

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série:/2017

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

Benchaa Abderrahmane et Oubira Anouar

-THÈME-

ETUDE DE PROBLEME DES ASPHALTENES

CARACTERISANT DANS LA ZONE 1

(CHAMP DE HASSI MESSAOUD)

Président : *Mr Boudjama Souhila*..... Univ. Ouargla

Encadreur : *Mr Ali Zerrouki Ahmed*..... Univ. Ouargla

Examineur : *Mr Hafsi Fadhila*..... Univ. Ouargla

ANNÉE UNIVERSITAIRE: 2016/2017

Remerciement

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années d'études effectuées au sein de l'université Kasdi Merbah, je remercie **Allah** pour le courage qui nous a donné pour terminer ce travail.

Je remercie encore l'encadreur **Mr. Ali Zerrouki Ahmed** pour la confiance, dont il a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.

✓ On tient à remercier Président : **Mem Boudjama Souhila**

- Examineur : **Mem hafsi Fadhila**

✓ On tient à remercier toute personne qui nous a aidé pour finir ce travail

✓ Nous remercions aussi l'ensemble du personnel de **SONATRACH/**

DP hassi Messaoud, pour l'hospitalité, l'encouragement et l'aide technique.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département production qui ont contribué à notre formation.

✓ Mes remerciements aussi a **Mr.fodil hadjaj** et **zaki ben seddik**

✓ Enfin, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents, mes sœurs et mes frères, mes amis pour les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.

Merci encore à tous.....



DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail à:
Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adresse également à mes chers frères, à
toutes mes sœurs, à tous les membres de ma famille et

toute personne qui porte le nom de ***Benchaa***

Aussi, je dédiee travail à tous mes Cher amis

et n'emporte quel connu ***Abderrahmane***

Sans oublier mes collègues de promo

Et bien sur

OUBIRA ANOUAR



DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail à:

Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères, à toutes

Mes sœurs, à tous les membres de ma famille et

Toute personne qui

Porte le nom ***OUBIRA***

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

BACHIR, ABDENNOUR, BILAL, et les autres

Sans oublier mes collègues de promo

Et bien sur

ABDEREHMANNE BENCHAA

استغلال النفط يواجه

الأنايبب نتيجة تكون الإسفلت. لتجنب هـ ا الإشكال يبد

تحدد الظروف التي تتشكل فيها هـ
كثيرة
الاسفلت كما تم انشاء منحنيات تشكلها لتحديد المناطق الامنة التي تسمح للمستغلين استخراج النفط خارج شروط تشكل
الاسفلت. تم الحصول على هذه المنحنيات عن طريق البرمجة الرقمية PIPESIM اعتمادا على النتائج التجريبية
و الحرارة و تركيب النفط
كلمات دلالية المحاكاة, المذيب ,

Résume

L'exploitation du pétrole brut s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôts des asphaltènes. Pour éviter ce problème, les exploitants cherchent à déterminer les conditions auxquelles se forment ces bouchons. Ce travail a été réalisé sur la zone 1 du champ de Hassi Messaoud, une zone qui a connu beaucoup de problèmes de formation des asphaltènes, lesquels ont provoqués beaucoup d'accidents. L'objectif de ce travail est d'étudier les conditions de précipitation et stabilité des asphaltènes, et d'établir les courbes de précipitation des asphaltènes déterminant les zones de sécurité permettant aux exploitants de travailler en dehors de ces conditions.. Ces courbes ont été obtenues numériquement à l'aide du logiciel commercial (PVTsim etPIPESim) en utilisant les résultats expérimentaux et en mesurant la pression de formation des asphaltènes pour chaque palier de température. Mots clé : asphaltène, pétrole brut, Etude laboratoire, dissolvant, Simulation.

ABSTRACT

The exploitation of natural gas has encountered difficulties due to plugging of pipelines by hydrate deposits (plugs formation). To avoid this problem, operators seek to determine the conditions which form these plugs. This work has been done on the zone 1 of Hassi messaoud oil field, this field has many problems of asphaltening formation which have caused many accidents. The objective of this work is to study the conditions of formation and stability of petrol and to establish the curves of asphalt precipitation, determining the safety zones to allow operators to work outside these conditions. The curves obtained numerically using commercial software (PVTsim and PIPEsim) and using experimentally result by measuring asphaltening formation presser for each level of temperature. Keywords : asphalt, petrol, laboratory Study, dissolvent, Simulation.

Sommaire

Sommaire	I
Liste des tableaux	VI
Liste des figures	VIII
Nomenclature	IX

Chapitre 1 : Généralités sur le champ de Hassi Messaoud

Introduction.....	11
1.1 Généralités sur le champ de HMD.....	13
1.2 Historique du champ	13
1.3 Situation du champ de Hassi-Messaoud	14
1.3.1 Situation géographique.....	14
1.3.2 Cadre géologique.....	14
1.3.3 Zonation et numérotation des puits.....	15
1.3.4 Description du réservoir	17
1.4 L'endommagement dans le champ de Hassi Messaoud	18
Introduction	19
1.4.1 Signification et définition de l'endommagement	19
1.4.2 Localisation des endommagements	19
Au fond du puits	19
A la paroi du puits	19
Aux abords des puits	20
1.4.3 Accumulations des particules	20

1.4.4L'origine de l'endommagement de la formation	21
1.5 Les différentes causes de l'endommagement	21
1.5.1 Endommagement dû à la formation.....	21
1.5.2 Dépôts organiques (les asphaltènes)	21
1.5.3 Dépôts de sel	21
1.5.4 Dépôts des paraffines	22
1.5.5 Dépôts des sulfates	22
1.5.6 Migration des fines	22
1.5.7 Gonflement des argiles	23
1.5.8 Endommagement dû aux opérations sur puits	23
1.5.9 Le colmatage des perforations	23
1.5.10 Changement de la mouillabilité	23
1.5.11 Formation d'une émulsion	23
1.5.12 Endommagement dû aux perforations	24
1.5.13 Invasion du filtrat de ciment	24
1.5.14 Endommagement dû à la stimulation	24
1.5.15 Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides	24

Chapitre2 : Généralités sur les asphaltènes

Introduction.....	25
2.1Définition.....	25
2.2Les Résines	26
2.3Origine géochimique des asphaltènes	26

2.4	Composition chimique des asphaltènes	27
2.5	Le rapport atomique H/C	28
2.6	Structure moléculaire des asphaltènes.....	29
2.7	Caractérisation des asphaltènes	31
2.8	Dépôts organiques (les asphaltènes)	31
2.9	Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes.....	33
2.10	Facteurs influençant la déposition des Asphaltènes.....	33
2.10.1	Influence de la température et de la pression sur la floculation	33
2.10.2	Effet des gaz injectés	35
2.10.3	Influence du solvant sur la floculation et la précipitation des asphaltènes.....	35
2.10.4	Influence des résines sur la stabilité des asphaltènes	37
2.10.5	Teneur en asphaltènes dans le brut	37
2.10.6	Action des Ions métalliques	38
2.10.7	Endommagement de la formation par la déposition des Asphaltènes	38
2.11	Déposition des asphaltènes dans la roche réservoir	38
2.13	Mécanisme d'endommagement de la formation par la déposition des asphaltènes	39
2.14	Effet de la déposition sur la mouillabilité de la roche	40
2.15	Adsorption des asphaltènes dans les conditions statiques	42
2.16	Déposition des Asphaltènes dans le tubing	43
 Chapitre3 : Etude de cas (puit OMM 413)		
	Introduction.....	44
3.1	Enveloppe de dépôt d'asphaltènes (ADE).....	44
3.2	Quel est le PIPESIM ?	44
3.3	Modélisation des puits	45

3.4 Dépôts d'asphaltènes dans la zone-1A	45
3.5 Étude du cas omm413	46
3.5.1 Informations générales sur le puits	47
3.5.1.1 Le débit calculé en fonction de temps	48
3.5.1.2 Buildup tes.....	48
3.5.1.3 L'analyse nodale	49
3.5.2 Traitement du puits OMM 413 avec le reformat	52
3.5.3 Nettoyage des perforations et le tubing	52
3.5.4 Traitement de la matrice	53
3.5.5 OMM413 après traitement	55
3.6 L'efficacité du traitement	57
3.7 Le coût technique	58
3.8 Les solutions proposées	59
3.8.1 Installation du concentrique.....	59
3.8.2 Réglage de la dusse	59
Conclusion.....	61
Annexe.....	62
Recommandation.....	70
Bibliographie.....	71

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes du brut de Hassi Messaoud	29
TABLEAU II 2 : Résultat de l'expérience de l'adsorption des asphaltènes sur les différents minéraux.....	44
Tableau III.1 : La pression et la température au nœud.....	46
Tableau III.2 : Les résultats de build up test.....	51
Tableau III .3 : Complétion de OMM413.....	51
Tableau III.4 : PVT de OMM413.....	51
Tableau III.5 : les valeurs de BHP et le débit et température avant le traitement.....	53
Tableau III 6 : les résultats après le traitement.....	57
Tableau III.7 : le coût de l'opération.....	59

Liste des figures

Figure 1.1 : situation géographique champ de Hassi Messaoud.....	15
Figure 1.2 : situation géologique de champ de Hassi Messaoud.....	16
Figure1.3 : zonation de champ de Hassi Messaoud.....	17
Figure1.4 : bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne...	18.
Figure1.5 : Localisation de colmatage.....	20
Figure2.1 : schéma d'un dépôt d'asphalténe.....	26
Figure2.2 : defferent type de kérogène.....	28
Figure 2.3 : Solubilité des Asphaltènes dans les différents solvants	30
Figure 2.4 : Structure des Asphaltènes selon le Modèle de Yen.....	32.
Figure2.5 dépôt d'asphalténe dans le tubing de production.....	33
Figure2.6 : les zones asphalténiques dans H M D.....	34
Figure2.7 : Effet de la pression sur le taux de floculation à 118°C condition du réservoir (Brut Hassi Messaoud CRD -SONATRACH).....	35
Figure2.8 : Effet de la pression et de la température sur la déposition (huile iranienne)..	36
Figure2.9 : Solubilité des asphaltène dans l'huile après ajout de différents solvants aliphatiques.....	38
Figure2.10 : Effet du poids moléculaire du solvant ajouté sur la quantité de dépôt Arabian oil.....	38
Figure 2.11 : Région endommagé par la déposition des asphaltènes.....	40
Figure 2.12 : Variation du profil de perméabilité dans la zone endommagée par les .asphaltènes.....	41
Figure 2.13 : Variation du profil de porosité dans la zone endommagé par les asphaltène.....	41

Figure 2.14 : Adsorption des asphaltènes sur la surface des grains de la roche causant le changement de mouillabilité.....	42
Figure 2.15 : Changement de la perméabilité relative de la roche réservoir avec l'adsorption des Asphaltènes sur la surface des grains.....	43
Figure3.1 : l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes de les puits de la zone 1A.....	47
Figure3.2 : la carte de la zone 1A dans le champ de HMD.....	48
Figure 3.3 : diagramme exprime le débit calculé en fonction du temps.....	50
Figure 3.4 : L'analyse nodale du omm413 avant le traitement.....	52
Figure3.5 : Profile de la température de omm413.....	53
Figure3.6 : Phase d'enveloppe des asphaltènes ADE.....	54
Figure3.7 : Analyse nodale de OMM413 après traitement.....	56
Figure3.8 : Profile de température de OMM413 après le traitement.....	57
Figure3.9 : ADE phase d'enveloppe des asphaltènes.....	58
Figure3.10 : Influence du diamètre de la duse sur BHP.....	61

Nomenclature

ADE	Enveloppe de dépôt d'asphaltènes	-
Bo	Facteur volumétrique d'huile	bbl/STB
BHP	pression de fond bar	kg/cm ² ou
BJSP	Byron Jackson Service aux puits	-
CCE	Concentrique	-
CRD	Centre de Recherche et Développement	-
CTU	Unité de Coiled Tubing	-
d	Densité	API
D	Diamètre	mm ou inch
EOR	Enhancing oil recovery	-
GOR	Rapport du gaz sur l'huile	sm ³ /sm ³
h	Epaisseur de réservoir	m
H	Hauteur (épaisseur) de réservoir	m
HMD	Hassi Messaoud	-
IP	Index de productivité	m ³ h-1bar-1
IPR	Inflow performance relation ship	-
IFP	Institut Français Du Pétrole	-
K	Perméabilité du milieu poreux	md
K	Perméabilité de réservoir	md
MD	La profondeur mesurée	m
MW	Masse moléculaire	g/mol
Pb	Pression de bulle	kg/cm ²

Pwf	Pression de fond	kg/cm ou bar
Pws	Pression de gisement	kg/cm ²
Pr	Pression de réservoir	kg/cm ²
Psep	Pression de séparateur	kg/cm ²
POT	Pay-out-time	-
Qo	Débit de l'huile	m ³ /j ou m ³ /h
q	Débit de production	bbbl/j
qo max	Débit maximal	bbbl/j
re	Rayon de drainage du puits	ft
rw	Rayon du puits	ft
S	Skin	-
SARA	Saturated; Aromatic; Resin; Asphaltene	-
Sw	Saturation en eau	%
Tf	Température de fond	°c
Tr	Température de réservoir	°c
TPC	Tubing performance curve	-
TVD	La profondeur verticale de trou	m
Vsh	Volume d'argile	%
WOR	Rapport d'eau sur l'huile	m ³ /m ³
μo	Viscosité d'huile	cp
	Masse volumique	g/cm ³
	Différence	-
	Porosité du réservoir	%

Introduction

Dans l'industrie du pétrole, plusieurs problèmes ont perturbé la production. Ces Problèmes d'une part liés au gisement et d'autre part liés au puits lui-même.

L'un de ces problèmes est les dépôts d'asphaltènes qui se forment au cours de l'exploitation, et représentent une véritable calamité, parce qu'il influe gravement sur la production et le transport de fluides pétrolifères. La quantité de précipitation ou la déposition des asphaltènes peut provoquer un endommagement de la formation ou un bouchage (dans la formation, les perfos, la colonne de production, les installations de surface..... etc.)

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 (0.08 à 0.2 %), on cite particulièrement dans la zone 1(1A, 1B, 1C) et 23 situées dans la partie ouest du champ.

L'impact de dépôt d'asphaltènes sur la production :

L'endommagement causé par le dépôt d'asphaltènes est un problème difficile et sévère, pas facile de l'enlever par une opération simple. Ce phénomène a un impact sur la production. Ces dépôts causent le colmatage des canalisations de transport et la perte de la capacité du réservoir qui diminue les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante.

Dans le tubing et les installations de surface, ces dépôts sont la cause des pertes de charge qui diminuent le débit et engendrent des dépenses supplémentaires d'entretien.

Dans la roche réservoir, aux abords des puits, l'endommagement par colmatage causé par les dépôts d'asphaltènes, aboutit à une réduction de la perméabilité de milieu poreux. Cette situation conduite à une baisse de productivité du gisement et dans le cas le plus grave elle peut être la cause de fermeture de puits.

Notre étude a été envisagée initialement à cause de la baisse importante de la productivité de plusieurs puits appartenant à la zone1A du champ de Hassi Messaoud malgré que ces puits ont une pression de réservoir importante.

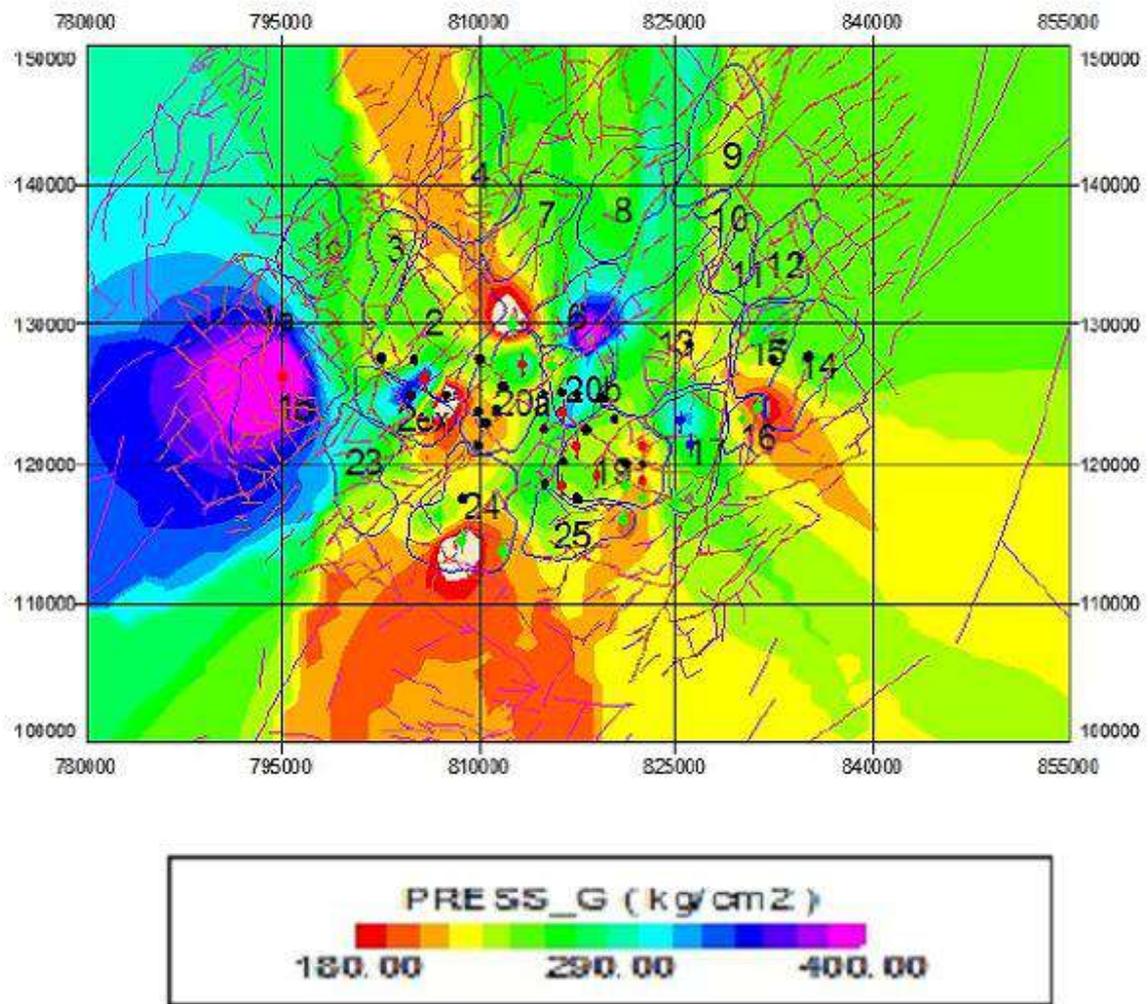


Figure représente la distribution des pressions dans le champ de hassi messoud

Les objectifs visés à travers notre étude sont les suivants:

- Étude des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud.
- L'impact de dépôts d'asphaltènes sur la production.
- Création d'un outil de contrôle ADE (Enveloppe de Dépôt d'Asphaltènes).
- Traitement des asphaltènes, en utilisant un solvant aromatique (Reformat).
- Des solutions préventives et économiques contre les dépôts d'asphaltènes.

Chapitre 1 : Généralités sur le champ de Hassi Messaoud

Comme tous les champs pétroliers autour le monde, le champ de HMD rencontre au cours de leur exploitation des problèmes qui affectent sur leur la productivité globale, parmi l'un de ces problèmes est les endommagements qui font leurs effets sur la formation.

Dans ce chapitre on va représenter le champ de HMD et les différents endommagements qui peuvent l'affecter.

1.1 Généralités sur le champ de HMD :

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres petro physiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....). Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.(9)

1.2 Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- ✓ Au Nord la C.F.P.A (Compagnie Française de Pétrole d'Algérie).
- ✓ Au sud la SN.REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie) .(8)

1.3 Situation du champ de Hassi-Messaoud :

1.3.1 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien, à 850Km au Sud-est d'Alger et 350Km 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.

- Sa localisation en coordonnées géographique est la suivante :

-Au nord par la latitude 32°15. -Au sud par la latitude 31°30.

-A l'ouest par la longitude 5°40. -A l'est par la longitude 6°35.

- En coordonnées Lambert :

X= 790.000 à 840.000 Est.

Y= 110.000 à 150.000 Nord. (8)



Figure1.1: situation géographique champ de Hassi Messaoud

1.3.2 Cadre géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale. Qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province pétrogazéifère. Il est délimité par :

- A l'Ouest par la dépression d'oued Mya.
- Au Sud par le Horst d'Amguid.
- Au Nord par la structure Djamaa Touggourt.
- A l'Est par la dépression de Ghadamès, Rhoude El Baguel et les hauts fonds de Dahar.(9)

- Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12*

O : Majuscule, permis d'Ouargla. m: superficie de la zone à huile: 1600 km². o: Minuscule, su

perficie de la zone à huile de 100 km²,

3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

- Champ Sud: La numérotation des zones est chronologique. Ex: MD1, MD2, MDZ509.

(8)

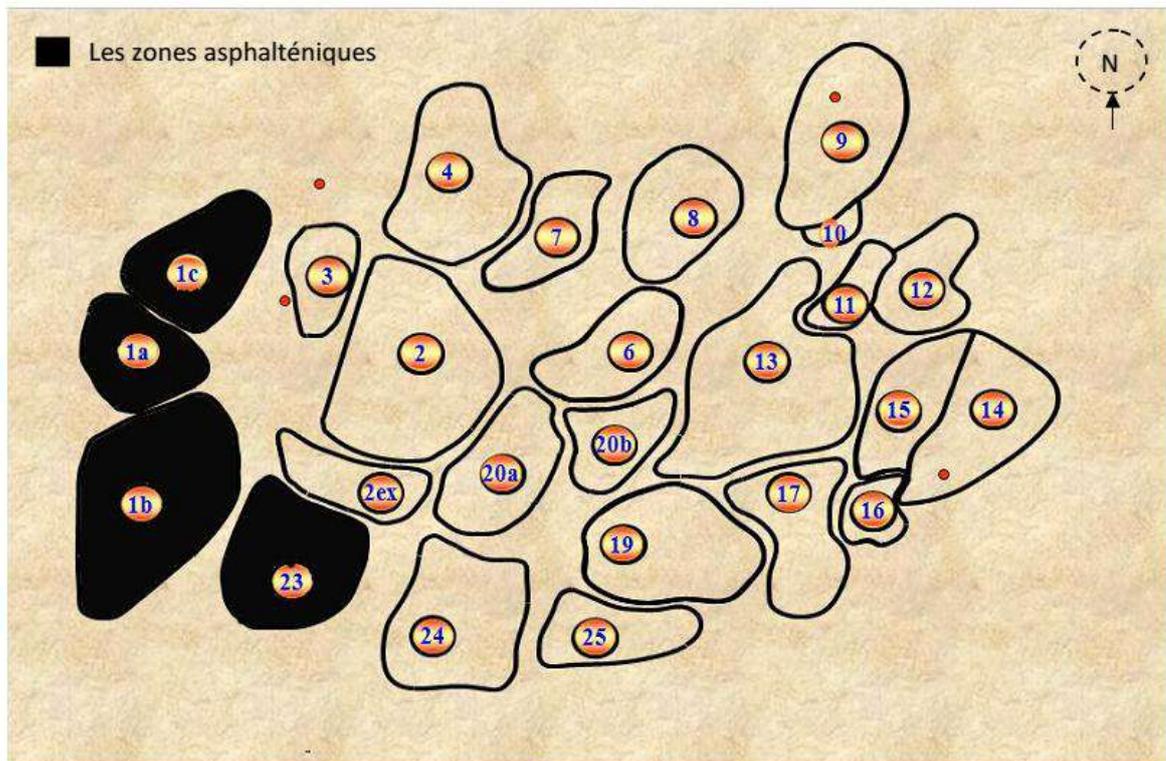


Figure1.3 : zonation de champ de Hassi Messaoud (8)

Les zones en noire représentent les zone asphalténique dans ce champs

1.3.4 Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud a une profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants

directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion poste paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas de:

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro conglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab. (4)

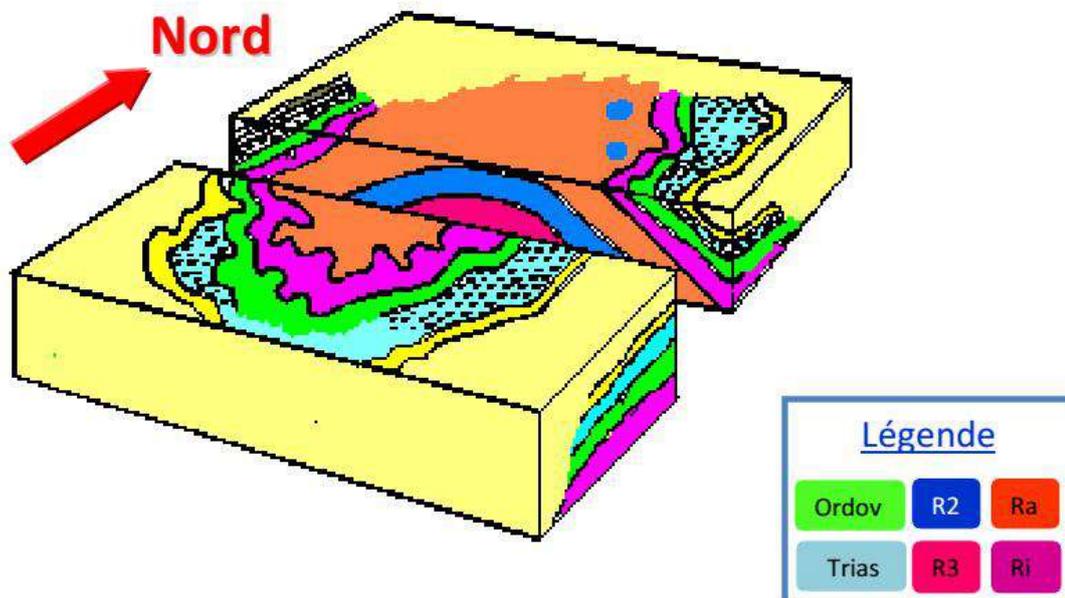


Figure 1.4 : bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne

1.4 L'endommagement dans le champ de Hassi Messaoud :

L'endommagement des formations dans le champ de Hassi Messaoud est un vrai problème qui englobe toute opération d'exploitation, celui-ci est l'une des raisons pour laquelle les puits ont un indice de productivité ou d'injectivité très faible. Cet endommagement a plusieurs sources et plusieurs causes. Cette partie d'étude a pour but d'identifier et d'analyser les différents endommagements dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud.(1)

1.4.1 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).(9)

1.4.2 Localisation des endommagements :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous(Figure.1.5) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.(1)

✓ Au fond du puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (asphaltènes, paraffines, sels ...).(1)

✓ A la paroi du puits :

Cake externe : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.(1)

✓ Aux abords des puits :

Cake interne: Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

La zone envahie: Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité.
- Formation d'émulsions.
- Gonflement et /ou délitage des argiles.
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.(3)

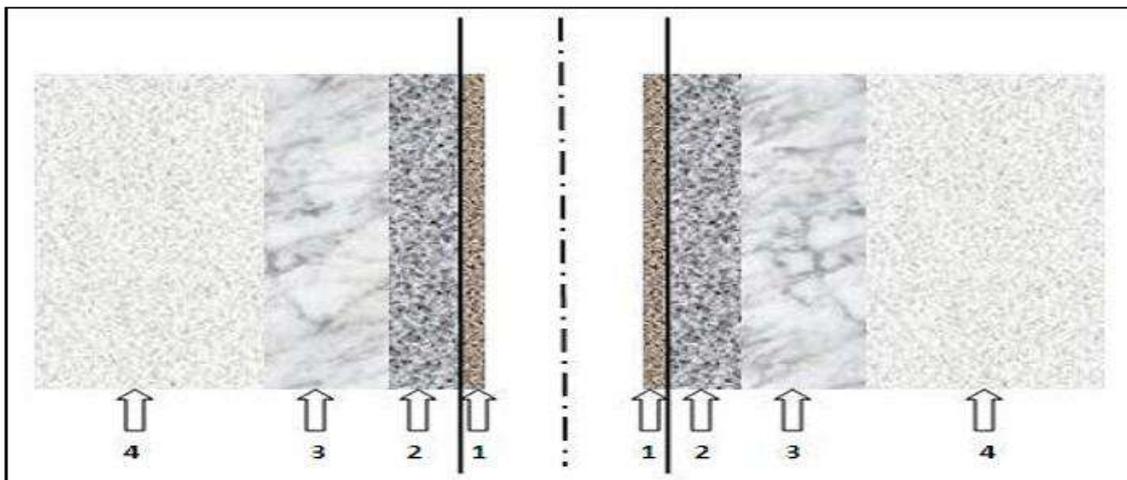


Figure1.5 : Localisation de colmatage (3)

1.4.3 Accumulations des particules :

Divers types des particules organiques (les asphaltènes) résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir. (3)

1.4.4L'origine de l'endommagement de la formation :

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum. Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Workover, Snubbing et les opérations de forage.

1.5 Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

1.5.1 Endommagement 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. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification ou bien par fracturation ; par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, injection des solvants (ex : le Reformat), bouchon d'eau, parmi lesquels nous citerons : (2)

1.5.1.1 Dépôts organiques (les asphaltènes) :

Le dépôt d'asphaltènes est un problème courant dans la production de champ de Hassi Messaoud en particulier dans la zone 1 (1A, 1B et 1C) et la zone 23. Le dépôt d'asphaltènes, cause un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.

Dépôts de sel :

Le sel [le chlorure de sodium(NaCl) qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Certaines eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 350 g/l. Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voire même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ; mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄ (Sulfates de Baryum).(3)

1.5.1.3 Dépôts des paraffines :

Il s'agit de dépôts cristallins d'une autre nature, considérons des pétroles contenant de 2 à 15% de paraffines se solidifiant jusqu'à -20°C . ces dernières sont constituées d'hydrocarbures contenant de 10 à 40 atomes de carbone. La précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing.(3)

1.5.1.4 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 et les perfos. Les dépôts de sulfates les plus courants sont: BaSO_4 , CaSO_4 , SrSO_4 . On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.(3)

1.5.2 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.(3)

1.5.3 Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité.(4)

1.5.4 Endommagement dû aux opérations sur puits :

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 .(4)

1.5.5 Le colmatage des perforations :

Au cours des opérations de Work-Over ou de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.(4)

1.5.6 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 présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse, peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.(3)

1.5.7 Formation d'une émulsion :

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.(3)

1.5.8 Endommagement dû aux perforations :

Le tir en suspension génère une zone broyée et compactée autour des perforations successives de freiner l'écoulement des fluides à travers elles.

1.5.9 Invasion du filtrat de ciment

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

1.5.10 Endommagement dû à la stimulation :

L'acidification : l'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits (soit en attaquant la matrice proprement dite pour contourner le colmatage, soit en détruisant les agents générant le colmatage) peut générer de nombreux problèmes tels que :

- une attaque du ciment inter granulaire libérant des particules fines ou des grains de sable
- des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité.(2)

1.5.11 La fracturation :

Après la fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

Aussi, le risque majeur est un développement vertical de la fracture qui mettrait le puits en communication avec une zone contenant un fluide que l'on ne souhaite pas produire (à noter ici encore l'importance d'avoir une cimentation étanche pour ne pas initier une fracture dans une zone indésirable).(2)

1.5.12 Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides :

Dans le cas où il n'y a pas de dispositif de contrôle des sables, l'accumulation de sable en fond de puits, réduisant la hauteur de communication entre le puits et la zone à produire d'où un effet de pénétration partielle (à cela se rajoute tous les problèmes d'érosion et de dépôts dans le circuit de production : tubing, tête de puits, collecte, séparateurs, ...).(4)

1.5.13 Endommagement dû à l'injection d'eau :

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation :

- De précipité ou de dépôts (les asphaltènes paraffine,...) suite à la baisse des seuils de solubilité,
- D'émulsion,
- Des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.(3)

Chapitre 2 : Généralités sur les asphaltènes

Introduction

Dans l'industrie pétrolière, les asphaltènes sont considérés comme problème d'exploitation que lorsqu'ils précipitent 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.

2.1 Définition :

Les asphaltènes sont des corps solides brun noir, durs et cassants .le mot asphaltène est utilisé pour la première fois 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, le terme « pétrolènes» désigne les constituants volatils et solubles dans l'éther et «asphaltènes» désigne les solides insolubles dans l'alcool mais solubles dans l'essence de térébenthine. (2)



Figure2.1 : schéma d'un dépôt d'asphaltène (9)

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. Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées. La partie centrale des micelles d'asphaltènes consiste en un composant de grande masse moléculaire. Ce dernier est entouré et peptisé par des résines neutres de masse plus petite et des hydrocarbures paraffiniques de petite masse moléculaire et hydrophile aux aromatiques et aux résines. (3)

2.2 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, composé 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 suspensions en solution. Murzakov et al ont étudié la stabilité micellaire de mélanges (asphaltènes/benzène) et ont constaté que l'ajout de résines (2-8 % 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 leur résultats ont confirmé la conclusion de Murzakov. (2)

2.3 Origine géochimique des asphaltènes :

Les asphaltènes sont définis comme fragments de kérogène chimiquement altérées, soluble dans le pétrole, qui ont été expulsé de la roche mère et qui ont migré pendant la phase de catagenese. 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 paramètre est utilisé dans l'exploration pétrolière pour définir les corrélations oiloil et 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 cyclane aromatiques (S, O, N) .(1)

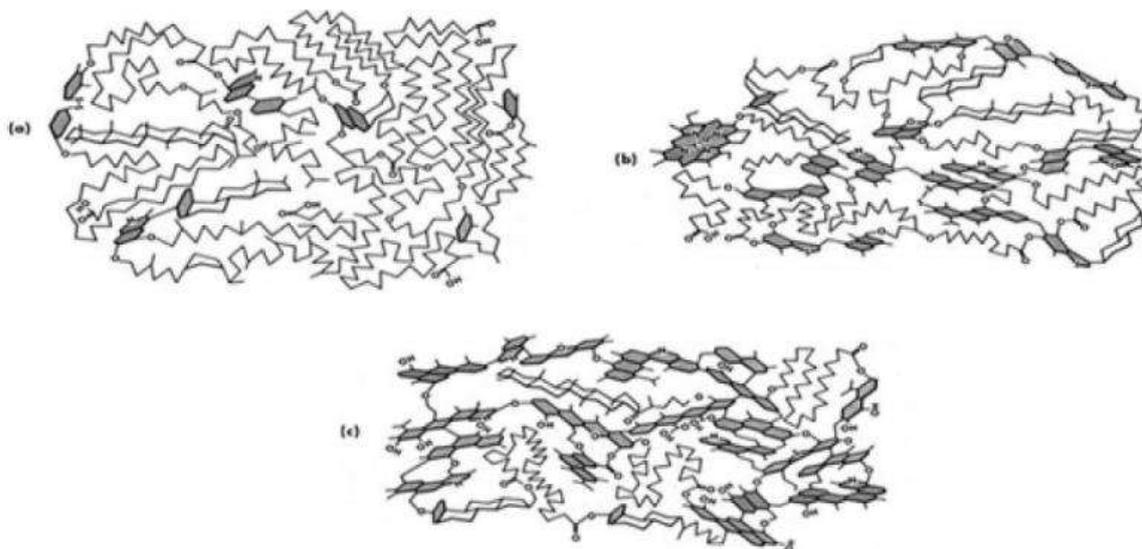


Figure 2.2 : différents type de kérogène (1)

2.4 Composition chimique des asphaltènes :

Les asphaltènes issus d'une dégradation organique, sont composés pour une grande part d'atomes de carbone et d'atomes d'hydrogène :

C : $81\% \pm 3.5\%$ en masse

H : $7.8\% \pm 1\%$ en masse

Soit un rapport $H/C = 1.15 \pm 0.15$, voisin de celui mesuré pour une structure polyaromatique condensée.

Les trois autres éléments présents en quantité significative sont l'azote, le soufre et l'oxygène :

N : de 0.5% à 3.3%

S : de 0.3 à 10.3%

O : de 0.3 à 4.9%

L'essentiel des métaux contenus dans le brut se trouve dans les asphaltènes (80 %). Il s'agit principalement du nickel et du vanadium. Certains bruts peuvent contenir jusqu'à 6000 ppm de vanadium. Le nickel et le vanadium sont présentés principalement sous forme de composés porphyriniques. Notons que des composés métalliques non porphyriniques sont également présents

Composition Élémentaire	Les Teneurs (%)
C	83.82
H	7.4
N	0.44
S	0.49
O	7.85
H/C	1.05

Tableau II.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes du brut de **Hassi Messaoud**

2.5 Le rapport atomique H/C :

C'est le rapport entre les atomes de l'hydrogène et de carbone. C'est une manière simple et rapide pour déterminer le degré d'aromaticité d'huile ou de sa fraction, telle que les asphaltènes et les résines. Par exemple, l'aromatique "benzène" C_6H_6 a 6 atomes d'hydrogène et 6 atomes de carbone avec un rapport de $H/C = 1,0$, tandis que, le paraffine "n-hexane" C_6H_{14} avec H/C de 2.3. Les pluparts des asphaltènes ont des rapports de H/C s'étendent de 1,0 à 1,3. 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 précédent.

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 HMD à température ambiante (21°C) est représenté dans l'histogramme suivant :



Figure 2.3 : Solubilité des Asphaltènes dans les différents solvants (6)

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, ethylbenzene. Des études ont classé les solvants suivant leur pouvoir de solubilité sur les asphaltènes, comme suit : Benzène < Toluène < Orthoxylène < Tétrahydrofuranne < Pyridine.

2.6 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 été proposés 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.

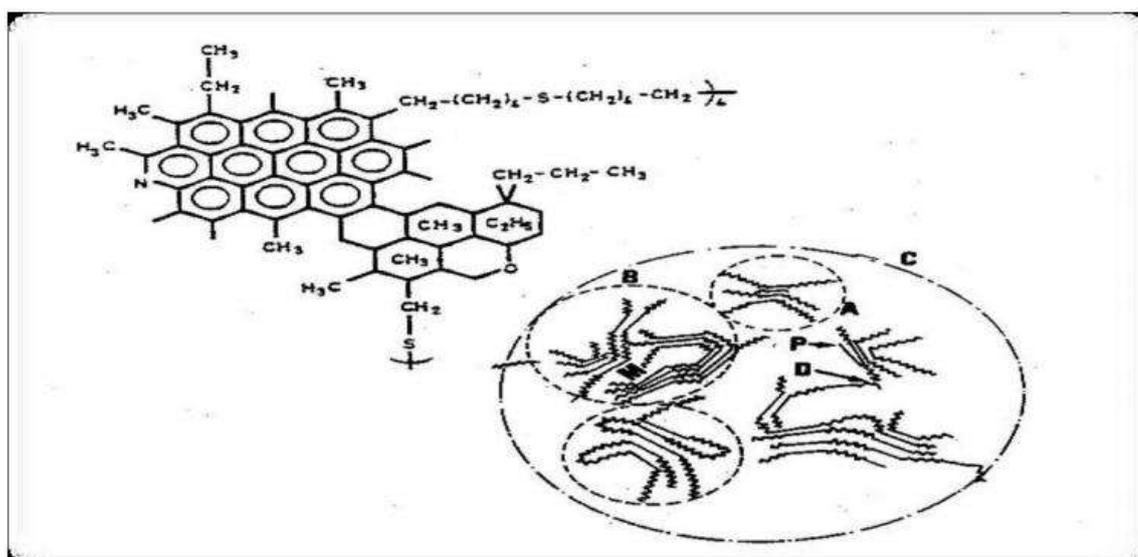
La structure des asphaltènes est montrée dans Figure IV.2. Selon Yen, des molécules d'asphaltènes dans la solution sont associées dans des "particules"(plusieurs molécules) et les particules peuvent former de plus grands agrégats (agglomérats) appelés les "micelles".

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 : la masse molaire est de l'ordre de 100 000 à 1000 000 UMA, est constituée par plusieurs particules et micelles.(3)



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

Figure 2.4 : Structure des Asphaltènes selon le Modèle de Yen. (3)

2.7 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.

Ces analyses montrent une augmentation de la teneur en asphaltènes des puits de HMD, de l'Est vers l'Ouest. Le puits OMM33 présente la valeur la plus élevée.(1)

2.8 Dépôts organiques (les asphaltènes) :

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

Ces problèmes de déposition se produisent non seulement pendant l'exploitation des huiles lourdes avec un contenu élevé en asphaltènes [l'huile Sud Américaine contient environ 10% d'asphaltènes], mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes, comme celles du champ de Hassi Messaoud.(2)



Figure2.5 dépôt d’asphaltène dans le tubing de production (9)

En effet, les problèmes graves ont été rencontrés dans les zones 1(1A ,1B et1C) et 23 situées dans la partie occidentale du champ (figure IV) où plusieurs puits ont été totalement fermés à cause des problèmes de colmatage par les dépôts solides d’asphaltènes. Donc il faut étudier les causes, les conditions et les facteurs qui provoquent ce problème.

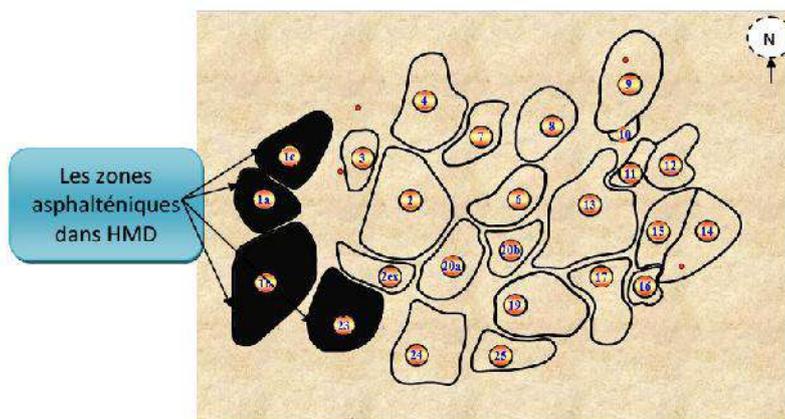


Figure2.6 : les zones asphalténiques dans H M D (8)

2.9 Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes :

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

- Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- 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.
- L'injection de CO₂ pour l'EOR a aussi conduit à la précipitation des asphaltènes.
- L'eau de formation et d'injection.
- Pendant l'acidification matricielle. (2)

2.10 Facteurs influençant la déposition des Asphaltènes :

2.10.1 Influence de la température et de la pression sur la floculation :

Des asphaltènes Les résultats des expériences effectués pour définir le comportement des asphaltènes avec le changement de pression sur différents bruts sont présentés sur les figures Suivantes. Il a été observé qu'au-dessus du point de bulle, la baisse de pression provoque l'augmentation du taux de déposition. La diminution de la pression peut déstabiliser l'huile et provoquer la floculation des asphaltène. Lorsque la pression chute, la masse volumique de l'huile diminue à cause de l'expansion du volume d'huile ce qui entraîne la baisse de concentration de résine dans le milieu. On aura par la suite, une migration des molécules de résine de la surface des particules d'asphaltène vers la solution créant de fortes forces d'interactions entre les particule chargés ce qui cause la floculation et l'agrégation des particule pour former le dépôt.(3)

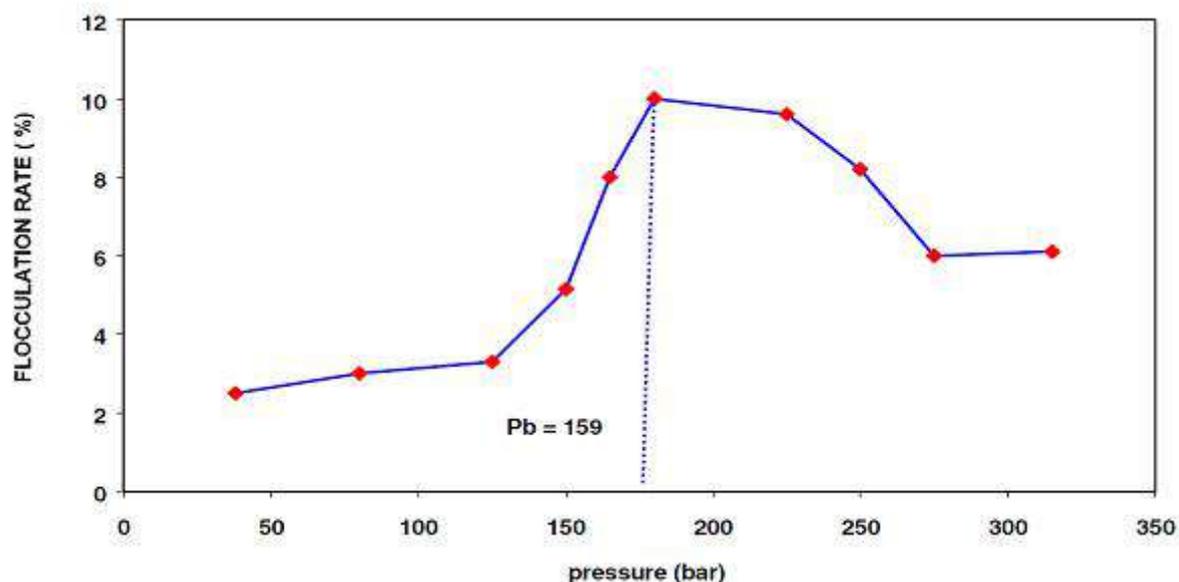


Figure 2.7 : Effet de la pression sur le taux de floculation à 118°C condition du réservoir (Brut Hassi Messaoud CRD -SONATRACH) (1)

Lorsque la pression diminue au-dessous du point de bulle, les composants légers du brut se séparent de l'huile pour former la phase gazeuse. Durant cette phase, on a observé une diminution du taux de déposition qui explique une résolution du dépôt d'asphaltène dans l'huile. Les figures montrent que le maximum de quantité de dépôt est observé à une pression près du point de bulle. Certains bruts peuvent ne pas avoir ce comportement. Si les particules sont très bien stabilisées dans l'huile soit par une quantité de résine ou aromatique suffisante, la diminution de la pression n'aurait aucun effet sur la déposition.

Un autre effet qui a été remarqué dans ces expériences, c'est l'effet de la température sur la précipitation. Dans notre cas la stabilité du brut augmente en fonction de la température, car cette dernière provoque la désorganisation de l'arrangement des particules de base, d'où une diminution de la taille des agrégats. Ceci peut être expliqué par le changement du volume molaire des composants du brut qui mènent au changement de la solubilité de l'huile.(3)

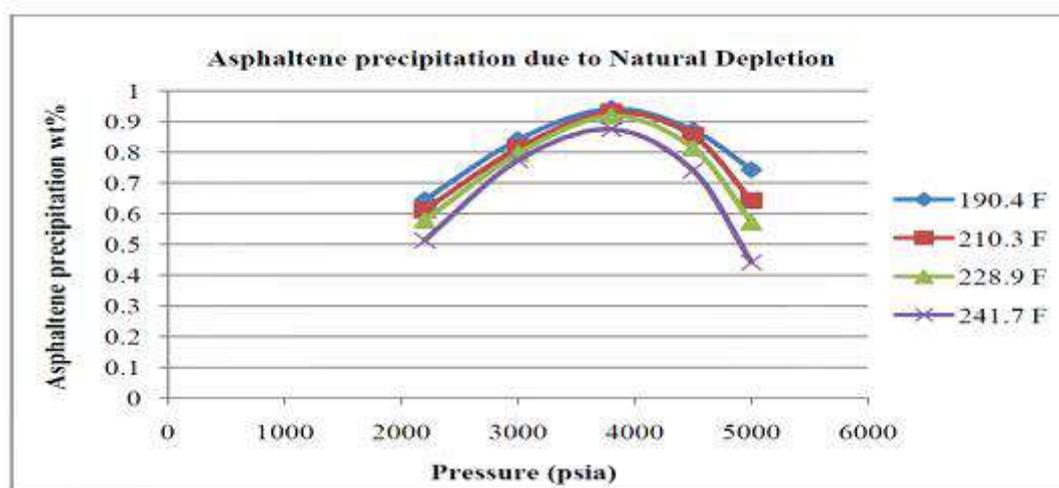


Figure 2.8 :Effet de la pression et de la température sur la déposition (huile iranienne) (3)

2.10.2 Effet des gaz injectés :

Des mesures de quantité de dépôt formé ont été effectués dans une cellule de test PVT pour différent gaz (CO₂, gas associé (85% C₁+15%C₂), leangas et richgas) et différente concentration de gaz injecté dans une huile de réservoir sou une pression de 4500 Psia et pour différentes températures (241.7°F, 228.9°F, 210.3°F and 190.4°F). La détection du taux de déposition est réalisée en utilisant un filtre de 0.5 micron.(3)

2.10.3 Influence du solvant sur la floculation et la précipitation des asphaltènes :

Les asphaltènes sont des fractions polaires insolubles dans les alcanes à faibles poids moléculaires. Les agrégats d'asphaltènes sont souvent observés dans les pétroles bruts avant ajout d'agents de floculation. Ces asphaltènes peuvent être déstabilisés par un excès de flocculant paraffiniques provoquant la floculation de celle-ci. Quand la quantité de flocculant augmente au-dessus du seuil de floculation, les agrégats d'asphaltènes augmentent de volume puis précipitent et forment un dépôt solide. Il a été montré que la quantité d'asphaltènes précipité diminue avec l'augmentation de la taille de l'alcane de C₅ à C₁₅ et augmente avec l'excès de n-alcanes.

Kevin et al ont étudié la cinétique de croissance des particules d'asphaltènes en fonction de la quantité de n-heptane ajouté. Ils ont montré que le rapport diluant-huile est un paramètre important dans la détermination de la taille et la distribution des particules d'asphaltènes. L'augmentation du taux de dilution pousse les micelles à s'agglomérer

en augmentant leur taille constituent des particules très grosses. Dans leur étude, ils ont montré aussi que la taille des particules augmente avec la masse molaire moyenne du pétrole brut et de sa teneur en asphaltènes. Au moment de la floculation, la taille des flocons d'asphaltènes dépend des propriétés du milieu et des conditions de débit, y compris la température, la pression, et taux de cisaillement. En général, moins aromatique est le milieu, plus grand est la taille des flocons. Dans les mélanges d'hydrocarbures aromatiques comme le toluène et n-alcanes tels que le n-heptane, la taille moyenne du flocon d'asphaltène augmente à mesure que la quantité de n-alcane ou la concentration d'asphaltènes dans la solution augmente. Globalement ; cette tendance se poursuit jusqu'à ce que toutes les micelles s'agglomèrent.

De nombreux travaux ont été menés sur l'étude de l'effet du solvant sur la floculation des asphaltènes. Ces travaux montrent que la stabilité des asphaltènes dans un mélange brut – solvant – flocculant diffère d'un solvant à un autre. D'autres travaux ont montré que l'association des asphaltènes dépend beaucoup du milieu dans lequel ils se trouvent. Ainsi, un bon solvant doit réunir les critères suivants:

- Amphiphile, avec une chaîne d'environ 6 atomes de carbone, présentant une structure plane qui favorise les liaisons de type $\pi-\pi$;
- Un groupe polaire très acide présent sur le noyau aromatique ;
- Jouir de beaucoup de sites donneurs et accepteurs d'électrons, favorisant les transferts de charges entre les particules solides et liquides (asphaltènes–solvants), par rapport aux échanges existant entre les particules liquides.(2)

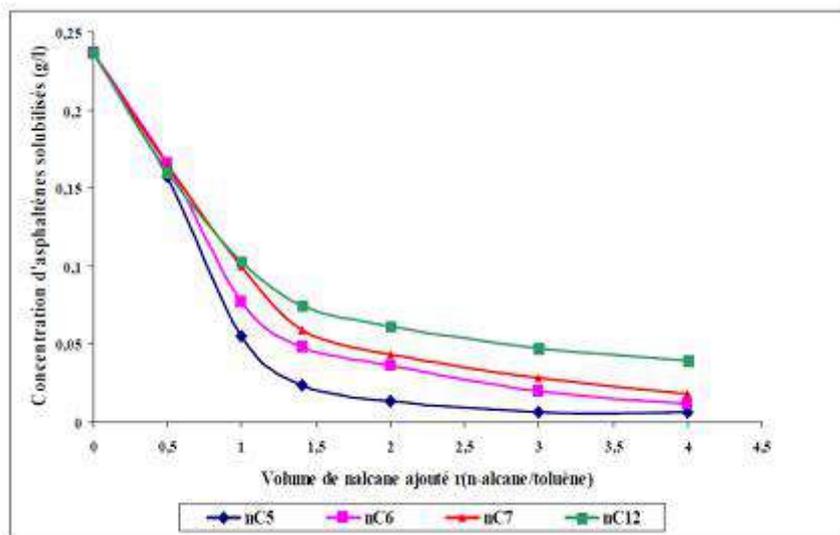


Figure 2.9 : Solubilité des asphaltènes dans l'huile après ajout de différents solvants aliphatiques

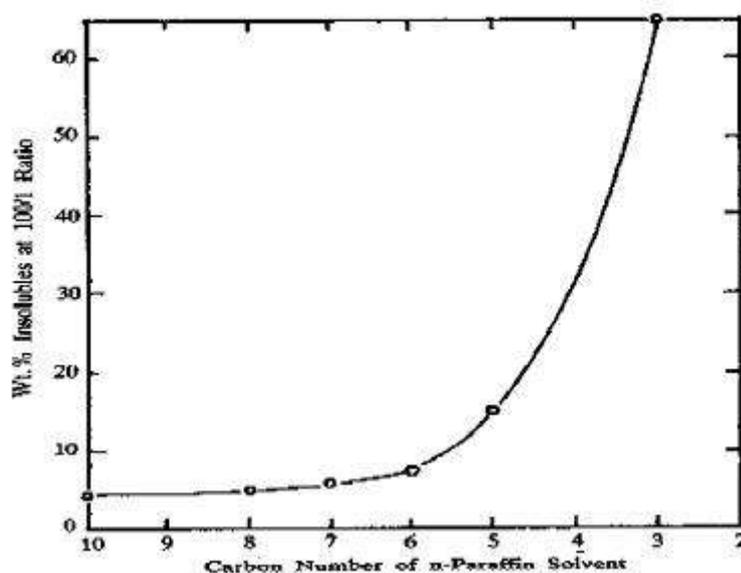


Figure 2.10 : Effet du poids moléculaire du solvant ajouté sur la quantité de dépôt Arabian oil

2.10.4 Influence des résines sur la stabilité des asphaltènes :

Généralement, les résines agissent comme agents peptisant et leur séparation du pétrole brut conduit à la précipitation des asphaltènes. En ce sens, les résines semblent offrir une transition entre les plus polaires (les asphaltènes) et les fractions relativement non polaires (huiles) dans le pétrole, ce qui a permis de maintenir les

asphaltènes en solution. Hammani et autres ont mesuré le point du début de précipitation des asphaltènes à la température ambiante et à la pression (690 KPa) et ont constaté que l'addition des résines à une teneur élevée au fluide de pétrole a augmenté de manière significative le point de début de précipitation d'asphaltènes par n-C5.(2)

2.10.5 Teneur en asphaltènes dans le brut :

La teneur en asphaltènes d'un pétrole brut n'implique pas l'existence du problème, certains gisements de l'Amérique centrale et du Moyen-Orient, notamment le but vénézuélien du Boscán contient plus de 17% d'asphaltènes, mais ne présente pas de problèmes contrairement au brut algérien de Hassi-Messaoud qui ne contient que 0,1% d'asphaltènes mais qui cause un grand problème de bouchage au niveau des puits.(2)

2.10.6 Action des Ions métalliques :

L'action des sels et particulièrement des chlorures métalliques sur les asphaltènes, est connue depuis longtemps, et le chlorure ferrique, en particulier, qui a une solubilité relativement importante en milieu hydrocarbure, provoque une floculation rapide des asphaltènes. Bien que le mécanisme précis de cette précipitation ne soit pas parfaitement défini, il est important de constater que des corps ions ables peuvent provoquer la floculation des asphaltènes.(2)

2.10.7 Endommagement de la formation par la déposition des Asphaltènes :

La déposition des asphaltènes peut avoir lieu dans le réservoir si des changements de température, de pression et de composition surviennent durant l'écoulement du fluide dans la roche. Généralement, en temps normal de production, le changement de température dans le réservoir est rarement observé, cependant, la pression du réservoir est un paramètre très changeant en fonction du temps de production, elle subit une diminution graduelle. Certains fluides de réservoir, avec la baisse de pression, subissent la floculation et la déposition des asphaltènes dans le réservoir par deux effets dominants :

le changement de composition et l'effet électrocinétique. La présence des asphaltènes dans le brut affecte les propriétés de la roche réservoir. Lorsque le dépôt se forme dans le réservoir, Les particules d'asphaltène s'adsorbent sur la surface des grains constituent la roche réservoir, changent la mouillabilité, la perméabilité relative et peuvent boucher les pores.(4)

2.11 Déposition des asphaltènes dans la roche réservoir :

Plus la vitesse d'écoulement du fluide à travers les pores de la roche est importante, plus le risque de bouchage des pores par les particules d'asphaltènes est grand et sévère. Dans une formation productrice, la zone où on observe une grande vitesse d'écoulement est la zone des abords du puits où le fluide converge vers les perforations, par conséquent, le problème de déposition des asphaltènes causé par la baisse de pression et l'effet électrocinétique est supposé se concentrer au abord du puits.

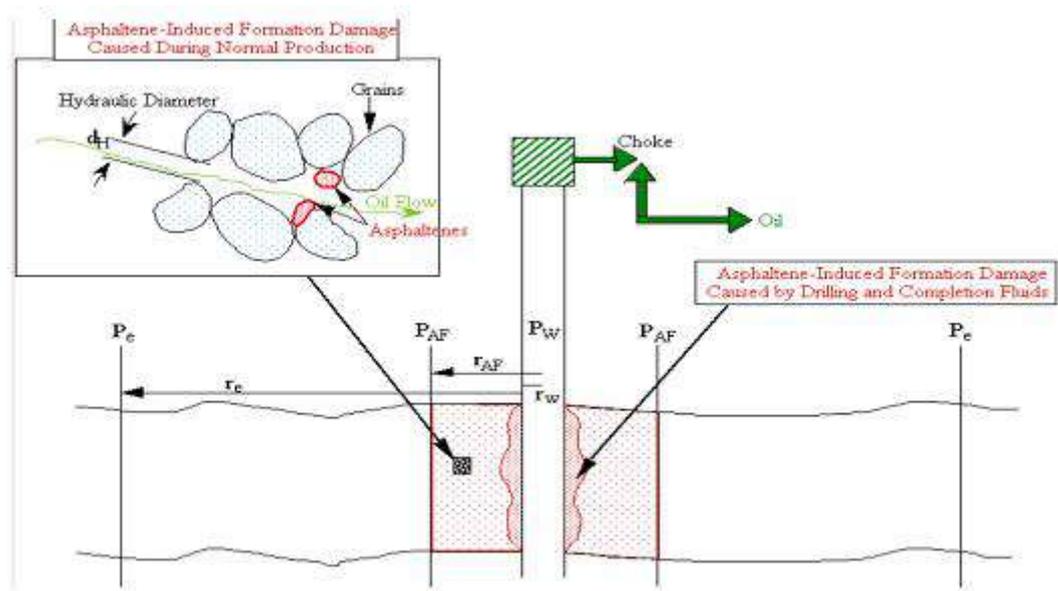


Figure 2.11 : Région endommagé par la déposition des asphaltènes (4)

2.13 Mécanisme d'endommagement de la formation par la déposition des asphaltènes :

La déposition des asphaltènes dans la roche réservoir peut boucher les pores. Durant l'écoulement du fluide, cela dépend principalement du régime d'écoulement. Trois mécanismes de bouchage des pores sont observés:

- 1- Endommagement graduel dû à la déposition homogène des particules colloïdales sur toute la surface des grains constituant la roche (adsorption) ;
- 2- Bouchage du a l'obstruction et au blocage partiel de l'écoulement du fluide dans les petits pores individuels ;

3-Bouchage du a l'obstruction et au blocage causé par les particules en suspension et les agrégats d'asphaltènes qui s'accumulent progressivement au tour du pore par l'effet de l'écoulement et le coincent bloquant le passage du fluide

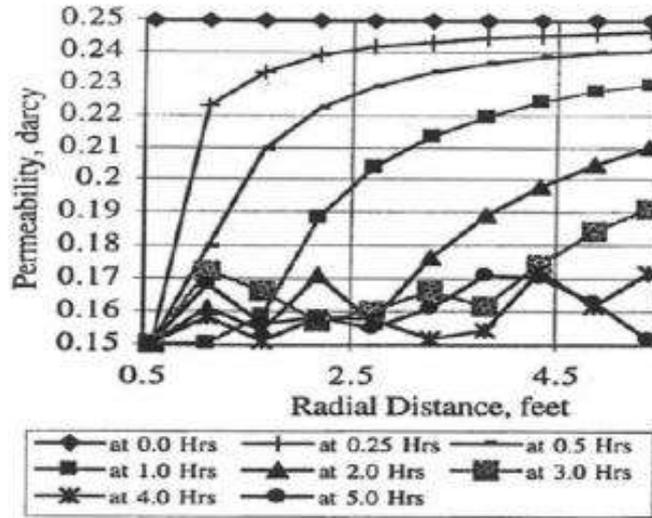


Figure 2.12: Variation du profil de perméabilité dans la zone endommagée par les asphaltènes (7)

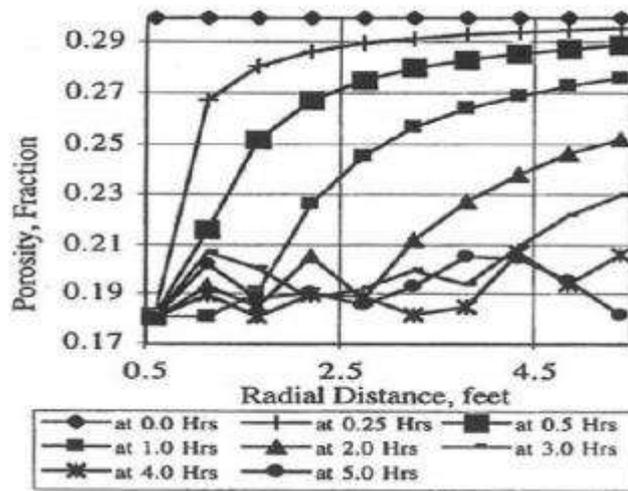


Figure 2.13 : Variation du profil de porosité dans la zone endommagé par les asphaltènes (7)

2.14 Effet de la déposition sur la mouillabilité de la roche :

La déposition des asphaltènes sur la surface des pores provoque le changement des propriétés de la roche réservoir. Ces changements sont principalement dus à l'adsorption des particules sur la surface des grains constituant la matrice ce qui cause la modification de la porosité, la perméabilité et la mouillabilité de la roche.

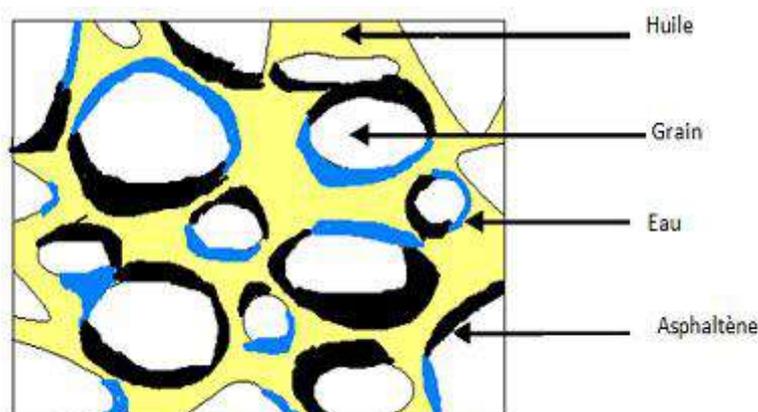


Figure 2.14 : Adsorption des asphaltènes sur la surface des grains de la roche causant le changement de mouillabilité.

L'altération de la mouillabilité de la roche réservoir par la déposition des asphaltènes a été sujet d'investigation pour nombreux auteurs. L'adsorption des particules sur la surface des grains est un facteur principal de changement de la mouillabilité d'une roche par exemple, une roche mouillable à l'eau devient après adsorption mouillable à l'huile.

Morrow (1990) a montré que le changement de mouillabilité affecte la perméabilité relative, la saturation en eau interstitielle, la pression capillaire, la dispersion et les propriétés électriques. L'altération de la perméabilité relative et de la saturation maximale ont un important effet sur le processus de drainage. Morrow a analysé les résultats des tests du drainage par l'eau effectués sur carotte et a constaté que la faible mouillabilité de la roche constituait une contrainte au drainage efficace du fluide et à la bonne récupération.

La modélisation de la mouillabilité de la roche réservoir est un sujet complexe et demande beaucoup de recherche. Les données et les modèles concernant l'altération de la mouillabilité par la déposition des asphaltènes et son effet sur la l'efficacité du déplacement du fluide dans le réservoir ne sont pas disponible.(4)

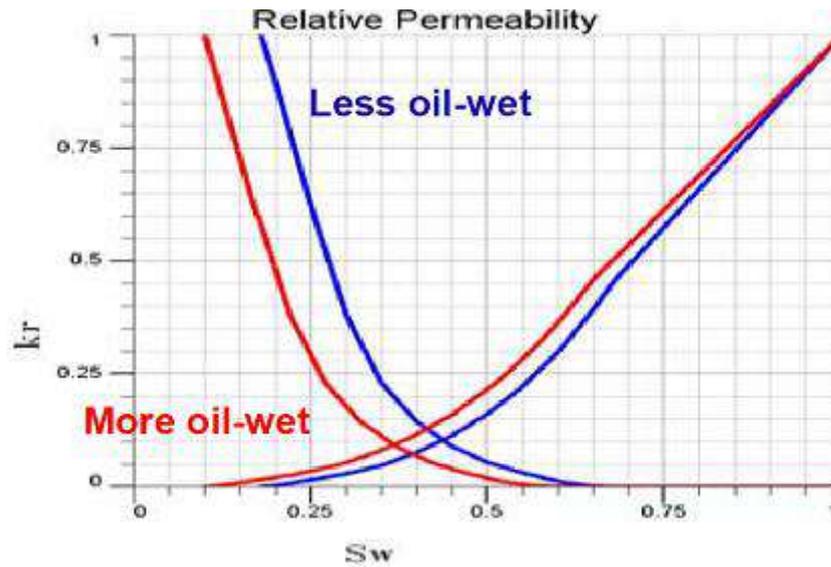


Figure 2.15 : Changement de la perméabilité relative de la roche réservoir avec l'adsorption des Asphaltènes sur la surface des grains (4)

2.15 Adsorption des asphaltènes dans les conditions statiques :

La présence des différents minéraux (spécialement les argiles) et leur abondance dans la roche réservoir, sont les causes principales de l'adsorption, la précipitation et la chimisorption des asphaltènes dans la roche réservoir et ceci est dû à leur surface spécifique et leur pouvoir d'échange de cations. Lors de l'échange des cations entre les particules d'asphaltènes et les argiles contenues dans la roche réservoir (K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , etc), des liaisons ioniques peuvent être créées provoquant des phénomènes d'adsorption et de désorption.

Collons et al., ont travaillé sur l'adsorption des asphaltènes sur les minéraux argileux (Kaolin, illite et chlorite) en utilisant des solutions d'asphaltène dans le toluène en présence ou absence de fin film d'eau sur la surface du minéral.

L'adsorption isotherme des asphaltènes sur la surface des argiles est déterminé par un contacte directe entre l'argile et la solution pendant 24h avec agitation ou 0.1 g d'argile est mis dans 20 ml de solution d'asphaltène dans le toluène (50 mg/l et 1000 mg/l). Dans les expériences ou les argiles contenait le fin film d'eau sur leur surface, la solution d'asphaltène se saturait avec l'eau. La concentration en asphaltène dans la solution après l'expérience été mesuré par un spectrophotomètre. Les auteurs ont obtenu le modèle isotherme de l'adsorption de Langmuir type 1 (monocouche). La surface spécifique des

différents minéraux est exprimée dans le tableau 6.1. en absence d'eau, les asphaltènes s'adsorbent approximativement 30 mg par gramme d'argile. L'ajout de 2.3% d'eau à la solution réduit la quantité d'asphaltène adsorbée à 22 mg/gramme d'argile. L'addition de 6.6% d'eau la réduit jusqu'à 13mg/g.(2)

Mineral Absorbant	Monocouche d'Asphaltène (mg/g)	Monocouche d'Asphaltène (mg/g)
Illite	26	1.08
Kaolin	30	1.55
Chlorite	24	1.85
Berea Sandstone	1.8	1.43

TABLEAU II 2 : Résultat de l'expérience de l'adsorption des asphaltènes sur différents minéraux (2)

Dean et Dubey ont montré que l'adsorption des asphaltènes sur les argiles est fonction des propriétés des argiles et de la quantité d'eau adsorbée sur la surface du minéral. L'adsorption des asphaltènes sur la surface spécifique des roches réservoir est le facteur principal du changement de la mouillabilité de la roche réservoir. Le modèle de l'adsorption isotherme des asphaltènes sur les minéraux est de type Langmuir type 1. Il est évident que l'adsorption des asphaltènes est plus importante que celle des résines sur la surface des minéraux.

2.16 Déposition des Asphaltènes dans le tubing :

Les phénomènes de floculation et de déposition des asphaltènes dans le tubing sont influencés par les deux mécanismes suivants : la séparation des phases dans le système triphasique (gaz/liquide/solide) et le régime d'écoulement. Si le fluide présente une source continue d'asphaltène floculé, la déposition s'effectue dans le tubing entre la pression du seuil de floculation et la pression de bulle. (2)

Chapitre 03 : Etude de cas (puit OMM413)

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

- Examiner cinq puits de la zone 1A afin de reconnaître et confirmer le problème des Dépôts d'asphaltènes dans cette zone.
- Le puits OMM413 est choisi comme candidat pour le traitement avec le dissolvant (Reformat) afin de faire cette opération plus efficace et réaliste.
- Etude économique pour déterminer le coût de l'opération de traitement.
- Proposition des solutions concernant les dépôts d'asphaltènes.

3.1 Enveloppe de dépôt d'asphaltènes(ADE) :

L'enveloppe de dépôt d'asphaltènes est un outil très utile pour évaluer potentiel et la sévérité des problèmes d'asphaltènes. L'ADE indique le chemin thermodynamique qui doit être respectées lors la récupération d'huile de réservoir pour éviter ou minimiser les problèmes d'asphaltènes. Si possible, l'huile doit être maintenue à l'extérieur ou loin du centre de l'ADE que possible.(4)

3.2 Quel est le PIPESIM ? :

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

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

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

changements sur les paramètres du système considéré. En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système. Par le biais de la fonction machine, PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modeler le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres. Pour réaliser l'objectif de notre travail, qui est de déterminer le profil de température et le point de fonctionnement (P_{wf} , Q_o) des puits asphalténiques, nous avons utilisé le module Well Performance Analysis.(5)

3.3 Modélisation des puits :

A l'aide du logiciel PIPESIM, nous modéliserons l'ensemble des puits asphalténiques qui

nous choisissons dans notre étude. La modélisation comporte plusieurs aspects :

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

3.4 Dépôts d'asphaltènes dans la zone-1A :

A partir des données de certains puits de la zone 1A, une analyse nodale est effectuée afin de déterminer la performance de chaque puits (situation actuelle) et d'identifier la possibilité de déposition des asphaltènes en tenant compte des paramètres thermodynamique de fond de puits. Les résultats des paramètres thermodynamique sont indiqués dans le tableau suivant :

Puits	Les conditions thermodynamique du fond	
	T_f (°C)	BHP (bars)
OMM32	122,7	166,7
OMM51	122,0	149,2
OMM50	120,7	176,4
OMM413	122,1	186,2

Tableau III.1 : La pression et la température au nœud

En s'appuyant sur ces paramètres thermodynamique (BHP, T_f), ces puits avec leurs données thermodynamiques sont illustrés dans le diagramme des phases :

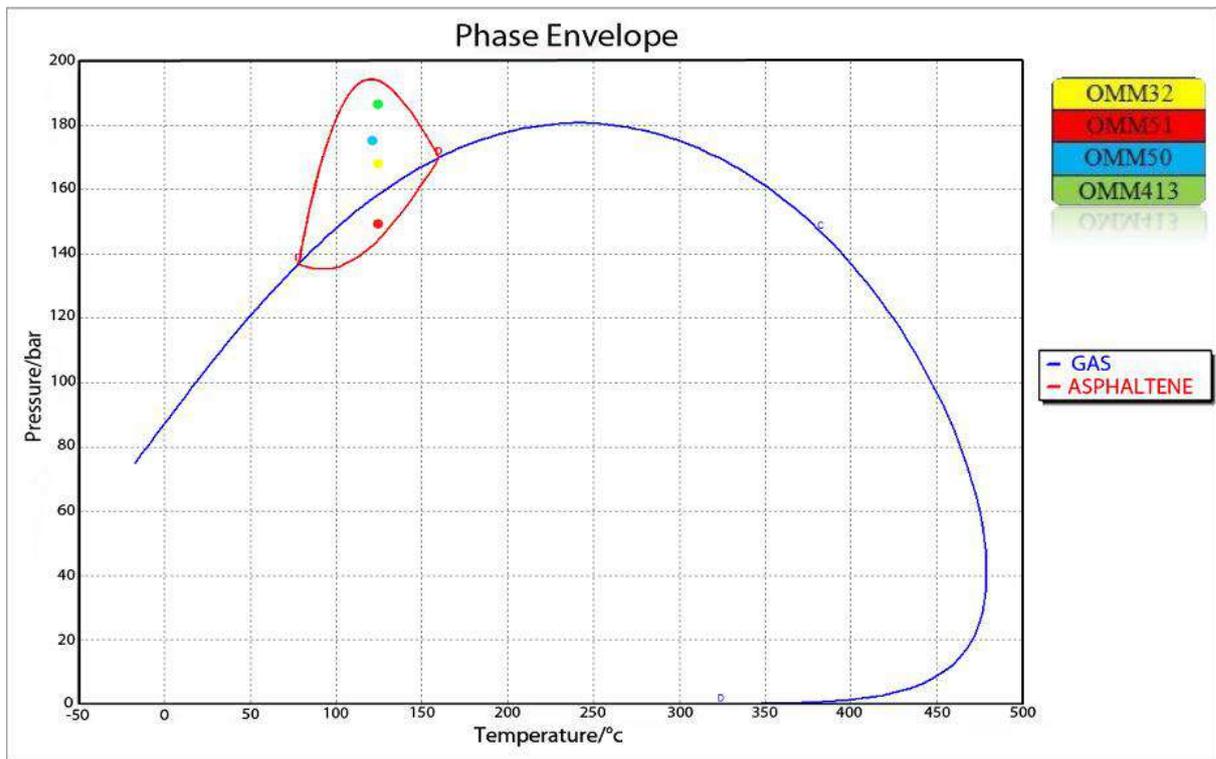
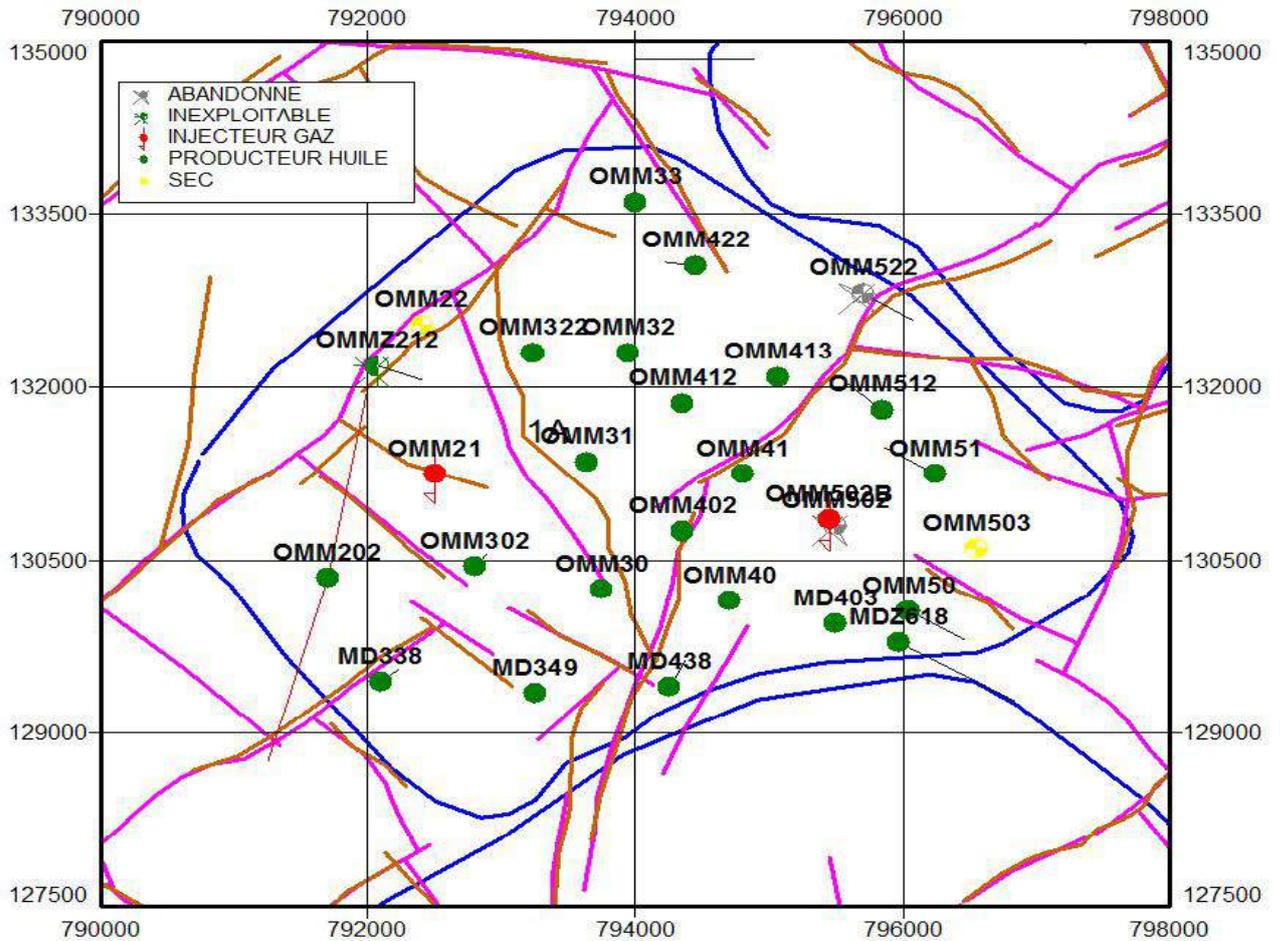


Figure 3.1 : l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes de les puits de la zone 1A

D'après la figure, tous les puits qui sont choisis de la zone 1A se trouvent dans l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes, ce qui signifie qu'il y a un problème des dépôts d'asphaltènes dans ces puits étudiés.



Postionnement de OMM413

3.5 Étude de cas omm413 :

le puits omm413 se situe dans la zone 1A la production de ce puits a été chutée a cause de les dépôts des asphaltènes dans ce chapitre on va montrer l'effet de ces dépôts sur la production et comment on peut les traiter .en utilisant quelque données tels que :

- test de jaugeage
- débit calculé en fonction de temps
- test de build up
- analyse nodale

3.5.1 Informations générales sur le puits :

ce puits omm413 est un puits producteur d'huile (zone 1A) a été foré le 01/12/1978. le complétion du puits 4''1/2 new vam ancrées. Le test DST a été faite le 05/12/1978 le puits avait un débit de 15.8m³/h.

3.5.1.1 Le débit calculé en fonction de temps :

Ce diagramme nous permet de connaître les variations des débit pendant la production au cours de temps.

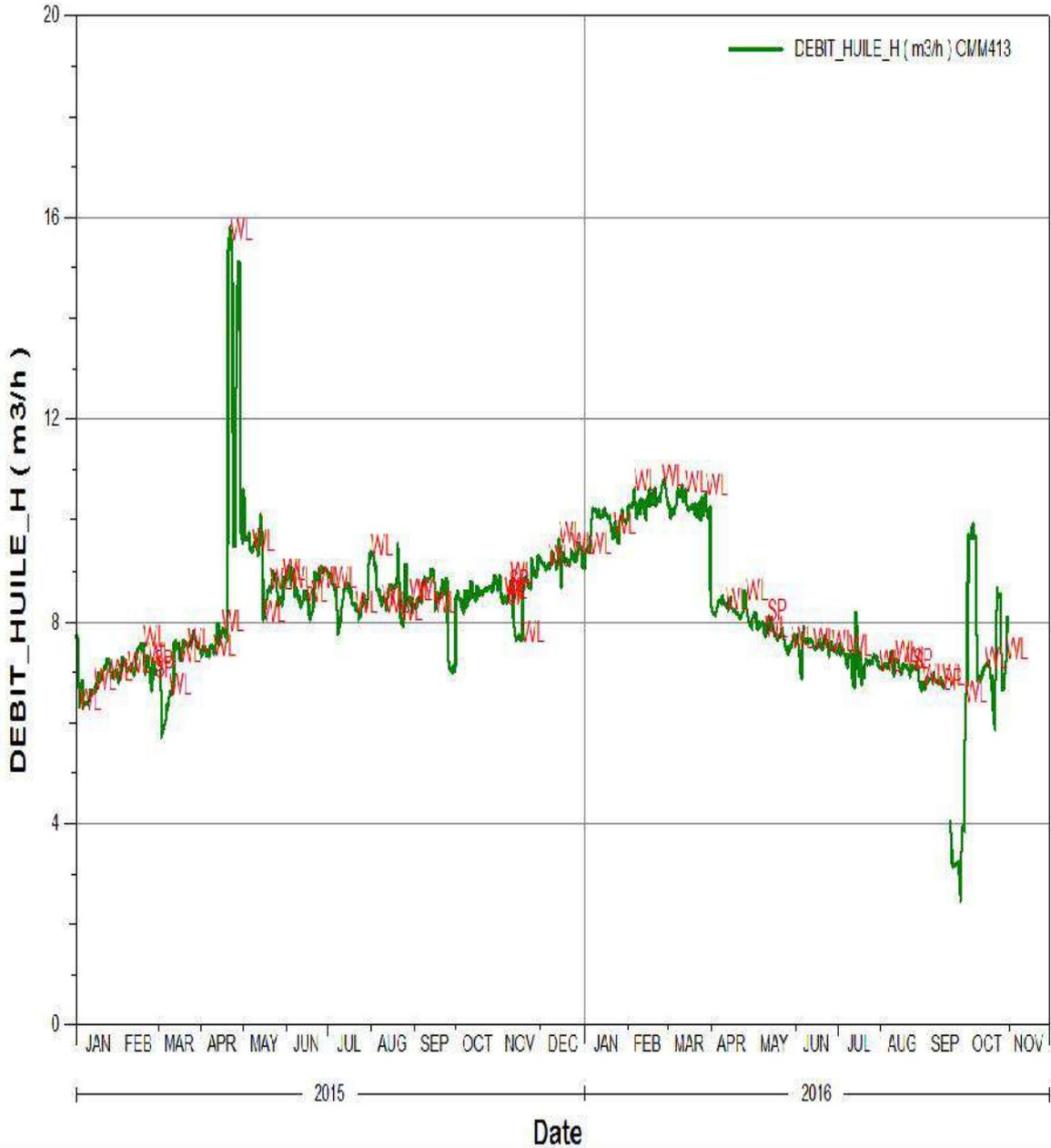


Figure 3.3 : diagramme exprime Le débit calculé en fonction de temps

Chaque pique représente un opération spécial tels que (le nettoyage ; traitement au reformat ; tubclean et squeeze reformat). On constate qu'il y a une chute de production entre le 07/08/2016 (débit 7.44m³/h) et le 28/09/2016 (3.6m³/h). Cette chute revient au

l'endommagement causée par les dépôts des asphaltènes. Tout ça est avant le traitement au le reformat.

3.5.1.2 Build up test :

le but de ce test est de déterminer certains paramètres comme la pression, l'index de productivité IP ; le skin. Les résultats de build up test sont représentés dans le tableau suivant :

Test	La date	PG (kg/cm ²)	PG (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	/	Débit	IP
BUILD UP	28/03/1994	316.96	200.12	31.2	Huile	8.4	.072
BUILD UP	09/03/1999	284.54	182.01	26.1	Huile	8.19	.08
BUILD UP	26/09/2002	278.08	154.85	27.5	Huile	7.94	.065
BUILD UP	25/03/2005	311.56	186.86	42	Huile	11.8	.097
BUILD UP	27/12/2009	340.57	108.91	29	Huile	7.2	.032

Tableau III.2. Les résultats de build up test

3.5.1.3 L'analyse nodale :

afin de simuler les performances d'omm413 on a utilisé logiciel PIPESIM, le build up test réalisé en 27/12/2009 et les données des équipements de ce puits ainsi les données de PVT

Puits	TVD(m)	MD(m)	Longueur de tubing(m)	Diamètre nominale du tubing(in)	ID du tubing (mm)
Omm413	3381	3483	3319.2	4''1/2	100.5

Tableau III .3 : Complétion de OMM413

Puits	Densité d'huile API	GOR (sm ³ /sm ³)	WOR(sm ³ /sm ³)	Pression du bulle (kg/cm ²)
Omm413	44.32	152	0	159

Tableau III.4 PVT de OMM413

Les résultats de pipesim sont indiqués dans la figure :

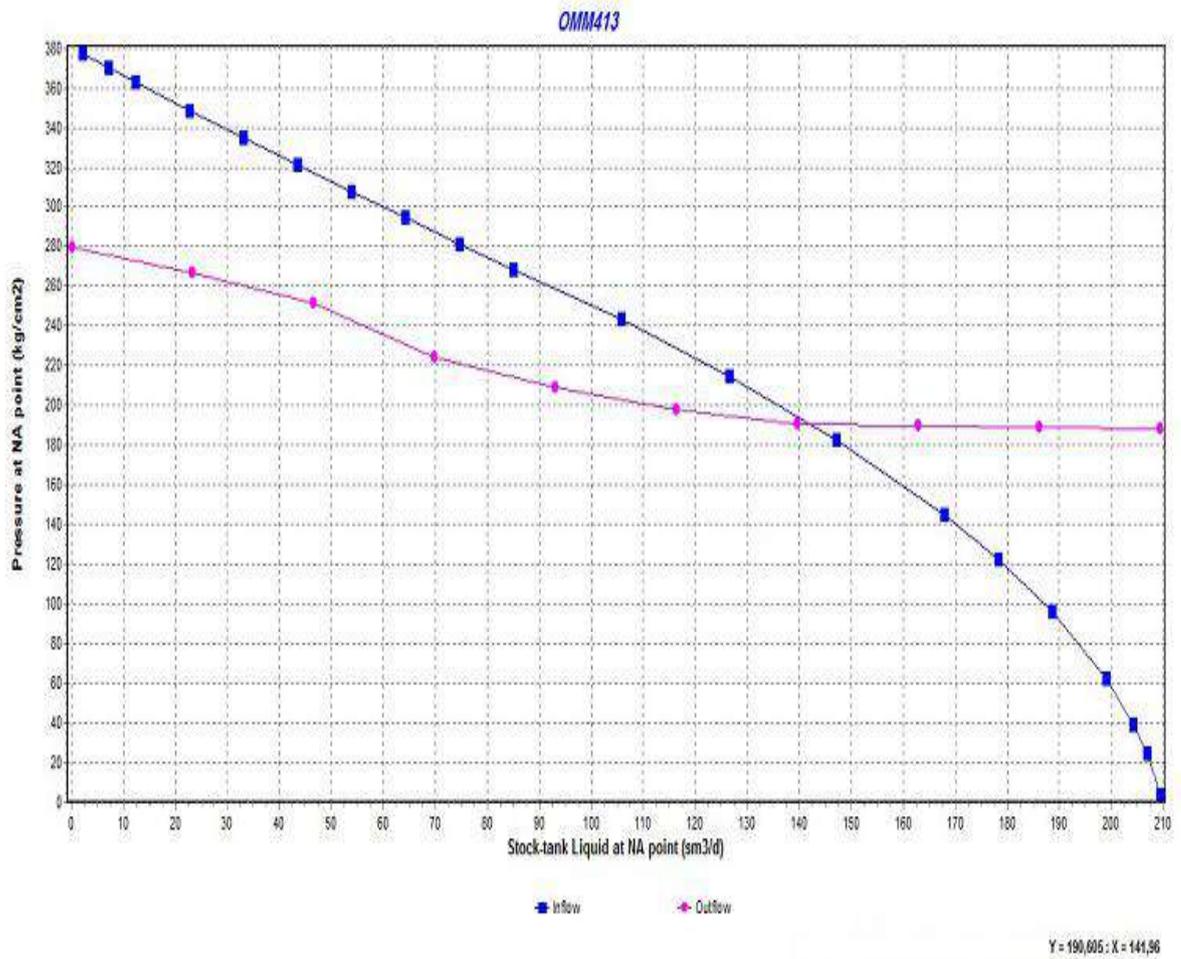


Figure 3.4 :L'analyse nodale du omm413 avant le traitement

Point de fonctionnement

$$Q = 5.91 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$P_f = 190.005 \text{ kg/cm}^2$$

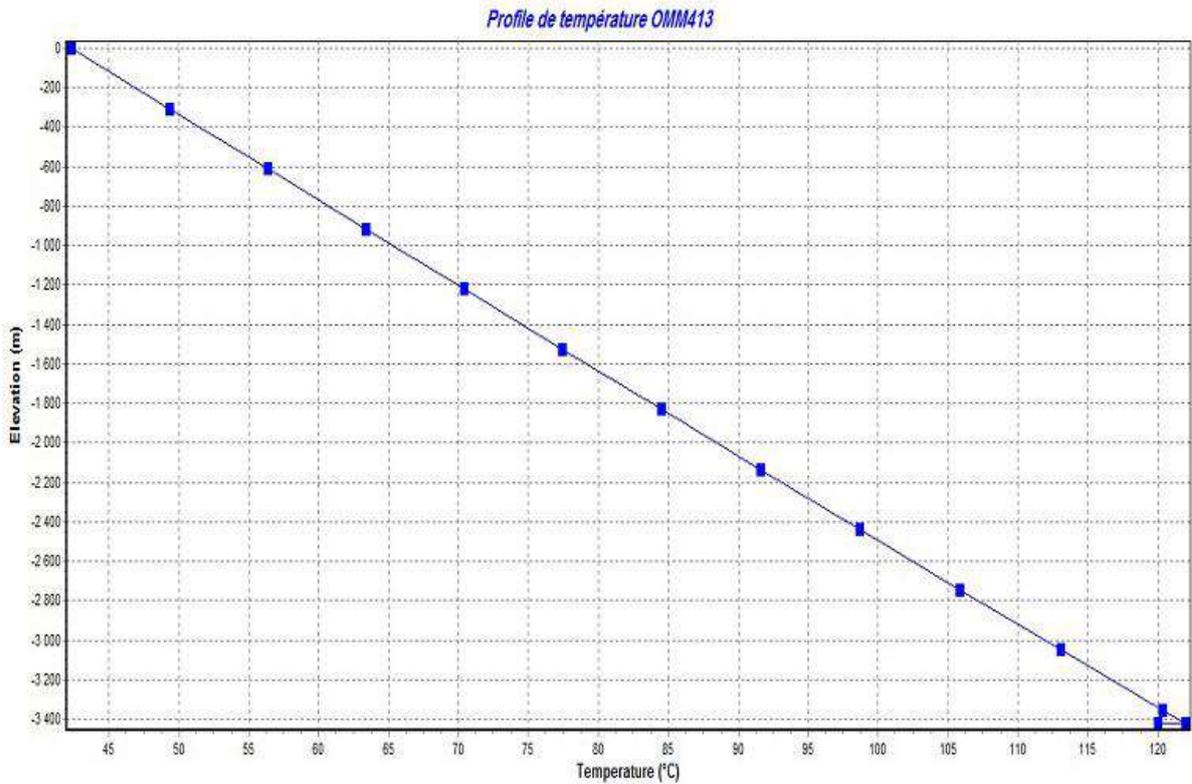


Figure3.5 : Profile de la température de omm413

Le tableau suivant représente les valeurs de BHP et le débit et de température avant le traitement :

paramètre	Le débit (m ³ /h)	BHP(kg/cm ²)	T _f (°C)
Point le nœud de fond	5.91	190.005	122.05

TableauIII.5 les valeurs de BHP et le débit et température avant le traitement

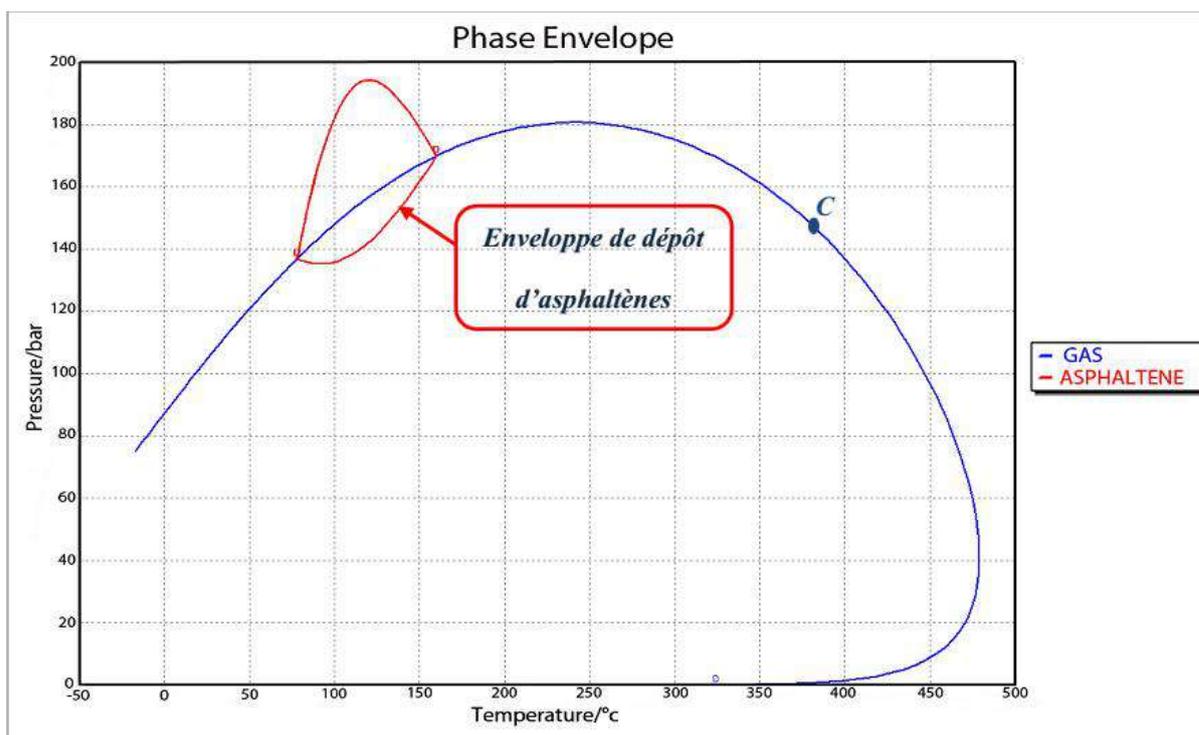


Figure3.6 : Phase d’enveloppe des asphaltènes ADE

Quand on représente les conditions du fond (BHP=190.005 T_f =122.05) en ce diagramme ces conditions vont apparaitre dans l’enveloppe des asphaltènes ça veut dire que il y a un problème des asphaltènes qui affecte sur ce puits.

3.5.2 Traitement du puits OMM 413 avec le reformat :

Le solvant choisi pour le traitement d’OMM413 est le reformat pur, car il permet de bien solubiliser l’asphaltène et leur solubilité est de 66,66 %, ce produit est fabriqué par la raffinerie (Sonatrach) et n’est pas cher en comparaison avec les autres solvants. Mais du point de vue sécuritaire, si l’on prend en compte le point d’inflammabilité (-5°C) le reformat est un solvant dangereux.

Le but de ce traitement est de nettoyer les restrictions d’asphaltènes et de rétablir la productivité de puits par le nettoyage de fond, la matrice et même le tubing. Cette opération est effectuée par l’utilisation de l’Unité de Coiled Tubing (CTU) qui appartient à BJSP.(6)

3.5.3 Nettoyage des perforations et le tubing :

- Descente "jettingtool" dans le trou à la profondeur 3480 m par "CTU" pour laver les perforations avec Reformat.
- nettoyage pour éliminer les dépôts organique et inorganique.
- Fermeture du puits pendant le traitement (1 à 2 jours).
- Dégorger tous les fluides avec l'azote pour démarrer le puits.(6)

3.5.4 Traitement de la matrice :

- Stimuler le puits par squeeze de Reformat pur dans les perforations par CTU.
- Gardez le puits plein de Reformat pur (1 à 2 jours).
- Démarrer le puits avec l'Azote.(6)

3.5.5 OMM413 après traitement :

après le traitement du OMM413 avec le reformat on a fait une analyse nodale pour déterminer le débit ; BHP ; température de fond les résultats sont mentionnées dans les figures suivants :

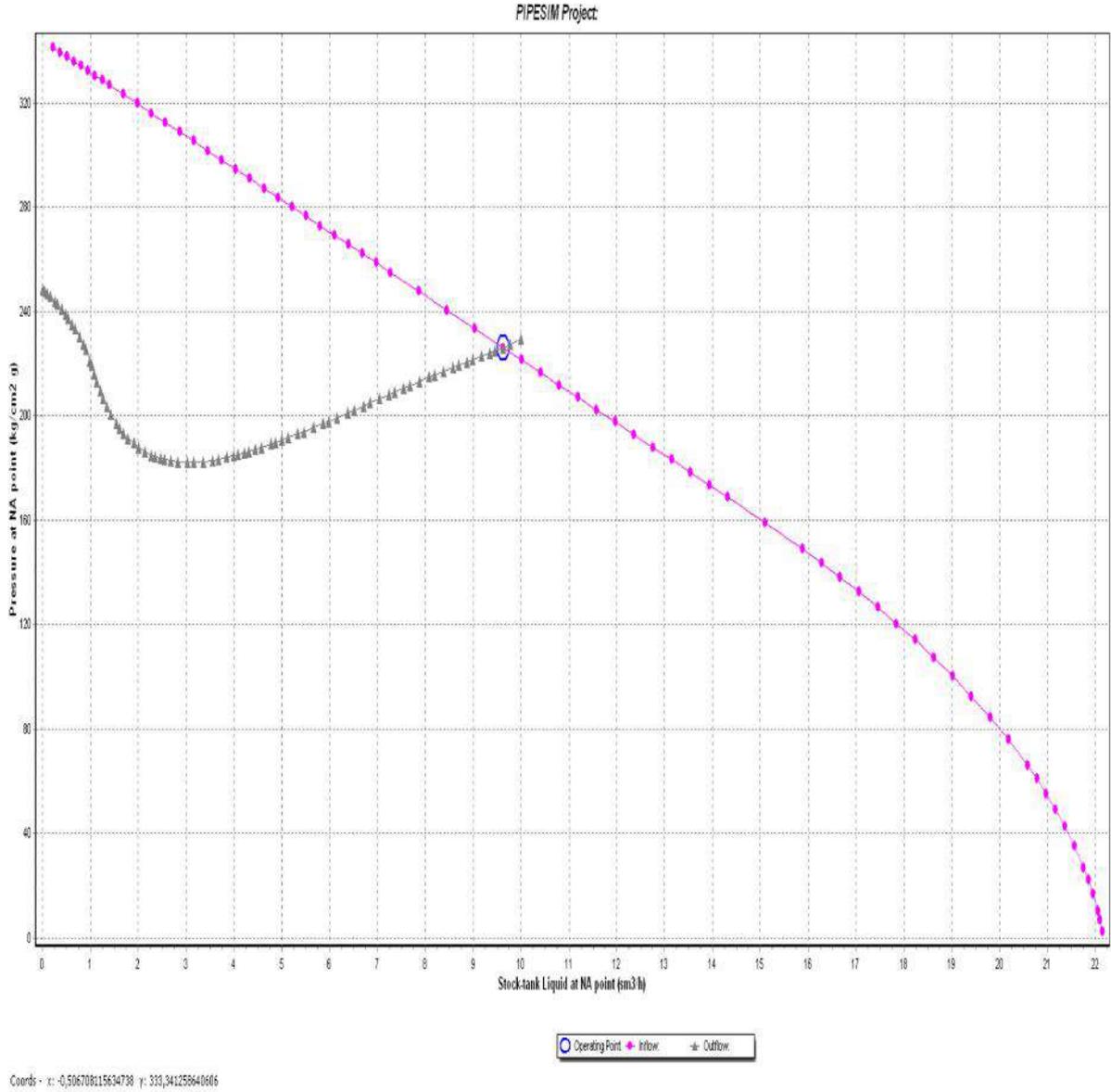


Figure3.7 : Analyse nodale de OMM413 après traitement

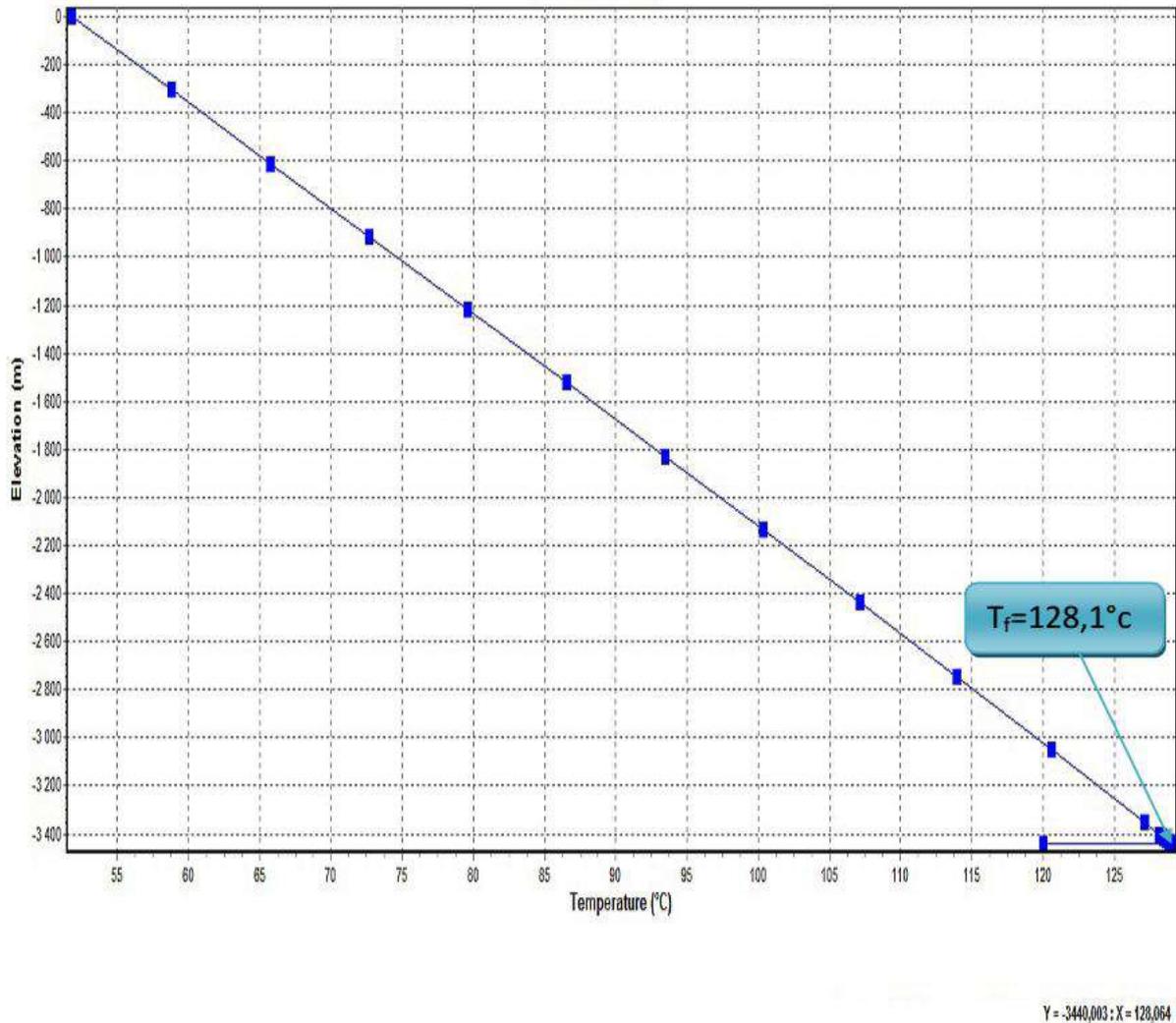


Figure 3.8 : Profile de température de OMM413 après le traitement

les résultats sont mentionnées dans le tableau suivant :

Paramètre	Le débit (m ³ /h)	BHP (kg/cm ²)	T _f (°C)
Point le nœud (fond)	9.650	224.771	128.054

Tableau III 6 : les résultats après le traitement

D’après les résultats de l’analyse nodale on remarque qu’il y a une augmentation importante du débit (5.91 jusqu’au 9.65 m³/h) ainsi que la BHP (190.005 jusqu’au 224.771 kg/cm²) et de la température (122.05 jusqu’au 128.054 °C) .l’amélioration de ces paramétrés montre que les asphaltènes ont dissous.

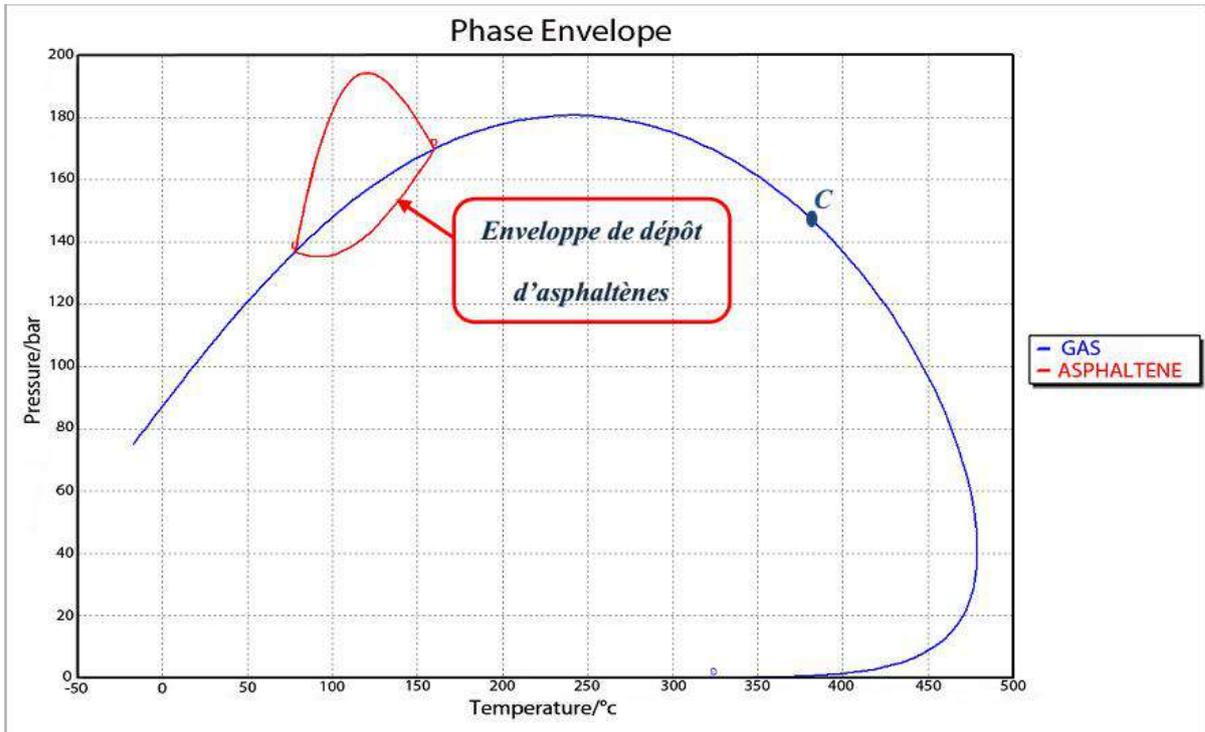
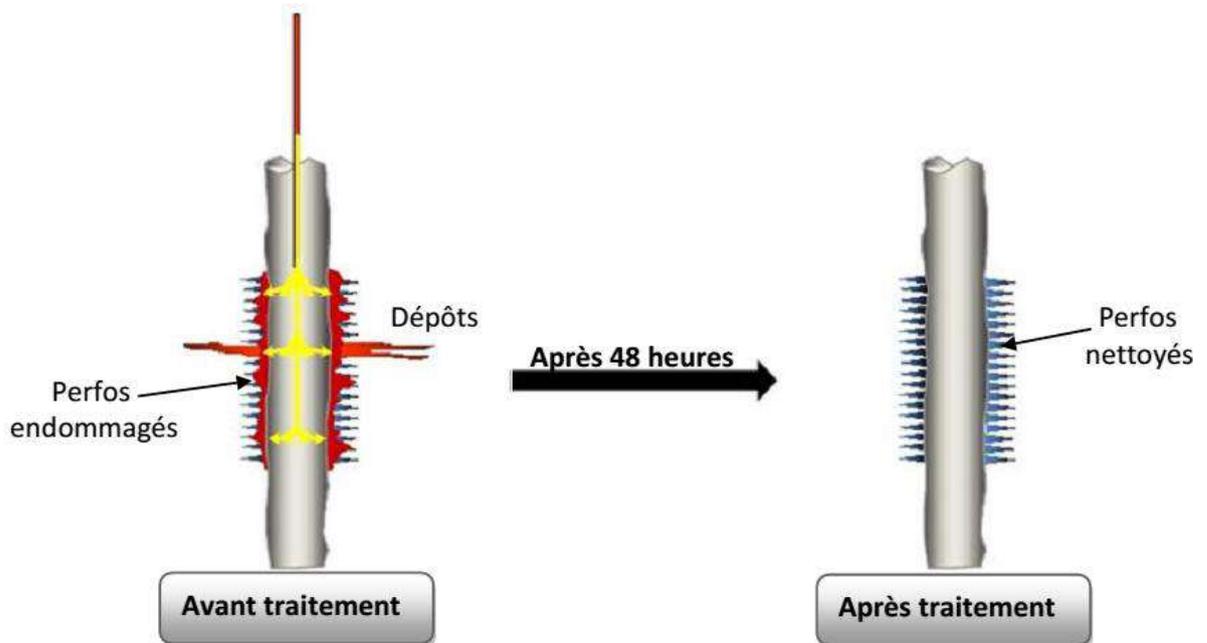


Figure3.9 : ADE phase d'enveloppe des asphaltènes

on remarque quand on représente les résultats obtenues après le traitement (BHP= 224.771 et $T_f = 128.054$) sur ce diagramme qu'ils sont quitté l'enveloppe des asphaltènes .



On conclue que le traitement avec le reformat était efficace ce que permet d'améliorer les pressions les températures ainsi que le débit.

3.6 L'efficacité du traitement :

L'efficacité du traitement = $(Q_2 - Q_1) / Q_1$

Q_2 : c'est le débit après le traitement

Q_1 : c'est le débit avant traitement

Calcul de l'efficacité : $E = (9.65 - 5.91) / 5.91 = 0.63 = 63/100$

3.7 Le cout technique :

Plusieurs opérations ont été faites sur le puits OMMM413 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.

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

Tableau III.7 : le cout de l'opération

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

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 ce 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.

3.8 Les solutions proposées :

Afin de résoudre le problème des dépôts d'asphaltènes ou de le retarder, d'autres solutions attendues sont proposées pour maintenir la pression de fond élevée.

3.8.1 Installation du concentrique :

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

Etant donné que le puits OMM413 pose un problème de dépôt d'asphaltènes, donc l'installation du concentrique est recommandé dans

ces puits pour le nettoyage avec reformat.

Les avantages de CCE :

- ✓ Le pompage du Reformat pendant le traitement et le nettoyage du tubing.
- ✓ Réduction du coût de traitement (sans l'utilisation de l'unité de Coiled Tubing).

Les inconvénients de CCE :

- ✓ Facilité de bouchage du tubing
- ✓ Impossibilité de grattage le tubing. (8)

3.8.2 Réglage de la duse :

Nous pouvons utiliser une duse réglable pour contrôler la pression du fond, ce qui permet de changer la pression du fond par le changement du diamètre de la duse. La figure montre l'effet du changement de diamètre de duse. La FBHP augmente avec la diminution de diamètre de duse. Donc on peut appliquer cette technique pour augmenter la pression du fond dessus de la pression critique.

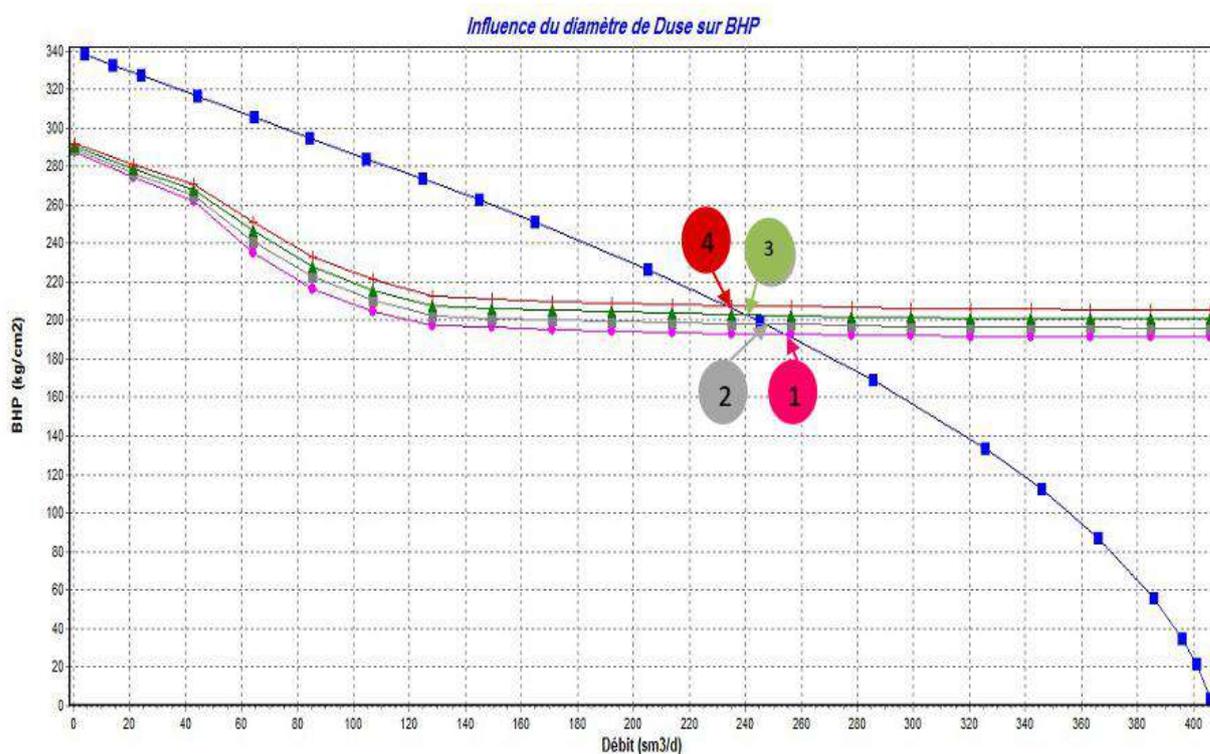


Figure3.10 : Influence du diamètre de la duse sur BHP

CONCLUSION

Dans le champ de Hassi Messaoud, presque tous les facteurs qui favorisent la floculation et la déposition des asphaltènes existent. Le but de notre travail ce n'est pas de résoudre le problème de dépôt d'asphaltènes, mais de mettre en évidence les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts.

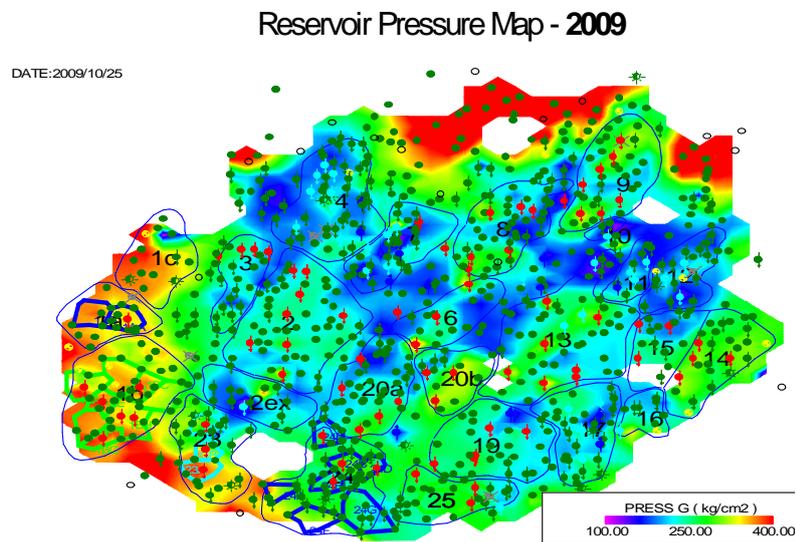
Nous avons étudié le problème des dépôts d'asphaltènes dans quat puits situés dans le champ de Hassi Messaoud (zone 1A), en se basant sur l'analyse SARA et la composition de l'huile et l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes est construite en utilisant le logiciel PIPESIM, ce qui nous a permis de localiser 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, ce que 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, ce qui réduit considérablement la productivité des puits.

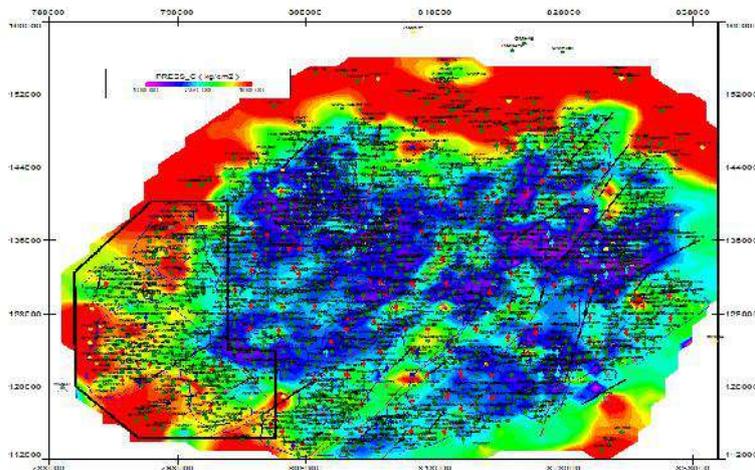
Enfin, une étude économique est faite afin de bien choisir le solvant approprié pour traiter ces dépôts. D'après cette étude, on a trouvé que le Reformat est le solvant le plus utile contre ces dépôts et il donne des résultats positifs pendant une durée de 75 jours, mais le coût de ce traitement est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

Annexes A :

La distribution des pressions dans la zone 1A:



Reservoir Pressure Map - 2014



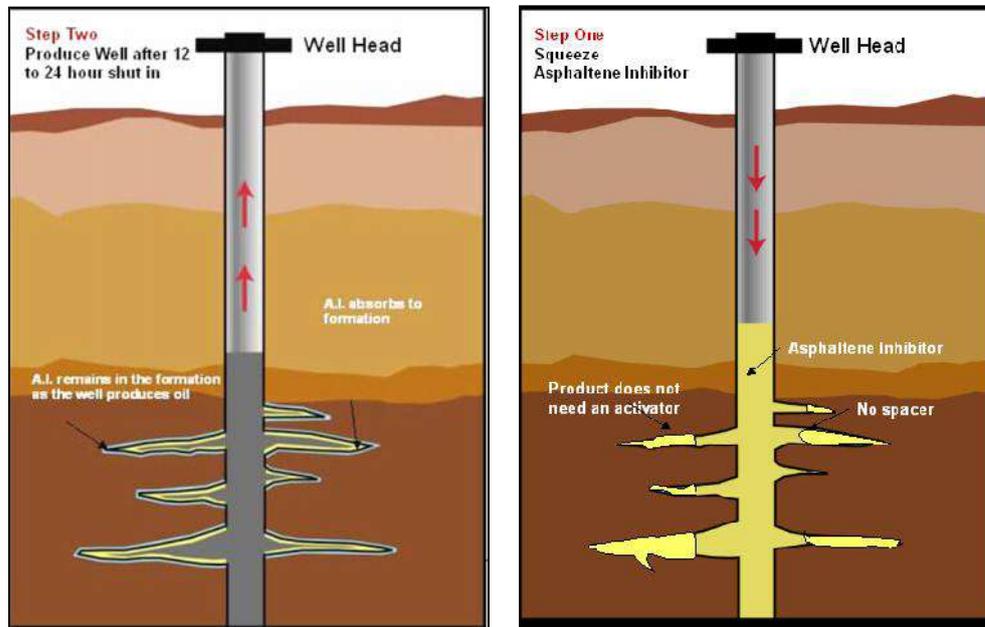
Present understanding of hazad distribution in Zones W1 a/b/c & 23

- The preceding reservoir data and fluid analysis data imply that asphaltene precipitation is occurring not only in the tubing, but at bottomhole and in the near-wellbore

- Halite and sulphate scales may also be occurring at bottomhole or NWB conditions
- Percentage of wells (out of 159 data points) with **reservoir pressure** potentially within asphaltene precipitation conditions = **5%**
- Percentage of wells with **bottom hole and near-wellbore** pressure potentially within asphaltene precipitation conditions = **53%**
- Percentage of wells with **tubing and flowline** pressure potentially within asphaltene precipitation conditions \approx **100%**

Asphaltene issues are advancing into the matrix

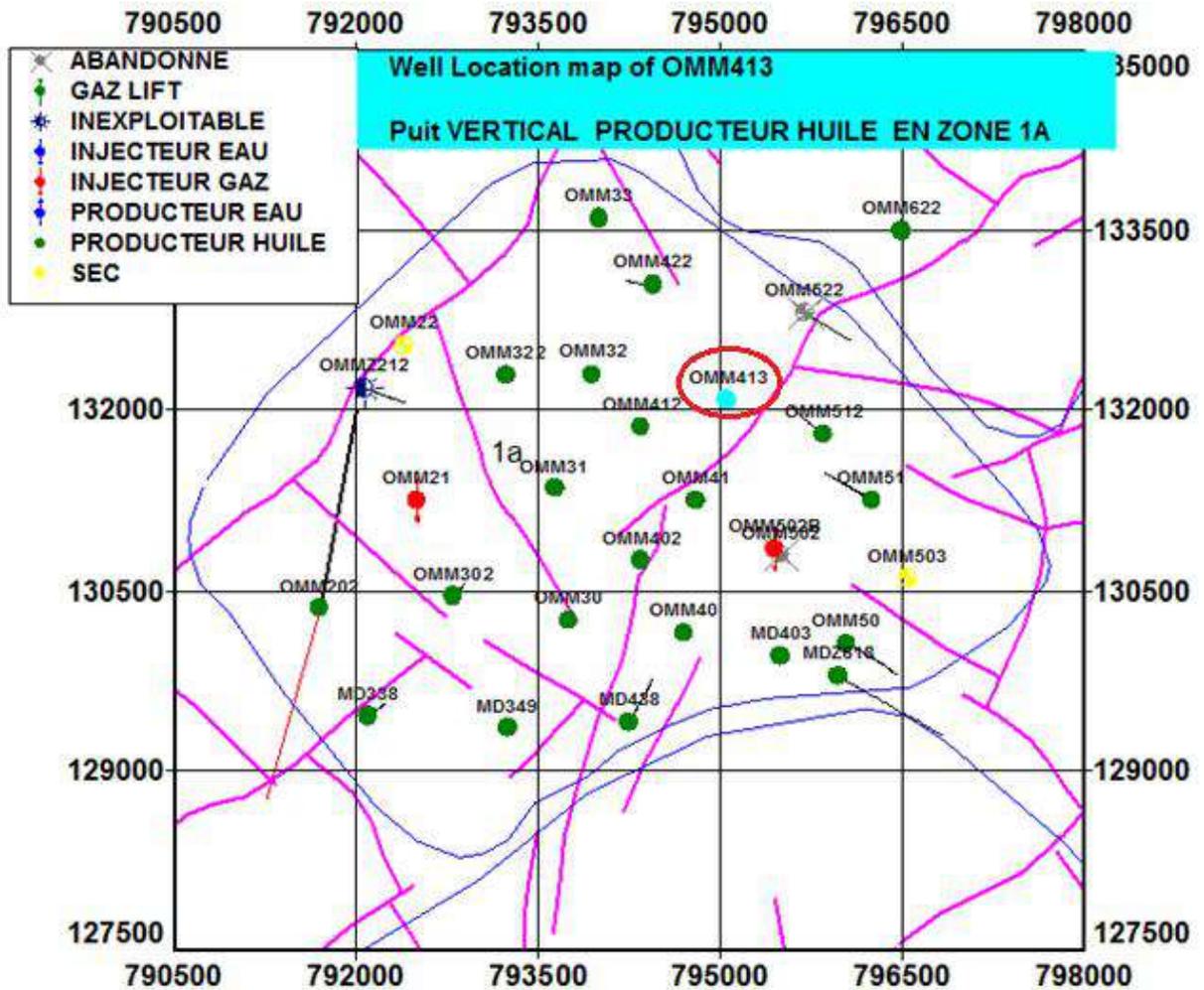
Les étapes du nettoyage par la reformat :



- Enhance continuous treatment
 - Delivery of diluent water is an expensive and potentially hydraulically damaging solution to well productivity
 - **Sulphate** scales and **halite** scales (salts) can both be kinetically inhibited
 - Sulphate may not occur in the absence of Albian diluent water, although breakthrough/commingling of injection waters may still cause near-wellbore matrix impairment
 - Delivery of scale inhibitors does not require diluent water for solution; **direct injection** is feasible
 - **Asphaltene inhibition** can be delivered simultaneously, although compatibility between chemicals must be assessed. Separate

delivery systems (e.g., capillary line parallel to concentric tubing injector) could be considered for workover operations.

Position de OMM413:

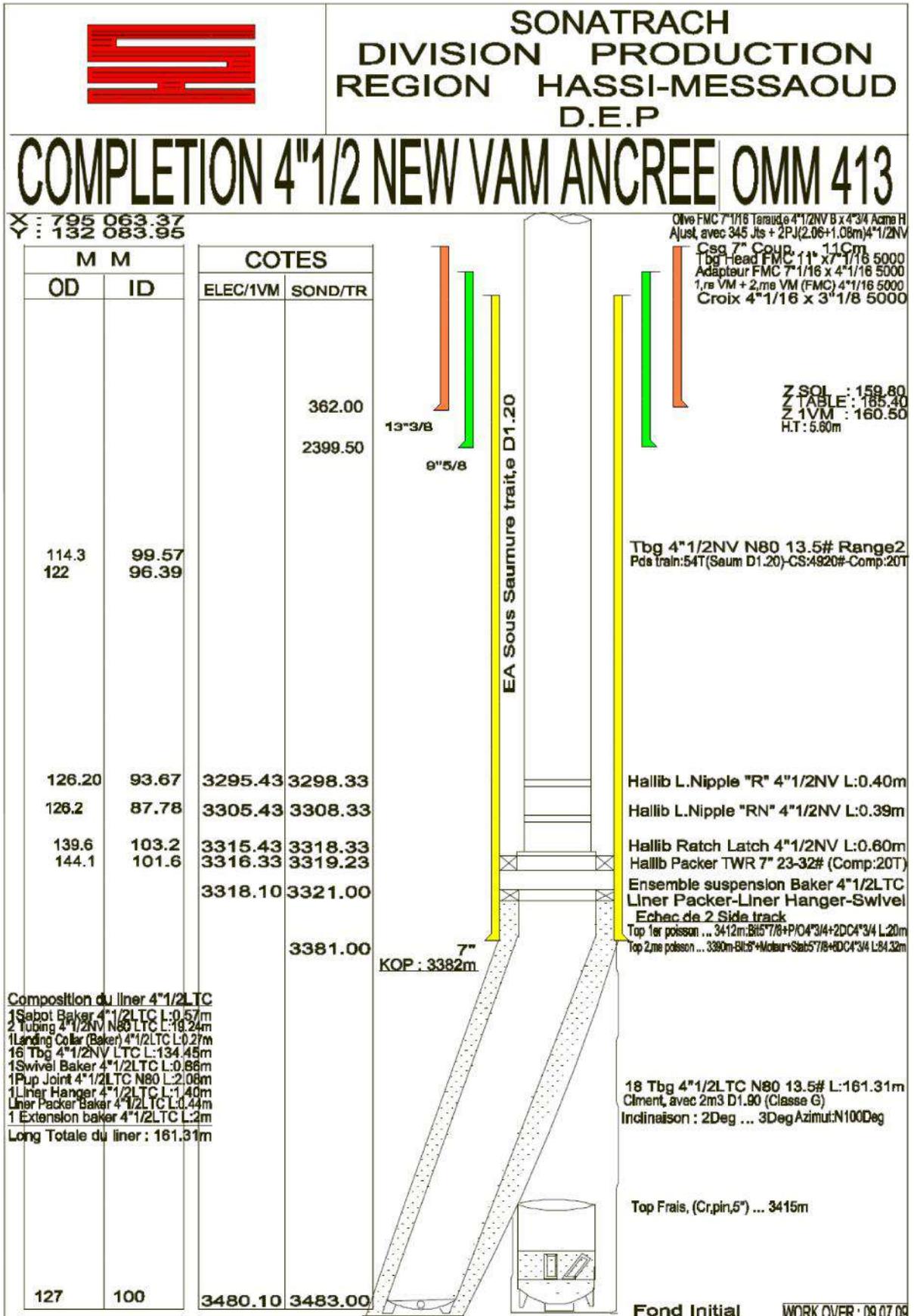


Histoire des interventions dans le puits OMM413:

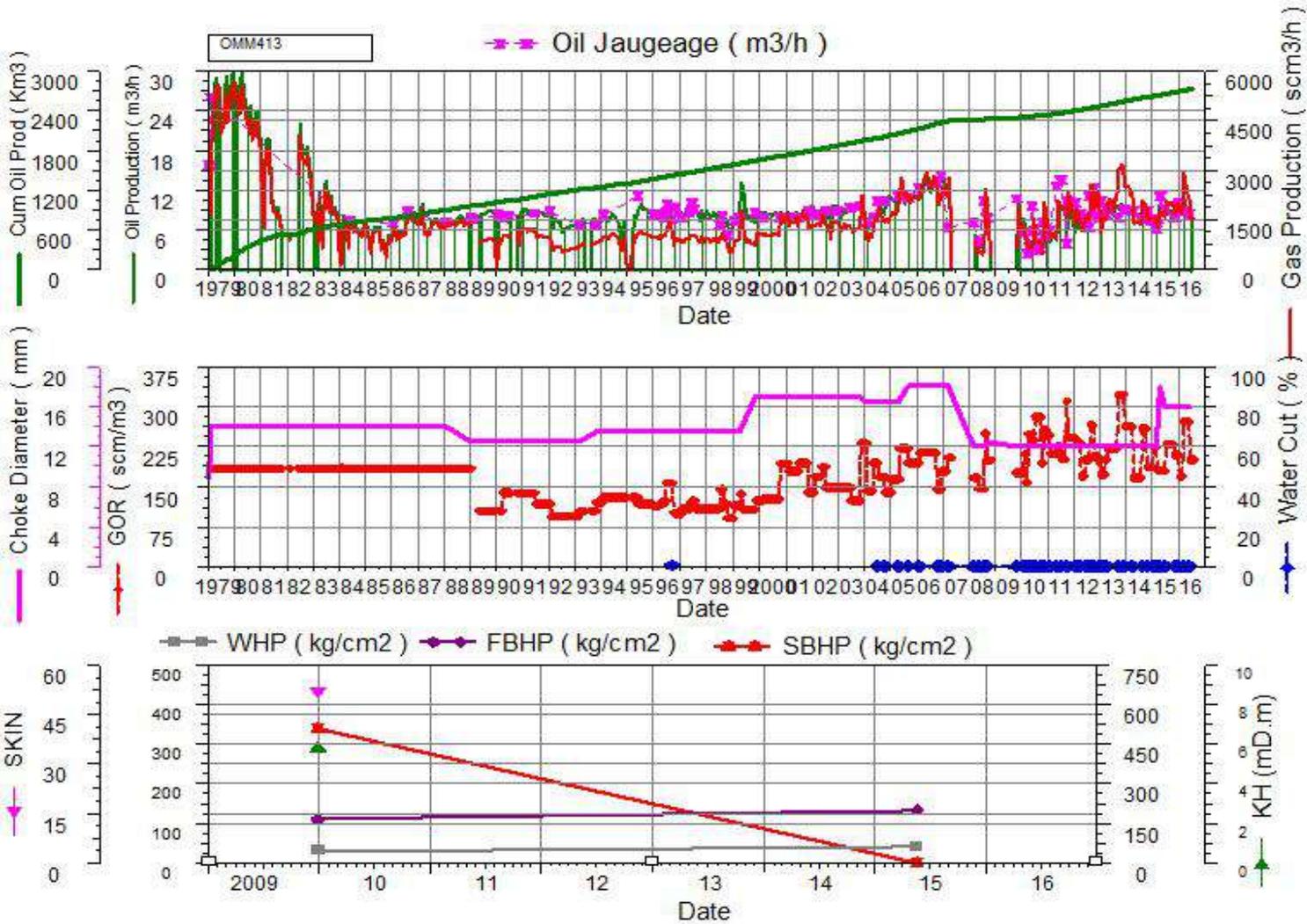
Date	OPERATION OPERATIONS
01/01/1995	Snubbing intervention
24/12/2003	CT JetBlaster and well kill due to surface problem
25/12/2003	SP
04/01/2004	CT Reformat Clean Out + Squeeze
28/06/2004	CT Reformat Treatment
24/09/2004	CT Reformat Treatment
07/12/2006	CT Reformat Treatment
11/05/2007	CT Well Kill
19/11/2007	WO for recompletion
06/03/2008	CT Clean Out for production start
02/06/2008	CT Clean Out with form (Asphaltene, salt and rocks was observed in the return)
15/10/2008	Negative CT Clean Out attempt. Well plugged with rocks and asphalts
18/12/2008	Snubbing intervention for well kill
15/02/2009	Work Over for Side Track
01/08/2009	Well clean out form WO fluids
31/08/2009	CT well circulation with TW for Perforations
04/10/2009	Reformat Clean out
21/10/2009	Reformat Treatment with Tube Clean
05/04/2010	CT Clean out with reformat. Not big prd. Incremental
02/06/2010	CT Kickoff well flowing successfully

25/07/2010	CT Reformat Treatment with Tube Clean. Well start flowing with 3.18m ³ /h
27/10/2010	CT Reformat Treatment with Tube Clean Prd. Increase from 3.18 to 7.13m ³ /h
22/11/2010	CT Reformat Clean Out the well. No remarkable Prd. Increase
09/05/2011	CT Reformat Treatment with TubeClean the well responded very well with 12.63m ³ /h from 5.91m ³ /h
09/07/2011	CT Reformat Clean Out + Squeeze of 10m ³ of reformat
01/10/2011	CT Reformat Treatment with Tube Clean Prd. Increase from 3.9 to 10.27m ³ /h
19/01/2012	CT Reformat Treatment with Tube Clean Prd. Increase from 5 to 10.27m ³ /h
27/04/2012	CT Reformat Clean Out + Squeeze of 13m ³ of reformat
27/07/2012	86mm Wire Line gauge run and tag at 3463m fill high of 17m.
07/08/2012	Reformat treatment with good results. Increase from 6 to 11m ³ /h
16/10/2012	Reformat treatment with good results. Increase from 8 to 12m ³ /h
13/01/2013	Reformat treatment with good results. Increase from 7.92 to 10.37m ³ /h
20/03/2013	Reformat treatment with good results, the flow increased from 7.98 m ³ /h to 9.3 m ³ /h
01/07/2013	Clean Out with Tube Clean, Reformat and TW.
26/01/2015	Scratch and control with 86mm TAG at 3439m.
07/02/2015	Scratch and control with 86mm TAG at 3439m.
18/02/2015	Scratch and control with 86mm TAG at 3450m.
27/02/2015	Tube clean and reformat treatment with good results the flow increased from 5.95m ³ /h to 7.55 m ³ /h
07/11/2015	Tube clean and reformat treatment gave good result, the flow increased from 7.85m ³ /h to 10 m ³ /h
12/06/2015	Clean Out with Reformat and TW.
25/08/2016	Cleaning the production line by pumping 27m ³ of reformat.
16/09/2016	Tube clean + matrix treatment with reformat but without success. & completed
01/10/2016	Control wireline with 86mm tag @ 3479 m HS=1 m.

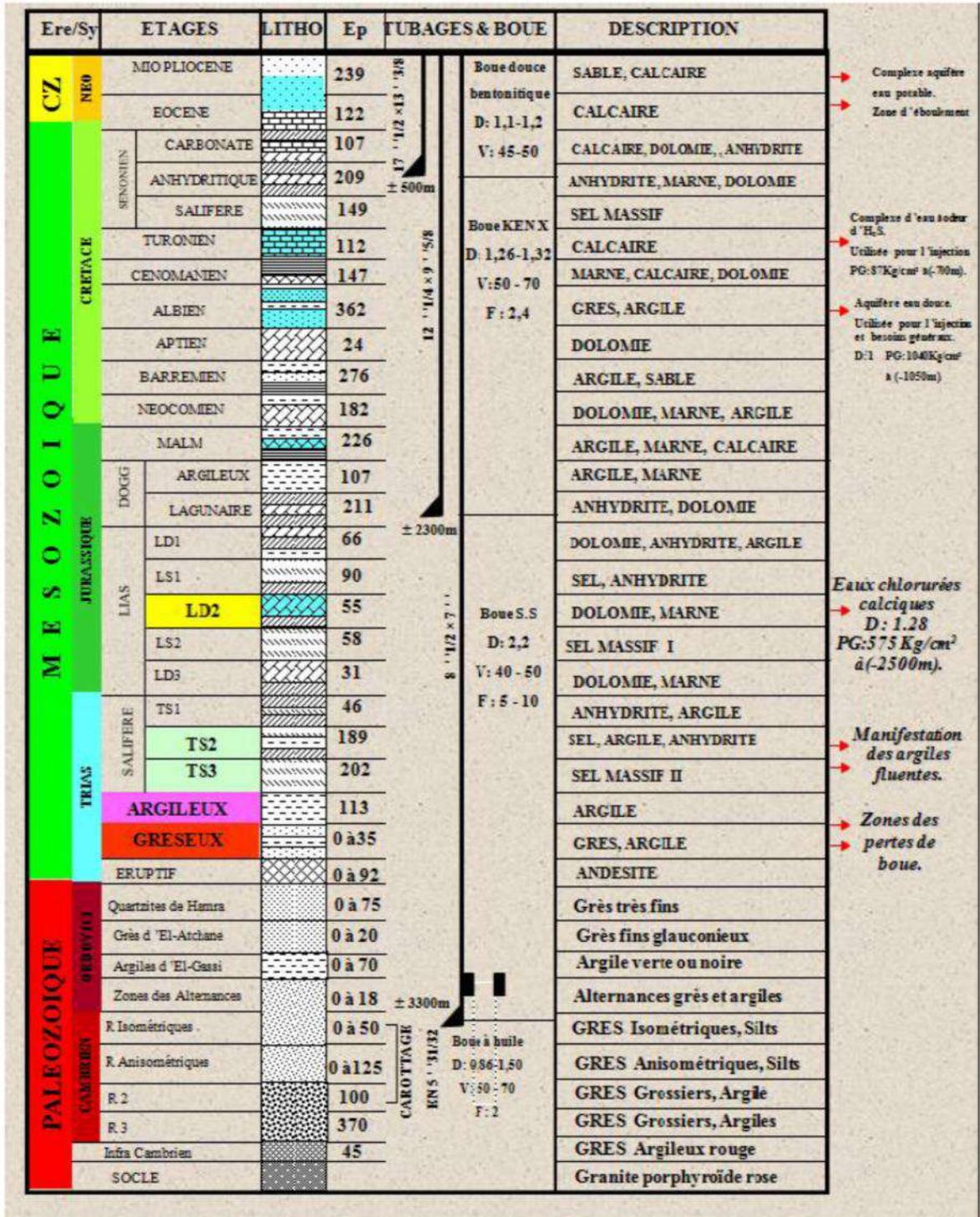
La complétion de OMM413:



Teste de jaugeage :



Stratigraphie du le champ de HMD:



RECOMMANDATION

Afin d'éliminer et retarder la déposition des asphaltènes et dans le but de parvenir à une meilleure production, nous recommandons de tenir en compte les points suivants :

- 1) Contrôler l'évolution des asphaltènes dans les puits.
- 2) Traiter l'eau d'injection.
- 3) Optimiser l'injection de gaz dans cette zone.
- 4) Installer une concentrique à l'intérieur du tubing.
- 5) Optimiser le diamètre de la duse.
- 6) Faire un contrôle périodique du débit pour confirmer les résultats de l'optimisation.

Bibliographie

- ✓ Anissa Baba Aissa, Said Laribi et Abdelhak Ziada: "Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d'asphaltènes à Hassi-Messaoud(CRD)", JST, Communication,1996.(1)
- ✓ Chibane Radouane ; " Etude de la déposition des Asphaltènes dans la périphérie du champ de Haoud Berkaoui" IAP. Novembre .2013....(2)
- ✓ Djelti Faycale ; "contribution à l'étude des propriétés des asphaltènes " Thèse de Magister. Université du Aboubakr Belkayed .Tlemcane 2012.... (3)
- ✓ Malika Boukherissa ; "Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action», Thèse de doctorat de l'Université Paul Verlaine - Metz, Novembre 2008.(4)
- ✓ PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide, Schlumberger, 2006...(5)
- ✓ Rachid Boudinane: "Reformat Product".p,16....(6)
- ✓ Speight, J.G ; "The Chemistry and Technology of Petroleum", Marcel Dekker, Inc., New York (1980) 192-194.Park, S.J., and Mansoori, G.A ; "Aggregation and Deposition of Heavy Organics in Petroleum crudes", Int.J.energy Sources, 10(6) : 109-125 (1988)....(7)
- ✓ SONATRACK Data Banc....(8)
- ✓ Wikipédia....(9)