



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



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

Département de Production

Des hydrocarbures

**Mémoire
Pour obtenir le Diplôme de Master**

Option: Production

**Présenté par : AMARA Abdel Basset, BEN ABDERRAHMANE
Younes, BEN CHEIKH Marouan**

Thème

**Étude de précipitation et solubilisation
des asphaltènes dans le champ HMD**

Soutenu le **23/05/2016**

Devant le jury composé de :

Mme BELADAS Kanza

Présidente

Mr ABBAS Elhadj Abbas

Examineur

Mr LABTAHI Hamid

Promoteur

DEDICACE

Nous avons toujours pensé faire où offrir quelque chose à nos parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour nous voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui nous ont donnés la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de notre inspiration et de notre courage, à qui nous devons de l'amour et de la reconnaissance.

Nous dédions ce modeste travail.

- ⊙ *A nos chers parents.*
- ⊙ *A nos chers frères et sœurs.*
- ⊙ *A toutes les familles **AMARA**, **BEN ABDERRAHMANE**, et **BENCHEIKH**.*
- ⊙ *A tous nos Amis(e) de l'université d'OUARGLA avec lesquels nous avons partagé nos bons souvenirs.*
- ⊙ *A tous nos amis (e) de notre enfance et de nos villages avec qui nous sommes grandis.*

***AMARA** Abdel Basset, **BEN ABDERRAHMANE** Younes, et **BENCHEIKH** Marouan.*

REMERCIEMENTS

Nous aimerions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Dr. LABTAHI Hamid pour son appui, son orientation et ses conseils qui nous ont été très précieux.

Nous ne sans oublier de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Hassi Messaoud et Haouadh Berkaoui.

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles
et nos amis qui ont été nombreux
à nous aider et à nous encourager.

Nous teintons à remercier :

Les membres de jury

Mme : BELADAS Kanza

Mr : ABBAS Elhadj abbas

Enfin, Nous remercions aussi tous ce qui a contribué de loin ou de
prés à la réalisation de ce travail.

Abdel Basset & Marouan & younes



Liste des figures

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure I.1 Cadre géographique du champ de Hassi Messaoud | 4 |
| Figure II.1 Type d'endommagement sur le Champ de HMD..... | 9 |
| Figure III.2 Schéma d'un dépôt d'asphaltènes..... | 12 |
| Figure.III.2 Composition Chimique des asphaltènes..... | 13 |
| Figure III.3 Fractionnement par distillation..... | 14 |
| Figure III.4 Fractionnement SARA..... | 15 |
| Figure III.5 Composition élémentaire moyenne des asphaltènes..... | 17 |
| Figure III.6 Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen..... | 18 |
| Figure III.7 Effet de pression sur la solubilité d'asphaltènes dans pétrole brut à la température de réservoir | 21 |
| Figure III.8 Effet de température sur la solubilité d'asphaltènes à une pression de 3034.7 psia..... | 22 |
| Figure III.9 Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes..... | 25 |
| Figure IV.1 Composition de S.A.R.A..... | 28 |
| Figure IV.2 Phase de dépôt d'Asphaltène..... | 29 |
| Figure IV.3 Dépôts asphaltène dans certains puits | 31 |
| Figure IV.4 La moyenne de P.R. et BHP dans le champ de HMD | 32 |
| Figure IV.6 L'analyse nodale d'OMM741 avant traitement (débit)..... | 33 |
| Figure IV.7 L'analyse nodale de OMM741 avant traitement (paramètres thermodynamique) | 34 |
| Figure IV.8 OMM741 déposition d'asphaltène | 34 |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure IV.9 Historique de production et différents opérations..... | 36 |
| FigureIV.10 analyse nodale OMM741 après traitement (débit) | 37 |
| Figure IV.11 analyse nodale OMM741 après traitement (paramètres thermodynamiques).... | 38 |
| FigureIV.12 dépôts d'asphaltène OMM741 après traitement..... | 39 |
| | |
| Figure A.1. Organigramme du logiciel pipesim | |
| Figure A.2. Schéma de complétion de puits OMM741 | |

SOMMAIRE

| | |
|-----------------------------|---|
| Introduction Générale | 1 |
|-----------------------------|---|

Chapitre I Présentation du champ de Hassi Messaoud

| | |
|--|---|
| I.1. Historique du champ de Hassi Messaoud..... | 3 |
| I.2. Situation du champ de Hassi Messaoud..... | 3 |
| I.2.1. Cadre géographique..... | 3 |
| I.2.2. Caractéristiques du réservoir..... | 3 |
| I.2.3. Caractéristiques des fluides et de la roche..... | 4 |
| I.3. Développement de gisement et problèmes d'exploitation | 5 |
| I.3.1. Production | 5 |
| I.3.2. Liaison couche trou..... | 5 |
| I.3.3. Maintien de pression..... | 5 |
| I.3.4. Problèmes d'exploitation..... | 6 |
| I.4. Conclusion..... | 6 |

Chapitre II Généralité sur l'endommagement

| | |
|--|---|
| II. Introduction..... | 7 |
| II.1. Signification et définition de l'endommagement..... | 7 |
| II.2. Types d'endommagement à Hassi Messaoud..... | 7 |
| II.2.1. Endommagements dû à la Formation..... | 7 |
| II.2.1.2. Dépôts de Sel..... | 7 |
| II.2.1.3. Dépôts des Sulfates..... | 7 |
| II.2.1.4. Dépôts de Matières Organiques (Asphaltènes)..... | 8 |
| II.2.1.5. Migration des fines..... | 8 |
| II.2.2. Endommagement dû aux Opérations de Work-Over et de Snubbing..... | 8 |

SOMMAIRE

| | |
|---|----|
| II.2.2.1 Le Colmatage des Perforations..... | 8 |
| II.2.2.2. Filtrat du Fluide de Forage (Invasion par la boue)..... | 8 |
| II.2.2.3. Changement de Mouillabilité..... | 8 |
| II.2.2.4. Formation des Emulsions..... | 9 |
| II.2.3. Endommagement dû à l'eau d'injection | 9 |
| II.3. Détection des Endommagements..... | 10 |
| II.3.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire..... | 10 |
| II.3.2. Essais de puits..... | 10 |
| II.3.3. Historique complet des puits..... | 10 |
| II.3.4. Analyse du système de production | 10 |

Chapitre III Dépôts des asphaltènes

| | |
|--|----|
| III.1. Généralités | 11 |
| III.2. Les asphaltènes..... | 12 |
| III.2.1. Composition Chimique des asphaltènes..... | 13 |
| III.2.1.1. Fractionnement par distillation | 13 |
| III.2.1.2. Analyse SARA..... | 15 |
| III.2.1.3. Analyse élémentaire | 16 |
| III.2.1.4. Structure moléculaire des asphaltènes..... | 18 |
| III.3. Caractérisation des asphaltènes..... | 19 |
| III.4. Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes..... | 19 |
| III.5. les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes | 19 |
| III.5.1. Les paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile..... | 20 |
| III.5.1.1. La pression | 20 |

SOMMAIRE

| | |
|--|----|
| III.5.1.2. La température..... | 21 |
| III.5.1.3. La composition | 22 |
| III.5.2. La vitesse de filtration de l'huile..... | 23 |
| III.5.3. L'injection de CO2 | 24 |
| III.5.4. L'eau de formation..... | 24 |
| III.5.5. L'acidification matricielle..... | 24 |
| III.6. Les problèmes de dépôts d'asphaltènes | 24 |
| III.7. Localisation des dépôts d'asphaltènes..... | 25 |
| III.8. Le traitement des asphaltènes | 26 |
| III.8.1. Traitement mécanique par grattage | 26 |
| III.8.2. Revêtement du tube | 26 |
| III.8.3. Elimination avec des fluides chauds | 26 |
| III.8.4. Nettoyage avec des solvants..... | 26 |
| III.8.4.1. Disulfure de carbone | 26 |
| III.8.4.2. Solvants chlorés | 26 |
| III.8.4.3. Benzène | 27 |
| III.8.4.4. Xylène et le toluène | 27 |
| III.8.4.4. Reformat | 27 |

Chapitre IV L'analyse des asphaltènes Etude de cas OMM741

| | |
|---|----|
| IV. Introduction..... | 28 |
| IV.1. Diagnostique des dépôts d'asphaltène..... | 28 |
| IV.1.1. Dépôts d'Asphaltène dans la zone-1 et la zone 23..... | 30 |
| IV.2. Étude de cas puits OMM741..... | 31 |

SOMMAIRE

| | |
|--|----|
| IV.2.1. Résultats de test de jaugeage | 32 |
| IV.2.2. Résultats de test Build up | 32 |
| IV.2.3. Essai en laboratoire..... | 33 |
| IV.2.4. Analyse nodale..... | 33 |
| IV.2.5. Choix de produit de traitement | 35 |
| IV.2.6. Historique de Traitements OMM741..... | 35 |
| IV.2.7. Traitement par reformat OMM 741..... | 36 |
| IV.2.7.1. Nettoyage de tubing et de perforations | 36 |
| IV.2.7.2. Traitement de Matrice | 36 |
| IV.2.8. OMM741 après le traitement | 37 |
| IV.2.9. Efficacité de la solution..... | 38 |
| Conclusion Générale | 39 |
| Recommandations | 40 |

SOMMAIRE

Liste des tableaux

Liste des Tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau III.1 Analyse élémentaire du brut algérien de Hassi Messaoud..... | 17 |
| Tableau III.2 Les facteurs qui affectent sur la précipitation des asphaltènes pendant la récupération primaire d'huile..... | 23 |
| Tableau III.3 La composition du Reformat..... | 27 |
| Tableau IV.1 la moyenne de Saturé, Aromatique, résine, asphaltène du pétrole brut..... | 28 |
| Tableau IV.2 Composition moyenne de brut de réservoir de HMD..... | 29 |
| Tableau IV.3 Pression et la température au point d'analyse nodal..... | 30 |
| Tableau IV.4 Résultats des tests jaugage..... | 32 |
| Tableau IV.5 Résultats des tests Build up..... | 32 |
| Tableau IV.6 Résultats des essais de laboratoire..... | 35 |
| Tableau IV.7 Paramètres de production avant et après squeeze | 38 |

Dans le cadre du développement constant des techniques d'exploitation et de raffinage du pétrole, il serait important de définir avec précision la structure et le comportement de ses divers constituants. En effet, un pétrole brut est composé de quatre familles: les hydrocarbures saturés, aromatiques, les résines et les asphaltènes. Cette répartition est très large; chaque partie du pétrole brut se compose également d'un éventail de molécules avec des structures et des propriétés variables.

Les asphaltènes et les résines constituent les deux constituants principaux dans la fraction lourde et polaire des fluides de pétrole. Ils sont constitués par des poly-aromatiques condensées contenant des chaînes alkyliques, des hétéroatomes (tels que S et N) et quelques métaux à l'état de traces.

Les asphaltènes représentent la fraction la plus lourde du pétrole. Bien que ces produits soient souvent présents en faible quantité, ils ont une influence considérable sur les propriétés physico-chimiques du brut. Leur capacité à flocculer, à s'adsorber sur des surfaces et à former des dépôts solides, est à l'origine de nombreux problèmes aussi bien du point de vue exploitation des gisements que du raffinage. Les asphaltènes s'avèrent être responsables de la formation des précurseurs du coke, de la désactivation des réactions catalytiques et du défaut de fonctionnement de l'équipement de raffinage. Les dépôts d'asphaltènes causent également le colmatage des canalisations de transport et la perte de capacité du réservoir qui diminuent les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante.

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 (0.3 à 0.5 %), comme dans le cas du champ de HMD en Algérie, particulièrement dans la zone 1 située dans la partie occidentale du champ.

Ces dernières années, le 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 parmi eux ont dû être fermés.

Ce phénomène affecte gravement les opérations de production et génère une augmentation importante des coûts due à la prévention et l'élimination des dépôts. Cependant, bien que la déposition d'asphaltènes soit un problème mondial, les principales causes n'ont pas été totalement comprises jusqu'à présent.

Parmi les différents facteurs qui influent sur la stabilité des huiles brutes, la composition joue un rôle principal.

La recherche d'une solution aux problèmes liés à la présence des asphaltènes dans les bruts, demande une meilleure connaissance de leurs structures, une étude du comportement des asphaltènes et une bonne compréhension du processus agrégation / déposition pour l'établissement des programmes de production et le développement des inhibiteurs et des dispersants pour éviter et / ou réduire au minimum les pertes de production provoquées par ces dépôts d'asphaltènes.

L'objectif de ce travail est d'analyser la formation des dépôts des Asphaltènes dans la structure de Hassi Messaoud et d'identifier les paramètres qui gouvernent le processus d'agrégation et causent l'interruption de la production du puits de cet champ. Il s'agit en particulier d'établir une analyse des données pour arriver à expliquer le mécanisme du phénomène. Nous nous intéressons également à l'évolution des paramètres du réservoir au cours de la production.

Ce travail comporte quatre chapitres :

- Le premier chapitre nous présentons une description sur le champ de Hassi Messaoud et les caractéristiques géologiques
- Le deuxième chapitre, nous présenterons les différents types d'endommagements et les méthodes permettant la Détection des Endommagements.
- Le troisième chapitre consiste en l'étude bibliographique nous présenterons les asphaltènes, leur structure et composition chimique, leurs propriétés ainsi que les facteurs provoquant leur floculation.
- Enfin, le quatrième chapitre est consacré au l'étude de cas de Hassi Messoud, Résultats et discussion.

Chapitre

I

**PRESENTATION
DU CHAMP DE
HASSI MESSAOUD**

I.1. Historique du champ de Hassi Messaoud :

Hassi Messaoud, situé dans le bassin de Berkine, est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie et de tout le continent africain. Il fut découvert la même année que le gisement de gaz d'Hassi R'Mel, son équivalent pour le gaz (principal gisement de gaz d'Afrique).

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société SN REPAL implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

Le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A (Compagnie Française de Pétrole d'Algérie).
- Au sud la SN.REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie).

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1000 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

I.2. Situation du champ de Hassi Messaoud :

I.2.1. Cadre géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma.[10]

I.2.2. Caractéristiques du réservoir :

Le plan d'eau se trouvait initialement à la profondeur de -3380m, il a envahi partiellement une bonne partie du R2.

La zone Ra épaisse d'une centaine de mètres et constituée essentiellement de grès anisométriques, présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300 m et 3500 m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon le classement granulométrique, le degré de quartzification et la teneur en argile. L'hétérogénéité est très importante.

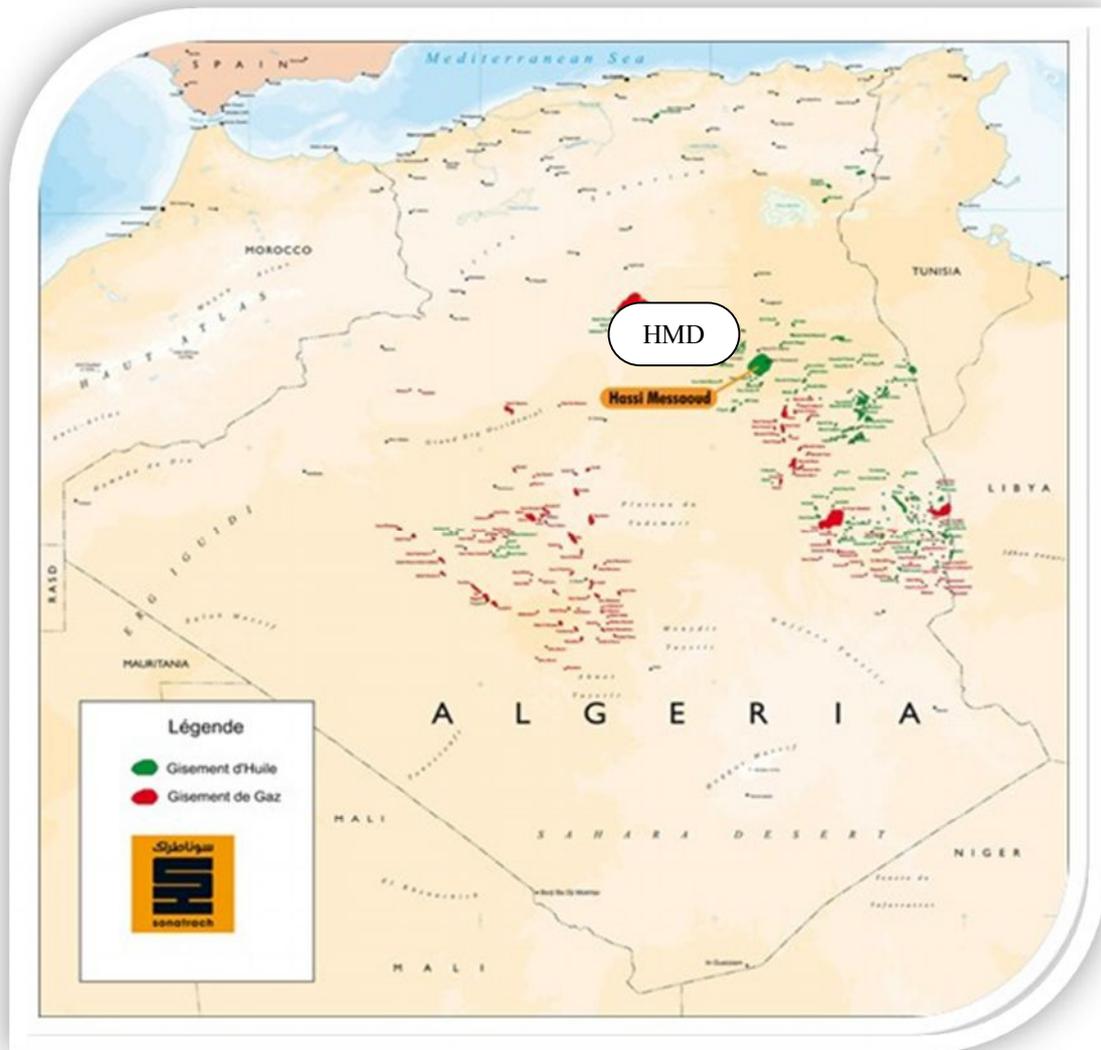


Figure I.1: Cadre géographique du champ de Hassi Messaoud

I.2.3. Caractéristiques des fluides et de la roche :

- Huile légère
- Densité moyenne en surface : $\rho_o = 0.8$ (API = 45.4)
- La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kgf/cm^2
- Température de gisement est de : $T = 118^\circ\text{c}$
- Le GOR de dissolution est variable : $R_s = 100$ à $5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- La porosité moyenne est de : $\Phi = 5$ à 10%
- La perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy
- La viscosité : $\mu_o = 0.2 \text{ cp}$
- Le facteur volumétrique de fond moyen : $B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$. [10]

I.3. Développement de gisement et problèmes d'exploitation :

I.3.1. Production :

Le gisement de Hassi Messaoud compte plus 1284 puits, qui sont forés au Cambrien dont 781 puits producteurs d'huile, 86 puits injecteurs de gaz et 30 puits injecteurs d'eau.

Les réserves en place du gisement sont estimés à $7075.73 \cdot 10^6$ stdm³.

Dans les trois dernières années l'huile récupérée est estimée à 946.9710^6 stdm³ avec un taux de récupération de 20 %.

Plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentriques pour l'injection de l'eau douce (dessalage de dépôts de sel) et l'injection de gaz lift pour augmenter la récupération.

Les index de productivités sont très variables ainsi que les débits qui varient entre 10 à 750 m³/j.

I.3.2. Liaison couche trou :

Jusqu'à la fin des années 60, les puits étaient en majorité complétés en trou ouvert (open hole). Quelques puits cependant ont été équipés d'un liner cimenté; depuis, l'utilisation de crépines (5" FJ Hydril) s'est généralisée vers le milieu des années 80, la chute de production inexplicable de certains puits de la périphérie Ouest du champ, équipés de crépines, a permis de constater un bouchage de l'espace annulaire entre les parois du trou et la crépine par des dépôts organiques. Cette constatation a été faite à la suite de la destruction de la crépine au cours d'un work-over. Depuis, il a été décidé d'éliminer les crépines. Les nouveaux puits ou ceux repris en work-over sont systématiquement équipés d'un liner 4"1/2 cimenté ou laissés en découvert. [8]

I.3.3. Maintien de pression :

Le maintien de pression est réalisé par le choix de l'injection de gaz miscible à haute pression (420 bars à la sortie de la station) suivant des caractéristiques du réservoir pour augmenter le taux de récupération.

Actuellement 07 zones sont soumises à l'injection d'eau dont 12 zones en déplétion naturelle et 06 sont en injection de gaz.

Pendant ces trois dernières années le débit moyen de l'injection de gaz varie entre 35.281 million std m³/j et 44.665million std m³/j.[10]

I.3.4. Problèmes d'exploitation :

Le champ de Hassi Messaoud présente des problèmes de dépôts d'asphaltes et de dépôt de sel. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est faite dans le puits.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau du gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum $BaSO_4$). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer, malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts. Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Celle-ci réduit d'une façon considérable l'index de productivité.

I.4. Conclusion :

Du point de vue caractérisation du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène sur une le plan verticale et horizontal;
- Anisotrope par la présence de silts ;
- Discontinu par l'écoulement des fluides.

Ces facteurs (hétérogénéité, discontinuité, anisotropie) vont provoquer une diminution de la récupération par rapport à un milieu homogène idéal, et vont entraîner une difficulté d'interpolation des valeurs des paramètres au puits.

Les principaux problèmes d'exploitation du champ de Hassi Messaoud sont :

- 1- Les dépôts de sel, asphaltènes et sulfate de baryum
- 2- Percées de gaz et d'eau
- 3- Corrosion de la collecte

Le gisement de Hassi Messaoud a atteint un degré d'exploitation élevé mais non encore définitif. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole.

Chapitre

II

**GÉNÉRALITÉ SUR
L'ENDOMMAGEMENT**

II. Introduction:

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de température, de pression et de débit. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le coefficient d'endommagement (le skin) lorsque celui-ci est positif. Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, sa localisation, son origine ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production.

II.1. Signification et définition de l'endommagement :

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques (ex: les asphaltènes) pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production.

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. (Formation, perfos, tubing, installation de surface). [1]

II.2.Types d'endommagement à Hassi Messaoud :

Dans le champ Hassi Messaoud on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, injection des solvants, bouchon d'eau. Les endommagements les plus fréquents à Hassi Messaoud sont :

II.2.1. Endommagements dû à la Formation :

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. Parmi les quels nous citerons.

II.2.1.1. Dépôts de Sel :

Le sel, a été dès le début de la mise en exploitation du champ de Hassi Messaoud un des principaux problèmes d'exploitation. Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (Na Cl). Malgré l'injection continu de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter provoquant ainsi la fermeture totale des puits.

II.2.1.2. Dépôts des Sulfates :

C'est le problème le plus rencontré dans le champ de Hassi Messaoud. Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de

l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

II.2.1.3. Dépôts de Matières Organiques (Asphaltènes) :

Le dépôt d'asphaltène est un problème courant dans le champ de Hassi Messaoud. L'endommagement causé par le dépôt d'asphaltènes est un problème difficile et sévère, pas facile de l'enlever par une opération simple. Ces dépôts causent le colmatage des canalisations de transport et la perte de capacité du réservoir qui diminuent les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante.

II.2.1.4. Migration des fines :

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité.

II.2.2. Endommagement dû aux Opérations de Workover et de Snubbing :

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, Work-Over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère.

II.2.2.1. Le Colmatage des Perforations :

Au cours des opérations de Work-Over ou de Snubbing, un filtrat de cake se forme toujours dans les perforations.

II.2.2.2. Filtrat du Fluide de Forage (Invasion par la boue) :

L'endommagement par la boue peut être causé par :

- Un effet physique des particules de la boue qui remplissent la porosité matricielle, réduise la perméabilité.
- Un effet chimique des produits dans la boue qui peuvent causer une émulsion avec les fluides de formation et/ou un changement de mouillabilité de la roche.

II.2.2.3. Changement de Mouillabilité :

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présentent surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation des sludges ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

II.2.2.4. Formation des Émulsions :

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à savoir ici :

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir.
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle.

Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser. [13]

II.2.3. Endommagement dû à l'eau d'injection :

L'injection d'eau dans le champ de Hassi Messaoud est très nécessaire soit pour le maintien de pression ou bien pour le dessalage. Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir tels que :

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- Blocage par des dépôts de sulfate (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

L'organigramme suivant représente les types d'endommagements les plus rencontrés à Hassi Messaoud.

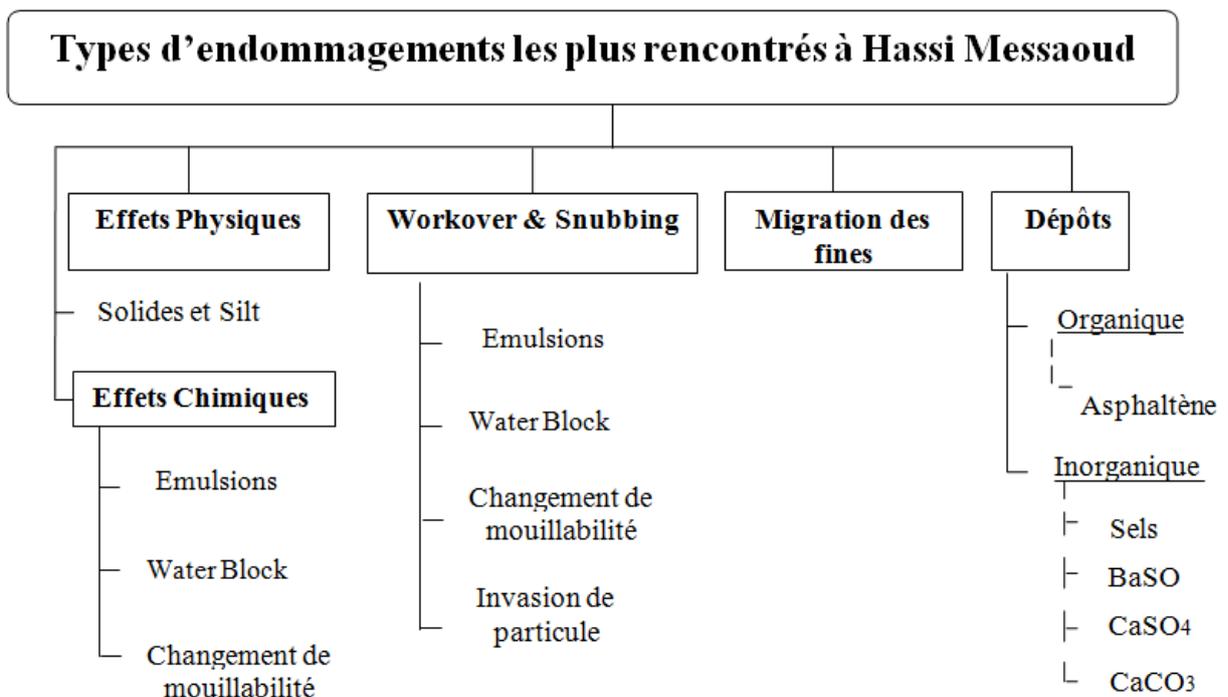


FIGURE II.1: TYPE D'ENDOMMAGEMENT DANS LE CHAMP DE HMD.

II.3. Détection des Endommagements :

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

II.3.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire :

L'identification des causes exactes d'un endommagement et par conséquent de choisir une solution appropriée ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

II.3.2. Essais de puits :

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une restriction à la production des réservoirs existe.

II.3.3. Historique complet des puits :

L'historique d'un puits est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes des quelques d'endommagement.

II.3.4. Analyse du système de production :

L'Analyse nodale est une méthode utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et de prévoir le débit. Cette méthode peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz.

Chapitre

III

**DEPOTS DES
ASPHALTENES**

III.1. Généralités :

Le pétrole est séparé en quatre fractions : les saturés, les aromatiques, les résines et les asphaltènes. Les saturés ou bien les aliphatique sont les hydrocarbures non polaires, sans liaisons multiples, donc incluant les alcanes à chaînes linéaires ou branchées et même les cycloalcanes qui contiennent un ou plusieurs cycles et pouvant être associés à des chaînes aliphatiques. La cire est une sous classe des saturés. Elle est constituée d'alcanes à chaînes droite contenant de 20 à 30 atomes de carbones. Les précipités solides de cire à basse température sont connus pour stabiliser les émulsions du pétrole brut. [14]

Les composés aromatiques se rapportent au benzène et à ses dérivés structuraux et sont communs à tout le pétrole. Les majorités des aromatiques contient des chaînes alkyles et des anneaux de cycloalcanes. Les composés aromatiques sont souvent classés en tant que mono, di, tri selon le nombre d'anneaux aromatiques contenus dans la molécule. Les composés aromatiques sont polaires et possèdent un poids moléculaire élevé, pouvant entre dans la constitution des fractions des résines ou des asphaltènes. [19]

La fraction des résines est composée de molécules polaires contenant souvent des hétéroatomes tels que l'azote, l'oxygène ou le soufre.

La définition la plus commune des résine étant la fraction soluble dans les alcanes légers (le pentane et heptane) mais insoluble dans le propane liquide. Donc, les résines représentent une classe de solubilité du pétrole brut. [3]

Une étude rendant compte des caractéristiques des résines montre que les résines ont un rapport atomique H/C plus élevé que celui des asphaltènes, de l'ordre de 1,2-1,7 comparé à 0,9-1,2 pour les asphaltènes.

Les bruts asphalténiques sont des bruts lourds, visqueux et même parfois solides ; ils sont constitués de plus de 50% massiques d'aromatiques, de résines et d'asphaltènes.

Ils contiennent moins de 10% de paraffines et moins de 20% de naphènes et se distinguent par une teneur en soufre plus élevée, de l'ordre de 1% et qui peut atteindre 9% dans certains bruts. [2]

III.2. Les asphaltènes :

Le mot asphaltène a été proposé pour la première fois par J. B. Boussingault en 1837 en France pour décrire les constituants d'asphaltes trouvés en France et au Pérou. Il a séparé les composants de ces asphaltes, il a appelé la fraction volatile, huileuse et soluble dans l'éther " pétrole ", la fraction insoluble dans l'alcool " essence " et la fraction restante à la fin de la distillation sous forme d'un résidu solide "asphaltène". Marcusson, définit les asphaltènes en 1945, comme la fraction insoluble dans l'éther de pétrole, et Pfeiffer les définit en 1950, comme la fraction du pétrole insoluble dans le n- heptane et soluble dans le toluène.

Actuellement, les asphaltènes sont définis comme étant la matière insoluble dans les solvants non polaires dont la tension de surface est inférieure à 25 dyne/cm et soluble dans les solvants organiques dont la tension de surface est supérieure à 25 dyne/cm à température ambiante. L'asphaltène varie quelque peu en quantité et en composition suivant la norme utilisée pour les obtenir. [18]



FIGURE III.1: SCHEMA D'UN DEPOT D'ASPHALTENES

III.2.1. Composition Chimique des asphaltènes :

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

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

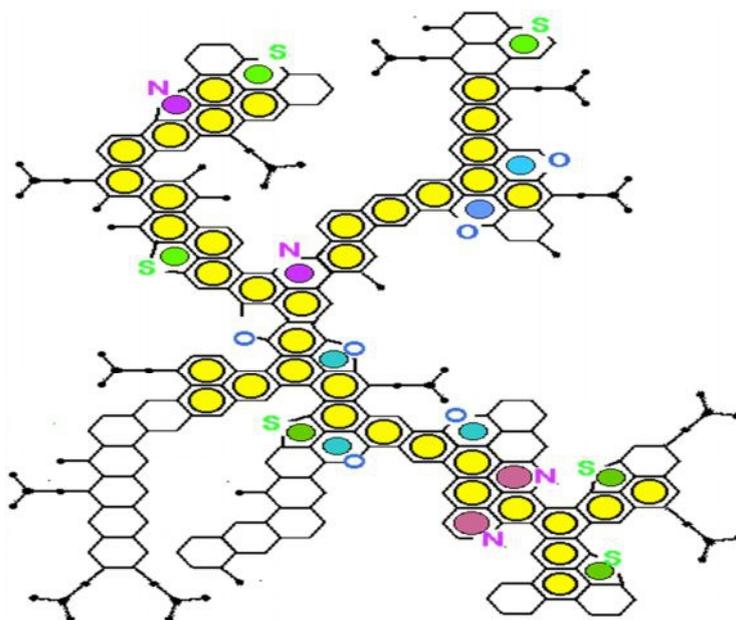


FIGURE III.2: COMPOSITION CHIMIQUE DES ASPHALTENES

III.2.1.1. Fractionnement par distillation :

Grâce à la distillation, on sépare le pétrole en différentes fractions suivant leur température d'ébullition (T_{eb}) croissante. Par distillation à pression atmosphérique, on obtient d'abord trois coupes principales; les gaz et les essences en tête de la colonne de distillation ($T_{eb} < 180^{\circ}\text{C}$), les distillats moyens (fuel-oil, gasoil et kérosène)($180 < T_{eb} < 350-370^{\circ}\text{C}$), et le résidu de distillation qui reste en fond de colonne. Ce dernier est soumis à une deuxième distillation à température de fond jamais plus élevée ($380-390^{\circ}\text{C}$) mais sous une pression réduite. La fraction récupérée est appelée distillat sous vide alors que la fraction restante en fond de colonne constitue le résidu sous vide. [11]

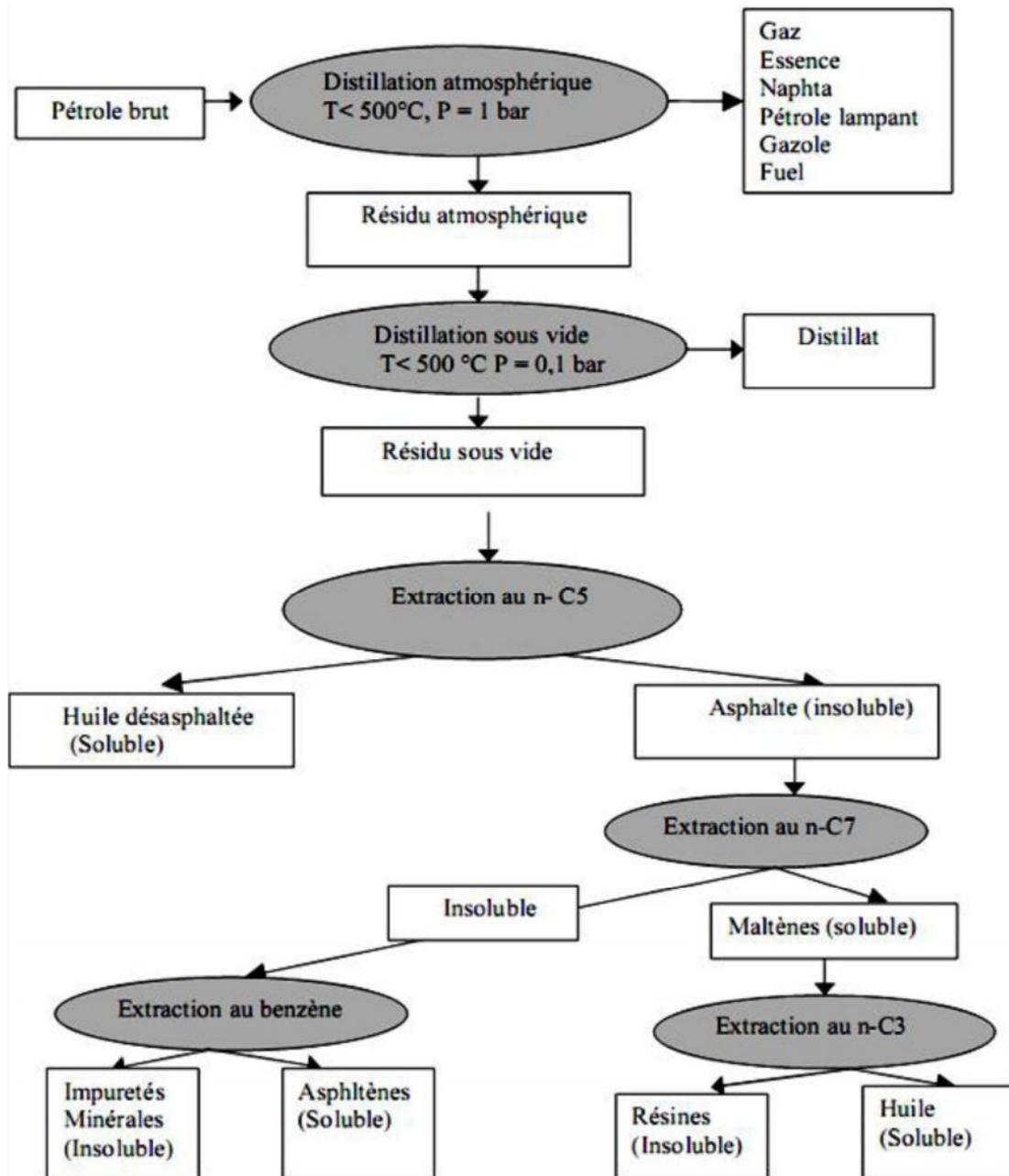


FIGURE III.3:FRACTIONNEMENT PAR DISTILLATION [11]

III.2.1.2. Analyse SARA :

Le fractionnement SARA consiste à séparer les constituants d'un produit pétrolier en fonction de leurs affinités à différents solvants organiques. Le pétrole brut est habituellement décomposé en quatre familles d'hydrocarbures Saturés, Aromatiques, Résines, et asphaltènes (S.A.R.A). Les techniques utilisées sont généralement la préparation de chromatographie en phase liquide (chromatographie flash), de chromatographie analytique (HPLC) ou la chromatographie sur couche mince (TLC). Dans une première étape, on ajoute au pétrole brut un excès d'alcane léger, typiquement du pentane ou de l'heptane. La fraction soluble contient les Maltènes, alors que les produits insolubles sont appelés asphaltènes. Le mode opératoire utilisé lors de la séparation ainsi que le choix des solvants est déterminé par des normes dont dépendent la quantité et la nature chimique de la fraction obtenue. L'analyse SARA suit plusieurs étapes comme présentée par la figure III.4. [16]

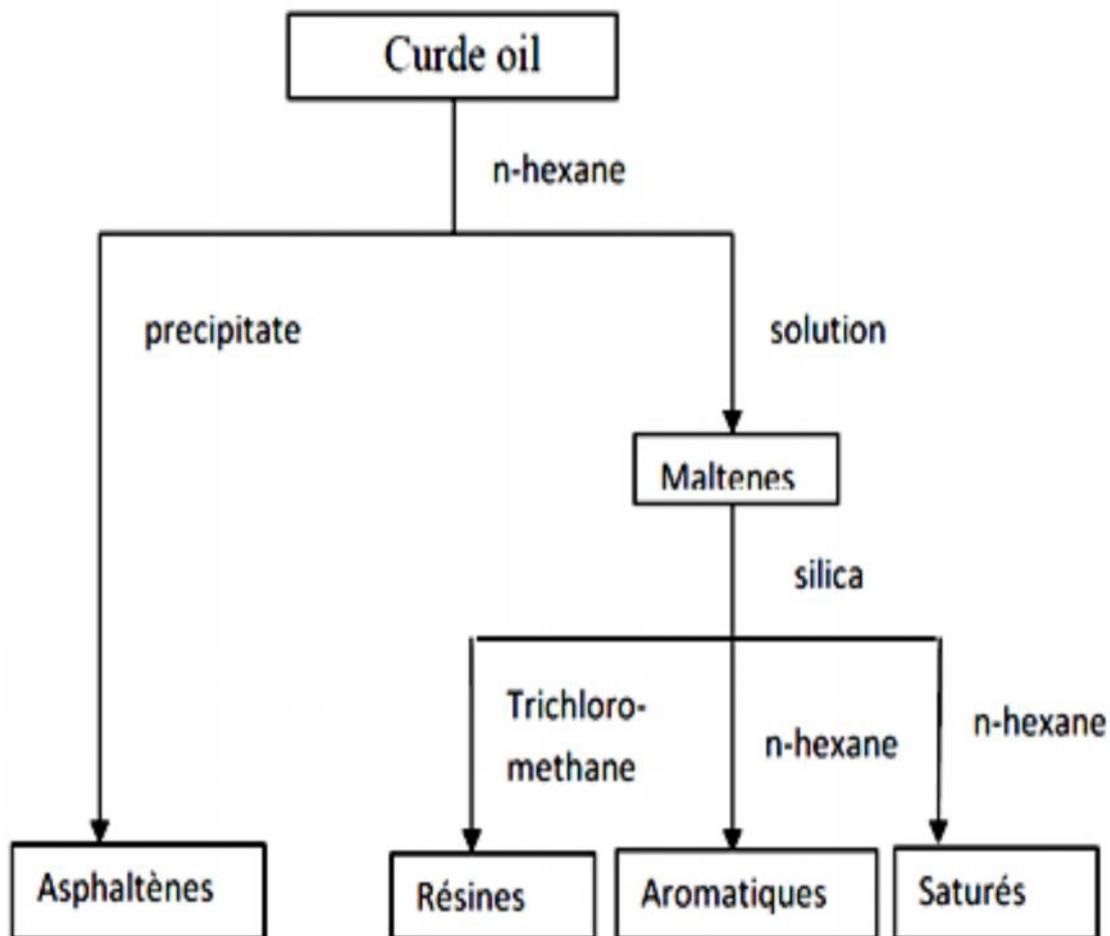


FIGURE III.4: FRACTIONNEMENT SARA [16]

Les pétroliers proposent de classer les bruts en fonction de la proportion des différentes familles: Saturés, aromatiques, résines et asphaltènes ainsi que de leur teneur en soufre.

Les résines peuvent stabiliser la dispersion des particules d'asphaltènes et peuvent être converties en asphaltènes par oxydation. Les pétroles bruts avec une teneur élevée en résines sont relativement stables.

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

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

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

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

III.2.1.3. Analyse élémentaire :

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures ; principalement des composés organiques contenant une grande partie d'atomes de carbone et d'atomes d'hydrogène. Les asphaltènes comme les résines se distinguent des hydrocarbures par leur forte teneur en hétéroatomes (soufre, azote et oxygène) qui peut varier de façon importante d'un échantillon d'asphaltènes à un autre ; ainsi que des composés contenant des éléments métalliques, tels que le vanadium, le nickel et le fer.

Les données disponibles dans la littérature montrent que les proportions des éléments dans les bruts et les asphaltènes varient selon la nature et les caractéristiques du brut.

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

Tableau III.1: Analyse élémentaire du brut algérien de Hassi Messaoud [9]

| - Fraction | C | H | S | N | O | H/C |
|--------------|-------|------|------|------|------|------|
| - Dépôt* | 86,58 | 7,54 | 0,5 | 0,57 | 4,81 | 1,03 |
| -Asphaltènes | 83,82 | 7,4 | 0,49 | 0,44 | 7,85 | 1,05 |

* Dépôt récupéré au niveau des filtres dans le puits pétrolier de Hassi Messaoud.

Presque la moitié du dépôt se compose de composés asphalténiques. Le rapport H/C est près de l'unité pour les deux échantillons : dépôt et asphaltènes, montrant que ces échantillons sont composés essentiellement d'aromatiques. Le pourcentage de soufre est faible, ce qui prouve que les bruts Algériens sont légers et leur teneur en asphaltènes est très faible.

Carbognani et Al [7] et León et Al [15] ont constaté que les asphaltènes extraits à partir des dépôts obtenus dans les canalisations montrent un déficit plus élevé en hydrogène que les asphaltènes obtenus à partir de pétrole brut. Ce résultat indique que les asphaltènes à faible rapport H/C précipitent en préférence. Conformément à cela, il est possible de conclure que les caractéristiques structurales des asphaltènes sont manifestement liées aux problèmes de dépôts d'asphaltènes.

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

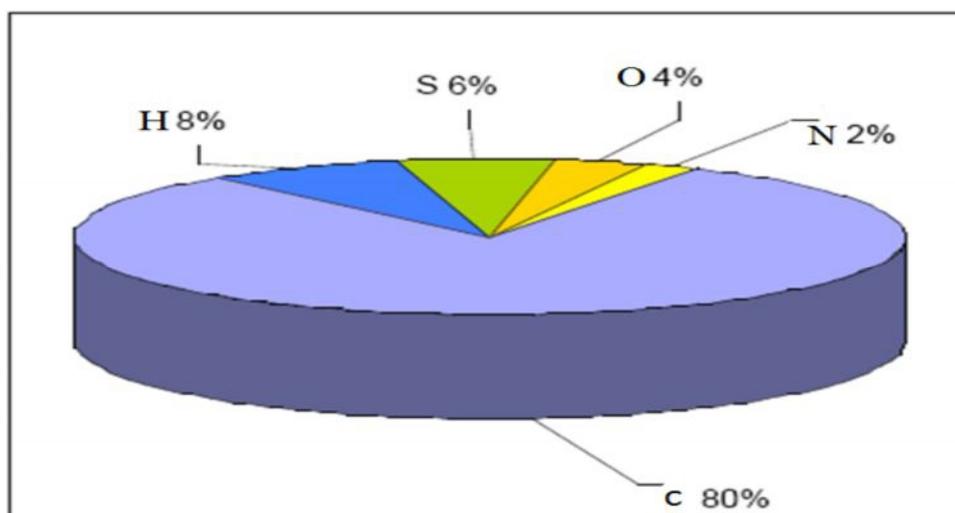


FIGURE III.5: COMPOSITION ELEMENTAIRE MOYENNE DES ASPHALTENES

III.2.1.4. Structure moléculaire des asphaltènes :

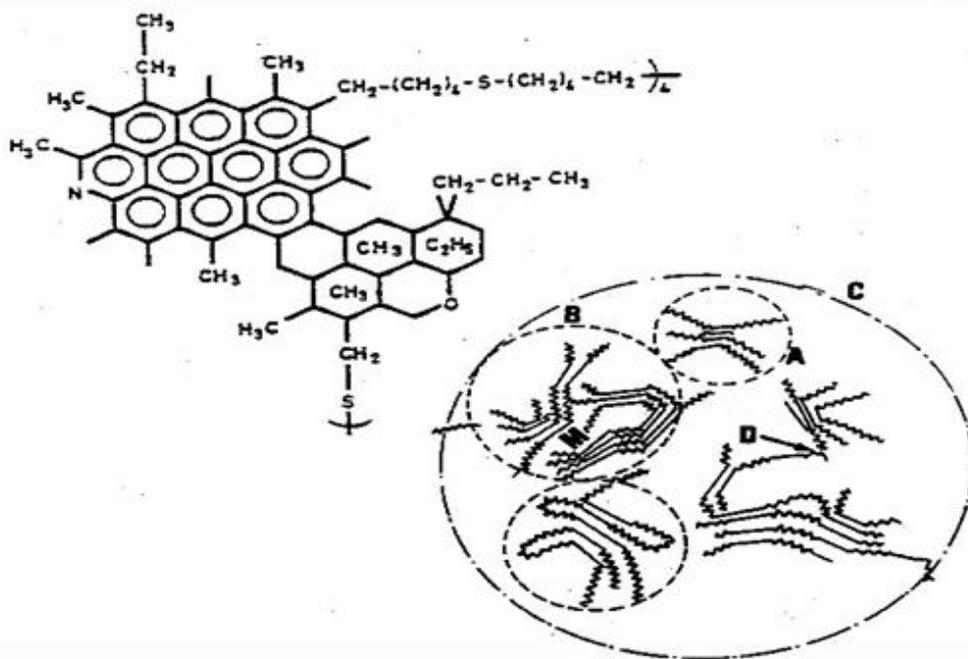
Les asphaltènes appartiennent à une classe des macromolécules complexes. La structure des asphaltènes et des résines peut être classifiée dans deux échelles :

- Macrostructure
- Microstructure

Dans la structure macromoléculaire, les particules (plusieurs molécules) peuvent former de quantités suffisantes des micelles. Considérant que dans la structure micromoléculaire la quantité de micelles est inférieure.

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

Yen a décrit les asphaltènes comme molécules. Il a développé un modèle de tridimensionnel. La structure des asphaltènes est montrée dans Figure III.6. Selon Yen, des molécules d'asphaltènes dans la solution sont associées dans des "particules"(plusieurs molécules) et les particules peuvent former de plus grands agrégats (agglomérats) appelés les "micelles". [17]



A – Particule; B – Micelle; C – Agrégat; M – Atome Métallique; D – Liaison faible

FIGURE III.6: STRUCTURE DES ASPHALTENES SELON LE MODELE DE YEN

III.3. Caractérisation des asphaltènes :

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

Les principales propriétés de l'huile du champ de Hassi Messaoud (HMD) d'après les analyses des échantillons des 52 puits sont les suivantes :

- Densité de 0,8 à 0.835 (°API: 37,9 à 45,3).
- Fraction d'asphaltènes dans l'huile: 0,08 à 0,2 %
- Poids moléculaire moyen d'asphaltènes : 840 à 4900. [12]

III.4. Conditions de floculation et de dépôt des asphaltènes :

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

- Pendant la production, le mouvement d'huile au sein de la matrice à travers le sable peut produire un champ électrique (potentiel), et cela semble être responsable de la formation des dépôts d'asphaltènes.
- Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- L'injection de CO_2 pour l'EOR a aussi conduit à la précipitation des asphaltènes.
- L'eau de formation et d'injection.
- Pendant l'acidification matricielle.

III.5. les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes :

Les facteurs qui pourraient influencer sur la déposition d'asphaltènes à HMD sont dans la quasi-totalité ceux listés ci-après. Dans l'ordre de plus grande influence, on pourrait citer : l'évolution des paramètres thermodynamiques (surtout la pression) et la composition d'huile ; la vitesse de filtration de l'huile dans la matrice ; les injections de CO_2 et d'eau ; les venues d'eaux et l'acidification matricielle. [1]

III.5.1. Les paramètres 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 :

III.5.1.1. La pression :

La pression est le facteur majeur qui provoque la précipitation des asphaltènes dans des réservoirs lors de la récupération primaire du pétrole.

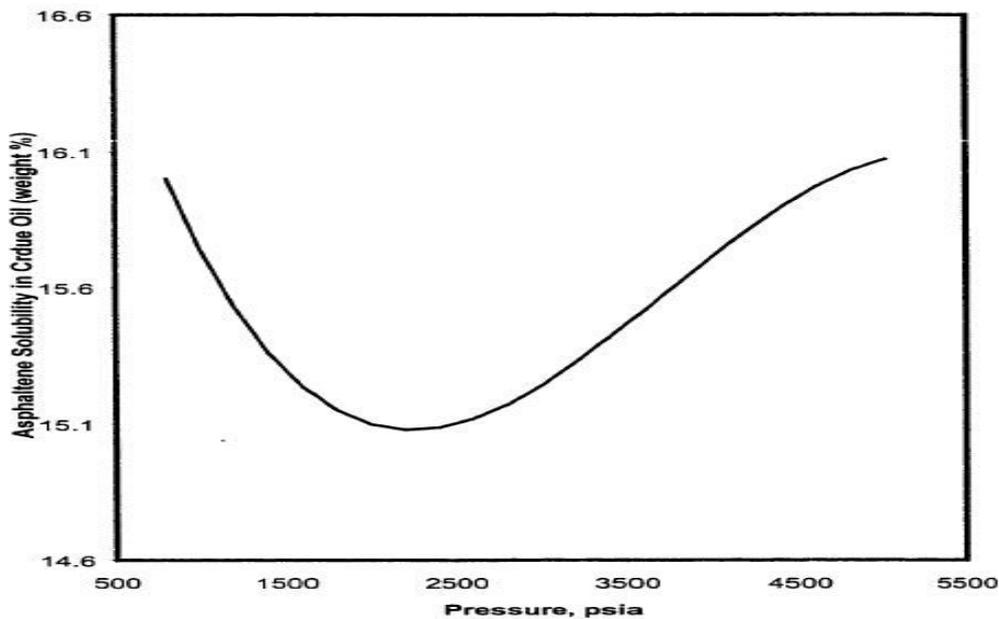
_Thawer et Al (1990) ont étudié les effets de la pression sur la précipitation des asphaltènes dans l'huile et a constaté que l'asphaltènes a commencé à se précipiter quand la pression a diminué en dessous d'une pression supérieure au point de bulle de l'huile brute. Que la pression a diminuée, de plus en plus précipité l'asphaltènes et la quantité de précipité d'asphaltènes atteint le maximum au point de bulle. Au-dessous du point de bulle de l'huile, une certaine réduction de précipitation des asphaltènes a été observée.

_Burke et Al (1988) ont étudié la solubilité des asphaltènes dans les huiles avec une densité en API de 18 à 40. Il a été constaté que la solubilité des asphaltènes a diminué avec une diminution de la pression lorsque la pression était au-dessus du point de bulle, a atteint un minimum au point de bulle de l'huile, et la solubilité augmente avec la diminution de la pression lorsque la pression est inférieure à le point de bulle.

_Leerlooyer et Al (1995) a également mené des expériences de réduction de pression et obtenu des résultats similaires.

En résumé, quand la pression est au-dessous du point de bulle du pétrole brut, la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut augmente avec la diminution de la pression.

La solubilité atteint une valeur minimale à la pression de bulle.



**FIGURE III.7: EFFET DE PRESSION SUR LA SOLUBILITE D'ASPHALTENES
DANS PETROLE BRUT A LA TEMPERATURE DE RESERVOIR**

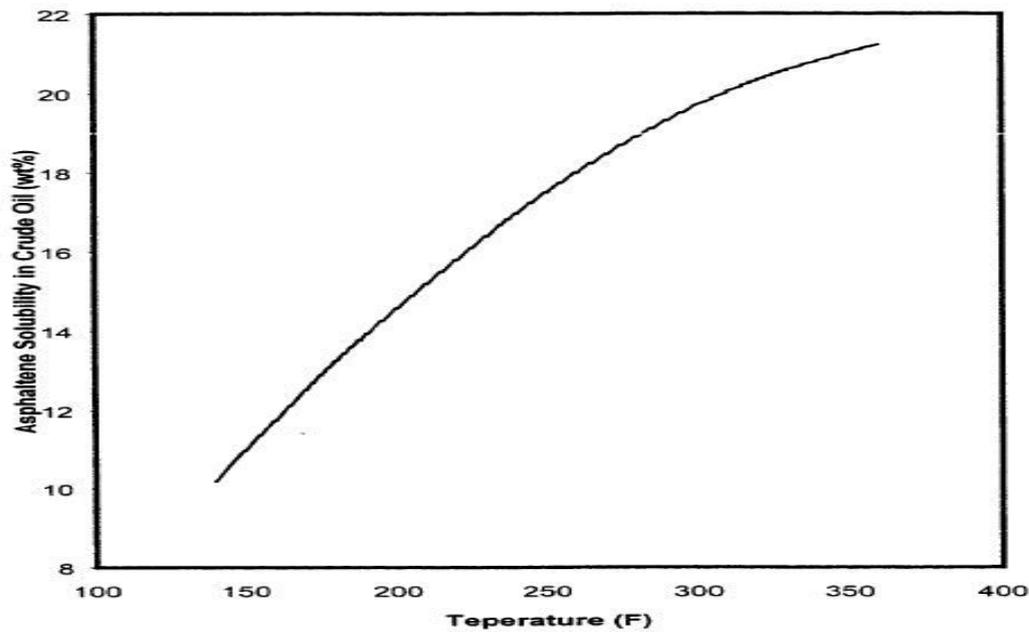
III.5.1.2. La température :

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.

Thomas et Al (1992) ont montré que la solubilité des asphaltènes dans le pétrole brut a augmenté avec l'augmentation de la température.

Burke et Al (1988) ont démontré que la solubilité d'asphaltènes diminué avec l'augmentation de la température. Plus spécifiquement, Leontaritis (1996) et Paramanu et Al (1999) proposent que la solubilité d'asphaltènes augmente avec l'augmentation de température lorsque la température est inférieure à la température du réservoir, mais diminue avec l'augmentation de la température lorsque la température est supérieure à la température du réservoir.

Depuis les résultats expérimentaux précédents, aucune conclusion générale ne peut être tirée. D'autres expériences sont nécessaires pour étudier et de clarifier l'effet de la température sur la solubilité des asphaltènes.



**FIGURE III.8:EFFET DE TEMPERATURE SUR LA SOLUBILITE
D'ASPHALTENES A UNE PRESSION DE 3034.7 PSIA**

III.5.1.3.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 de l'huile a été associée à une plus faible solubilité des asphaltènes dans l'huile. Ce résultat est également supporté par le fait de la solubilité des asphaltènes augmente avec diminution de pression lorsque la pression est inférieure au point de bulle fait que le gaz dissous dans le pétrole brut est diminué.

Les facteurs qui affectent sur la précipitation des asphaltènes pendant la récupération primaire de l'huile sont résumés dans le tableau suivant :

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

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

III.5.2. 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. Plus la vitesse du fluide dans le milieu poreux est élevée, plus grand potentiel généré.

Une chute de pression excessive doit être évitée car cela entraînerait des vitesses plus importantes dans la matrice poreuse, provoquant des dépôts d'asphaltènes. Ce phénomène est encore plus important aux abords du puits où le volume de filtration est plus réduit.

III.5.3. L'injection de CO₂ :

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

III.5.4. L'eau de formation :

Une formation d'eau de faible pH peut dépeptiser les micelles d'asphaltènes, entraînant la formation et le dépôt de films rigides. Aussi, 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 (aussi bien de l'aquifère naturel que de l'eau d'injection). Elle est due vraisemblablement à un apport de sels métalliques.

III.5.5. 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).

III.6. Les problèmes de dépôts d'asphaltènes :

La précipitation et la déposition d'asphaltènes peuvent se produire au cours de la production pétrolière, le transport et le raffinage. Les dépôts d'asphaltènes entraînent le bouchage des canalisations de transport, la perte de la capacité du réservoir, et un dysfonctionnement de l'équipement (down hole safety valve, la Duse et les vannes...). Les asphaltènes instables floculent, précipitent, et se déposent sur l'espace poreux de l'huile de formation pour finalement bloquer l'écoulement du pétrole brut dans les puits proches de la région. Pour cette raison, plusieurs puits pétroliers sont fermés dans la région de Hassi Messaoud à cause de ces dépôts. [6]

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.
- Dysfonctionnement des équipements.

III.7. Localisation des dépôts d'asphaltènes :

Les problèmes de la précipitation d'asphaltènes ne sont toutefois pas limités à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut.[5]

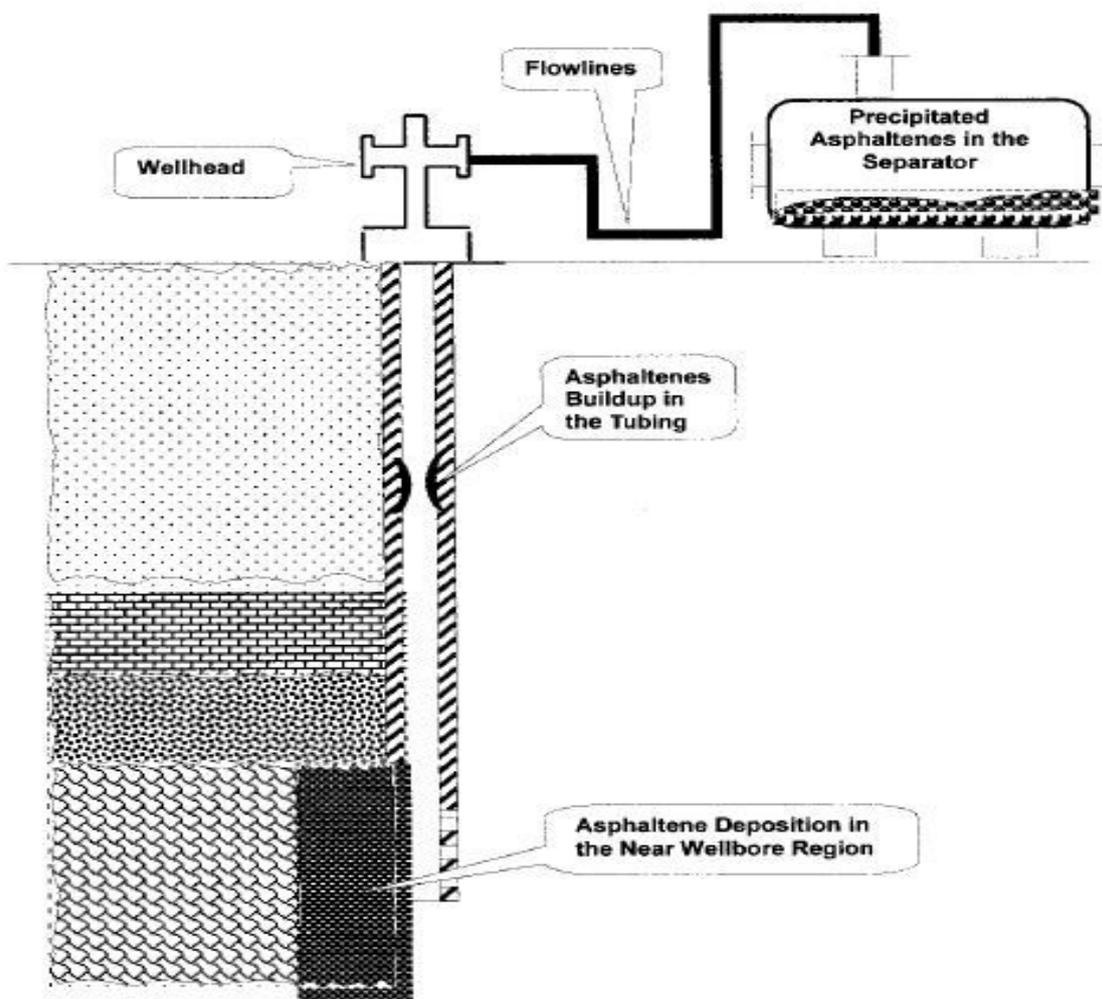


FIGURE III.9: LES EMPLACEMENTS POSSIBLES DE DEPOSITION DES ASPHALTENES [5]

III.8. Le traitement des asphaltènes :

Pour remédier ce problème qui provoque une perte économique très importante dans le domaine pétrolier plusieurs solutions curatives appliquées dans le champ pétrolier de HMD:

III.8.1. Traitement mécanique par grattage :

C'est la plus ancienne méthode connue pour l'élimination des dépôts d'asphaltènes, Cette solution consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de "Wireline" à l'aide d'un gratteur.

Mais cette opération est parfois difficile et a des inconvénients :

- Répétition l'intervention
- Rupture du câble

III.8.2. 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. La matière plastique choisie (généralement des polymères), doit vérifier deux conditions :

- Résistance à la température du milieu.
- Présence d'une affinité pour les asphaltènes.

III.8.3. Elimination avec des fluides chauds :

Cela signifie que l'huile chaude, l'eau ou de vapeur par injection dans la formation pour ouvrir les zones branchées (circulation inverse). Cette méthode fonctionne par fusion des dépôts organiques.

III.8.4. Nettoyage avec des solvants :

C'est la méthode la plus populaire de l'enlèvement des hydrocarbures. Parmi les excellents solvants sont les suivants: le reformat, le disulfure de carbone, le benzène, le toluène, le xylène et les solvants chlorés.

III.8.4.1. 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.8.4.2. 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.8.4.3. Benzène :

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

III.8.4.4. 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.8.4.5. Reformat :

C'est le solvant le plus utilisé et économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le 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).

- **Caractéristiques de Reformat :**

Densité = 0,778

Point d'inflammabilité = -5 °c

- **Composition du Reformat:**

Le reformat est un distillat de pétrole produit localement en Algérie. Il est obtenu à partir de la charge de 1^{er} distillation, essentiellement constitués par les paraffines, des naphènes et des aromatiques (PNA). [9]

Tableau III.3: La composition du Reformat [9]

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

Chapitre

IV

**L'ANALYSE DES
ASPHALTENES
ETUDE DE CAS
OMM741**

IV. Introduction :

L'objectif de ce chapitre est d'examiner neuf puits de zone-1 (1A, 1B, 1C) et 23 pour confirmer le problème de dépôt d'asphaltène dans ces zones. En utilisant la simulation par logiciel PIPESIM (un logiciel qui permet de déterminer le modèle de dépôt de phase asphaltènes du pétrole brut) voir Annexe (A .1), le puits OMM741 est choisi comme candidat pour le traitement solvant (reformat), afin de rendre cette opération plus efficace et réaliste.

IV.1 Identification Diagnostique des dépôts d'asphaltène

A partir l'étude de Dr ZOUAOUI (fait en Octobre 2008), l'analyse de SARA (figure IV.1) du pétrole brut du puits de la zone-1 et 23 (zone complexe) a donné une composition moyenne indiquée dans le tableau IV.1

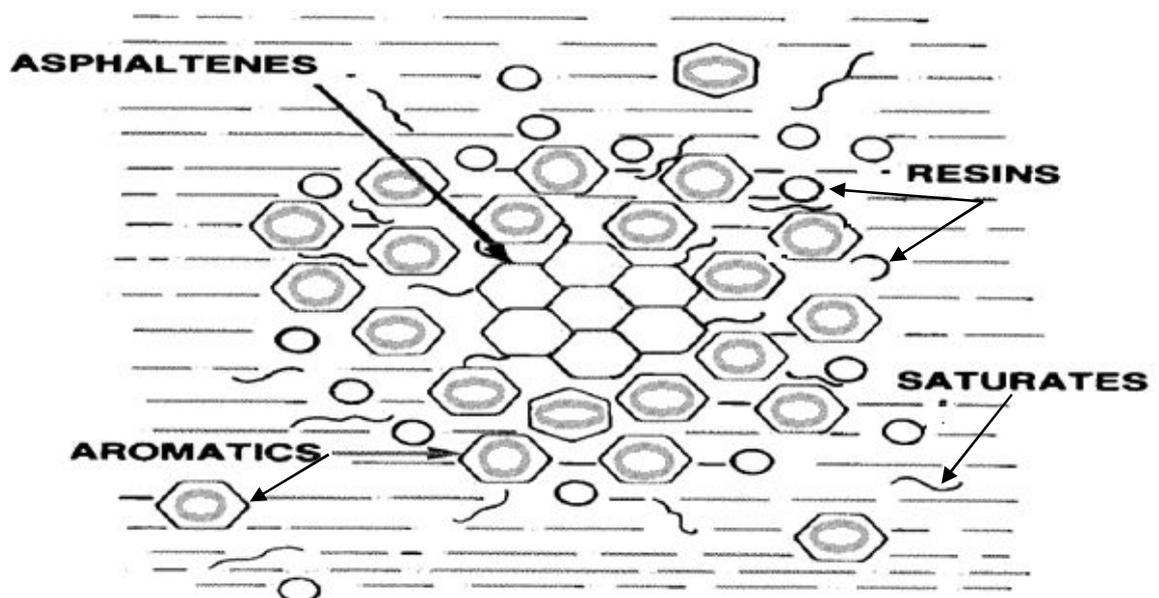


FIGURE IV.1: COMPOSITION DE S.A.R.A

Tableau IV.1 : la composition moyenne de Saturé, Aromatique, résine, asphaltène du pétrole brut [9]

| Huile | Saturé | Aromatique | Résine | Asphaltène |
|-------|--------|------------|--------|------------|
| HMD | 70.5 | 25.5 | 3.82 | 0.18 |

Les résultats de l'analyse SARA des données idéales des asphaltènes dans la zone-1 et 23, montre que il y a une tendance de floculation des dépôts des asphaltènes.

D'après l'analyse de SARA et la composition du pétrole brut (tableau IV.2), en fait le modèle de dépôt d'asphaltène. A partir ce modèle, la formation de l'asphaltène dépend des paramètres thermodynamiques :

- pression de fond de puits dynamique (FBHP).
- La température au fond du puits.

Tableau IV.2 : La composition moyenne de brut de réservoir de HMD [9]

| Composition | N ₂ | CO ₂ | C ₁ | C ₂ | C ₃ | Lc ₄ | Nc ₄ | Lc ₅ | Nc ₅ | C ₆ | C ₇ | C ₈ | C ₉ | C ₁₀ | C ₁₁ | C ₁₂₊ |
|-----------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------|
| Concentration (Mole%) | 1.8 | 1.32 | 33.2 | 14 | 9.91 | 1.29 | 4.66 | 1.4 | 2.48 | 3.59 | 3.3 | 3.25 | 2.89 | 2.5 | 2.13 | 12.4 |

La figure IV.2 montre que l'enveloppe de phase de dépôts d'asphaltène faite en employant le logiciel de PIPESIM avec la corrélation de Hagedorn et Brown pour les pertes de pression verticales.

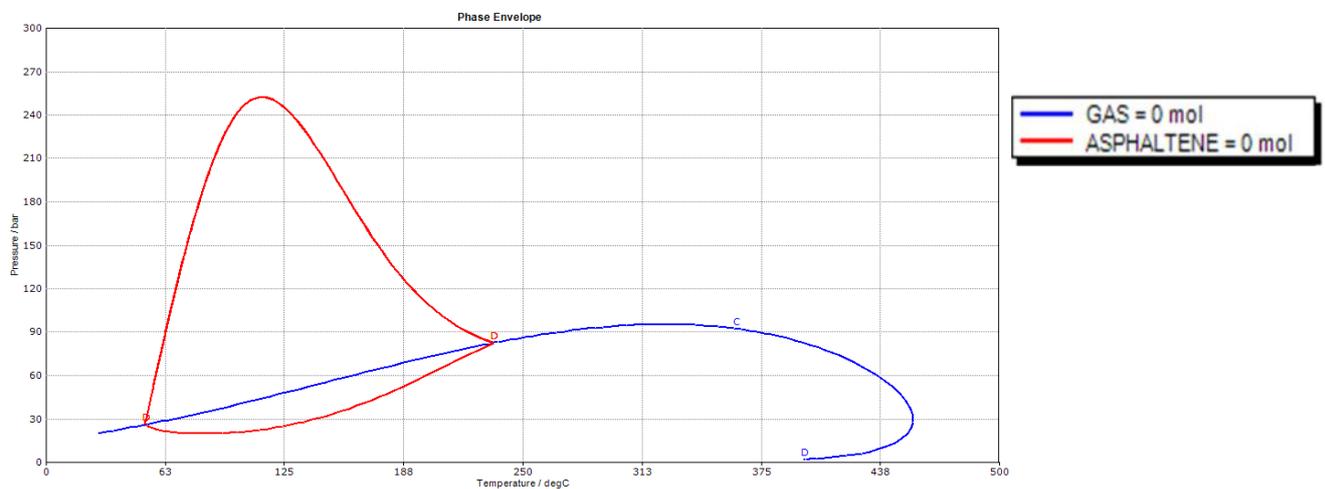


FIGURE IV.2 : PHASE DE DEPOT D'ASPHALTENE

A partir du diagramme de pression-température d'un mélange (bleu) que montre la figure (Figure. IV.2), le comportement de la courbe de saturation a la forme d'une enveloppe constituée des courbes de rosée et de bulle.

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

La courbe en rouge signifie que l'enveloppe de phase des asphaltènes définit la zone endommagée par ces derniers suivants la pression en fonction de la température

IV.1.1. Dépôts d'Asphaltène dans la zone-1 et la zone 23 :

Après le rassemblement des données de quelques puits des zones 1A, 1B, 1C et 23, une analyse nodale est effectuée pour déterminer l'endommagement de chacun des puits et identifier le dépôt possible d'asphaltène, en tenant compte les données thermodynamiques.

Le tableau IV.3 résume la pression et la température de ces puits au point de fonctionnement

Tableau IV.3 : Pression et la température au point d'analyse nodal

| Zone | Puits | L'Analyse Nodal au point de fonctionnement | |
|------|--------|--|-------------------------|
| | | T (°C) | P (Kg/cm ²) |
| 1A | OMM33 | 126 | 225 |
| 1A | OMM51 | 131 | 135 |
| 1B | MD297 | 127 | 130 |
| 1B | MD482 | 134 | 190 |
| 1B | MD530 | 128 | 147 |
| 1B | MD20 | 112 | 145 |
| 1C | OMM763 | 127 | 219 |
| 23 | MD344 | 128 | 145 |
| 23 | MD320 | 96 | 110 |

Selon les données thermodynamiques de ces puits est tracée l'enveloppe de phase.

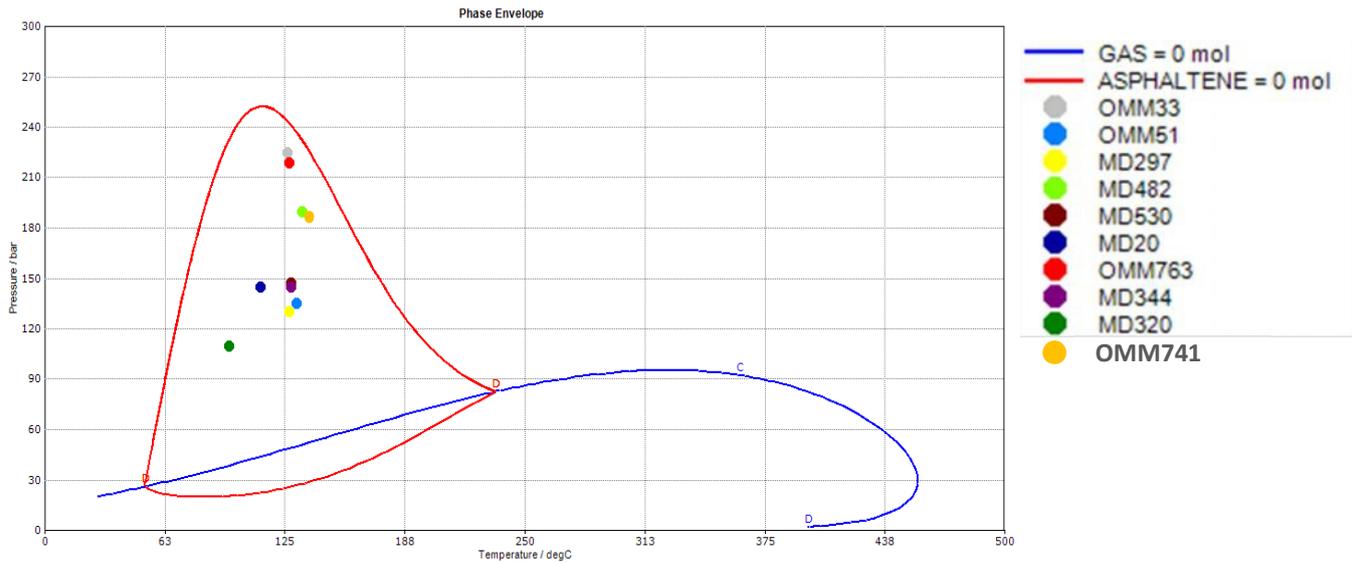


FIGURE IV.3: DEPOTS ASPHALTENE DANS CERTAINS PUITIS

Comme nous pouvons voir sur la figure IV.3, que dans tous les puits choisis de la zone 1A, 1B, 1C et la zone 23 apparaissent les dépôts d'asphaltène. L'enveloppe de phase indique qu'on est en présence de dépôt d'asphaltène dans ces puits.

IV.2. Étude de cas puits OMM741 :

Le puits OMM741 présente le dépôt d'asphaltène. Plusieurs étapes ont été faites pour identifier ce problème et son effet sur la production. Nous décrirons ces étapes aux points suivants :

- Test de jaugeage
- Test Build up
- Essais en laboratoire
- Analyse nodale

IV.2.1. Résultats de test jaugeage :

Ce test est pour la mesure du débit. Le tableau monter plusieurs paramètres dépend à la production de puits. Depuis les deux derniers tests de jaugeage (tableau IV.4), on peut déduire que le débit chutes de 4 m³ / h à 2,8 m³ / h avec chute de Pt sans changer aucun paramètre.

Tableau IV.4 : Résultats des tests de jaugeage

| La Date de Mesure | Choke Diam (mm) | Q (m ³ /h) | GOR | Pression (kg/cm ²) | | | Oil°T (°C) |
|-------------------|-----------------|-----------------------|-----|--------------------------------|------|---------|------------|
| | | | | Tête | Pipe | Sépara. | |
| 04 /12/2015 | 12.5 | 4 | 95 | 23 | 18.2 | 4.28 | 15 |
| 22/02/2016 | 12.5 | 2.8 | 77 | 18 | 17 | 4.69 | 16 |

IV.2.2. Résultats de test Build up:

Le but de ce test est de déterminer certains paramètres, en particulier la pression du réservoir et le skin. Le tableau IV.5 présente les résultats de quelque test, et leur évolution avec temps pour le diagnostic de puits.

Tableau IV.5 : Résultats des tests Build up [17]

| | Date | Pr (Kg/cm ²) | BHP (Kg/cm ²) | Q (m ³ /hr) | Skin | WHP (Kg/cm ²) |
|----------|------------|--------------------------|---------------------------|------------------------|-------|---------------------------|
| Build Up | 27/03/1991 | 417.9 | 240.92 | 3.52 | 10.8 | 33.6 |
| Build Up | 24/11/1992 | 416.92 | 277.26 | 3.24 | 10 | 33.2 |
| Build Up | 28/09/1994 | 418.36 | 210.74 | 3.86 | 18.37 | 18.2 |
| Build Up | 11/12/2003 | 405.51 | 326.66 | 0.42 | 16.1 | 18.6 |
| Build Up | 31/07/2014 | 412.54 | 122.18 | 1.43 | 6.58 | 18.6 |

La pression de réservoir est presque stable, au contraire pour Pf. Les minimums de pression de fond de puits (BHP) sont la conséquence de colmatage et les deux pics sont les résultats d'un traitement matriciel (stimulation) (figure IV.4).

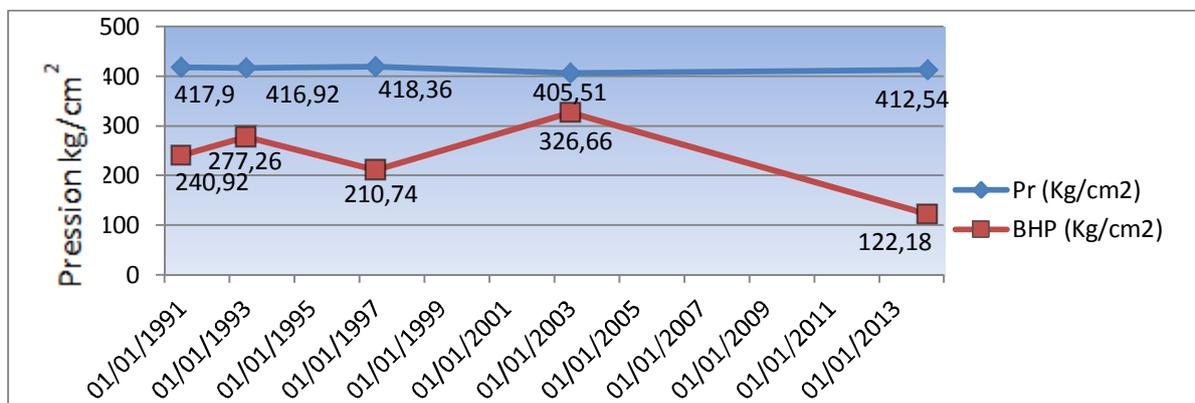


FIGURE IV.4: LA MOYENNE DE P_R ET B_{HP} DANS LE CHAMP DE HMD

IV.2.3. Essai en laboratoire :

Après les résultats des tests de jaugeage et Build up, un échantillon a été prélevé au niveau fond de OMM741 en utilisant un outil de Bailer. Le but de cette opération est de faire un test de laboratoire pour confirmer le dépôt et Pour illustrer le mécanisme de la déposition d'asphaltène (Figure IV.5) et de voir la floculation des asphaltènes, le chlorure ferrique est présenté dans le brut de la zone complexe de HMD. Il y a un dépôt dû au Fe (métal).

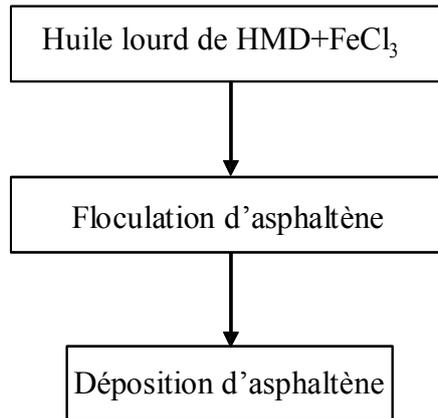


FIGURE IV.5: MECANISME DE DEPOSITION D'ASPHALTENE

IV.2.4. Analyse nodale :

Pour simuler les performances de OMM741, en faire l'analyse nodale en utilisant le logiciel PIPESIM et les données de Build up réalisée le 31/07/2014.

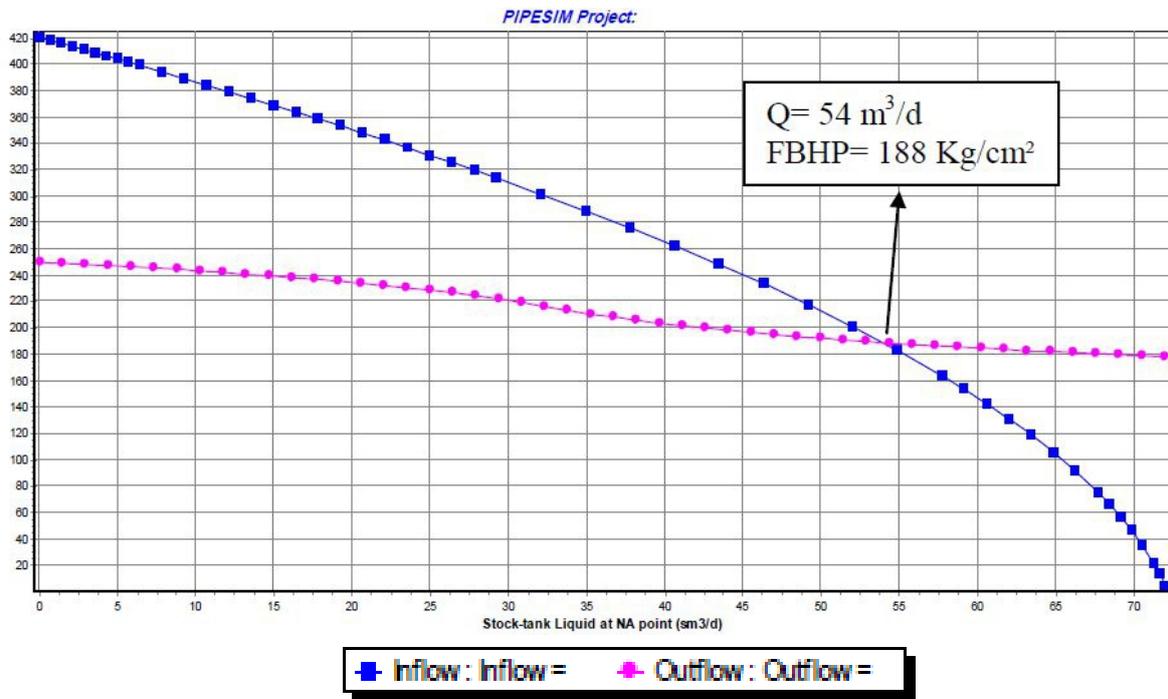


FIGURE IV.6 : L'ANALYSE NODALE D'OMM741 AVANT TRAITEMENT (DEBIT)

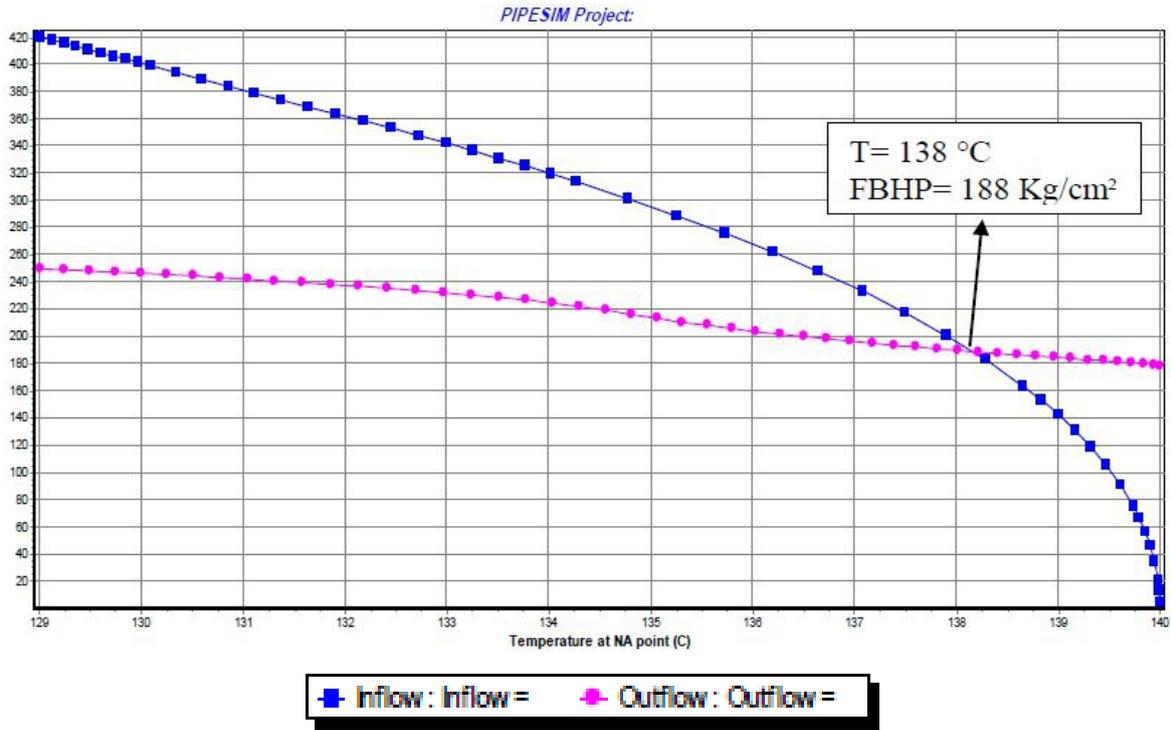


FIGURE IV.7 :L'ANALYSE NODALE D'OMM741 AVANT TRAITEMENT (PARAMETRES THERMODYNAMIQUE)

Les paramètres de point de fonctionnement du puits OMM741 avant traitement sont :

T= 138 °C, FBHP= 188 Kg/cm² et Q= 54 m³/j (2.8 m³/hr de banque de données). Parmi Ces données ont traces la phase de dépôts d'asphaltène (Figure IV.8).

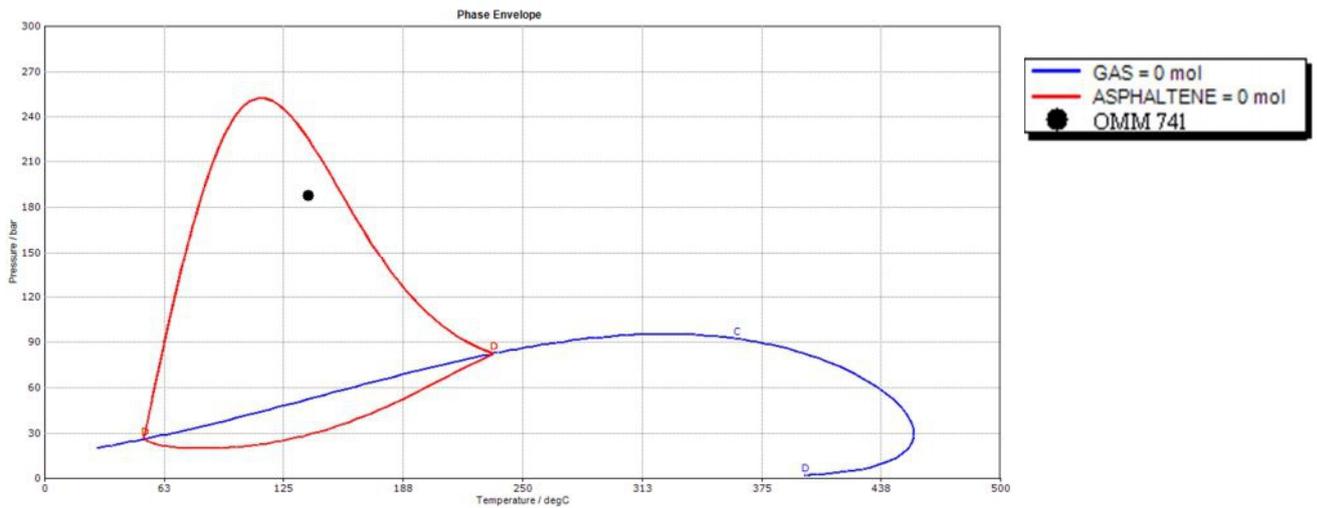


FIGURE IV.8: OMM741 DEPOSITION D'ASPHALTENE

Comme qu'on lui montre sur la figure IV.8, le point de fonctionnement apparaît dans l'enveloppe de phase de dépôt d'asphaltène, qui signifie il y a un dépôt d'asphaltène aux abords du puits.

IV.2.5. Choix de produit de traitement :

Différents solvants sont utilisés par les compagnies de services pour la dissolution des asphaltènes. Le choix du solvant repose sur les résultats des tests de sélection réalisés au laboratoire CRD de SONATRACH. Les résultats des essais sont affichés dans le tableau IV.6.

Tableau IV.6 : Résultats des essais de laboratoire

| Échantillon Propriétés | Échantillon1: Eau+Paravan25 | Échantillon 2: Reformat pure | Échantillon 3: Reformat+Paravan 25 | Échantillon 4: Diesel+Paravan25 |
|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--|------------------------------------|
| Solubilité (%) | 53.33 | 66.66 | 56.66 | 16.66 |
| Dispersion (%) | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Température (°C) | 60 | 60 | 60 | 60 |
| point d'inflammabilité (°C) | 47 | -5 | -5 | 47 |

Le design qui utilise l'échantillon 1 a une solubilité plus efficace que le modèle de l'échantillon 4 ; l'utilisation de reformat pur donne une solubilité de 66,66%.

Le solvant choisi pour le traitement d'OMM741 est le reformat pure, qui appartient à la raffinerie de SONATRACH et qui est moins cher en comparaison avec les autres solvants, mais d'autre part de la sécurité, si l'on prend en compte à point d'inflammabilité le reformat est un solvant dangereux selon son point d'inflammabilité (-5 °C).

IV.2.6. Historique de Traitements OMM741 :

Jusqu'à maintenant le puits OMM741 présente le problème d'asphaltènes. Il a subi plusieurs opérations de traitement avec différents solvants par les entreprises de service étranger ou par reformat pur ce que possède SONATRACH. L'efficacité de ces produits est limitée par le temps.

Le puits OMM741 produit depuis 1980. L'historique de ce puits depuis 2005, le traitement de production et les différents solvants utilisés sont illustrés sur la figure IV.9.

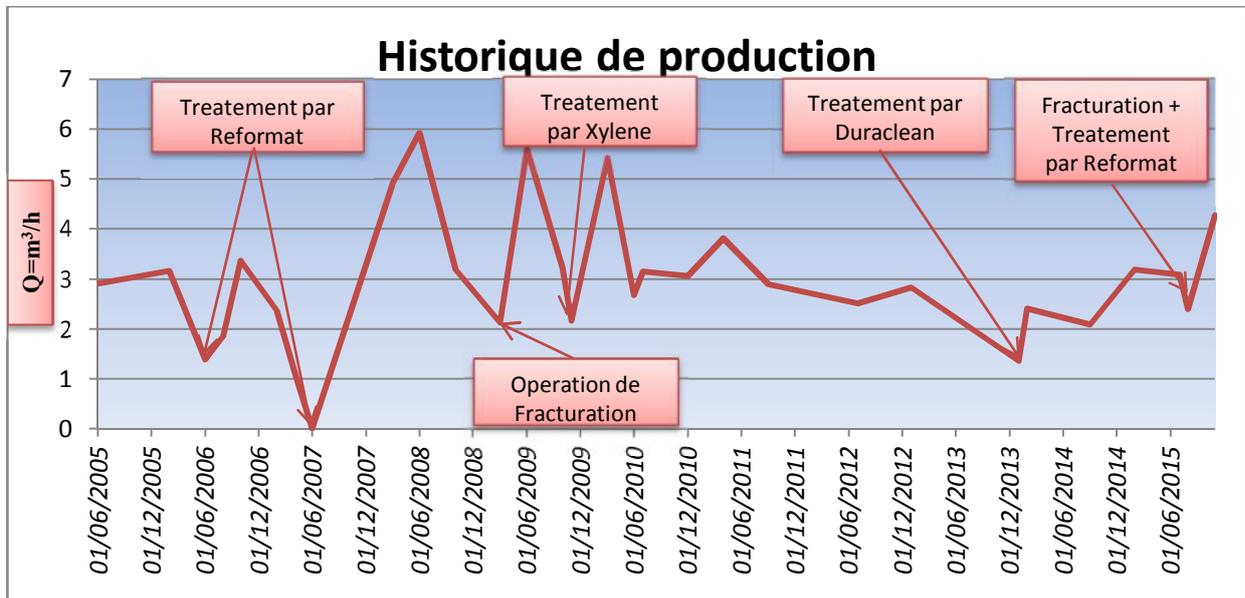


FIGURE IV.9: HISTORIQUE DE PRODUCTION ET DIFFERENTS OPERATIONS

IV.2.7. Traitement par reformat OMM 741 :

La production de puits n'est pas stable, en raison de cette situation il est nécessaire de stimuler du puits avec un solvant approprié.

Le reformat pur est choisi comme un solvant pour ce puits. Le but de ce traitement est de rétablir la productivité des puits par le nettoyage du tube, le fond et même la matrice. Cette opération est effectuée en utilisant une unité Coiled Tubing (CTU).

IV.2.7.1. Nettoyage de tubing et de perforations :

- descente Jetting tool dans le trou (RIH) à 3486 m TVD avec CTU pour laver les perforations par reformat.
- utiliser Tube Clean pour éliminer les dépôts organiques et inorganiques.
- Éjection tous les fluides avec l'azote.

IV.2.7.2. Traitement de Matrice :

- Stimuler le puits avec squeeze par reformat pur dans la perforation.
- Maintenir le puits plein de reformat pur.
- Gardez le puits en trempage 24 heures de temps puis éjecter les fluides avec de l'azote.

IV.2.8. OMM741 après le traitement :

En effectuant l'analyse nodale après le traitement de reformat, nous pouvons déterminer le débit et la température comme il est montré dans la figure IV.10 et figure IV.11, respectivement.

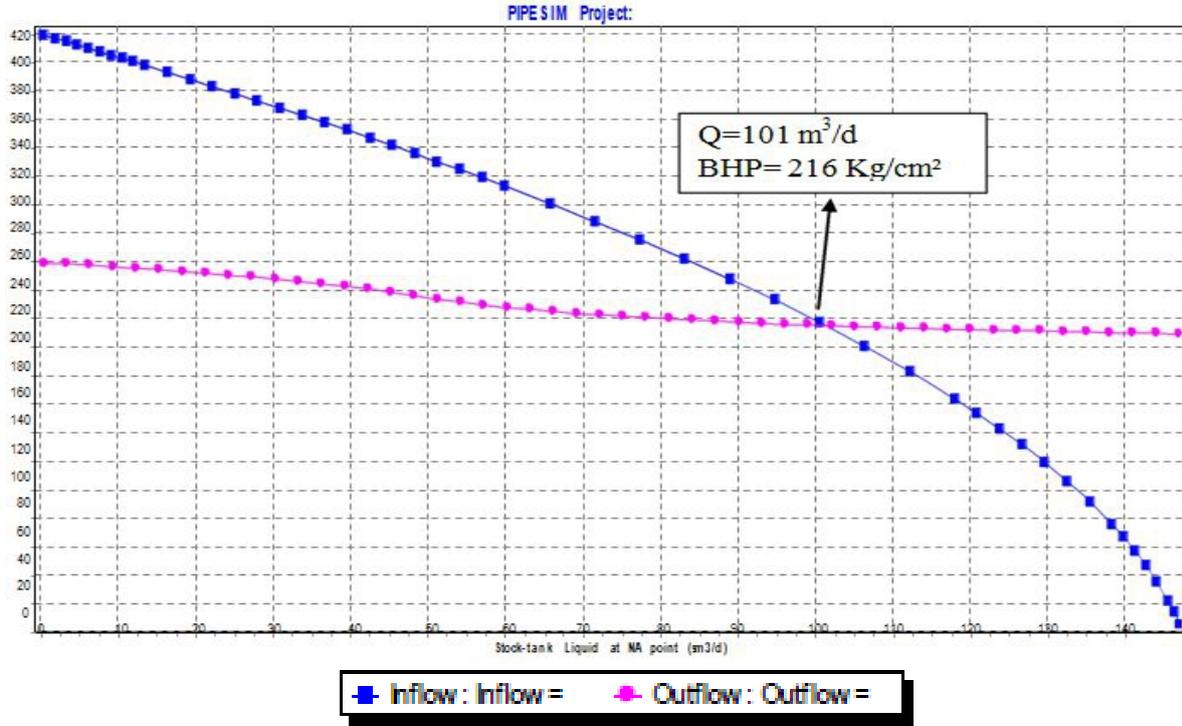


FIGURE IV.10: ANALYSE NODALE OMM741 APRES TRAITEMENT (DEBIT)

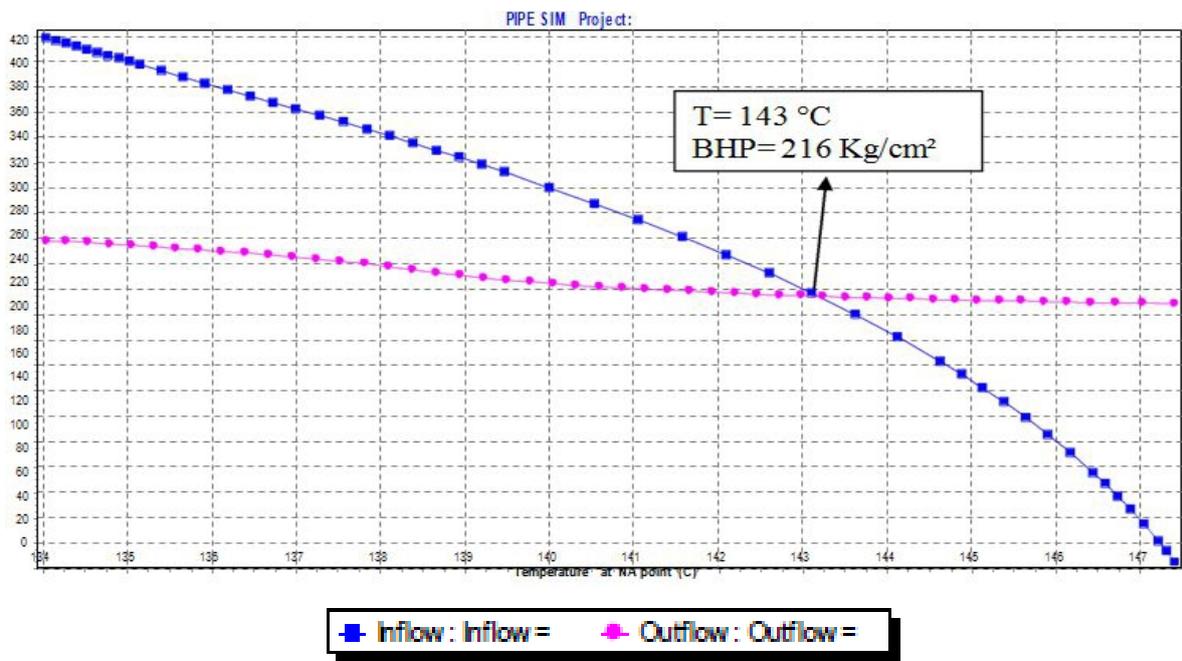


FIGURE IV.11: ANALYSE NODALE OMM741 APRES TRAITEMENT (PARAMETRES THERMODYNAMIQUES)

Après traitement et lors de la restauration de la production du puits, il y a une amélioration importante de 2,8m³/h à 4,2 m³/h, et les résultats montrent une augmentation remarquable de la pression de fond à partir de 188 kg / cm² à 216 kg / cm². Cette amélioration des paramètres de production signifie que les dépôts d'asphaltène sont dissous.

Après le traçage des paramètres de production du puits OMM741, le point de fonctionnement déplacé hors l'enveloppe de phase de déposition d'asphaltène (Figure IV.12).

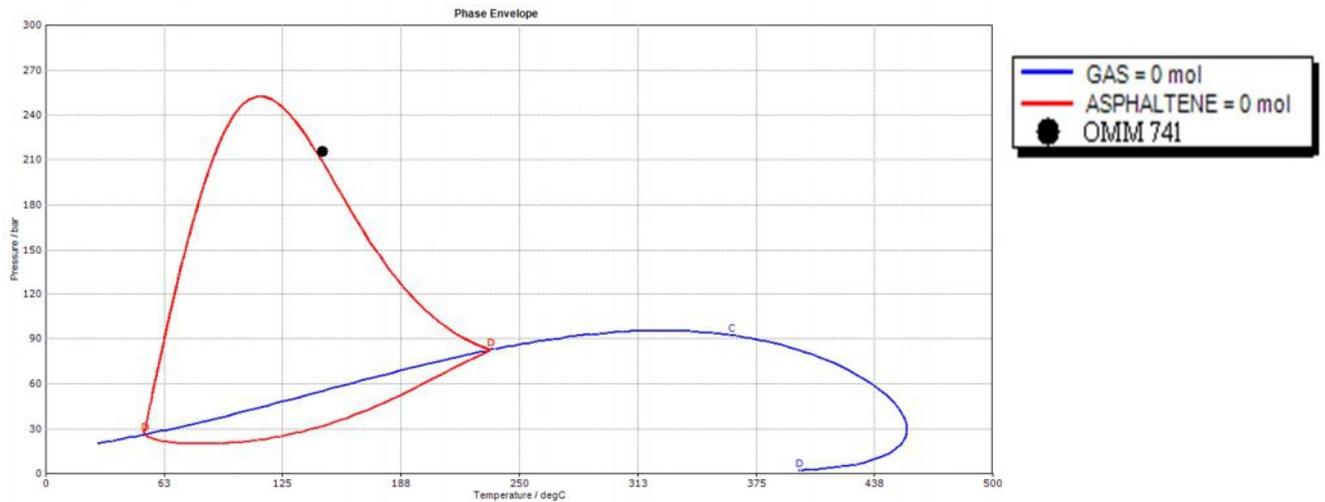


FIGURE IV.12: DEPOTS D'ASPHALTENE OMM741 APRES TRAITEMENT

IV.2.9. Efficacité de la solution :

L'opération de squeeze a un effet manifeste, une réaction positive du puits OMM741 par une augmentation importante sur la pression et la température. Nous pouvons comparer ces paramètres de production dans le tableau IV.7.

Tableau IV.7: Les Paramètres de production avant et après squeeze

| Paramètre \ Temps | WHP (kg/cm ²) | WHT (°C) | Q (m ³ /hr) | IP (m ³ /hr/bar) |
|-------------------|---------------------------|----------|------------------------|-----------------------------|
| Avant squeeze | 18 | 16 | 2,8 | 0,23 |
| Après squeeze | 27 | 30 | 4,2 | 0,50 |

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Dans le champ de Hassi Messaoud, tous les facteurs qui favorisent la déposition des asphaltènes existent. Le but de cette étude est de mettre en évidence les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts.

Les endommagements de dépôts d'asphaltènes dans neuf puits de zone-1 (1A, 1B, 1C) et 23 situés dans le champ de Hassi Messaoud ont été étudiés.

En se basant sur l'analyse SARA et la composition de l'huile, l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes est construite en utilisant le logiciel PIPESIM, ce qui nous a permis de localiser la zone de déposition des asphaltènes.

Suivant les valeurs de pression et de température du fond des puits simulé par le logiciel PIPESIM, les puits étudiés sont localisés dans l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes. Cela signifie que l'endommagement est situé principalement au fond des puits, où l'accumulation des dépôts conduit à un colmatage dans la formation et dans les perfos, avec réduction considérable de la productivité des puits.

Enfin, une étude est faite afin de bien choisir le solvant approprié pour traiter ces dépôts. D'après cette étude, le Reformat est le solvant le plus utile contre ces dépôts et il donne des résultats positifs pendant une durée de 75 jours. Néanmoins le coût de ce traitement est relativement élevé.

Le gain de débit des puits après le traitement par le Reformat est compris entre 1.23 et 6.34m³/h.

Recommandations

On sait bien que les dépôts d'asphaltènes posent des problèmes compliqués dans l'industrie pétrolière et nécessitent des études plus profondes, cela dit quelques recommandations sont signalés comme suit :

- Pompage continu des inhibiteurs de dépôt à travers un capillaire ou un concentrique.
- Analyses PVT récentes.
- Suivi l'évolution des dépôts des asphaltènes dans les puits (par la modélisation).
- Traitement de l'eau d'injection.
- Étude des puits en percé de gaz dans les zones asphalténiques.
- Optimisation du diamètre de la Duse.

ANNEXE A

A.1. Aperçu sur le logiciel PIPESIM

- On fait une modélisation d'un puits à dépôt d'asphaltènes à l'aide de logiciel PIPESIM par :
- Détermination du profil de température, l'analyse nodale par l'analyse de performance du puits.
 - Création de l'Asphaltènes Déposit Envelop (ADE) en évaluant la formation des dépôts d'asphaltènes

A.1.1. Introduction sur PIPESIM

Le logiciel PIPESIM est utilisé par SCHLUMBERGER, il fournit un moyen approfondies, rapides et efficaces pour aider à augmenter la production et à comprendre le potentiel de notre réservoir .Les modèles utilisés dans logiciel PIPESIM sont des écoulements polyphasiques dans le réservoir à la tête de puits, et estiment que les systèmes de levage artificiel y compris les pompes de tige, ESP, et l'ascenseur de gaz. Dans l'Analyse nodale PIPESIM vous permet de créer des parcelles entrée - évacuation à tout moment dans le système, et effectuer des analyses de sensibilité sur une variable système, permet de comprendre où vos possibilités d'amélioration de la production existent. En plus de l'analyse nodale, logiciels PIPESIM offre une variété d'autres tâches bien spécifiques de simulation pour répondre à un large éventail de flux de travail de modélisation.

Le logiciel PIPESIM comprend tous les types de modèles d'achèvement standard pour les puits verticaux, horizontaux, et fracturés, et permet des définitions multicouches complexes en utilisant une grande variété de réservoirs paramètres d'entrée et de descriptions des fluides. PIPESIM nous permet de déterminer la méthode de levage artificiel la plus approprié, Puis d'effectuer un ascenseur détaillé de gaz, pompe à tige, ou la conception ESP. Les outils sophistiqués permettent de sensibilité des paramètres de remontée artificielle (gaz d'injection et d'étages d'ESP) à analyser de sorte que la production optimale peut être obtenue.

Les capacités de modélisation des performances dans le logiciel PIPESIM permettent aux utilisateurs de :

- Diagnostiquer les problèmes qui limitent le potentiel de production des puits
- Optimiser la production des puits existants en quantifiant actions pour augmenter les débits.

A.1.2. Conception et la réalisation de modélisation

- Sélectionnez le tube et le boîtier taille optimale
 - Puits d'injection d'eau de conception ou de gaz
-

ANNEXE A

- Déterminer la durée optimale d'achèvement horizontale Multicouche de modèle et puits multilatéraux
- Faites correspondre les paramètres d'achèvement et les profils de pression température , en utilisant une régression automatisée
- Effectuer une analyse de sensibilité détaillée pour identifier les paramètres d'impact production

A.1.3. Modélisation des écoulements

- Modèle tubulaire, anneau, ou écoulement mixte.
 - Identifier les puits de forage questions d'assurance de flux tels que l'érosion, la corrosion et la formation de solides (échelle, cire, hydrate et asphaltènes).
 - Générer flux vertical performance (VFP) tables pour les simulateurs de réservoir.
 - Diagnostiquer liquide chargement dans les puits de gaz et d'évaluer desmesures pour atténuer le problème.
 - Modéliser les effets des flux croisés entre les zones.
-

ANNEXE A



FIGURE A.1.ORGANIGRAMME DU LOGICIEL PIPESIM

ANNEXE A

A.2. Caractéristiques petro physiques du réservoir

| C A R A C T E R I S T I Q U E S P E T R O P H Y S I Q U E S D U R E S E R V O I R | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------|-----|---------------|-------------------------|--------------------|---------------|--------------|--------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| DRAIN | TOIT (metres) | MUR | EPAIS. (m) | Ep.Ut. (m) | Vsh (%) | POR(%) Log | So(%) Log | Sw(%) Log | EP.CAROT. (m) | POR(%) Core | K (MD) Core | SO (%) Core | SW (%) Core | DENSITE Silts |
| D5 | 3374 - 3420 | | 46 | | | | | | 29.50 | 7,90 | 3,50 | 6,30 | 11,90 | |
| D4 | 3420 - 3461 | | 41 | | | | | | 36.90 | 6,40 | 6,10 | 8,10 | 8,60 | |
| D3 | 3461 - 3484 | | 23 | | | | | | 20.00 | 5,70 | 0.88 | 3,30 | 25,20 | |
| D2 | 3484 - 3493 | | 09 | | | | | | 04.00 | 5,6 | 1,04 | 1,90 | 12,20 | |
| CI-DESSOUS RESULTATS INTERPRETATION PAR ELAN (TROU AVANT WORK-OVER) | | | | | | | | | | | | | | |
| DECOUPAGE DU RESERVOIR | | | | | RESULTATS | | | | | | | | | |
| DRAIN | INTERVALLE (m) | | EPAISS. (m) | INTERVALLE.INTERPR. (m) | EPAISS.INTERP. (m) | PHIE (%) | SW (%) | Vcl (%) | | | | | | |
| D5 | 3374-----3420 | | 46 | 3382-----3420 | 38 | 10.00 | 7.81 | 7.48 | | | | | | |
| D4 | 3420-----3461 | | 41 | 3420-----3461 | 41 | 8.50 | 5.10 | 2.80 | | | | | | |
| D3 | 3461-----3484 | | 23 | 3461-----3484 | 23 | 8.60 | 13.30 | 6.50 | | | | | | |
| D2 | 3484-----3493 | | 09 | 3484-----3492.50 | 8.50 | 7.14 | 6.30 | 2.30 | | | | | | |

A.3. ÉTUDE DE CAS OMM741

A.3.1. Historique de puits OMM741

04/01/2005 lavage avec le solvant et Clean Out ; Le puits reste fermé. Kick off après deux semaines.

01/2006, tube clean & solvent spotted in . Augmentation du débit de 1,86 m³ / h à 3,16 m³ / h

09/2006 kick off après un squeeze de Reformat. Augmentation de Débit 1,38m³/h à 3,36m³/h.

05/2007 traitement par Reformat et nettoyage pour enlever asphaltènes. Opération de squeeze reformat. Kick off après deux jours. Lavage de Reformat après 15 jours. Résultats CTU Diminution de 2,37 à 1,19 m³ / h (30/06/07).

07/2007 le puits arrêt de Q_o = 0,0 m³ / h en raison de problèmes d'Asphaltènes et sel.

10/2007 Traitement d'acide

12/2007 Tub clean. Kick off après un jour.

06/2008 opération de Fracturation. Résultats: Pré-fracturation: Q = 1,48 m³ / h, Post-frac Q = 5,93 m³ / h.

04/2009 traitement avec Xylène. Augmentation de débit 2,12 m³ / h à 5,61 m³ / h.

07/2010 traitement avec Reformat. Augmentation de Débit 2,77 m³ / h à 3,15 m³ / h.

04/2011 traitement avec Xylène. Débit augmente jusqu'à 3,57 m³ / h.

09/2011 traitement avec Reformat. Débit augmente jusqu'à 2,58 m³ / h. kick off après deux jours.

06/2012 traitement avec Reformat. Débit jusqu'à 2,75 m³ / h. kick off après huit jours.

ANNEXE A

12/20012 traitement avec U082 (solvant de Schlumberger). Débit augmente jusqu'à 2,61 m³ / h. kick off après un jour

07/2013 traitement avec Duraclean (solvant de Halliburton). Débit augmente jusqu'à 2,57 m³ / h.

02/2014 traitement avec P130 (paraffine dissolvant: solvant Schlumberger). Avant: 1,39 m³ / h; Après: 2.41m³ / h.

07/2014 traitement avec Paravane 25 sans succès.

08/2014 traitement avec Reformat. Kick off après deux jours.

03/2015 traitement avec Reformat avant de se fracturer.

04/2015 Test d'injection d'eau traitée et fracturation.

06/2015 Reformat squeeze.

07/2015 fracturation, nettoyage après un kick off.

ANNEXE A

A.3.2.COMPLETION DE PUIIS OMM741

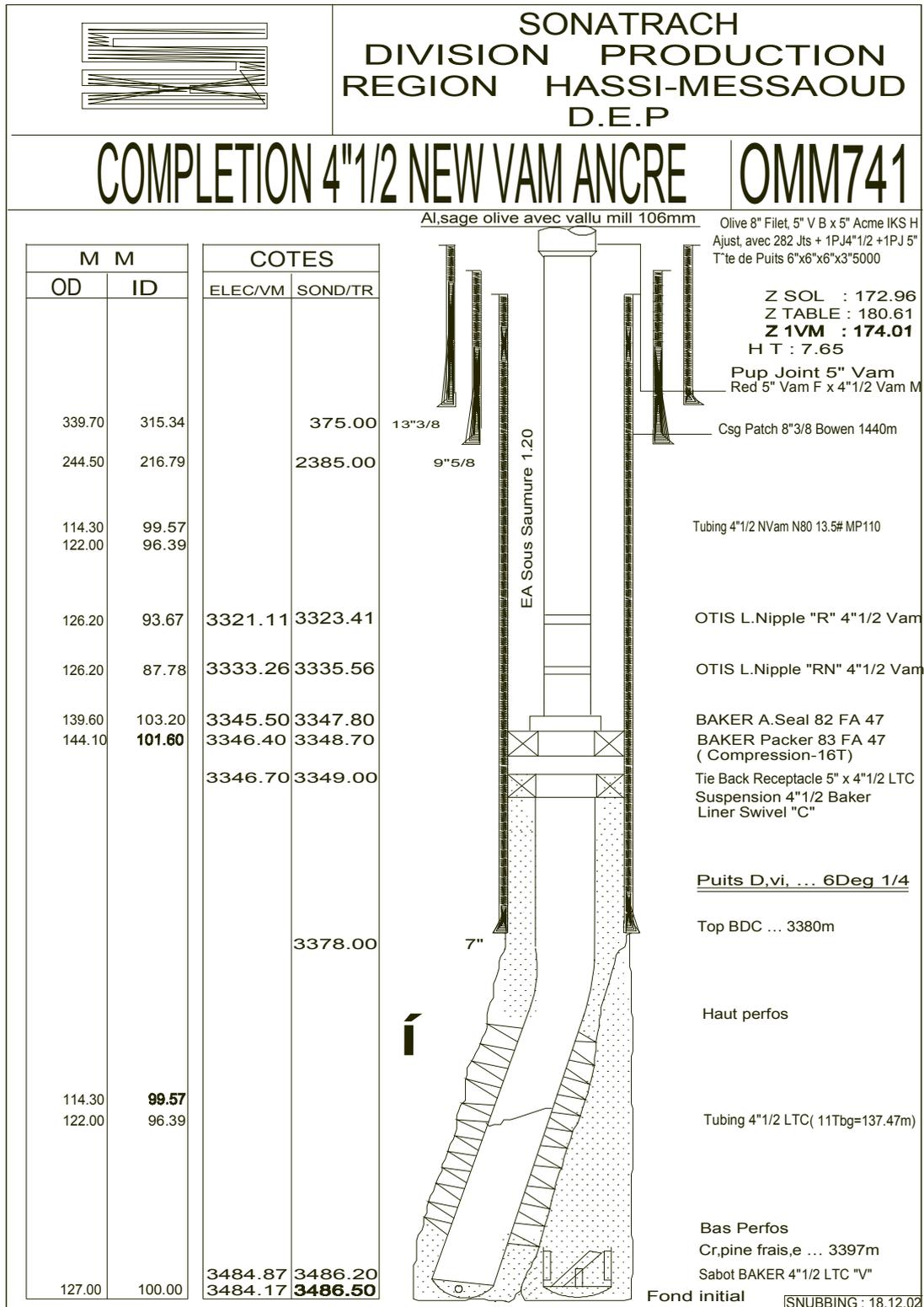


Figure A.2: SCHÉMA DE COMPLÉTION DE PUIIS OMM741

ANNEXE A

A.2.3 Les équipements et produits CTU

A.2.3.1. Les équipements

1 unité de Coiled Tubing de 2", avec Jetting tool à haute pression.

1 unité de pompage à haute pression.

1 convertisseur d'azote N₂ à haute pression.

2 citernes pour le transport et le mélange des produits.

A.2.3.2 Les produits

27 m³ d'eau traitée (avec du KCL)

05 m³ Tube Clean (HCL 7,5%) pour le lavage des perfos.

54 m³ Reformat.

12 m³ d'azote liquide.

A.2.3.3 Procédure de l'opération de traitement matriciel

1- Vérifier la tête de puits et les connexions de surface ainsi que la conduite de torche.

2- Placer et monter l'unité de Coiled Tubing, l'unité de pompage à haute pression, l'unité d'azote et les réservoirs pour mélanger des produits chimiques.

3- Tester en surface le "jetting tool" avec l'eau.

4- Assurer la connexion entre CTU et la tête de puits.

5- Remplir toutes les lignes et le Coiled Tubing avec l'eau traitée. Essai de pression de toutes les lignes et la vanne principale de 5000 psi pendant 15 min (la vanne maîtresse fermée).

6- Mise en pression les annulaires comme indiqué ci-dessous :

9"5/8 × 7" à 500psi.

7" × 4"1/2 à 1500 psi.

7- Ouvrir le puits sur la ligne de torche et commencer la descend CT avec le "jetting tool" à haute pression dans le puits. Tout en faisant circuler le reformat nitrifiée à faible débit (500 scf / bbl) à TD 3481m (augmenter le débit d'azote si nécessaire).

ANNEXE A

8-Circuler le reformat nitrifiée (500 scf/bbl) jusqu'à le top des perfos 3421 m, augmenter la pression circulant à 4000 psi et nettoyer les perfos tout en manipulant le CT (faisant plusieurs passes, vers le haut et vers le bas) le long de l'intervalle perforé 3421-3469m en utilisant le "jetting tool" à haute pression pendant le pompage des fluides suivantes:

- 03 m³ Reformat nitrifié (N₂+Reformat) à 500scf/bbl
- 03 m³ Eau traitée nitrifiée à 500scf/bbl
- 03 m³ Reformat nitrifié à 500scf/bbl.
- 03 m³ Eau traitée nitrifiée à 500scf/bbl.
- 03 m³ HCL(Tube clean) nitrifié à 500scf/bbl.
- 03 m³ Reformat nitrifié à 500scf/bbl.
- 03 m³ HCL nitrifié à 500scf/bbl.
- 03 m³ Reformat nitrifié à 500scf/bbl.

9-Injecter avec CT 1m³ de l'azote à un débit maximal, puis remplir le puits avec 27 m³ de Reformat jusqu'à ce que vous obtenir un retour sur la ligne de torche.

10- Fermer le puits, fixer le CT à 3461m et commencer la squeeze de Reformat avec un débit maximal.

06 m³ Reformat (3461m)

06 m³ Reformat (3449m)

06 m³ Reformat (3438m)

11- Laisser la ligne de retour bien fermé et tirer le CT à la surface.

12- fermeture de puits (la vanne maîtresse supérieure et la vanne latérale) et laisser le Reformat dans le puits 48heures.

13-Ouvrir le puits après 48heurs à la ligne de torche et dégorger le puits, utiliser CT pour dégorger le puits (kick off) par l'azote si nécessaire.

14- Une fois que le débit puits est confirmée, démonter tous les équipements et mettre le puits en production.

15- Evaluer le puits par test de Jaugeage.

Nomenclature

| | |
|-----------------|---|
| C.F.P.A | <i>Compagnie Française de Pétrole d'Algérie</i> |
| SN.REPAL | <i>Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie.</i> |
| NaCl | <i>chlorures de sodium</i> |
| SARA | <i>Sature; Aromatique; Résine; Asphaltène</i> |
| T _{eb} | <i>température d'ébullition</i> |
| HPLC | <i>chromatographie en phase liquide (chromatographie flash)</i> |
| TLC | <i>la chromatographie sur couche mince</i> |
| HMD | <i>Hassi Messaoud</i> |
| EOR | <i>enhancing oil recovery</i> |
| D | <i>Densité API</i> |
| Sludge | <i>d'émulsions de films rigides</i> |
| PNA | <i>paraffine, des naphènes et des l'aromatiques</i> |
| PIPESIM | <i>logicielle de simulation</i> |
| FBHP | <i>pression de fond de puits dynamique</i> |
| Q | <i>Débit de production m³ /h ou m³/j</i> |
| CRD | <i>Centre de Recherche et Développement</i> |
| SONATRACH | <i>Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures</i> |
| Ph | <i>l'acidité de la solution</i> |
| Pb | <i>pression de bulle</i> |
| CTU | <i>Unité de Coiled Tubing</i> |
| RIH | <i>Run in hole</i> |
| Wht | <i>Well head temperature</i> |
| Whp | <i>Well head pressure</i> |
| TVD | <i>La profondeur verticale de trou m</i> |

Bibliographie

- [1].A.B Aissa,L. Said et Z.Abdelhak , “ Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d’asphaltènes a HMD (CRD) “ ,JST communication ,1996 .
- [2].Ali, L.H. and Al-Ghannam, K.A., “ Fuel“, 1981.
- [3].Andersen S.I,Speight J.G, “ Petroleum science and technology“,2001.
- [4].B. Benayada, Z. Rahmani, “Applied Energy “ ,1999.
- [5].Branco, V.A.M., Mnsoori, G.A., De Almeida Xavier, L.C., Park, H., Manafi, H.,”Asphaltene flocculation and collapse from petroleum fluids”.2001.
- [6].Burya, Y. G.; Yudin, I. K.; Dechabo, V. A.; Kosov, V. I.; Anisimov, M. A. “Light- scattering Study of Petroleum Asphaltene Aggregation”. 2001,
- [7].Carbognani. I.; Orea. M.; Fonseca. M. “ Energy & Fuels“ 1999,
- [8].D. Veillon ; “ La liaison couche-trou “, EditionsTechnip, France, 2001.
- [9].Data Bank- Sonatrach DP- EP/département contrôle puits, HMD, 2016.
- [10].Djimtemadji Charles,” caractérisation des propriétés réservoir a partir des essais transitoires et analyse des indices des productivités des puits non conventionnels. champ de HMD” Thèse D’ingénieur D’état- Université De Boumerdes, 2008.
- [11]. Hansen, J.H. et al.: “A Thermodynamic Model for Predicting Wax Formation in Crude Oils,” AIChE J. 1937, December1988.
- [12]. Herzogp, “ Macrostructure Des Asphaltènes De Pétrole Brut En Milieu Naturel Et En Solution “.E. Technip, Paris, France, 1999.
- [13]. Meddi. H,ELKHAMES.L,Thèse “ étude et analyse des traitement des dépôts d’asphaltene dans un région de haoudh berkaoui (application au puits BKP4),2015 .
-

Bibliographie

- [14]. Musser B.J, Klipatrick .P.K, “Energy&fuels“,1998.
- [15]. O. León, E. Rogel, J. Espidel, and G. Torres, “ Energy & Fuels“ 2000.
- [16]. Pan, H. and Firoozabadi, A.: “Thermodynamic Micellization Model for Asphaltene Aggregation and Precipitation in Petroleum Fluids,” May 1998.
- [17]. Park, S.J., and Mansoori, G.A; “Aggregation and Deposition of Heavy Organics in Petroleum crudes”, Int.J.energy Sources, 1988.
- [18]. Pfeiffer J. P, “ The Properties of Asphaltic Bitumen“, Elsevier, Amsterdam, 1950.
- [19]. Sheu E.Y,Mullins O.C, “ Asphaltene Fundamentals and Applications “, Ed. Plenum Press.New York ,1995.
-

RÉSUMÉ

المخلص

بالرغم من أن النفط الخام الجزائري يحتوي على كميات بسيطة فقط من الأسفلتين ، فهو غير مستقر نظرا لعملية التجمع أثناء التخزين. كون أن الأسفلتين يعتبر الجزء الأثقل و الأكثر قطبية في تركيب النفط الخام فإنه مسئول عن تشكيل الرواسب بسبب ميله القوي للتجمع الذاتي الذي يسبب مشاكل كبيرة في الإنتاج على مستوى المصنع النفطي. و الرمي اللامسئول لهذه المواد العضوية في الطبيعة يولد مشاكل بيئية خطيرة.

الهدف من عملنا هو لتبيان مدى تأثير العوامل الترموديناميكية (الضغط والحرارة) على الترسيب.

لذلك سنعتمد على تحاليل SARA, مكونات البترول و ظرف الترسيب الإسفلتي مستخدمين في ذلك برنامج PIPESIM, الذي بدوره يسمح لنا بحصر منطقة ترسيب الإسفلت.

وفي الأخير قمنا بدراسة لاختيار المذيب الأنسب لمعالجة الترسيب الإسفلتي .

بعد هذه الدراسة استنتجنا أن Reformat هو المذيب الأكثر نفعاً ضد هذه الترسبات.

RESUME

En dépit du fait que le pétrole brut Algérien contient seulement de petites quantités d'asphaltènes, il est instable vis-à-vis du processus de floculation lors de son stockage. Les asphaltènes représentent la fraction la plus lourde et la plus polaire du pétrole. Ces composés sont responsables de la formation de dépôts en raison de leur forte tendance à l'auto-agrégation causant des problèmes opérationnels majeurs dans l'industrie pétrolière. Le rejet pur et simple de ces matières organiques à l'air libre n'est pas préconisé car pouvant engendrer de graves problèmes écologiques.

Le but de cette étude est de mettre en évidence les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts.

En se basant sur l'analyse SARA et la composition de l'huile, l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes est construite en utilisant le logiciel PIPESIM, ce qui nous a permis de localiser la zone de déposition des asphaltènes.

Enfin, une étude est faite afin de bien choisir le solvant approprié pour traiter ces dépôts. D'après cette étude, on a trouvé que le Reformat est le solvant le plus utile contre ces dépôts.