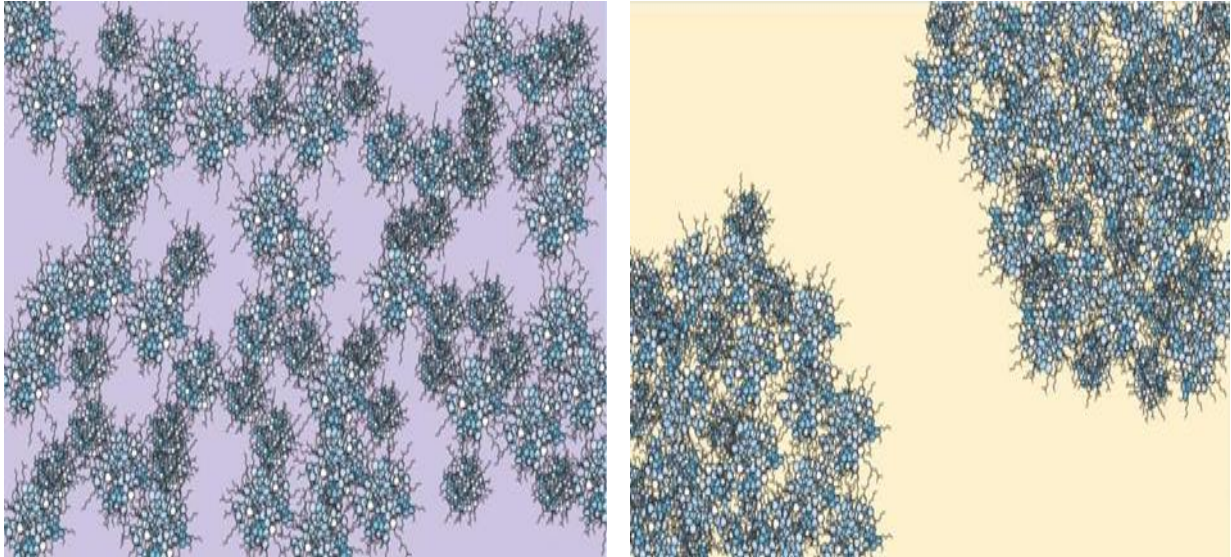


Figure II- 19 : Formation de l'agrégat d'asphaltène.



**Figure II- 20 : Flocculation et agglomération des asphaltènes.**

Le degré de dispersion des asphaltènes dans le pétrole dépend, en premier lieu, de la composition chimique de ce dernier. Le dépôt de ces substances peut s'expliquer par le bouleversement de l'équilibre existant, dû à la variation de la composition des différents constituants qui composent cette huile. Le rapport entre les molécules polaires et non-polaires dans le mélange complexe d'hydrocarbures est un facteur important responsable de l'équilibre du milieu. L'addition d'un solvant miscible (nC5 ou nC7) peut détruire ce rapport, ce qui est démontré dans les différentes expériences réalisées.

La notion d'état colloïdal des asphaltènes dans leur milieu naturel a été émise depuis longtemps. Pour Pfeiffer (Pfeiffer et Al 1940), les asphaltènes constituent le centre de micelles dispersées dans les résines. L'évolution de certain arrangement dépend du rapport des quantités d'asphaltènes et de résines. En effet, si la proportion de résines est suffisamment importante pour entourer toute les particules d'asphaltènes, ces derniers sont stabilisés. C'est l'association entre asphaltènes et résines, dues aux liaisons hydrogènes de type acide-base qui est privilégiée par rapport à l'association asphaltène-asphaltène. Au contraire, si cette proportion de résine est trop faible, le système est instable et les micelles s'associent pour former une structure d'énergie minimale, dans la quelle leur cohésion est assurée ; ceci donne lieu à une formation de particules plus grosses.

La tendance à l'association entre résines et asphaltènes s'explique par le fait que les asphaltènes sont les espèces les plus polaires du brut, qu'ils présentent les valeurs d'énergie de surface les plus élevées et contiennent des groupes hydroxyles donateurs d'électrons. Les valeurs d'énergie de surface varient d'ailleurs d'un brut à l'autre, et une corrélation entre énergie de surface et composition a été établie.

### II.2.6- Propriétés acido-basiques des Asphaltènes :

Les asphaltènes sont des composés très aromatiques comportant des hétéroatomes en périphérie. Les asphaltènes ont des fonctions acido-basiques. Ces propriétés sont dues à la présence d'hétéroatomes tels que le soufre, l'azote, et l'oxygène. Les atomes d'oxygène se présentent sous forme de groupes hydroxyles, et se comportent comme des sites donneurs d'électrons favorisant les liaisons hydrogène. La chromatographie par échange d'ions permet de séparer les groupements fonctionnels en trois fractions :

- La fraction acide formée par les fonctions carboxyliques et phénoliques qui représentent environ 30% de l'ensemble des fractions.
- La fraction neutre, près de 45%.
- La fraction basique, en particulier les fonctions azotées et soufrées 20%.

Le caractère acide peut être plus prononcé suivant l'origine des asphaltènes. La plupart des acides sont faibles (phénols, carbazols, indols), et les bases sont principalement les amides. La présence de ces diverses fonctions polaires et réactives explique la tendance des asphaltènes à l'association par liaison hydrogène.

Speight a démontré que les fractions basiques comportent 2 à 6 noyaux aromatiques, alors que les fractions acides et neutres n'en contiennent pas plus de 3. Ainsi, la solubilisation d'asphaltènes dépend de nombre de sites donneurs et accepteurs d'électrons présents.

La molécule ayant beaucoup de groupes hydroxyle se comporte généralement comme donneurs d'électrons et interagit facilement par liaisons hydrogène avec la molécule de résine.

En effet, les résines contiennent beaucoup de groupes carbonyle et se comporte plutôt comme des sites accepteurs d'électrons.

### II.3- Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes :

Le mécanisme de floculation et précipitation d'asphaltènes est très complexe et dépend de plusieurs facteurs. 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.

#### II.3.1- Les Paramètre 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 ;

### II.3.1.1- 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 et 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.

L'effet de pression sur la précipitation des asphaltènes a été expliqué 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 une température constante et à composition constante d'huile, une augmentation de pression améliore la solubilité des asphaltènes.

### II.3.1.2- La Température :

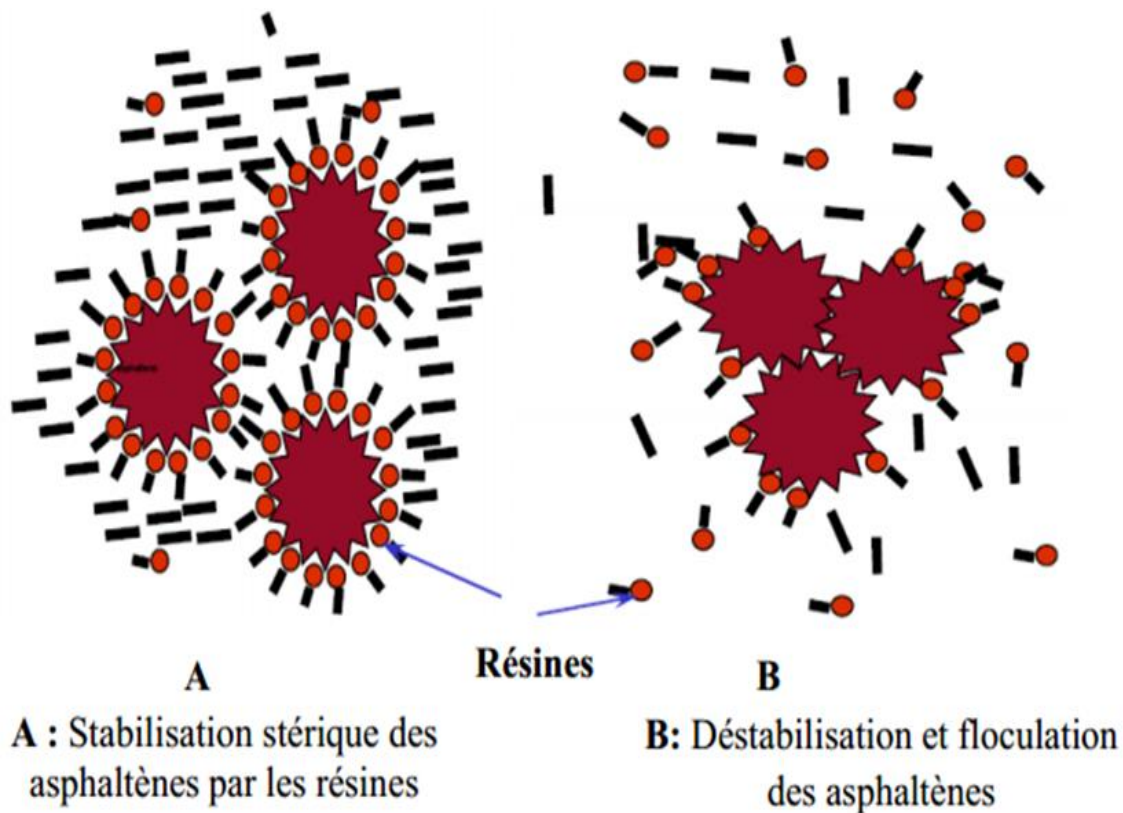
Lors de la récupération primaire du pétrole, la température du réservoir reste presque constante. Par conséquent, la température n'est pas aussi étudiée avec soin comme la pression. Seuls quelques chercheurs ont étudié l'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes. Speight déclare que 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 paramètres de solubilité et du processus de diffusion des molécules du solvant précipitant avec la température.

### II.3.1.3- 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. 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 présentés 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.



**Figure II- 21 : Phénomène de floculation des asphaltènes.**

### II.3.2- 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.

### II.3.3- Injection de CO<sub>2</sub> :

Le CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> disponible dans le pétrole brut augmente.

### II.3.4- Gaz-lift :

Le gaz lift 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'asphaltène. 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

### II.3.5- 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.3.6 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).

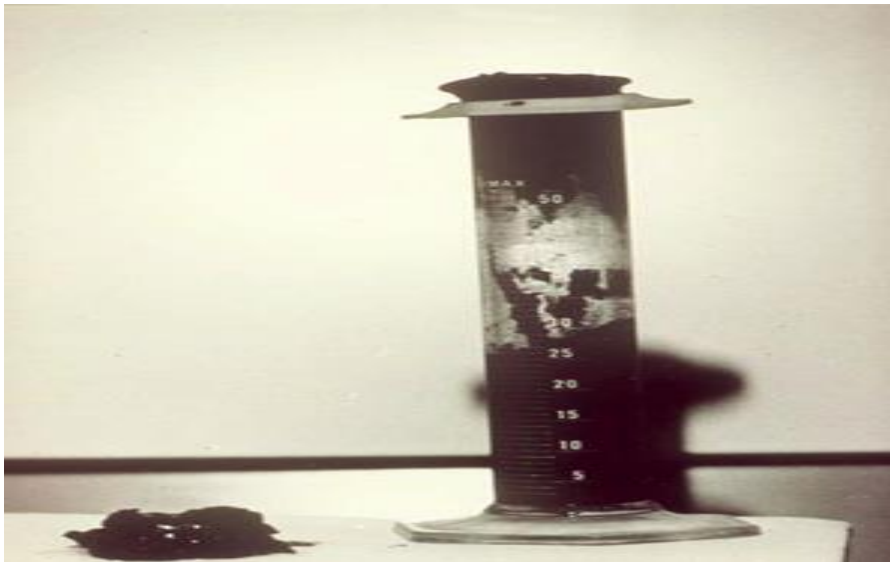


Figure II- 22 : Emulsion rigide (Sludge).

## II.4- 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 tubings et des installations de production sont quelques conséquences.

Les 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.



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.
- Dysfonctionnement des équipements.

## II.5- Enveloppe de précipitation des asphaltènes :

La zone de l'enveloppe de précipitation des asphaltène (zone en rouge « figure I-23») délimite la zone de stabilité du brut vis-à-vis des Asphaltènes avec le changement de pression et de température. Pour des valeurs de pression et température de réservoir données, la déplétion primaire baisse la pression.

Lorsque la pression atteint la limite supérieur de l'enveloppe qui est appelée aussi seuil de floculation, les asphaltènes commencent à précipiter. Plus la pression diminue, plus la quantité de dépôt est importante jusqu'à la pression de saturation. Si la pression continue à baisser au-dessous du point de bulle, la libération de gaz se fera de plus en plus et la quantité de dépôt est réduite. Lorsque la limite inférieure de l'enveloppe est atteinte, le dépôt d'asphaltène commence à disparaître

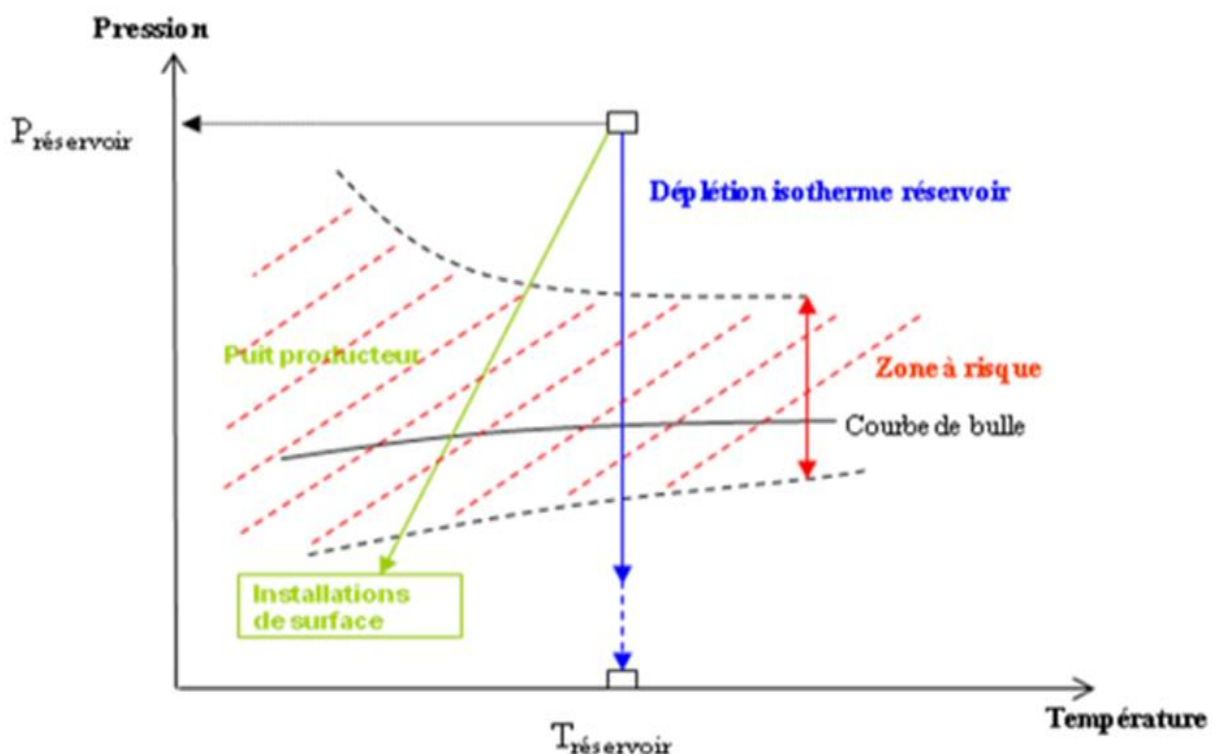


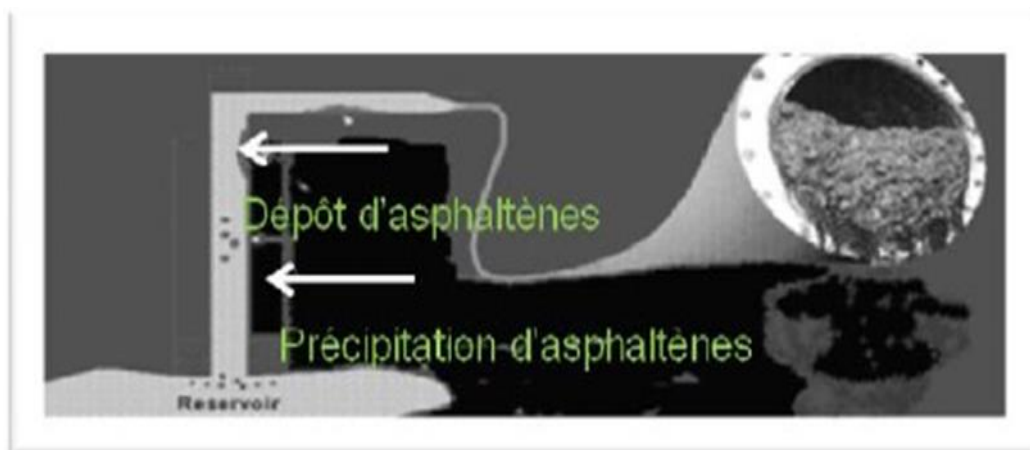
Figure II- 23 : Diagramme de phase avec Zone de Précipitation des Asphaltènes.

## II.6- Conséquences économiques de l'agrégation des asphaltènes :

L'agrégation et la floculation des asphaltènes est à l'origine d'énormes problèmes techniques de l'industrie d'exploitation de pétrole. Le résumé succinct de ces problèmes apparaît sur les figures suivantes :



**Figure II- 24 : Précipitation des asphaltènes au niveau des canaux.**



**Figure II- 25 : Asphaltènes - cholestérol de pétrole.**

Kokal et Al ont appelé le dépôt d'asphaltène dans le puits "le cholestérol du pétrole". En effet, les asphaltènes peuvent se déposer dans des régions du réservoir proche des puits ou, plus généralement, dans les tubes de production. Le dépôt artériel (dans le corps humain) réduit le débit de sang alors que l'épaisseur de dépôt augmente. Le phénomène analogue est observé dans un puits de pétrole. La réduction du flux de brut diminue le rendement du puits et occasionne l'arrêt de production prématuré.

Dans un réservoir, les asphaltènes floculés sont susceptibles de se déposer dans les pores de la matrice poreuse réduisant ainsi sa perméabilité. Il est à noter que la floculation d'asphaltènes peut se produire sans perturber la production de pétrole. Dans ce cas, les particules d'asphaltènes restent en suspension sans former le dépôt.

Une bonne compréhension des aspects thermodynamiques et cinétiques du processus de floculation est à la base de toutes les méthodes permettant de prévenir la formation de dépôt.

## Chapitre III : Lutte contre la précipitation et la déposition des asphaltènes

### III.1- Introduction :

La précipitation des asphaltés est un problème ennuyant pour l'industrie pétrolière. Les flocons d'asphaltés s'adsorbent aux surfaces solides et forment des dépôts qui ne sont pas facilement enlevés par simple lavages.

Pour remédier à ce problème qui provoque une perte économique très importante dans le domaine pétrolier, plusieurs méthodes sont mises en œuvre.

Des méthodes chimiques (ajout d'inhibiteurs ou solvants pour retarder ou inhiber la floculation) et mécaniques (enlèvement périodique des dépôts) ont été utilisées pour nettoyer les dépôts d'asphaltés dans les puits de pétrole, réservoir, et pipelines. Ces remèdes ne sont pas toujours efficaces, et pour mieux atténuer les dépôts d'asphaltés, une meilleure compréhension des dépôts d'asphaltés est obligatoire.

### III.2- Intervention :

#### III.2.1- Au niveau du Réservoir ;

Dans le cas où le problème d'asphaltène apparaît dans le réservoir, une augmentation de la pression du réservoir par injection d'eau ou de gaz est nécessaire pour élever la pression du gisement au-dessus de la pression de floculation, cela permet d'augmenter la pression de fond dynamique et la rendre supérieure à la pression du seuil de floculation, c'est-à-dire, éviter le bouchage des perforation par les dépôts et même d'augmenter le coefficient de récupération si par exemple la baisse de pression du réservoir est rapide. Notant que l'injection de gaz est un peu délicate à cause de l'effet du gaz sur la précipitation des asphaltènes, les quantités de gaz doivent être bien contrôlées.

#### III.2.2- Au niveau des Perforations et des abords du Puits :

##### *III.2.2.1- Ajustement des Paramètres de Production :*

L'ajustement des conditions de production au niveau de la duse permet de modifier les conditions hydrodynamiques de l'écoulement et permet de changer la zone où le dépôt se forme. Cela permet d'éviter la formation des dépôts dans les perforations si la pression du gisement est importante.

##### *III.2.2.2- Injection des Solvants pour Nettoyer les Perforations et la Zone Endommagée :*

Contrairement aux paraffines, les asphaltènes sont solubles dans les solvants aromatiques comme le benzène, toluène et le xylène même à basse température. Il existe une large gamme de produits commerciaux qui solubilisent les asphaltènes et qui sont largement utilisés pour le nettoyage des puits soit par pompage sous pression depuis la surface, soit par opération de squeeze ou en utilisant le coiled tubing. Actuellement le produit le plus utilisé est le reformat vu son faible coût et sa bonne solubilisation des dépôts d'asphaltène.

Parmi les excellents solvants : le reformat, le disulfure de carbone, le benzène, le toluène, le xylène et les solvants chlorés.

**III.2.2.2.1- Disulfure de carbone :**

Il est l'un des meilleurs solvants, mais leur utilisation est dangereuse. Il est toxique, explosif avec un point d'inflammabilité de -22°F (-30 ° C) et de température d'auto-inflammation 212 °F (100°C).

**III.2.2.2.2- Solvants chlorés :**

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage et sont considérés comme un danger pour la santé.

**III.2.2.2.3- Benzène :**

Il est un excellent solvant, mais extrêmement inflammable et est un composé causant le cancer.

**III.2.2.2.4- Xylène et le toluène :**

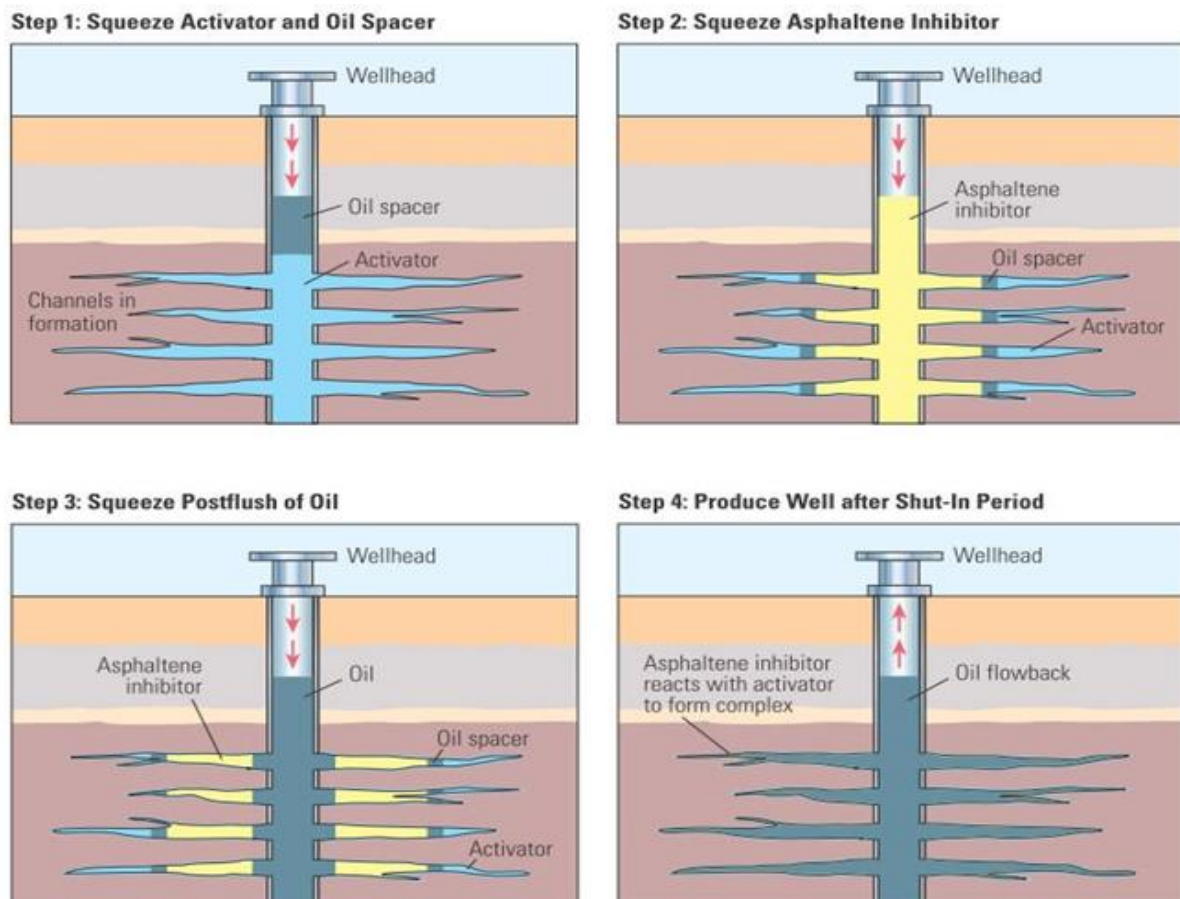
Ils sont aussi des excellents solvants. Leur point de saturation est atteint rapidement, et ils ne peuvent se dissoudre plus.

**III.2.2.2.5- Reformat :**

C'est le solvant le plus utilisé et économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans champ de Hassi Messaoud, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits avec des bons résultats après le traitement. Mais leur utilisation est très dangereux (point d'inflammabilité -5°C).

***III.2.2.3- Squeeze avec un inhibiteur de dépôt dans la formation :***

Une nouvelle technique a été développée par la société Nalco Energy Services durant ces dernières années. Elle consiste à injecter l'inhibiteur de dépôts d'asphaltène dans l'huile pendant qu'il est dans la formation par une opération de squeeze. Avant que la floculation commence. Les tests sur puits déjà effectués montrent que le squeeze de l'inhibiteur seul dans la formation n'est qu'une solution de courte durée. Lorsque l'huile est produite, l'inhibiteur est entraîné par l'écoulement.



**Figure III- 1: Squeeze de l'inhibiteur en utilisant un activateur.**

### III.2.2.3.1- Inhibiteur (P133) :

Un inhibiteur est utilisé pour prévenir la déposition des asphaltés sur les alentours du puits comme par exemple le P133.

Le P133 est un nouvel inhibiteur d'asphalte développé pour des applications inhibiteur squeeze. Il peut être adsorbé sur les roches réservoirs (pierres de sable ou des carbonates), afin de fournir une protection prolongée contre la précipitation des asphaltés et de dépôt lors de la production d'hydrocarbures.

Le P133 offre une protection contre le dépôt d'asphalte dans la formation, les tubes et les conduites d'écoulement sur une longue période de temps.

L'inhibiteur P133 est compatible avec :

- Solvant P132
- Solvant de nettoyage P130,
- Le naphta aromatique lourd, le xylène, le toluène, et le diesel.

Lorsqu'ils sont mélangés ensemble, une solution complètement homogène est formée sans précipités visibles ou turbidité observée

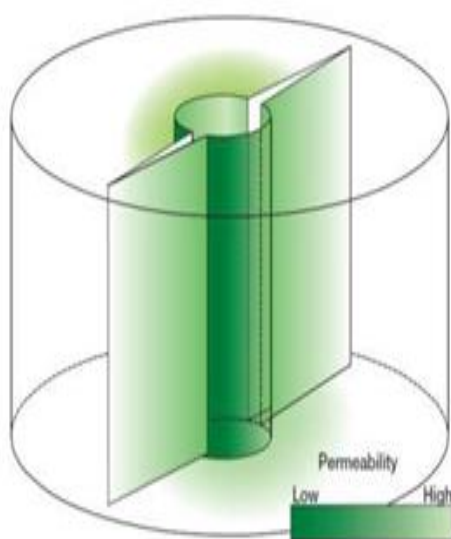
**III.2.2.4- Fracturation avec un proppant spécial :**

La société Baker Hughes propose une technique de fracturation pour l'inhibition de la déposition des Asphaltènes dans le tubing. L'Inhibiteur solide AsphaltSorb est un additive adsorbé sur les particules des grains constituent le proppant. L'additive se desorbe lentement de l'agent de soutènement (proppant) durant l'écoulement de l'huile dans la fracture. L'additive peut être utilisé aussi en Gravel pack. Lorsque le puits commence à produire, l'additive se desorbe lentement dans la phase huileuse empêchant la déposition de se produire dans les abords du puits et le tubing.

**Technical Data**

Typical Properties	
Appearance	Off-white to tan solid granules
Odor	Mild
Typical maximum temperature	300°F (149°C)
Specific gravity @ 60°F	1.91 g/cc
Bulk density	32 to 39 lbm/ft <sup>3</sup>
Packaging	50-lb bags

**Figure III- 2 : Données technique du proppant contenant l'inhibiteur.**



**Figure III- 3 : Schéma de la fracture et photo du proppant.**

### III.2.3- Au niveau du tubing :

#### III.2.3.1- Modification de la Complétion :

Durant le déplacement de l'huile du réservoir vers la surface, le fluide passe toujours par l'intervalle de pression de floculation des asphaltènes. Si l'huile est instable (favorise la déposition des asphaltènes) et la quantité d'asphaltène dans le brut est importante, la déposition se produit dans le tubing. Elle peut se produire également dans les perforations et même dans le réservoir si la pression du seuil de floculation est atteinte dans ces deux zones (faible pression du réservoir), dans le cas où la déposition se produit dans le tubing, une modification de la complétion est envisagée pour réduire le taux de dépôt.

#### III.2.3.2- Complétion double :

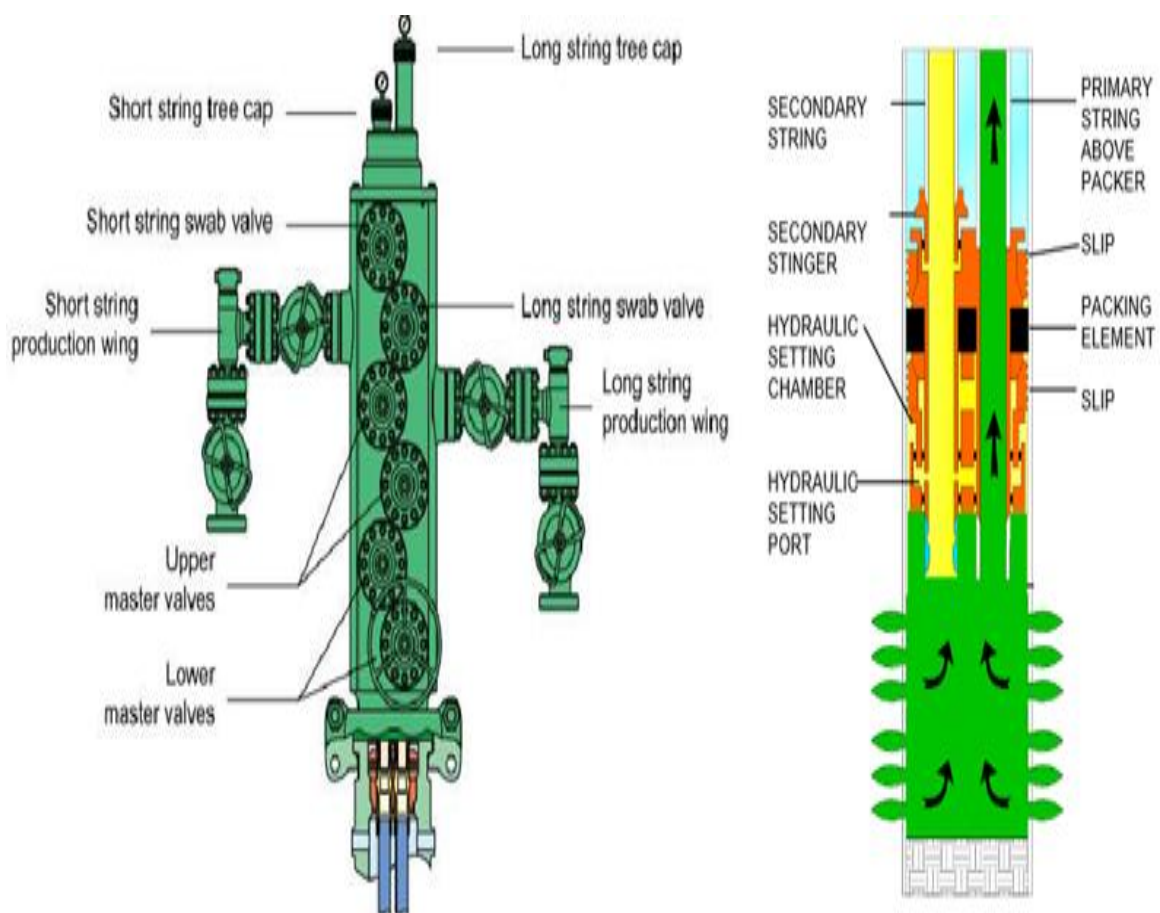
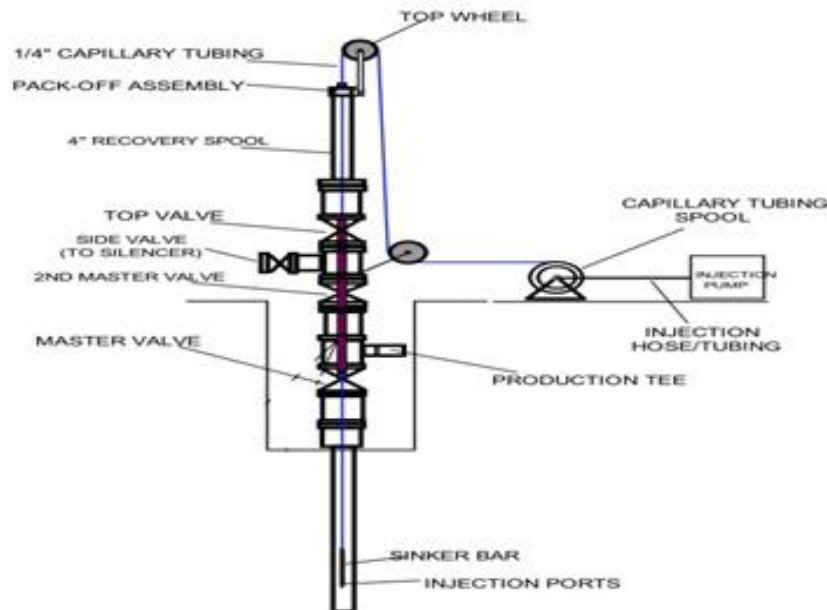


Figure III- 4 : Schéma de la complétion double.

### III.2.3.3- Injection continue en utilisant un capillary tubing :

Cette technique utilise le capillary tubing qui est muni d'une tête d'injection pour le Pompage en continue de l'inhibiteur de déposition des Asphaltène dans le tubing au fond du puits.



**Figure III- 5 : Schéma de l'installation du capillary tubing en Injection continue dans le fond du puits.**

### III.2.3.4- Méthode Mécanique :

Les méthodes mécaniques pour le traitement des dépôts d'asphaltées peuvent être utilisées fréquemment et périodiquement pour gratter les parois des tubings, les lignes de collecte et les pipes. Les dépôts des asphaltènes peuvent être parfois très difficiles à enlever contrairement aux dépôts de paraffines. Les opérations les plus utilisées sont ;

#### III.2.3.4.1- Wireline (ou Travail au Câble) :

C'est une méthode mécanique très efficace pour enlever les dépôts colmatés sur les tubings à l'intérieur des puits lorsque l'accès est possible (c'est-à-dire absence de bouchons durs qui bloquent le passage), on utilise des outils spéciaux qu'on fait descendre à l'intérieur à l'aide d'un câble métallique rigide où l'outil est vissé à la tête du câble. Au fur et à mesure que l'outil descend, il gratte les parois du tubing. Les formes des outils sont différentes selon la nature des dépôts.

#### III.2.3.4.2- Coiled Tubing :

Comme le wireline, le coiled tubing peut être utilisé pour enlever les dépôts des asphaltènes collés aux parois des tubings à l'intérieur des puits. Le principe de l'opération consiste à introduire un tube de diamètre 2 pouces (5 cm) dans le tubing et à injecter un fluide ou solvant sous pression. La tête du tube possède des orifices et elle peut tourner et éjecter le fluide sous pression en même temps. Sous l'effet de la pression le dépôt se décolle de la paroi.



### III.2.3.5- Circulation d'huile chaude :

La circulation d'huile chaude dans le tubing réduit la quantité de dépôt colmatée sur les parois. L'opération peut être réalisée en injectant de l'huile chauffée à la surface dans un concentrique placé à l'intérieur du tubing pour que le fluide circule dans l'espace annulaire ou l'inverse, c'est-à-dire que le fluide est injecté dans l'espace annulaire chemisage tubing pour nettoyer le chemisage si l'huile est produite par ce dernier.

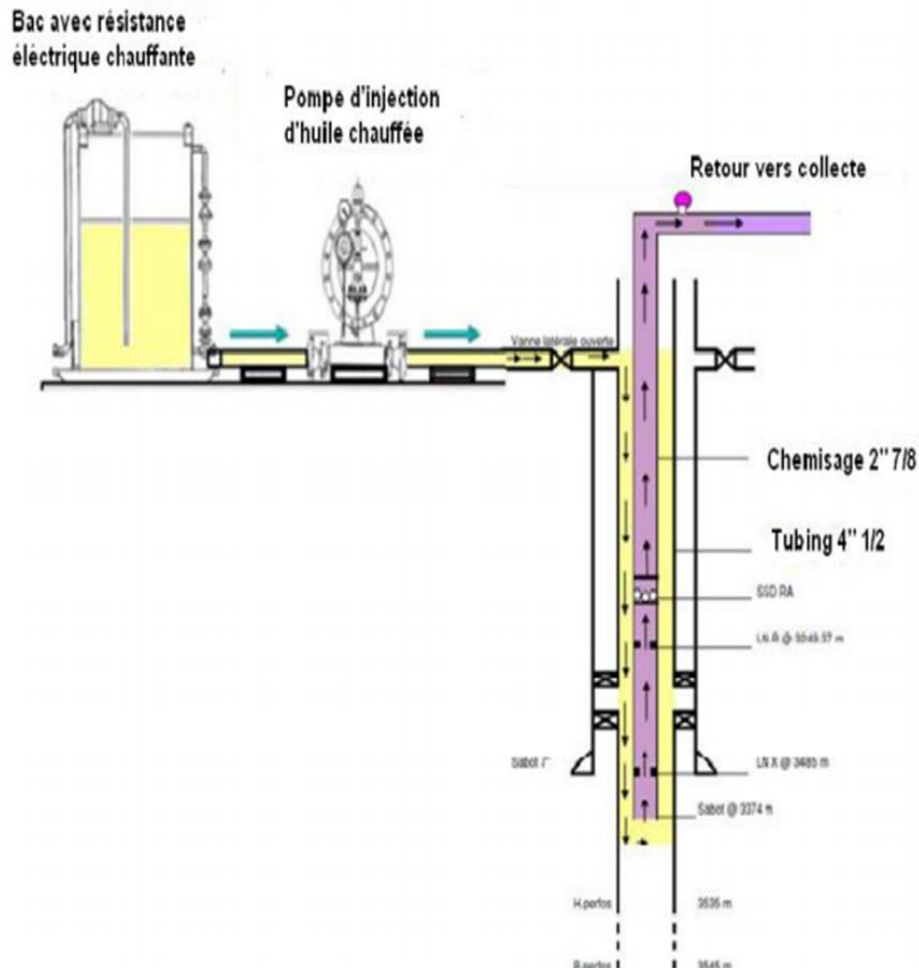


Figure III- 6 : Schéma de la circulation de l'huile chaude dans le puits.

### III.2.3.6- 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).

### III.2.3.7- Méthodes Biologiques (utilisation des Bactérie) :

Cette méthode utilise des bactéries anaérobique et aérobie et autre microorganisme exemple « Fungus ». Les bactéries transforment la molécule d'asphaltène en molécule plus légère. Le processus est appelé la Biodégradation. La méthode n'a pas été encore testée sur l'échelle industrielle, cependant beaucoup de test laboratoire ont prouvé l'efficacité de la technique

### III.2.3.8- Méthodes Alternatives :

Durant ces dernières années, plusieurs techniques ont été investies pour la prévention des dépôts d'asphaltènes, Ceci est dû au coût très élevé des arrêts de production surtout dans les installations off-shore. Ces techniques sont considérées comme de nouvelles technologies basées sur le magnétisme, la vibration des cristaux de quartz, les vibrations créent par l'écoulement dans les tubings, le revêtement intérieur des pipes en plastique pour réduire la rugosité des parois, les ondes acoustiques ainsi que d'autres techniques. Actuellement aucune de ces techniques n'a prouvé une bonne efficacité mais elles restent acceptables et recommandées.

## III.3 Lutte contre les dépôts d'asphaltènes au niveau de GEA :

Les méthodes adoptées au niveau de Gassi El Agreb sont :

### III.3.1 Méthodes mécaniques :

C'est une opération régulière qui sert à gratter les parois internes du tubing en utilisant l'unité WIRE LINE et un outil de grattage (scratcher/ gauge cutter).

Mais cette solution est abandonnée depuis quelques années à cause des problèmes rencontrés (coincement, rupture du câble WL.....) et surtout dans les puits produisant une quantité importante d'asphalte.



Gauge cutter



Scratcher

Figure III- 7 : Outils de grattage.

### III.3.2- Traitement chimique :

Plusieurs produits chimiques ont été utilisés au niveau des puits ayant un problème de dépôt d'asphaltes à GEA. Parmi ces produits, nous citons :

#### III.3.2.1- PWC6 : (TRICAN Company)

PWC-6 est un solvant efficace pour la matière organique à haute teneur en asphaltés, et aussi efficace pour les dépôts cireux (waxy deposits).

**III.3.2.2- P130 :(SCHLUMBERGER Company)**

C'est un solvant non aromatique utilisé comme une alternative au solvant à base d'xylène (A026 ou PARAN 121) dans les opérations de nettoyage des puits. Le P130 dissout ou disperse facilement les dépôts « paraffinés », les fractions d'huile résiduelle lourdes, les asphaltés et les cires au niveau des puits de pétrole.

Mais au niveau de GEA, ce produit n'a pas été vraiment efficace et il coûte cher.

**III.3.2.3- DURAKLEEN :( HALLIBURTON Company)**

DuraKleen est un solvant aromatique utilisé par la société HALLIBURTON, son Point d'éclair est supérieur à 145°F (63°C).

**III.3.2.4- REFORMAT :**

C'est le solvant le plus utilisé pour le traitement des dépôts d'asphaltés, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits à Hassi Messaoud avec des bons résultats après le traitement.

Le reformat est un dissolvant à base de Benzène qui sert à dissoudre les agrégats d'asphalte précipités sur les parois d'un puits pétrolier. C'est le solvant actuellement utilisé à GEA.

**Avantage :**

Economique et efficace.

**Inconvénient :**

Points d'éclair égal à 25°C, c'est-à-dire son utilisation est limitée par ce seuil.

**La solution :**

Mélanger le Reformat avec le Diesel (50/50) pour augmenter son point d'éclair à 35°C afin de l'utiliser pendant la saison chaude (été).

## Chapitre IV : Optimisation du traitement des asphaltènes au niveau de GEA

### IV.1- Avant-propos :

Plusieurs puits au niveau de Gassi El Agreb ont le problème de dépôts des asphaltènes et nécessitent un traitement au Reformat périodique et continu. Le solvant choisi pour le traitement est le reformat, car il permet la solubilisation des asphaltènes.

#### IV.1.1- Caractéristiques de Reformat :

- Densité = 0,778.

- Point d'inflammabilité = -5 °C.

#### IV.1.2- Composition du Reformat :

Le reformat est un distillat de pétrole produit localement en Algérie. Il est obtenu à partir de la charge de la 1<sup>ère</sup> distillation, essentiellement constitué par la paraffine, les naphthènes et les aromatiques (PNA).

**Tableau IV- 1 : La composition du Reformat**

Composés	Pourcentage en poids
Paraffines	42%
Naphtènes	5%
Aromatiques	53%

Parmi ces puits nous allons choisir quelques-uns pour :

- juger l'influence de reformat sur les dépôts d'asphaltènes.
- comparer l'efficacité de reformat pur et reformat mélangé.
- juger l'influence du temps de fermeture du puits après le traitement au reformat.
- déduire les causes probables de formation et de déposition des asphaltènes au niveau des puits choisis.

## IV.2- Influence de dépôt d'asphaltènes sur la production :

Ce dépôt organique (asphaltènes) augmente de volume avec le temps et son épaisseur devient conséquent, allant d'une simple accumulation près des parois à des épaisseurs très durs jouant le rôle d'une duse de fond en réduisant progressivement la production des puits qu'étais localisé dans une zone connue par les problèmes des paraffines qui sont la cause du bouchage du tubing et donc de la chute de la production du puits.

Pour lutter contre ce problème de bouchage au fonds des puits, des actions curatives et préventives sont programmées pour des puits menacée d'être ennoyé en asphaltenes (GS56, GS18, AR36), leur évolution est présentée au-dessous (voir annexe 08).

Les étapes suivantes ont été faites afin d'identifier ce problème et de montrer son effet sur la production

- Test de jaugeage.
- Résultat de test.

Ce test permet de mesurer le débit, et les paramètres montrés dans le tableau ci-dessous (Tableau IV-2) inclus l'influence du dépôt sur la production des puits avant et après les opérations de traitement.

**Tableau IV-2 : Tableau représentatif du paramètre des puits ayant des dépôts d'asphaltènes**

Date de mesure	Puits	Duse (mm)	Q huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pression (bar)			T huile (°C)
					Tête	Pipe	Séparateur	
Avant l'endommagement	GS56	18	3,68	362	18	6	2,1	32
	GS18	12	4,51	183	22	7	2,1	-
	AR36	14	1,98	329	15	3	2	-
Après l'endommagement	GS56	18	1,03	187	10	3	2	32
	GS18	14	1,28	522	13	4	2,6	-
	AR36	16	0,88	106	10	2	2,3	-

IV.2.1- Champ El Gassi :

El Gassi est le champ le plus touché par le phénomène de déposition des asphaltènes.

Au niveau de cette structure, on a choisi :

IV.2.1.1- Le puits GS56 :

Le puits GS56 est implanté à El Gassi Nord ; il a été foré en JUILLET 2007 pour la production d’huile. Il a été mis en service après le forage (en 2007).

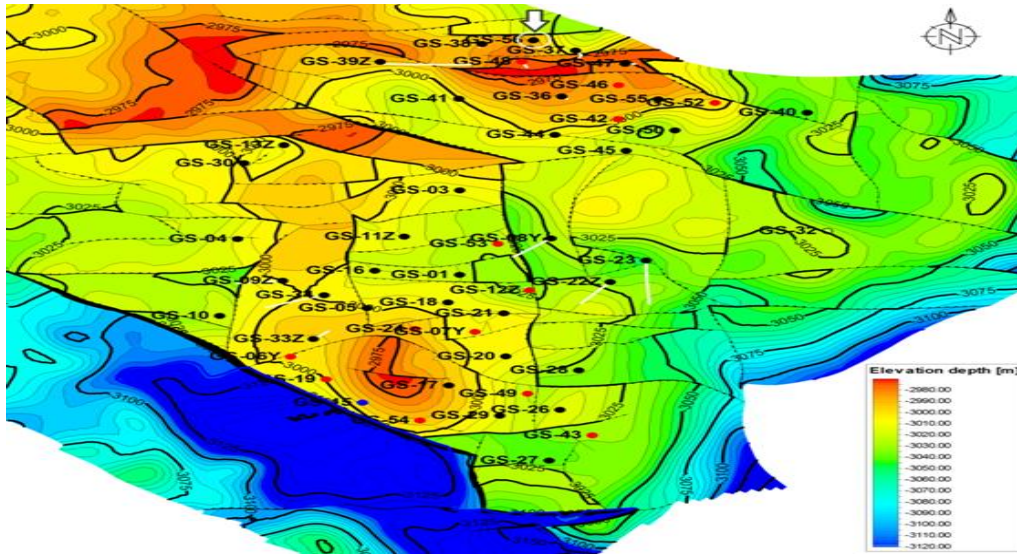


Figure IV- 1 : Implantation du puits GS56

Le graphe ci-dessous représente l’évolution de la production du puits depuis sa mise en service :

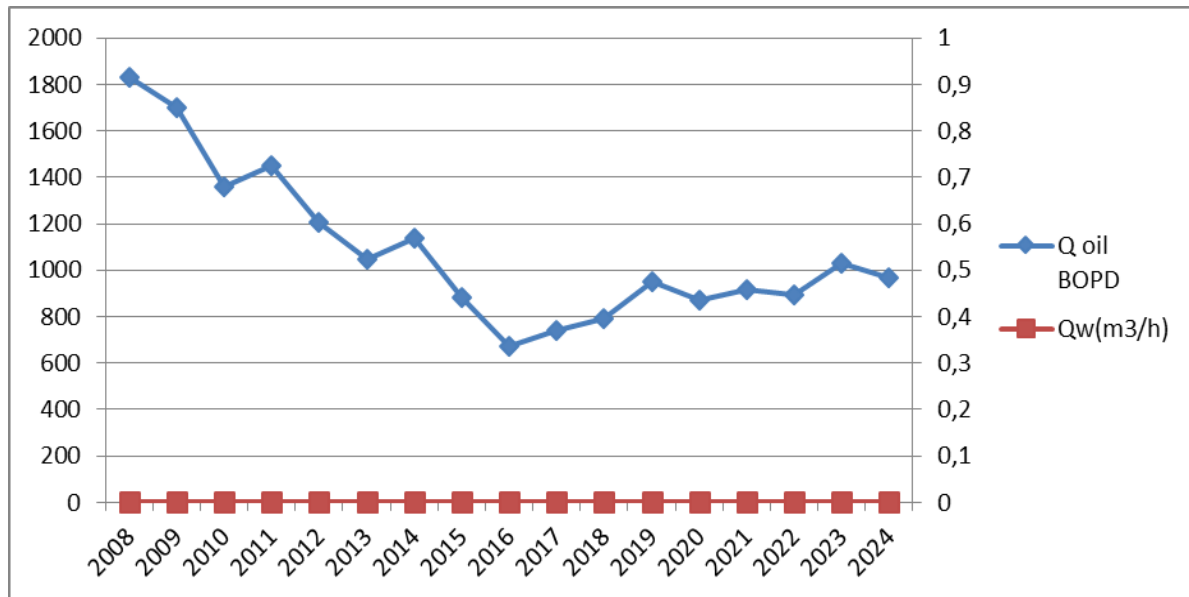


Figure IV-2 : évolution de la production de puits GS56 depuis 2008

Le potentiel du puits a diminué durant sa vie de plus de 1900 bbl/ jour pour arriver à moins de 700 bbl/jour ce qui est dû aux problèmes de déposition des sels et des asphaltènes.

Cette proximité du puits injecteur gaz GS48, confirme la cause principale des dépôts organiques au niveau du réservoir et des abords du puits GS56.

Les changements thermodynamiques (pression et température) pendant la production provoquent aussi la déposition des asphaltènes et le bouchage du tubing et des équipements (tête de puits, ligne de production).

Depuis sa mise en service, le puits a subi plusieurs interventions de dessalage. A partir de 2015, le traitement aux solvants (PWC6 ; P130) a été entamé pour le débarrasser des dépôts d'asphaltènes jusqu'à la fin de 2016, en introduisant le Reformat.

#### IV.2.1.2- Le puits GS18 :

Le puits GS18 est un producteur d'huile qui se trouve à Gassi core. Le puits à des problèmes de déposition organique qui provoque une chute dans la production et pour cette raison un traitement au Reformat est effectué pour améliorer le débit du puits.

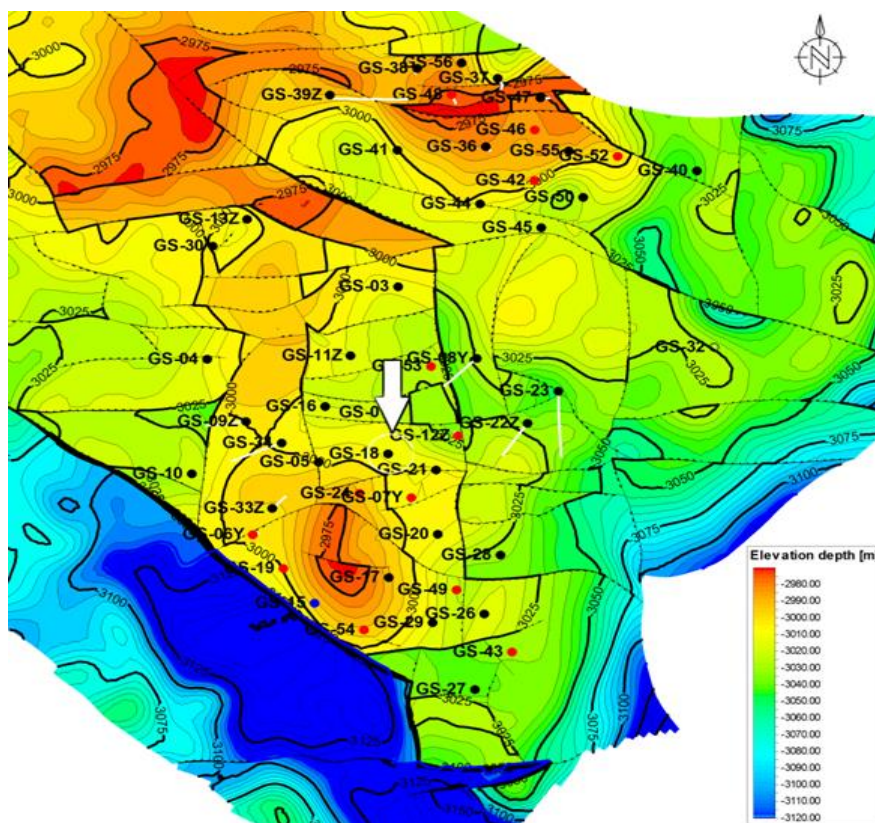
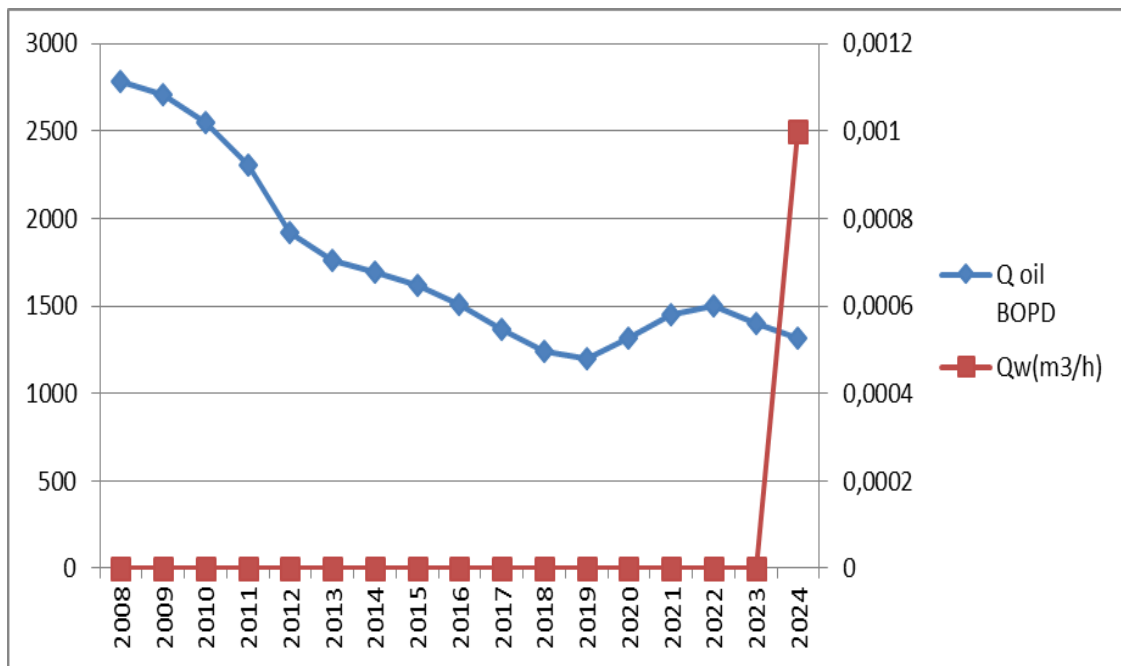


Figure IV- 3 : Implantation du puits GS18

Le puits GS18 est l'un des meilleurs puits producteurs au niveau de GEA.

La cause principale des dépôts asphalténiques au niveau de ce puits est le changement de la pression et la température pendant la production

Le graphe ci-dessous représente l'évolution de la production du puits depuis sa mise 2008 :



**Figure IV-4 : évolution de la production de puits GS18 depuis 2008**

Le potentiel du puits a diminué depuis l'année 2008 (environ 2800 bbl/jours) et s'est stabilisé au cours des quatre dernières années (environ 1400bbl/jours).

Depuis sa mise en service, le puits a subi plusieurs opérations de dessalage et de nettoyage. Au début de l'année 2017, le traitement au reformat est introduit pour remédier au problème de dépôts organiques.

#### IV.2.2- Champ El Agreb :

C'est la plus grande structure des trois champs. Il contient quelques puits qui ont un problème de dépôts des asphaltés. Parmi ces puits, nous allons choisir l'AR36.

##### IV.2.2.1- Le puits AR36 :

Le puits AR36 a été foré en 1991 en tant que producteur de pétrole pour développer la partie centrale du champ EL AGREB. La production du puits a diminué depuis 1998 et jusqu'à présent à cause des dépôts des asphaltènes et des sels.



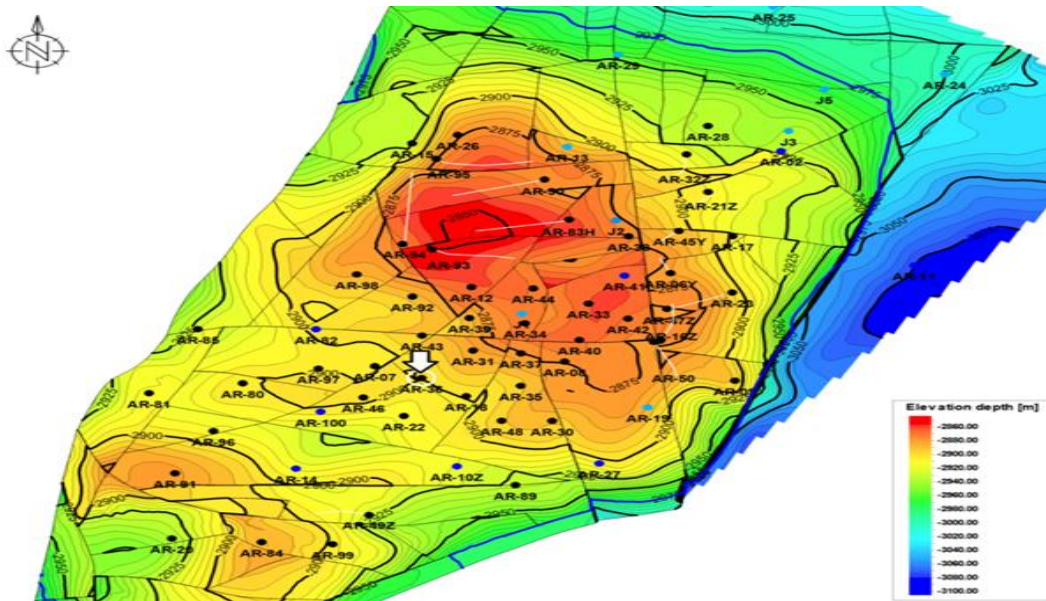


Figure IV- 5 : Implantation du puits AR36

Le graphe ci-dessous représente l'évolution de la production du puits depuis 2008 :

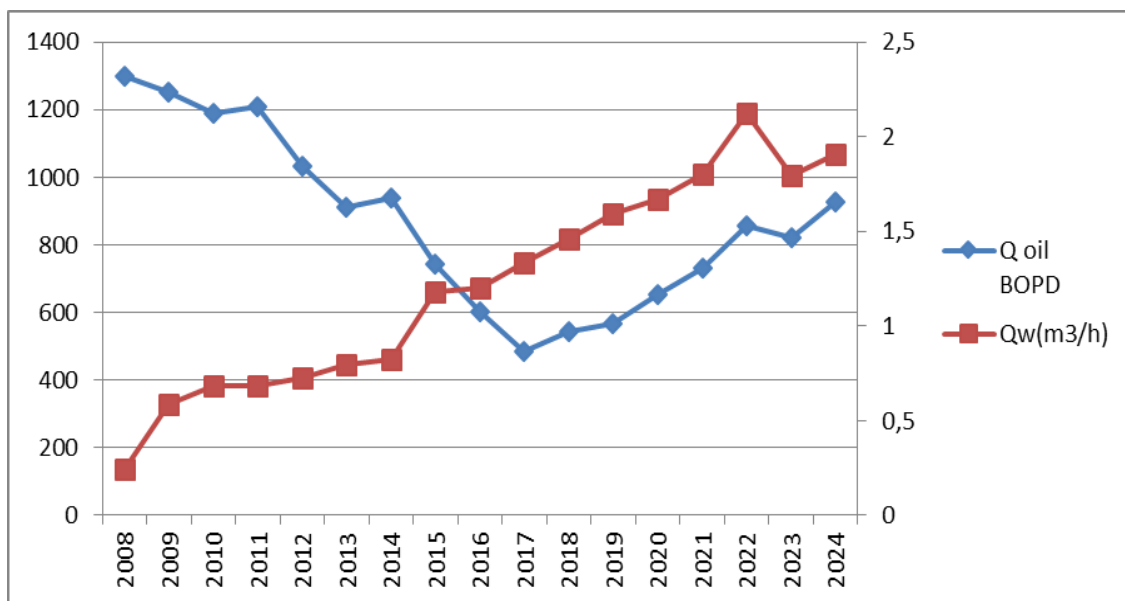


Figure IV-6 : évolution de la production de puits AR36 depuis 2008

Le puits AR36 a été mis en service le 26/06/1991. A partir de 1992, ceci a nécessité un traitement au Reformat pour remédier aux problèmes de dépôt d’asphaltènes.

Le changement thermodynamique, le gaz lift et l’eau d’injection et de dessalage sont les causes probables de précipitation des asphaltènes.

On remarque que le potentiel du puits a augmenté depuis 1800bbl/jours et atteint une valeur maximale d’environ 3000bbl/jours voire plus et la production d’eau commence à apparaître à partir de l’année 2016 défini par une percée d’eau (venue d’eau) et on peut remédier à ce problème en réduisant le débit en surface.

**IV.3- Evolution de la production après le traitement au reformat :**

•Le tableau ci-dessous inclus l’impact du traitement sur les puits :

**Tableau IV-3 : influence de traitement sur le dépôt d’asphaltènes**

Puits	Débit huile pendant l’endommagement (m3/j)	Débit huile après traitement (m3/j)
GS56	32,68	72,44
GS18	34,95	77,74
AR36	24,09	48,27

Les graphes suivants résument le jaugeage du puits, les opérations squeeze reformat (pur et blend) en m3 et la quantité de brut gagnée en bbl après chaque opération.

**IV.3.1-Le puits GS56 :**



**Figure IV- 7 : Traitement au Reformat et l’évolution de la production GS56**

IV. 3.2- Le puits GS18 :

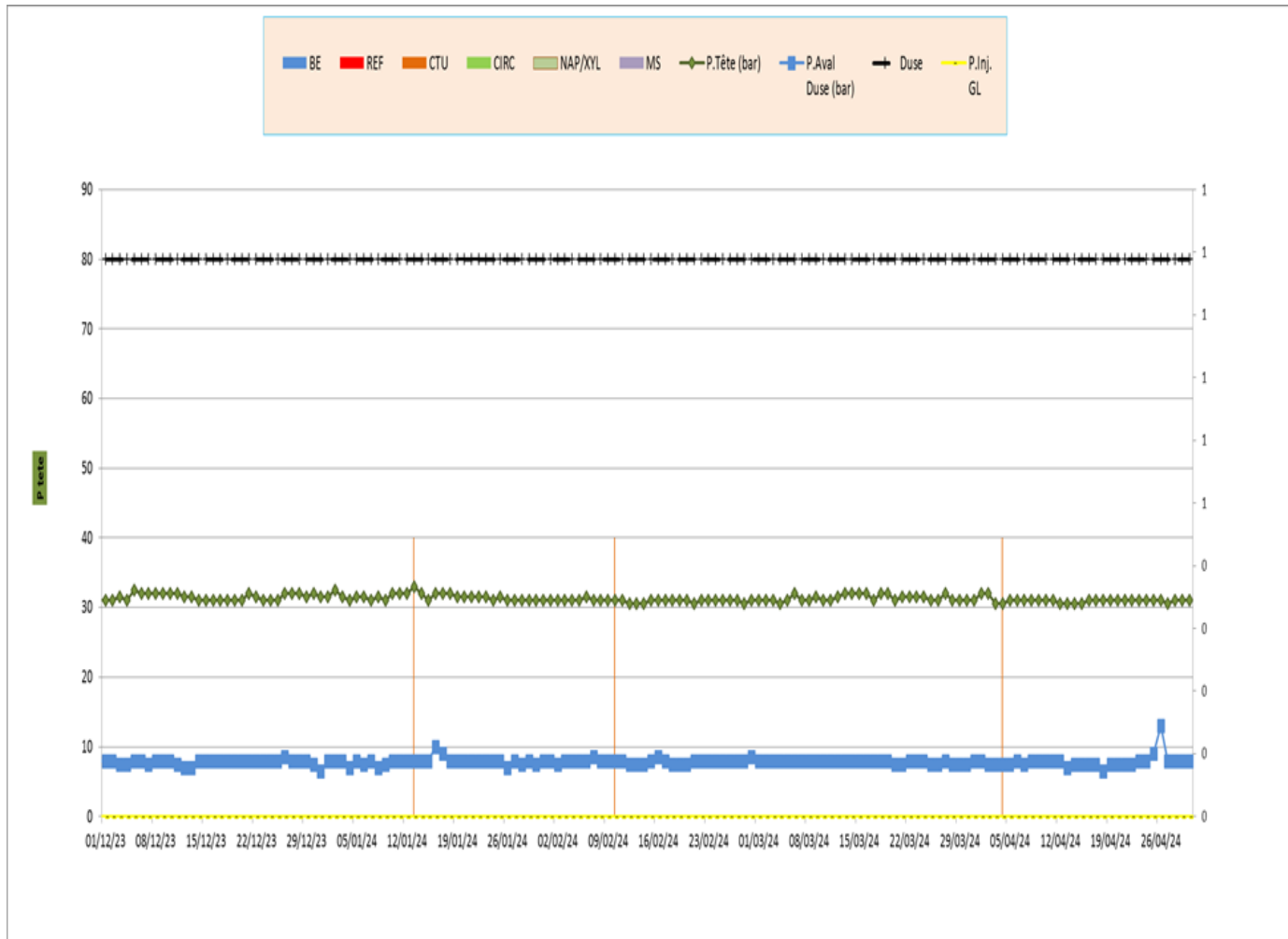


Figure IV- 8 : Traitement au Reformat et l'évolution de la production GS18

## IV.3.3- Le puits AR36 :

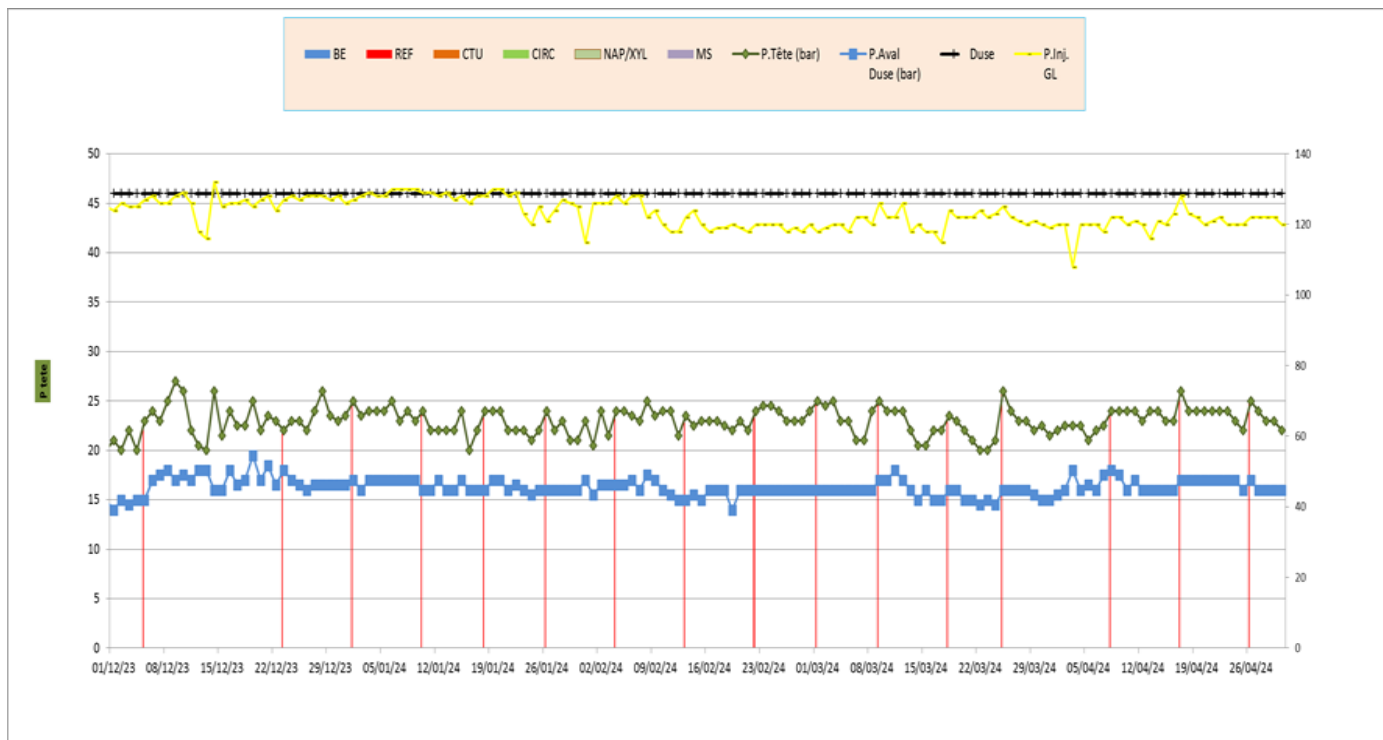


Figure IV- 9 : Traitement au Reformat et l'évolution de la production AR36

## IV. 4 - Efficacité de Traitement « E » :

La détermination de l'efficacité de traitement se fait par la relation suivante :

$$E = (Q \text{ après } - Q \text{ avant}) / (Q \text{ avant})$$

E : efficacité de traitement (%)

Q après : débit après traitement (bbl/d)

Q avant : débit avant traitement (bbl/d)

Le tableau suivant représente le résultat de calcul de l'efficacité de traitement avec le Reformat (pur et mélangé).

Les données proviennent du jaugeage des puits effectué entre 2022 et 2023.

Pour le calcul, on a choisi les valeurs de jaugeage avant et après le traitement qui nous a données un gain maximal pour le Reformat (pur et mélangé)

Tableau IV- 4 : L'efficacité de traitement « E »

puits	Reformat pur			Reformat mélangé (blend) 50/50		
	débit avant	débit après	« E » %	débit avant	débit après	« E » %
GS56	484	1146	136.8	445	726	63.1
GS18	539	1390	157.9	856	1679	96.1
AR36	469	932	98.7	497	932	87.5

#### IV. 5 - Le cout technique :

Plusieurs opérations ont été faites sur le puits GS56 afin d'améliorer sa production : Work Over, Snubbing et les traitements avec solvants. Pendant l'opération périodique de traitement au reformat, la fermeture de puits pendant 2 jours a causé une perte de production.

Tableau IV-5 : Cout d'opération

	Le cout US dollars
le cout de l'opération	65,000.00
Perte de la production (fermeture du puits)	47,461.00
Cout totale	112 ,461.00

Calcul du délai de la production (POT) :

$$Q_2 = 9.65 \text{ (m}^3\text{/h)} \times 24 = 231.6 = 1456.603 \text{ bbl / j}$$

On suppose que le baril = 40.00 US dollars

$$\text{On a POT} = \text{cout totale} / \text{cout d'un baril} \times \text{débit (bbl/j)}$$

POT =  $112,461 / 58,264 = 1.93$  donc POT = 2 jours on peut récupérer le cout de cette opération pendant 2 jours

On note que cette opération de traitement est chère et le temps de production perdu est assez long car ce puits doit être lavé chaque 75 jour (en moyenne). Donc, il faut proposer des solutions économiques pour diminuer (optimiser) le coût des opérations de traitement et retarder ce problème au possible.

## IV.6 Discussion et interprétation

Dans cette partie, on va subdiviser l'interprétation en scénarios

### Scénario 01 : l'impact de Reformat sur la production du puits

D'après les graphes, on remarque une augmentation dans la production après chaque traitement ce qui confirme l'efficacité de Reformat comme dissolvant abordable et disponible.

### Scénario 02 : Reformat pure VS Reformat mélangée

Si on compare l'efficacité du Reformat pur et Reformat mélangé, on trouve que le premier est plus efficace. Mais pour des mesures de sécurité et pendant l'été l'utilisation du Reformat mélangé est recommandé.

D'après le tableau de l'efficacité du traitement, on remarque que le reformat pur nous a donné des résultats appréciables par rapport au Reformat mélangé.

Dans le cas du puits GS18 par exemple, le débit atteint des valeurs maximales (1400bbl/d) après un traitement au Reformat pur. On note aussi que le gain est important (850bbl). Le dernier jaugeage effectué après le squeeze de reformat mélangé montre un gain modeste dans la production (527bbl), comparant cette quantité au gain obtenu dans l'utilisation de reformat pur, on observe une nette différence.

### Scénario 03 : l'impact du temps de séjour

Le temps de séjour joue un rôle primordial dans la réaction du Reformat avec les asphaltènes. Plus le temps est long plus le gain est important. On peut aussi déduire que :

-Quand on a un gain important après un temps de séjour élevé, ceci traduit l'endommagement au niveau des perforations ou du réservoir.

-Par contre, quand un gain important apparaît après un temps de séjour réduit, l'endommagement se trouve au niveau de la colonne de production (tubing).

## IV.7-Conditions de précipitation des asphaltènes de brut de Gassi El Agreb:

### IV.7.1 Avant-propos ;

A partir des données PVT du puits GS18 « GEA » et en utilisant les modèles de simulation des asphaltènes existants dans le logiciel PVTsim, il est possible de simuler et prévoir les conditions de formation des asphaltènes dans le pétrole. Ce logiciel peut aussi estimer la quantité d'asphaltène qui se trouve dans le brut.

Le logiciel PVTsim est un outil de calcul utilisé pour modéliser les propriétés volumétriques des fluides pétroliers à l'aide d'une expression mathématique :  $F(P, V, T) = 0$ .

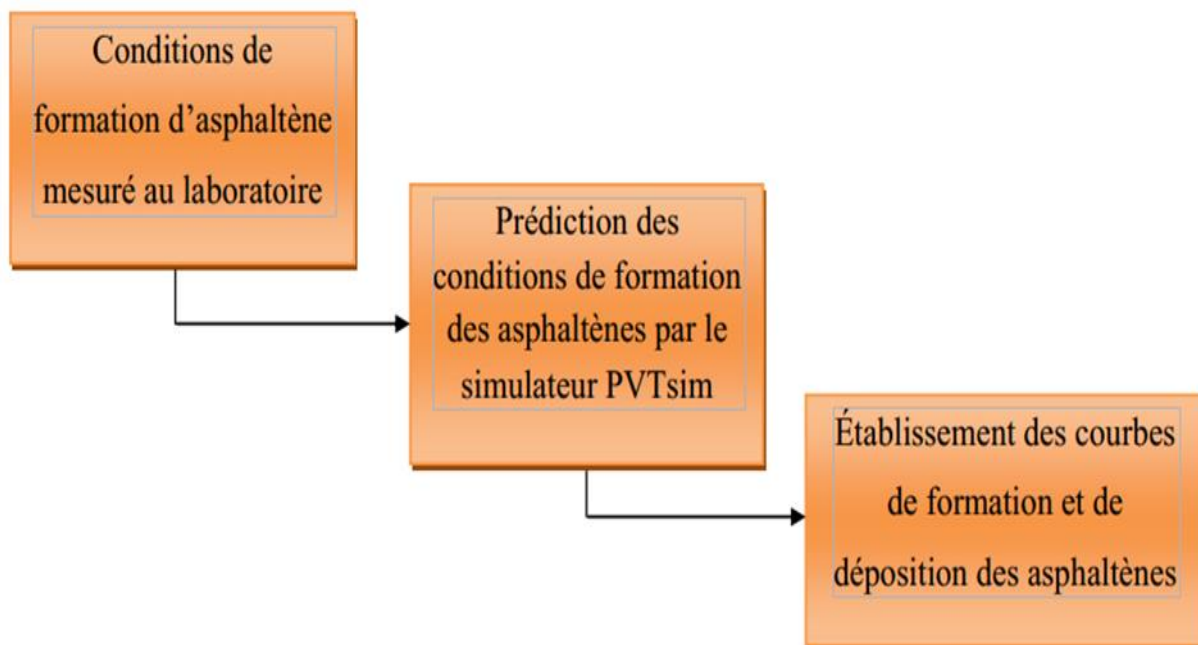
Pour exécuter ces calculs, le logiciel PVTsim nécessite les données suivantes ;

- ❖ Certains paramètres thermodynamiques tels que (TR, Pb) ;
- ❖ La composition de mélange à étudier ;
- ❖ La quantité d'asphaltènes dans l'huile, souvent déterminée à partir de l'analyse SARA

**Remarque :**

-Dans notre étude, nous avons utilisé l'équation d'état Peng Robinson.

-A cause du manque de données, nous allons simuler le champ d'El Gassi (le puits GS 18 en particulier)



**Figure IV- 10 : Schéma représentatif des différentes étapes d'établissement des courbes**

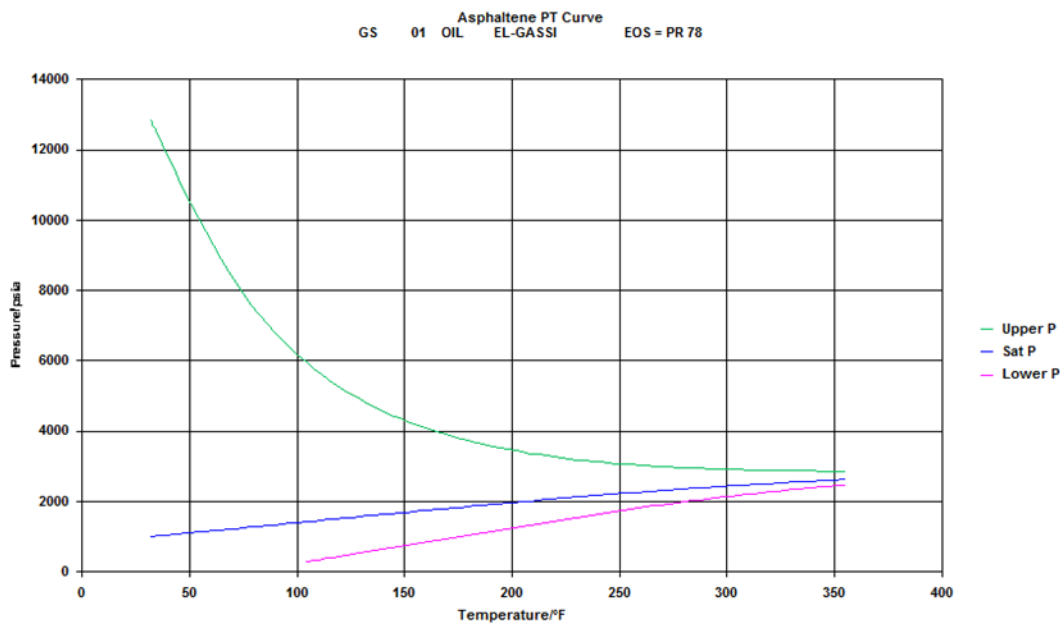
#### **IV.7.2 Prédiction des Conditions de Formation des Asphaltènes au niveau du puits GS18**

La concentration d'asphaltènes maximale dans le champ de Hassi Messaoud est de 0.20% et puisque c'est la même région, cette valeur peut être supposée être dans le puits GS18.

La simulation des conditions de formation des asphaltènes du puits GS18 nous a donné les résultats suivants :

**Tableau IV- 6 : T – P de précipitation des asphaltènes dans le brut du puits GS18 obtenue par PVTsim.**

T° (F°)	Upper P/psi	Sat P/psi	Lower P/psi
32	12840.58	1001.65	-
68	8162.11	1206.19	-
104	5781.25	1416.49	277.31
140	4470.39	1627.81	627.65
176	3723.57	1834.67	999.96
212	3296.51	2031.29	1372.16
248	3058.29	2212.37	1720.49
284	2933.48	2373.74	2025.66
320	2876.22	2512.47	2278.14
356	2857.51	2626.76	2476.43

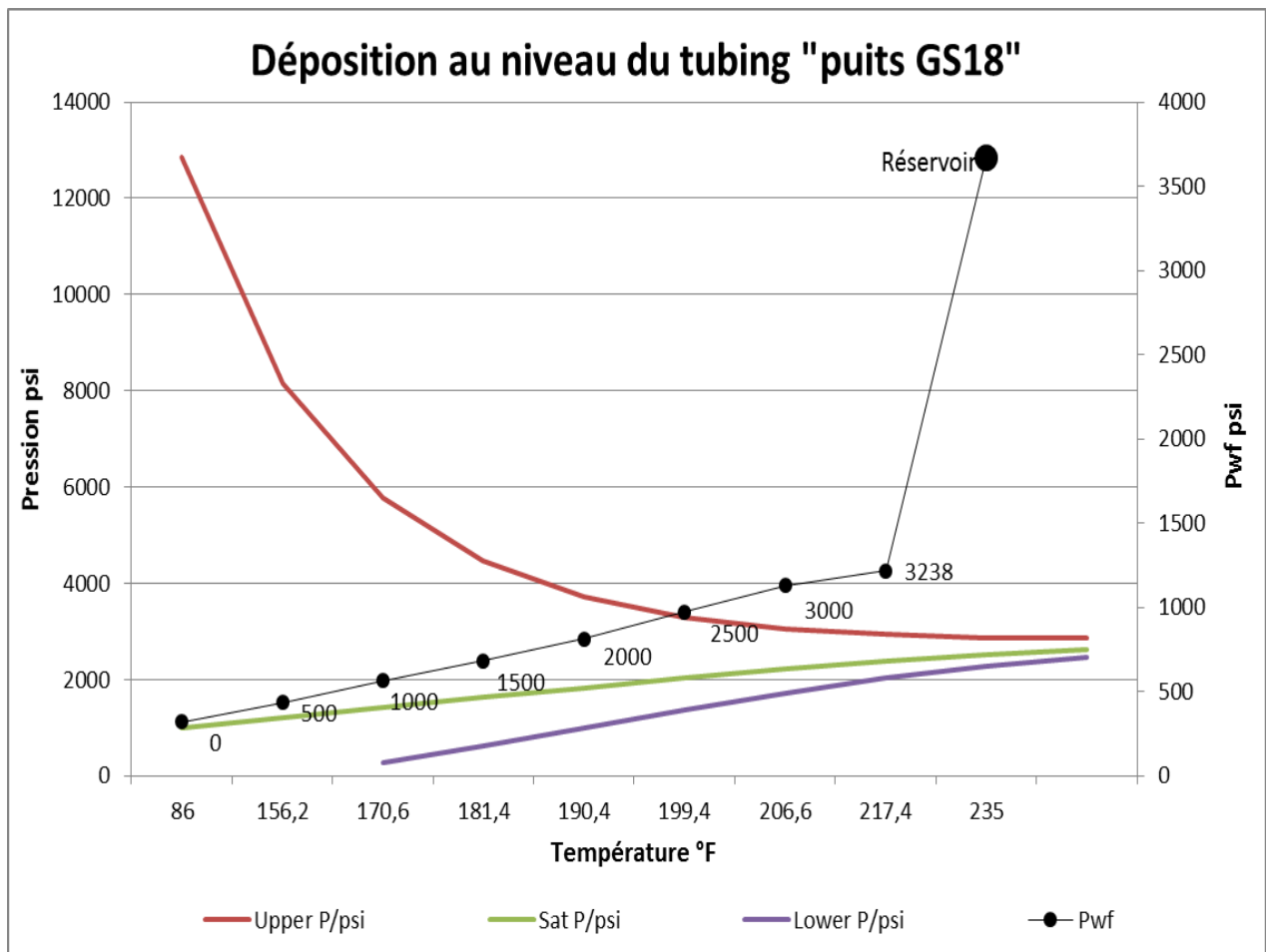


**Figure IV- 11 : Courbe P–T de précipitation des asphaltènes obtenue par PVTsim (GS18) (pourcentage massique dans l’huile au condition standard 0.20%).**

La concentration de l’asphaltène dans le brut de GS18 générée par le logiciel PVTsim est de 0.066%. Le puits se trouve hors l’enveloppe de précipitation des asphaltènes, alors nous n’avons pas une déposition organique au niveau du fond du puits.



## IV.7.3 Analyse du phénomène de déposition au niveau du tubing :



**Figure IV- 12 : Enveloppe de déposition des Asphaltènes dans le diagramme**

Les asphaltènes sont généralement stables dans les conditions de réservoir vierge, ils sont censés rester en solution par des résines (structure et composition chimique semblable, mais plus petite). Pendant la production et avec les changements thermodynamiques (pression/ $T^{\circ}$ ), les asphaltènes peuvent être déstabilisés et précipités.

Le diagramme reflète les conditions de pression dynamique et température de l'huile pour les différentes cotes de profondeur (par rapport à Z table) et indique que le dépôt se forme à des intervalles de profondeur bien déterminés [2500m et jusqu'au surface 0m].

Lorsque l'huile est produite du réservoir et en passant par les perforations, la pression du fluide diminue (drawdown). Ensuite le fluide s'écoule dans le tubing et subit des pertes de charge et de chaleur. La mesure de la pression et de la température dans le tubing durant l'écoulement du fluide (PFD) permet de prédire l'intervalle de profondeur où la précipitation peut avoir lieu. La vitesse d'écoulement du fluide dans le tubing influence aussi sur la profondeur de déposition des asphaltènes. Si la vitesse est importante, le dépôt a tendance à coller aux parois du tubing un peu plus loin du lieu où il est formé.

La précipitation de l'asphaltène sur les parois du tubing, crée des restrictions qui diminuent la section de passage du fluide, cela entraîne des pertes de charge additionnelles qui baisse la pression de tête, réduit le débit de production et modifie le gradient de pression dynamique du puits. Ce phénomène crée un déplacement de la cote de pression de saturation vers le bas et élargit encore plus l'intervalle de précipitation en termes de distance. Rappelant que le taux d'asphaltène précipité atteint un maximum lorsque la pression est proche de la pression de saturation.

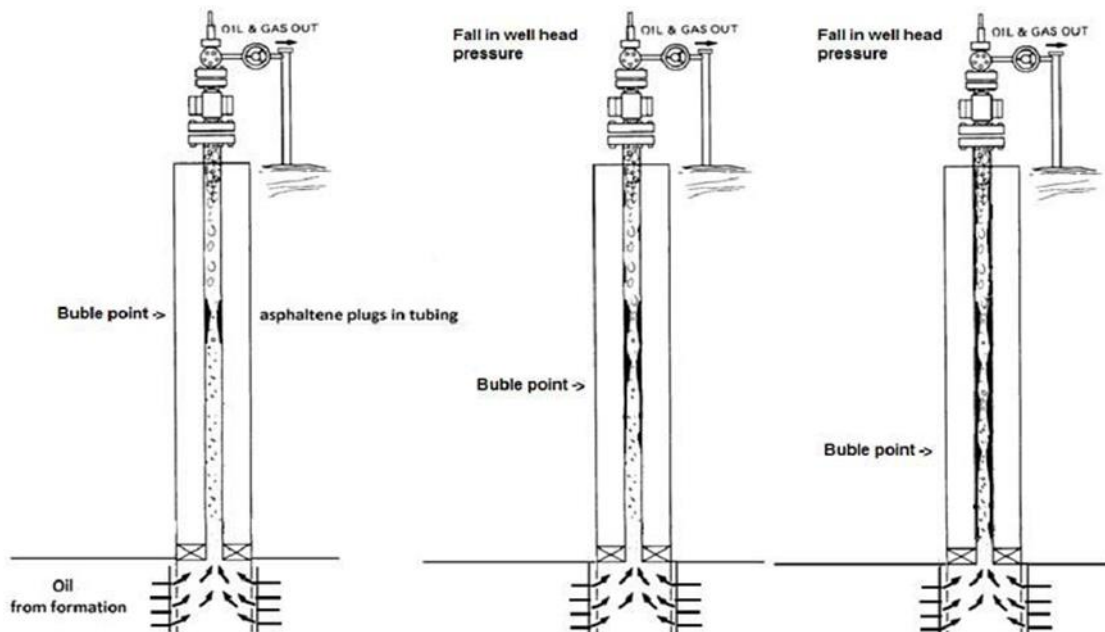


Figure IV- 13 : Schéma simplifié du phénomène de bouchage du tubing

### Conclusion et recommandations

Le présent travail focalise l'analyse de la précipitation des asphaltènes dans le pétrole brut du champ pétrolier de GASSI EL AGREB. Un autre objectif paraît complémentaire : l'étude de la performance du traitement des asphaltènes par des produits chimiques à savoir le Reformat. Ce dernier a été appliqué comme solvant au niveau de GEA caractérisé par le problème des dépôts des asphaltènes. Cette étude nous a permis de conclure :

A partir des graphes du traitement au reformat et l'évolution de la production en basant sur le jaugeage des puits sélectionnés, on a pu calculer le facteur de l'efficacité du traitement « E » ; ce dernier a confirmé que le reformat pur est plus efficace que le reformat mélangé (50/50)

Le problème des dépôts des asphaltènes est fréquent dans la région de GASSI EL AGREB. Avec le logiciel de simulation PVTsim, on a pu simuler l'enveloppe de précipitation des asphaltènes. Cette enveloppe est basée sur l'étude PVT, et la composition chimique de l'huile du puits GS18.

Le puits étudié (GS18) se situe hors de l'enveloppe de dépôt des asphaltènes. Donc l'endommagement réside dans le tubing de puits où l'accumulation des dépôts conduit à une réduction de la section de passage du fluide ce qui réduit considérablement la productivité du puits.

Suite à l'analyse des résultats obtenus, on recommande :

- 1-Actualisation de l'étude PVT pour prévoir la précipitation et déposition des asphaltènes.
- 2-Contrôle de l'évolution des asphaltènes des puits atteints.
- 3-Changer le nombre fractionnaire du reformat/diesel en vue de meilleurs résultats possibles.
- 4-Effectuer un test Build-up pour :
  - ❖ Déterminer le skin d'endommagement des abords du puits
  - ❖ Estimer le rayon de l'endommagement créé par la déposition des asphaltènes.
- 5-Déterminer la quantité d'asphaltène dans l'huile standard pour :
  - ❖ Déterminer l'intervalle de précipitation des Asphaltènes
- 6-Essayer l'utilisation d'un inhibiteur sur un puits pilote et voir le résultat en fonction du facteur économique.
- 7-Revêtement de tubing.

### Références bibliographiques :

- ✓ Contribution à l'étude des propriétés des asphaltènes, mémoire de magister en physique, DJELTI Fayssal, 2012.
- ✓ 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, Malika BOUKHERISSA, Novembre 2008.
- ✓ Rachid Boudinane : 'reformat product' p16.
- ✓ Historique des puits ; département production «GEA».
- ✓ PVTsim fundamentals, département production «ALRAR».
- ✓ Optimization of production in reservoirs with asphaltene precipitation and irreversible flocculation, mémoire de master de l'université de Ouargla , Y.Oualid- B.Fatima
- ✓ " Oilfield Water technology" by William C.Lyons and Thomas P.Carter.
- ✓ Asphaltene phase behavior (SLB document).
- ✓ Modeling asphaltene phase behavior: Comparison of methods for flow assurance studies.
- ✓ Jaugeage des puits, well schematic; département production «GEA».
- ✓ Speight J.G. " the chemistry and technology of petroleum. 2<sup>nd</sup> ED. NY , (1991)
- ✓ Pfeiffer J.P, Saal R. N. J,J. Phys. Chem, 44, 139,(1944).
- ✓ Mémoire de fin d'étude « Etude de la précipitation des asphaltènes dans la zone1 de Hassi Messaoud » ; HARROUCHE Abdelhamid, BAKHOUYA Izzeddine, ABDALLAH Abdallah
- ✓ Buckley, J. S., Takamura, K., & Morrow, N. R. (1996). Asphaltenes and the Onset of Asphaltene.
- ✓ Vargas, F.M., Gonzalez, D.L., Hirasaki, G.J., & Chapman, W.G. (2009). Modeling Asphaltene Phase Behavior in Crude Oil Systems Using the Perturbed Chain Form of the Statistical Associating Fluid Theory (PC-SAFT) Equation of State. Energy & Fuels, 23(3), 1140–1146.
- ✓ Fisher M.K., Warpinski N.R. (2013). Hydraulic fracturing: history of an enduring technology. Journal of Petroleum Technology.
- ✓ N.E.Bousmid, "Test en cours de forage, Guide pratique", Tome 1, ENSP, Algérie, 2009.
- ✓ Sonatrach data bank.
- ✓ Sepideh A, Sohrab Z, Lesley J « A comprehensive review of asphaltene deposition in Petroleum reservoirs: Theory, challenges, and tips » Faculty of Engineering and Applied Science, Memorial University, St. John's, NL, Canada.

## Test de jaugeage de puits GS56

DATE	WHP Kg/cm2	FLP Kg/cm2	Q oil m3/h	Q oil BOPD	GOR m3/m3
05/01/2023	14,5	9	1,98	298	413
31/01/2023	14	9	2,19	330	426
11/02/2023	26,5	9,5	2,42	365	636
20/02/2023	25	9	3,23	487	496
19/03/2023	22	9	1,97	297	640
27/03/2023	19	8,5	2,44	368	525
14/05/2023	16	8	2,58	390	567
30/05/2023	16	8,5	1,48	223	740
01/07/2023	17,5	8	1,85	279	574
28/07/2023	19	9	1,78	268	633
21/09/2023	18	8	1,43	216	811
22/11/2023	20	9	2,31	349	665
22/01/2024	18	9	1,94	292	571
22/01/2024	18	9	1,94	292	571
03/02/2024	14	9	1,80	272	579
17/03/2024	15	9	1,07	162	831

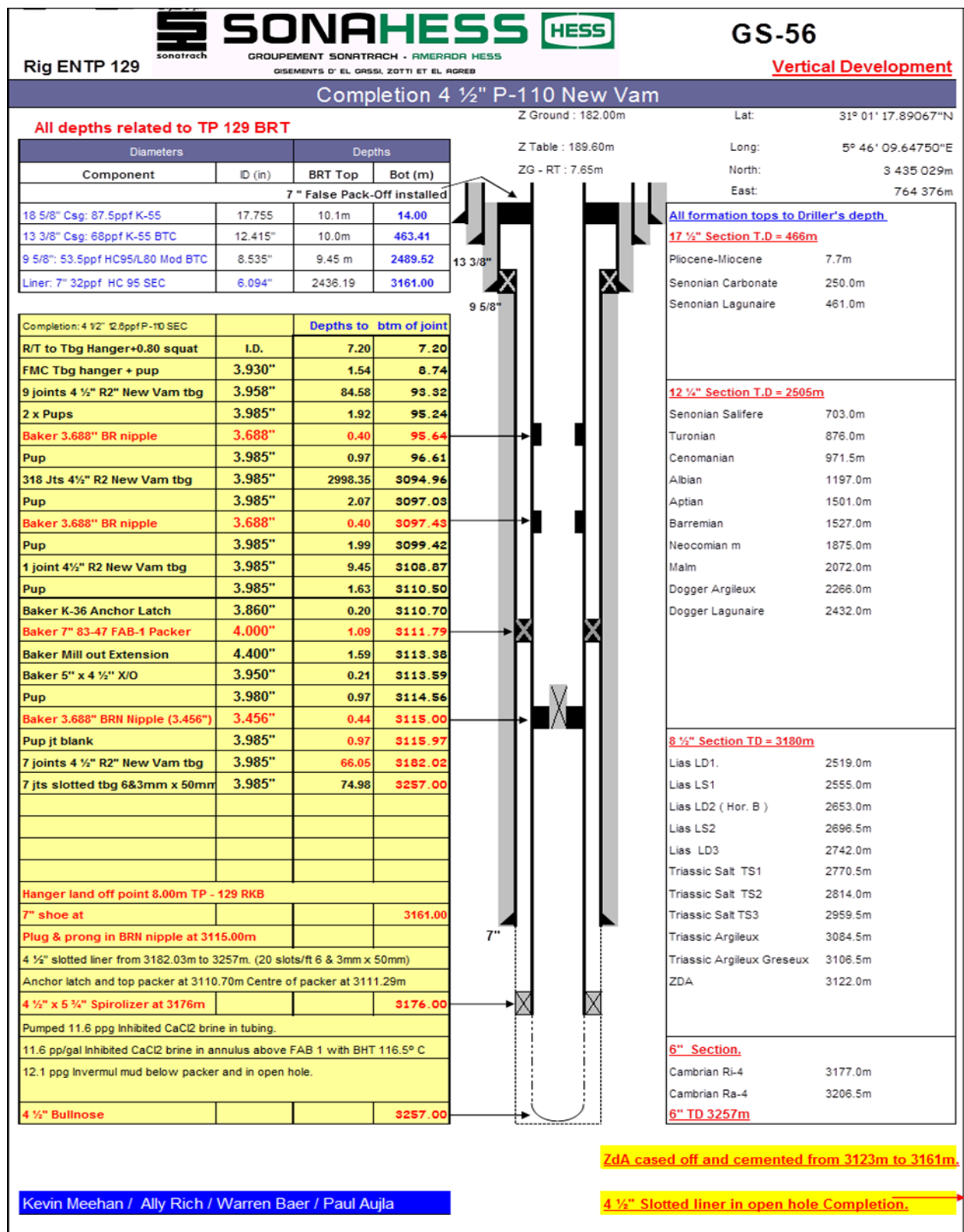
Test de jaugeage de puits GS18

DATE	WHP Kg/cm2	FLP Kg/cm2	Q oil m3/h	Q oil BOPD	GOR m3/m3
03/01/2023	34	14	11,12	1679	1222
06/02/2023	33,5	8,5	10,21	1541	1319
10/02/2023	33,5	9	10,47	1580	1287
16/02/2023	33	8	10,40	1570	1317
06/03/2023	34	14	10,24	1546	1326
21/03/2023	33	14	10,24	1546	1224
22/03/2023	35	9,5	10,24	1546	1224
01/04/2023	33,5	8,5	9,94	1501	1283
17/04/2023	33,5	9	9,52	1437	1365
26/04/2023	33,5	14	9,56	1443	1403
08/05/2023	33	8,5	9,48	1431	1389
10/05/2023	33	11	7,94	1197	968
10/05/2023	33	11	7,64	1151	1008
17/05/2023	32,5	8,5	7,30	1101	1059
22/05/2023	32	11,5	5,68	856	1416
23/05/2023	32,5	11	7,12	1074	1107
30/05/2023	31,5	8,5	9,13	1378	1366
04/07/2023	31	7,5	8,92	1347	1428
25/07/2023	30	7	9,02	1361	1433
09/08/2023	31	8	8,92	1346	1439
16/08/2023	30	8,5	8,86	1337	1461
28/08/2023	32,5	14,5	9,02	1361	1420
18/09/2023	33	10,5	8,66	1308	1496
12/10/2023	32	14	8,69	1312	1462
11/11/2023	31,5	11	8,62	1302	1491
20/12/2023	31,8	11,8	8,28	1250	1546
12/01/2024	32	8	7,60	1147	1684
16/01/2024	32	10	7,57	1143	1679
07/02/2024	31,4	11,7	7,79	1176	1638
16/02/2024	31,1	11,8	7,68	1160	1663
05/03/2024	31	8	7,50	1132	1696
20/03/2024	31	7,5	7,34	1108	1722
26/04/2024	31	13	7,73	1166	1608

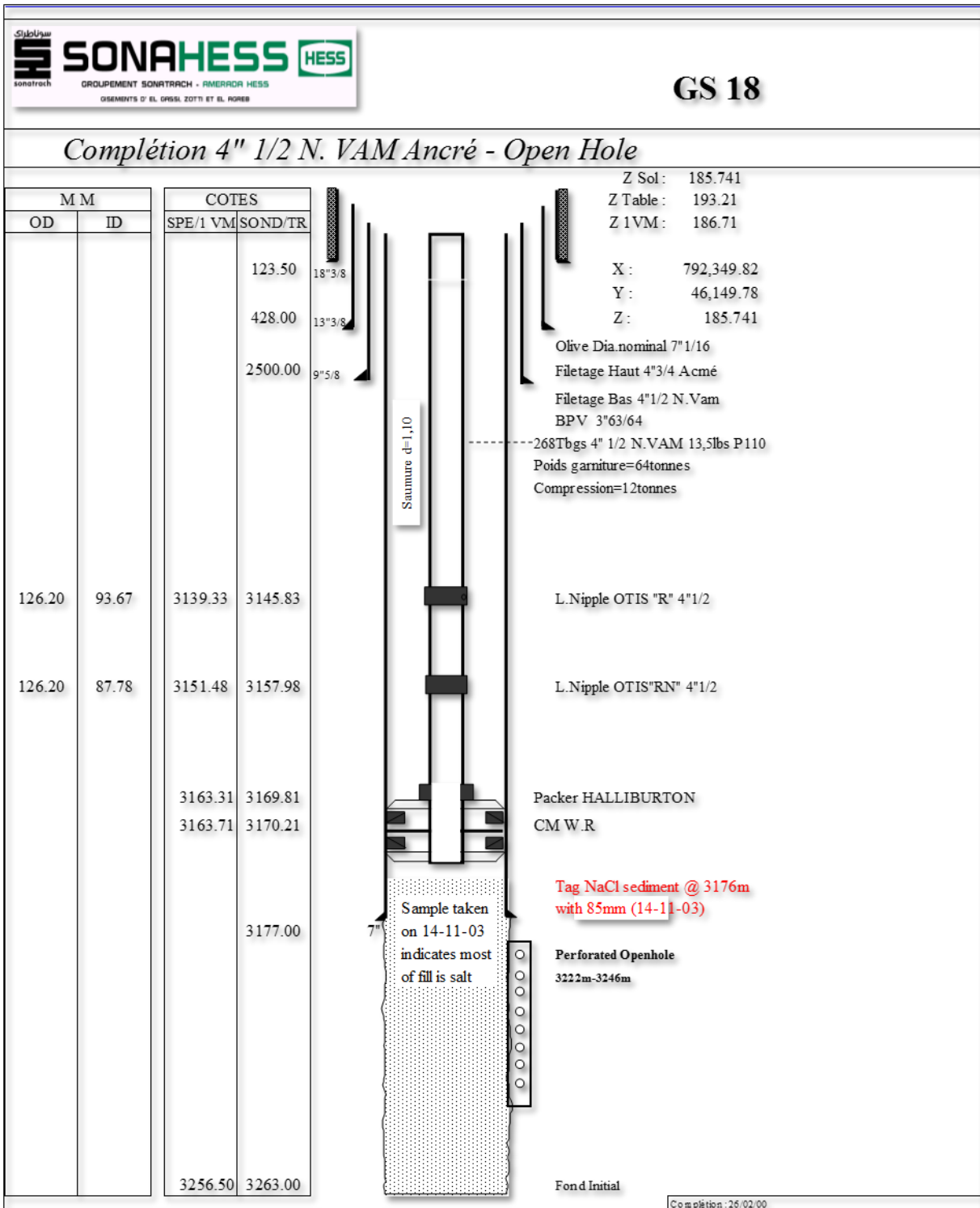
## Test de jaugeage de puits AR36

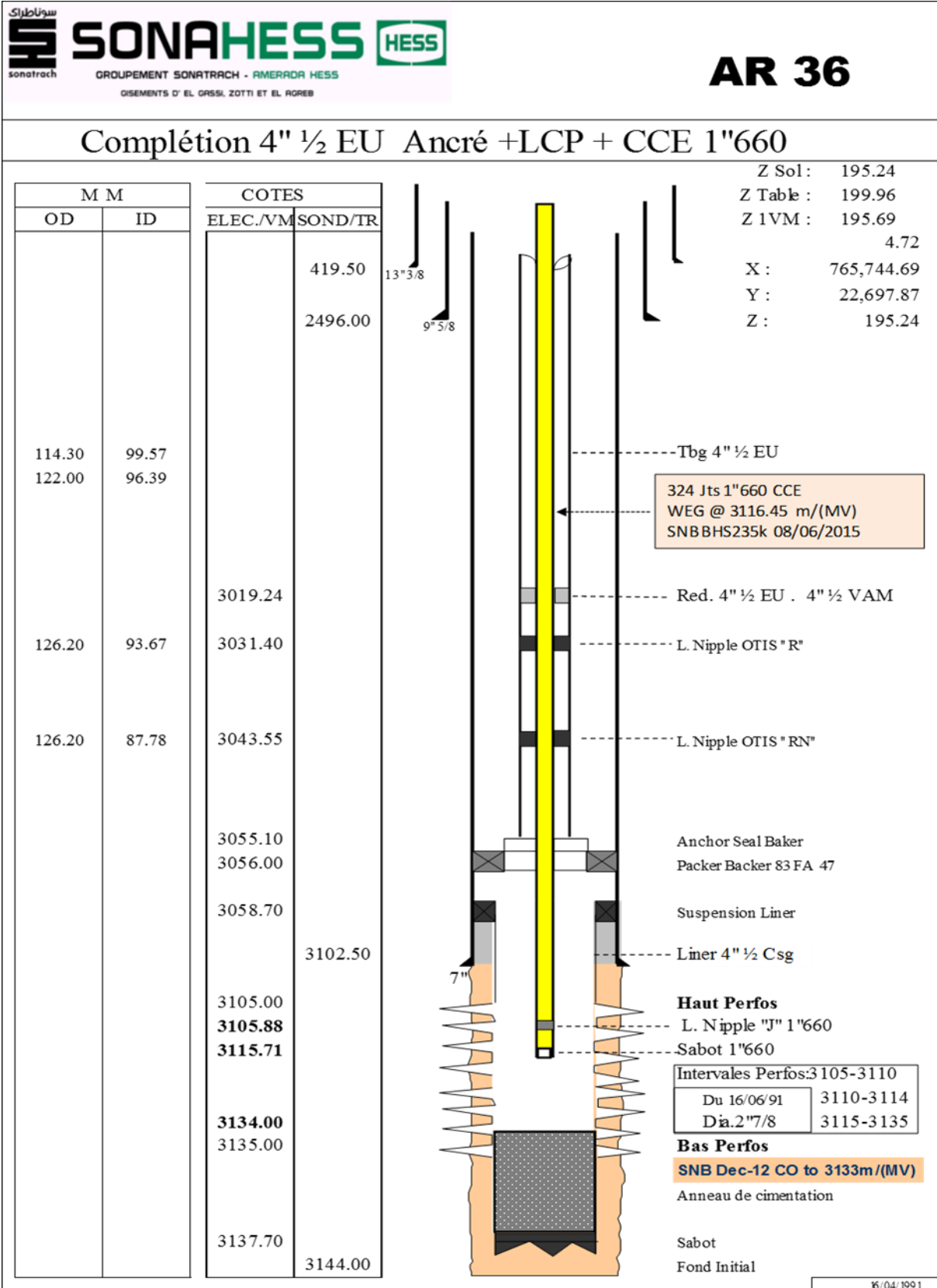
DATE	WHP Kg/cm2	FLP Kg/cm2	Q oil m3/h	Q oil BOPD	Q water producer m3/h	GOR m3/m3
12/01/2023	25	17	5,44	822	2,2455875	362
06/02/2023	24,5	16	6,18	932	2,3878995	205
10/02/2023	24	16,5	5,82	878	1,419	368
16/02/2023	24	16,5	5,54	836	2,751	354
24/02/2023	24	16	5,36	809	1,12	272
10/03/2023	24	17	5,31	801	1,52	326
01/04/2023	24,5	18	5,90	890	1,5065988	295
10/04/2023	24,5	18	5,09	768	2,56	329
06/05/2023	23	16,5	5,09	768	1,622	324
26/05/2023	25	16	5,60	846	1,897	361
09/06/2023	24	17	4,34	655	2,168	468
15/06/2023	24	16,5	4,77	720	2,333	438
27/06/2023	22,5	16	5,39	814	1,62	354
11/07/2023	23	15	3,81	574	1,743	515
15/07/2023	24,5	16,5	3,95	597	0,92	497
01/08/2023	24	15	4,95	747	1,189	438
16/08/2023	24	16,5	4,92	742	2,4765464	408
03/09/2023	22	16	3,52	531	1,3364605	542
12/09/2023	23	16,5	4,04	610	1,202	499
24/09/2023	23	16	3,98	601	1,862	489
29/09/2023	23	16	4,56	688	1,0790588	437
15/10/2023	23,5	16	3,70	559	1,8042941	491
04/11/2023	22,5	16	4,59	692	1,5900779	404
29/11/2023	21	15	4,46	673	1,5450588	426
14/12/2023	20,72	19,05	0,64	497	0,2474815	2964
16/12/2023	24,24	19,38	4,39	663	1,1607569	428
19/12/2023	22,8	18,3	3,83	579	1,5470588	473
28/12/2023	22,24	18,16	4,17	629	1,6695818	430
03/01/2024	24	17	4,62	698	1,71	409
31/01/2024	23	17	3,96	598	1,1607569	461
11/02/2024	21,93	15,86	4,08	616	2,122754	410
11/03/2024	24	18	4,95	747	1,9080935	350
05/05/2024	24	17	5,08	767	1,7983781	352

Annexe- B : Well schematics









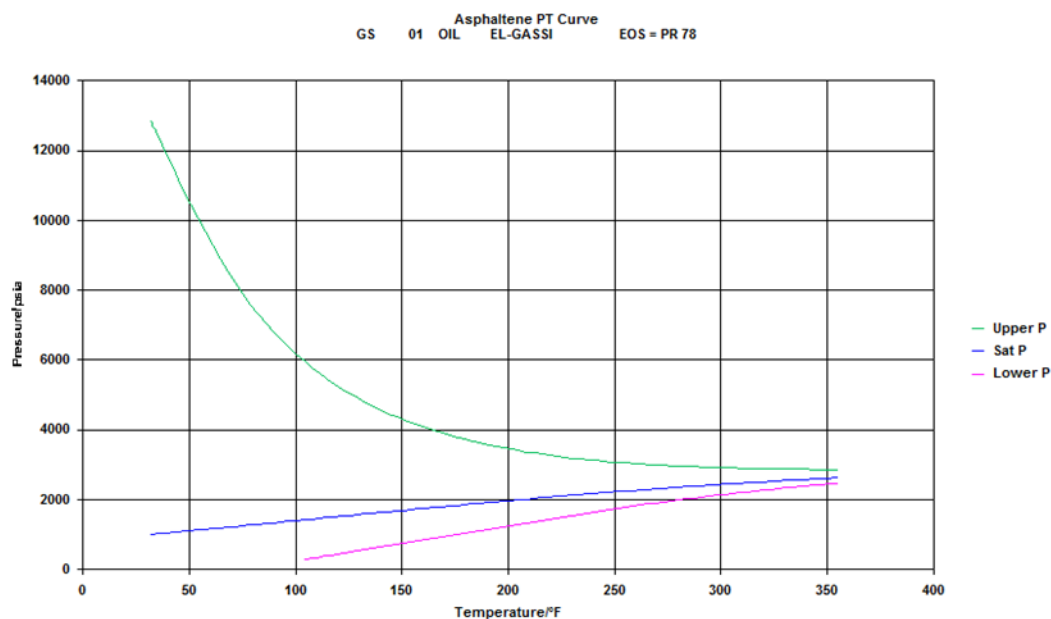
**Annexe- C : Composition de l'huile de GS18 et enveloppe de précipitation des asphaltènes**

<b>Emplacement</b>	<b>GS-18</b>	
<b>Source</b>	<b>Expro</b>	
<b>Année</b>	<b>2001</b>	
<b>Echantillon</b>	<b>Réservoir</b>	<b>Réservoir de stockage</b>
Azote	2.193	0
CO2	2.54	0
C1	22.674	0
C2	13.693	0.28
C3	12.217	1.314
i-C4	1.771	0.481
n-C4	6.566	2.779
i-C5	1.822	1.616
n-C5	3.469	3.859
Cyclopentane	0.29	0.493
i-C6	1.592	2.821
n-C6	2.056	4.082
Methylcyclopentane	0.425	0.9
Benzène	0.417	0.931
Cyclohexane	0.412	0.953
i-C7	1.678	4.103
n-C7	1.521	3.922
Methylcyclohexane	0.736	1.92
Toluène	0.401	1.08
i-C8	1.987	5.456
n-C8	1.085	3.072
Ethylcyclohexane	0.242	0.697
Ethylbenzène	0.079	0.223
m et p-xylènes	0.31	0.884
O-xylène	0.296	0.855
i-C9	1.655	4.776
n-C9	0.781	2.274
C10	2.588	7.578
C11	2.358	6.92
C12	1.752	5.142
C13	1.573	4.618
C14	1.195	3.509
C15	1.004	2.946

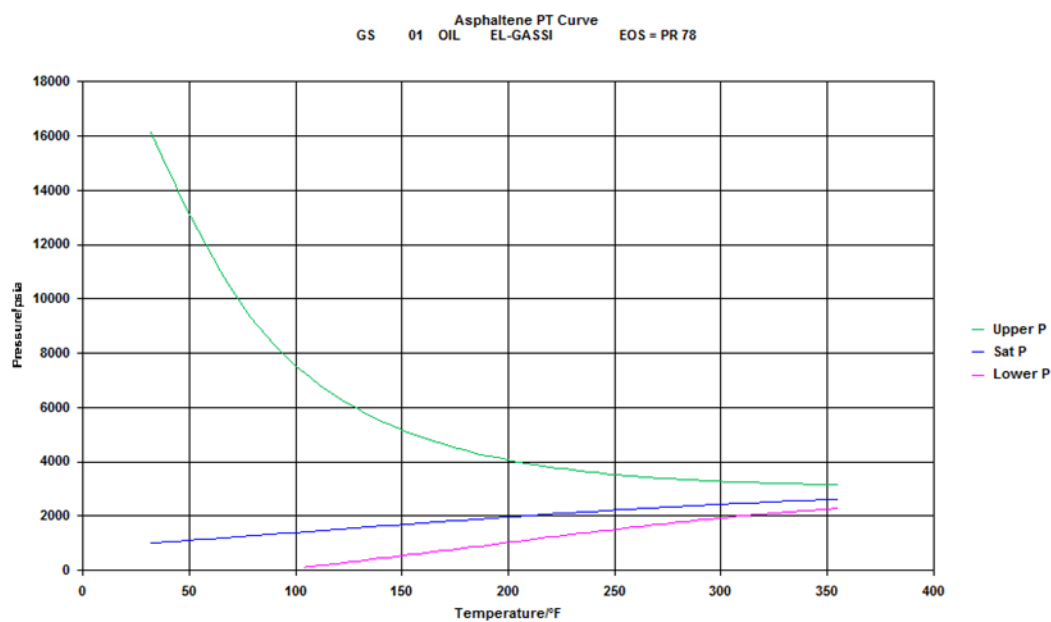
C16	0.808	2.372
C17	0.768	2.254
C18	0.581	1.705
C19	0.432	1.268
C20	0.409	1.202
C21	0.341	1.001
C22	0.301	0.883
C23	0.254	0.744
C24	0.219	0.643
C25	0.196	0.575
C26	0.171	0.501
C27	0.157	0.461
C28	0.142	0.416
C29	0.124	0.365
C30+	1.746	5.126

Composition chimique du fluide de reservoir (Etude PVT 2001) ; GEA

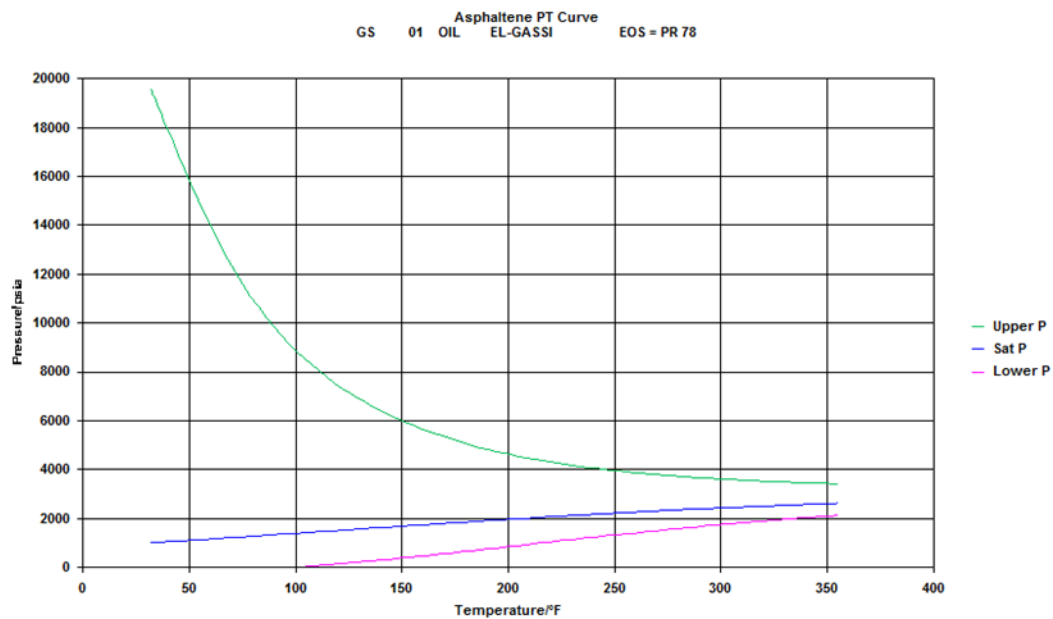
### Enveloppe de précipitation des asphaltènes pour plusieurs fractions



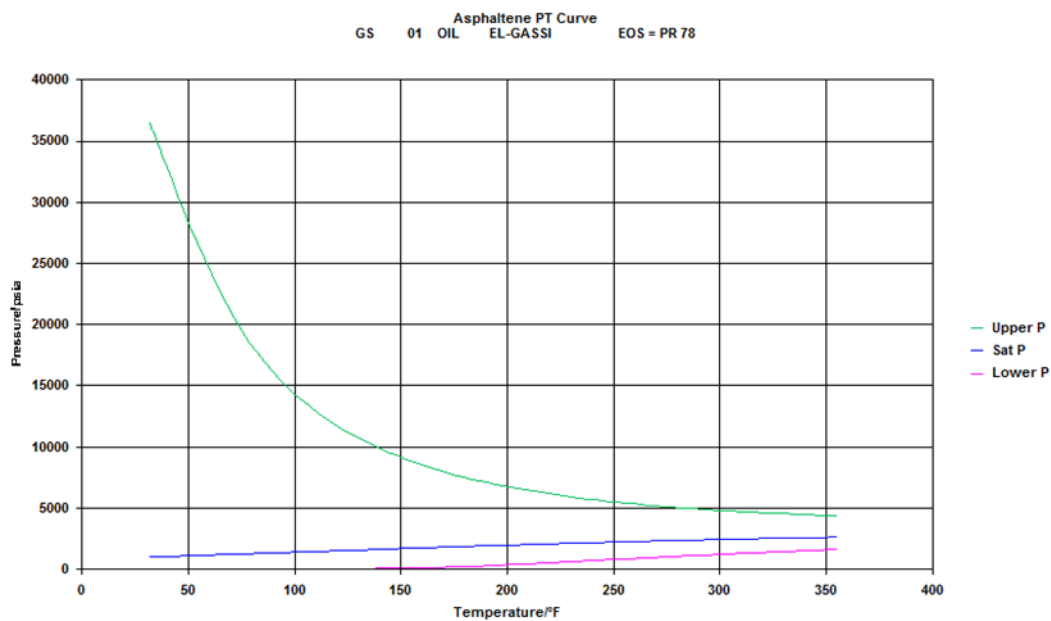
### Enveloppe de déposition pour 0.20% d'asphaltènes dans l'huile standard



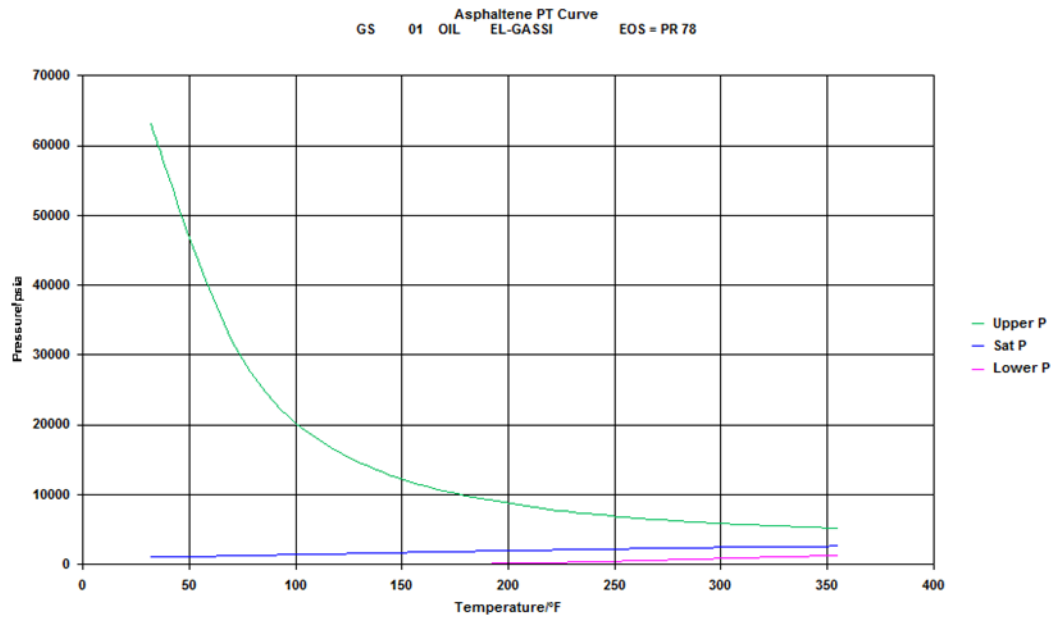
### Enveloppe de déposition pour 0.25% d'asphaltènes dans l'huile standard



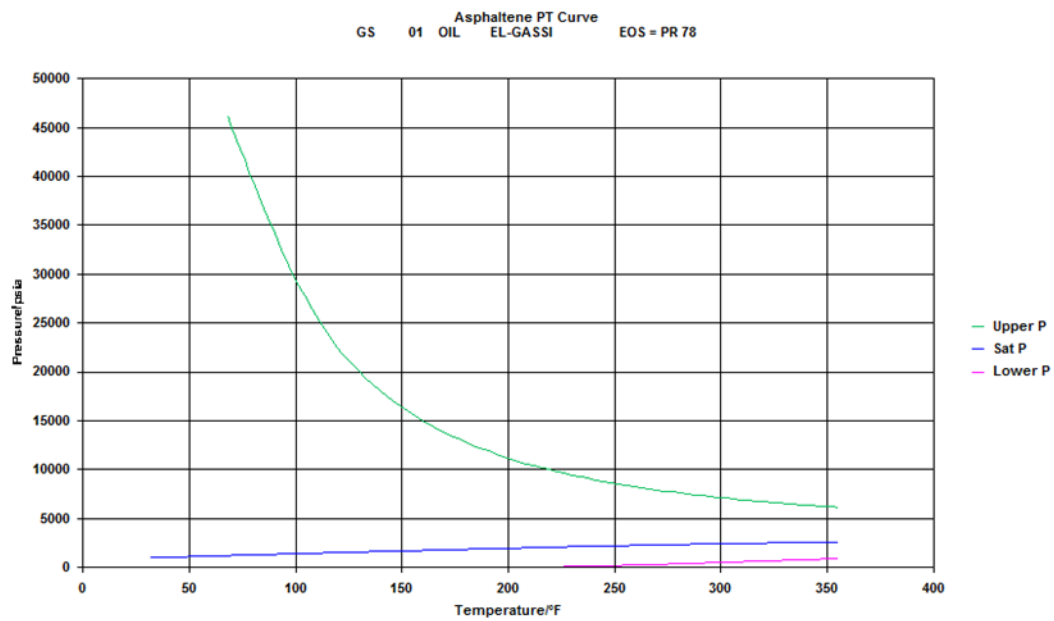
**Enveloppe de déposition pour 0.30% d'asphaltènes dans l'huile standard**



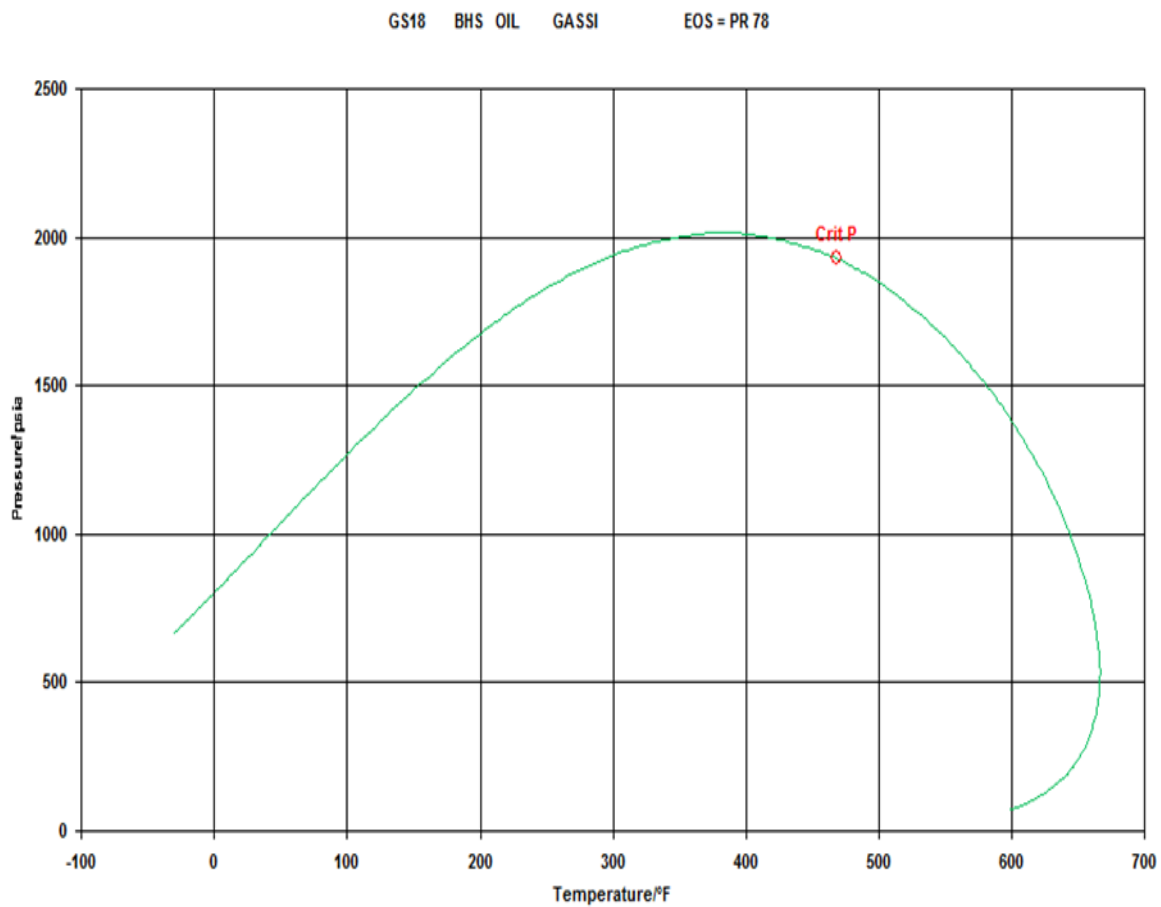
**Enveloppe de déposition pour 0.50% d'asphaltènes dans l'huile standard**



Enveloppe de déposition pour 0.70% d'asphaltènes dans l'huile standard



Enveloppe de déposition pour 0.90% d'asphaltènes dans l'huile standard



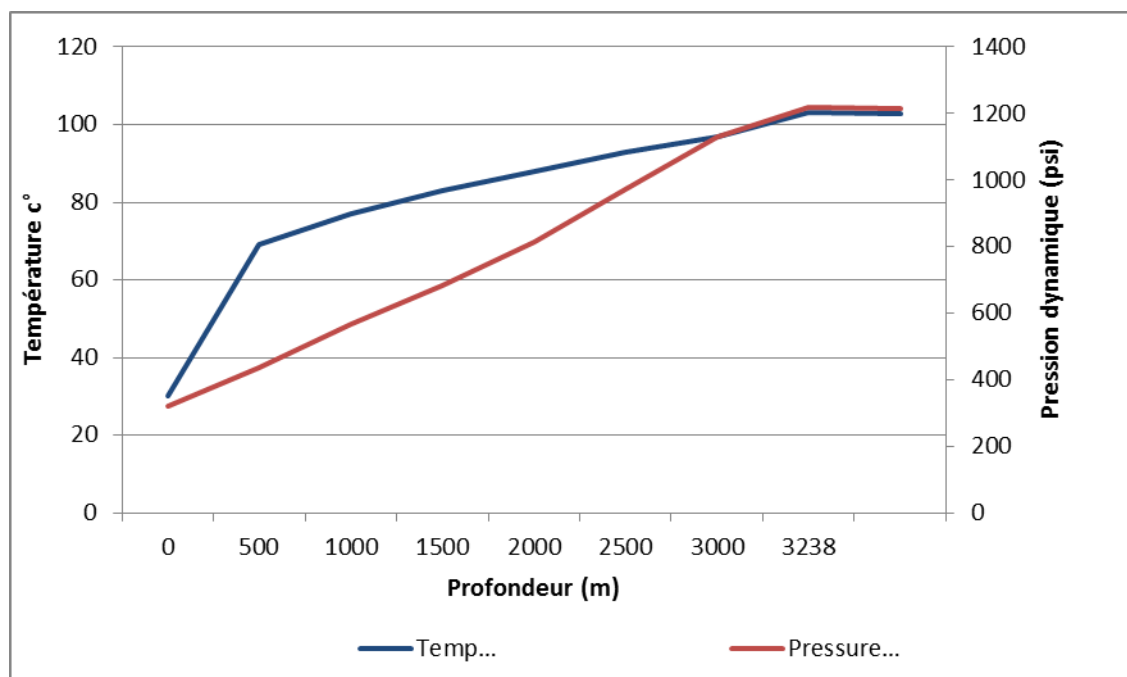
**Diagramme de phase de l'huile du puits GS18 construit par simulation**



### Annexe- D : Evolution de la température et la pression en fonction de la profondeur (puits GS18)

Résultats de PFD du puits GS18

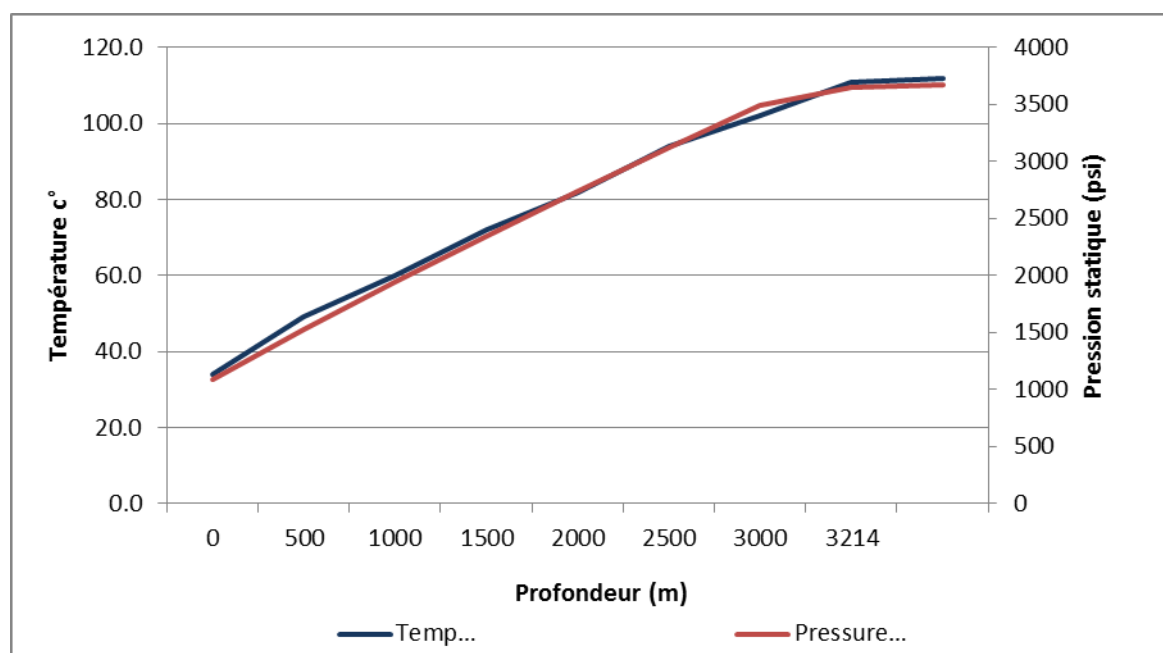
Depth	Pressure Bar	Pressure Psi	Temp C°	Pgrad	Tgrad
0	22.0	319	30		
500	30.0	435	69	0.160	7.80
1000	39.0	566	77	0.180	1.60
1500	47.0	682	83	0.160	1.20
2000	56.0	812	88	0.180	1.00
2500	67.0	972	93	0.220	1.00
3000	78.0	1131	97	0.220	0.80
3238	84.0	1218	103	0.252	2.52
	83.9	1216	102.9	0.252	2.52



Evolution de la température et la pression dynamique en fonction de la profondeur  
(03/03/2023)

## Résultats de PFS du puits GS18

Depth	Pressure Bar	Pressure Psi	Temp C°	Pgrad	Tgrad
0	75.0	1088	34.0		
500	105.0	1523	49.0	0.600	3.00
1000	134.0	1944	60.0	0.580	2.20
1500	162.0	2350	72.0	0.560	2.40
2000	189.0	2741	82.0	0.540	2.00
2500	215.0	3118	94.0	0.520	2.40
3000	241.0	3495	102.0	0.520	1.60
3214	252.0	3655	111.0	0.514	4.21
	253.0	3669	111.8	0.514	4.21



Evolution de la température et la pression statique en fonction de la profondeur (16/06/2021)