

N° Série:/2015

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 :

BEN BELKACEM Zin Elabidine – BEN CHEIKH Yacine

-THEME-

Évaluation d'un Traitement Matricielle Pour un Dépôt Organique (Asphaltene) sur le puits OMM 32 (zone 1A Champ HMD)

Soutenue le : 08/06/2015 devant la commission d'examen

Jury :

Président	:	Mr. KHELIFA Cherif	Univ. Ouargla
Encadreur	:	Mr. CHETTI Djamel Eddine	Univ. Ouargla
Examineur	:	Mr. REMITA Abd Eraouf	Univ. Ouargla

Année universitaire: 2014/2015



Remerciement

Nous tenons d'abord à remercier dieu de nous avoir donné la force d'aller jusqu'au bout de ce travail et de nous avoir entouré des personnes qui nous ont aidés tout le long de notre parcours.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur Mr. CHETTI Djamel Eddine pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qu'il nous a apportée malgré ses occupations.

Nous remercions le président du jury Mr KHELIFA Cherif et l'examineur Mr REMITA Abd Eraouf pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger ce travail.

Mes remerciements aussi à l'ensemble du personnel de la 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.

Enfin, nous ne pouvons pas oublier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail. Que tous ceux qui nous ont aidés d'un simple encouragement trouvent ici l'expression de notre reconnaissance la plus sincère.

Didin & yacine





Dédicace

*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur
avec les gens que l'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur
de dédier ce modeste travail :*

*A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a
été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de
prier pour mon bonheur.*

*A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés,
le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a
consentis pour qu'il me voie réussir.*

A mes chères sœurs Fairouze et Hanane

A mes chers frères Amere et Nabile

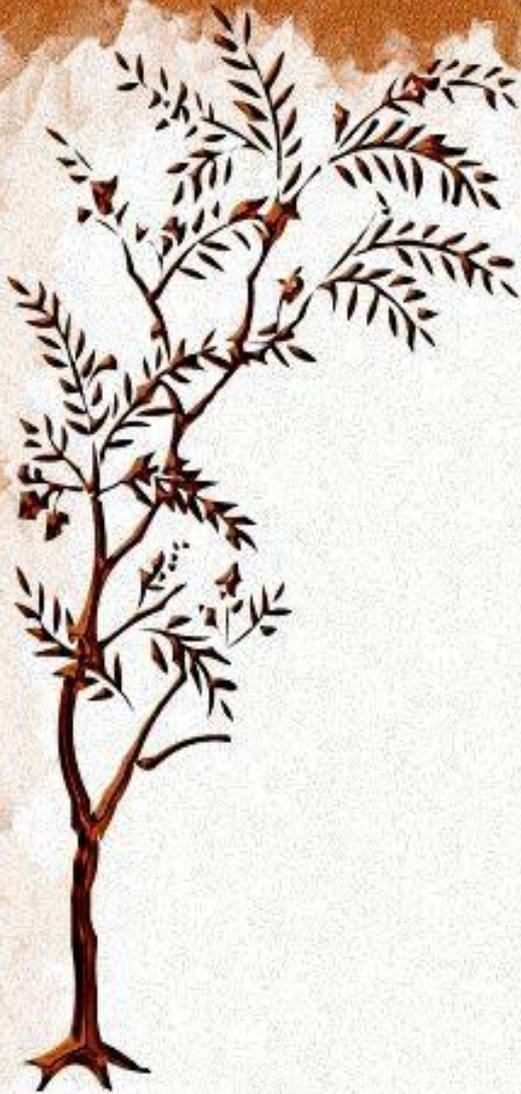
A toute ma grande famille.

A tous mes amis.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

didin





Dédicace

*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur
avec les gens que l'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur
de dédier ce modeste travail :*

*À ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui
a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de
prier pour mon bonheur.*

*À mon cher père, pour tous les conseils qui m'a
donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il
a consentis pour qu'il me voie réussir.*

À mes chères sœurs

À toute ma grande famille.

À tous mes amis.

À tous mes camarades dans le groupe

À tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

Yacine



Liste des figures

Fig.N°	Titre	Page
I-1	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	2
I-2	colonne stratigraphique du champ de HMD	4
I-3	Zonation du champ da Hassi-Messaoud	5
II.1	Les différentes fractions du pétrole	6
II.2	déposition Asphaltènes	8
II.3	Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes	9
II.4	échantillon de dépôts organique	10
II.5	Gauge Cutter	12
III.1	Localisation du puits OMM 32	13
III.2	Point de fonctionnement	20
III.3	Explications avec images du logiciel Pipesim	22
III.4	courbe représente résultat final de simulation	25
III.5	équipements utilisés pour le traitement matriciel	27
III.6	Unité coiled tubing	27
III.7	Outil jet blaster	27
III.8	unité de pompage à haute pression	29
III.9	convertisseur de N2 à haute pression	29
III.10	L'état de puits OMM 32 avant et après traitement	31
III.11	schéma descriptive sur la circulation d'huile chaude	32
III.12	schéma descriptive pour une double complétion	33

Liste des tableaux

Tab.N°	Titre	Page
II -1	Analyses S.A.R.A pour 15 puits de Hassi Messaoud	7
III -1	Caractéristiques géologiques de drain	14
III -2	Intervalle des perforations	14
III -3	résultat des tests de jaugeage	14
III-4	Historique des Dernières interventions sur le puits	17
III-5	résultat du test de jaugeage après traitement	30

Liste des abréviations

API	american petroleum institute
SNB	snubbing
TC	tube clean
Tag	coincé
CCE	concentrique
CT	coiled tubing
IAP	Institut Algérien du Pétrole
bbbl	baril
TD	total depth
SCF	Standard cubic foot
TPC	tubing performance curve
P_{wf}	la pression au fond du puits

Sommaire

Introduction

Chapitre I : Présentation du Champ Pétrolier de Hassi Messaoud

I.1. Introduction.....	1
I.2. Situation géographique.....	1
I.3. Cadre géologique.....	2
I.3.1 Aspect structural et tectonique du champ.....	3
I.3.2 Aspect stratigraphique.....	3
I.4. Zonation du champ Hassi-Messaoud.....	5

Chapitre II : dépôts ASPHALTENE

II.1. introduction.....	6
II.2. Historique des problèmes de dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud.....	7
II.3. Caractérisation du brut du champ de Hassi Messaoud.....	7
II.4. Condition de formation des dépôts d'asphaltene.....	8
II.5. Problèmes causé par les dépôts d'asphaltènes.....	8
II.6. Localisation des dépôts d'asphaltènes.....	9
II.7. Test de laboratoire.....	9
II.7.1 Description et objectif du problème.....	9
II.7.2 Procédure d'analyse.....	10
II.7.2.1 Détermination des dépôts minéraux.....	10
II.7.2.2 Détermination des dépôts organique.....	11
II.8. Traitement des dépôts asphaltènes ou champ de Hassi Messaoud.....	12
II.8.1 Aspect curatif.....	12
II.8.2 Aspect préventif.....	12

Chapitre III : Etude d'un cas (puits OMM 32)

III.1. Introduction.....	13
III.2. les donne de puits.....	13
III.2.1 Localisation géographique de puits.....	13
III.2.2 Caractéristique géologique de drain.....	14
III.2.3 Intervalle des perforations.....	14
III.2.4 Jaugeage.....	14
III.2.5 Historique des Dernier interventions sur le puits.....	17
III.3. Discussion.....	18
III.4. Modélisation de problème.....	19
III.4. Simulation par Pipesim.....	21
III.4.1 Les étapes de travail.....	21
III.5. Traitement recommandé.....	26
III.6. Equipement et produit.....	27
III.6.1 Equipement.....	27
III.6.2 Produits.....	28
III.7. Les étapes de l'opération.....	29
III.8. Evaluation du traitement.....	30
III.9. recommandations.....	31
III.9.1 Circulation d'huile chaude.....	31
III.9.2 Double complétion.....	33

Introduction générale

INTRODUCTION

Les Asphaltènes sont des molécules d'hydrocarbures lourdes qui existent naturellement dans les fluides du réservoir pétrolier. La précipitation des Asphaltènes peut se produire pendant l'épuisement de la pression ou pendant le processus d'injection de gaz pour la récupération secondaire d'huile (IOR).

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 en exploitation des gisements et en raffinage. Les dépôts d'asphaltènes causent également le colmatage des canalisations de transport et influent sur la capacité du réservoir en diminuant 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 HASSI MESSAOUD en ALGERIE, particulièrement dans la zone 1A située dans la partie occidentale du champ.

C'est dans ce contexte que nous venons présenter ce travail intitulé :

« Évaluation d'un Traitement Matricielle Pour un Dépôt Organique
(Asphaltene) sur le puits OMM 32 (zone 1A Champ HMD) »

Dans ce travail on va étudier un cas de traitement matriciel par reformat effectué sur le Puits OMM 32 situé dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud en tenant compte des points suivants :

- Présentation du Champ Pétrolier de Hassi Messaoud
- Dépôts ASPHALTENE
- Etude d'un cas (puits OMM 32)

Enfin, cette étude se termine par une conclusion

Chapitre I

Présentation du Champ Pétrolier de Hassi Messaoud

I.1 Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud, l'un des plus grands au monde, 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 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.

Après la mise en évidence de la sismique par 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.

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes :

- C.F.P.A pour le champ Nord.
- SN.REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Dès cette période, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1300 puits (2006). Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire.

I.2. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud – Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne sa localisation en coordonnées géographiques est :

- Au Nord par la latitude 3215°.
- Au Sud par la latitude 3130°.
- A l'Ouest par la longitude 540°.
- A l'Est par la longitude 635°.

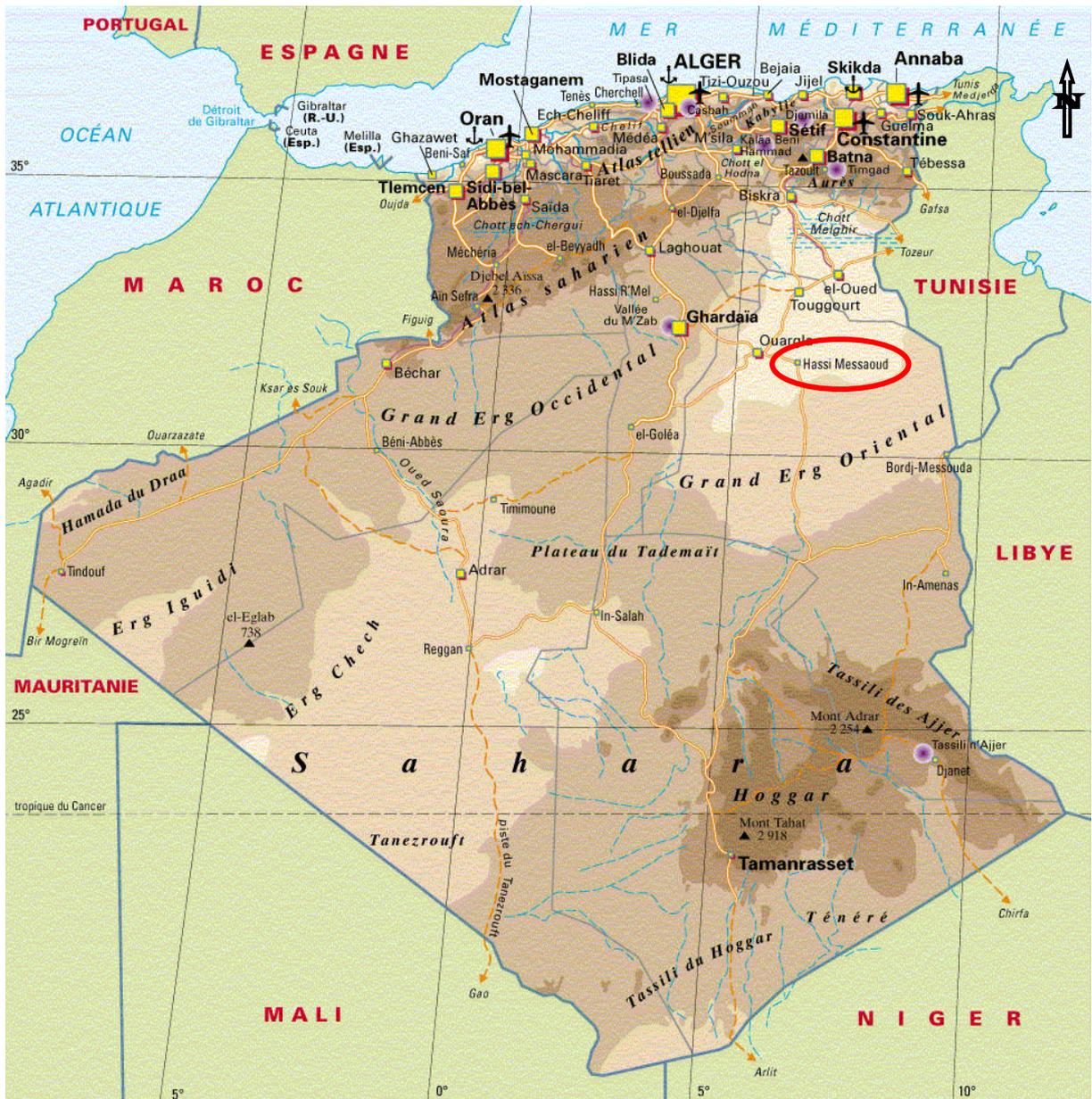


Fig I-1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

I.3. Cadre géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie; il est limité :

- * A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- * Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- * Au Nord par la structure Djamâa-Touggourt.
- * A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

I.3.1 Aspect structural et tectonique du champ

Le champ de Hassi Messaoud se trouve sur la partie Nord de la zone El Biod-Hassi Messaoud formé par une suite de Horsts et Grabens limités par des failles allant généralement dans une direction subméridienne.

Les dimensions de cette structure atteignent approximativement (45x54) Km avec une superficie imprégnée d'huile de 1143 Km². et une zone de transition d'environ 400 Km². La profondeur moyenne de la zone productrice varie entre 3400 ET 3600 m. La cote absolue de l'interface huile-eau est estimée à 3380 m.

Deux failles principales traversent le gisement dans sa partie centrale contrôlant une zone d'effondrement et une troisième a soulevé un bloc sur son flanc ouest.

Ces failles traversent toutes les couches cambriennes et atteignent parfois le crétacé inférieur-supérieur ou ne dépassent guère la discordance Hercynienne.

Vers le haut de la structure, l'amplitude s'adoucit progressivement et elle diminue de valeur, puis s'étend complètement à partir des séries jurassiques [1].

I.3.2 Aspect stratigraphique

Une bonne partie de la série stratigraphique est absente sur le champ de Hassi Messaoud. Les dépôts du paléozoïque reposent sur un socle granitique et ont subi au centre de la structure une importante érosion au cours de la phase Hercynienne. Ces dépôts deviennent plus complets sur la périphérie Duchamp.

Les séries du mésozoïque reposent en discordance sur les terrains du Cambro-ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

De la base au sommet on distingue : figure (I-2)

Ere/Str	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION	
C Z M E S O Z O I Q U E	MIO PLEOCENE		239	SABLE, CALCAIRE	
	Eocene		122	CALCAIRE	
	NEOCENE	CARBONATE		107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE
		ANHYDRITIQUE		209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE
		SALIFERE		149	SEL MASSIF
	TURONNIEN		112	CALCAIRE	
	CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
	ALBIEN		362	GRES, ARGILE	
	APTEN		24	DOLOMIE	
	BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	J U R A S S I Q U E	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE
		DOGO	ARGILEUX	107	ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE
		LIAS	LD1	66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
			LS1	90	SEL, ANHYDRITE
			LD2	55	DOLOMIE, MARNE
			LS2	58	SEL MASSIF
			LD3	31	DOLOMIE, MARNE
T R I A S		SALIF	TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE
			TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE
			TS3	202	SEL MASSIF
	ARGILEUX	113	ARGILE		
	GRESSEUX	0 à 35	GRES, ARGILE		
	ERUPTIF	0 à 92	ANDESITE		
	P A L E O Z O I Q U E	Quartzites de Haras		75	Grès très fins
Grès d'El-Aichane			25	Grès fins glauconieux	
Argiles d'El-Ghassi			50	Argile verte ou noire	
Zones des Alternances			18	Alternances grès et argiles	
R Isométriques			42	GRES Isométriques, Silt	
R Anisométriques			125	GRES Anisométriques, Silt	
R 2			100	GRES Grossiers, Argile	
R 3			370	GRES Grossiers, Argiles	
P R O T O Z O I Q U E	Infra Cambrien		45	GRES Argileux rouge	
	SOCLE			Granite porphyroïde rose	

Fig.I-2 : colonne stratigraphique du champ de HMD

I.4. Zonation du champ Hassi-Messaoud

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production (Figure I.3). Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux mais pas avec ceux des zones voisines, et se comportent de la même manière de point de vue pression de gisement.

Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation [2].

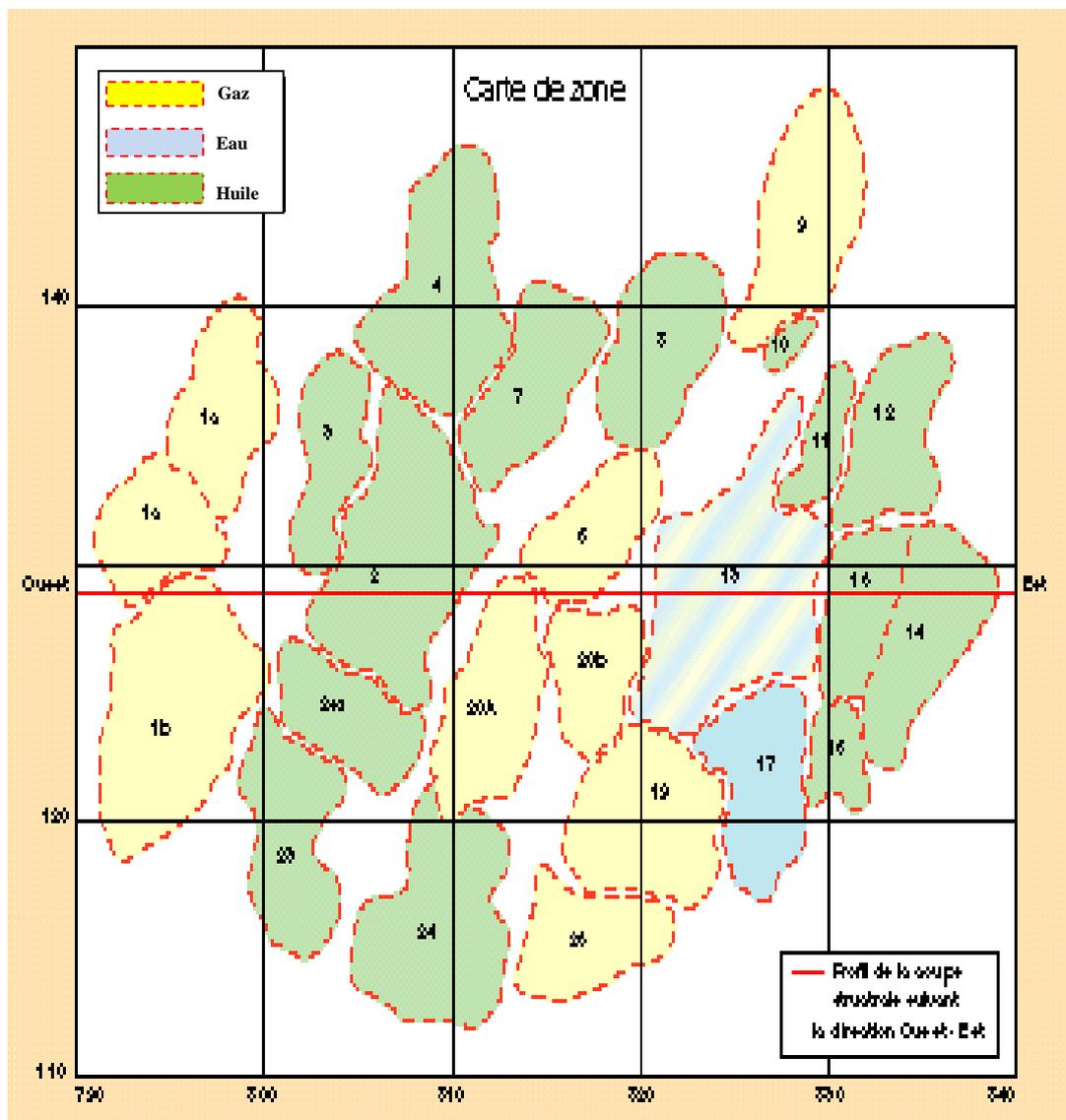


Fig.I-3: Zonation du champ de Hassi-Messaoud

Chapitre II

dépôts

ASPHALTENE

II.1. introduction

Un brut est constitué d'un mélange complexe de composés, répartis d'après les techniques classiques de chromatographie liquide en (Figure II.1):

- Hydrocarbures saturés : sont des composés apolaires (n-alcanes, iso-alcanes, cycloalcanes) ;
- Composés aromatiques : Ce sont des composés qui sont physiquement et chimiquement très différents des paraffines et des naphthènes. Ils contiennent un ou plusieurs noyaux similaires à ceux du benzène.
- Résines et asphaltènes : constitués de molécules polycycliques à haut poids moléculaire, contenant de l'azote, du soufre et de l'oxygène.

Les 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 naphthènes et se distinguent par une teneur en soufre plus élevée, de l'ordre de 1% et qui peut atteindre 9% dans certains bruts [2].

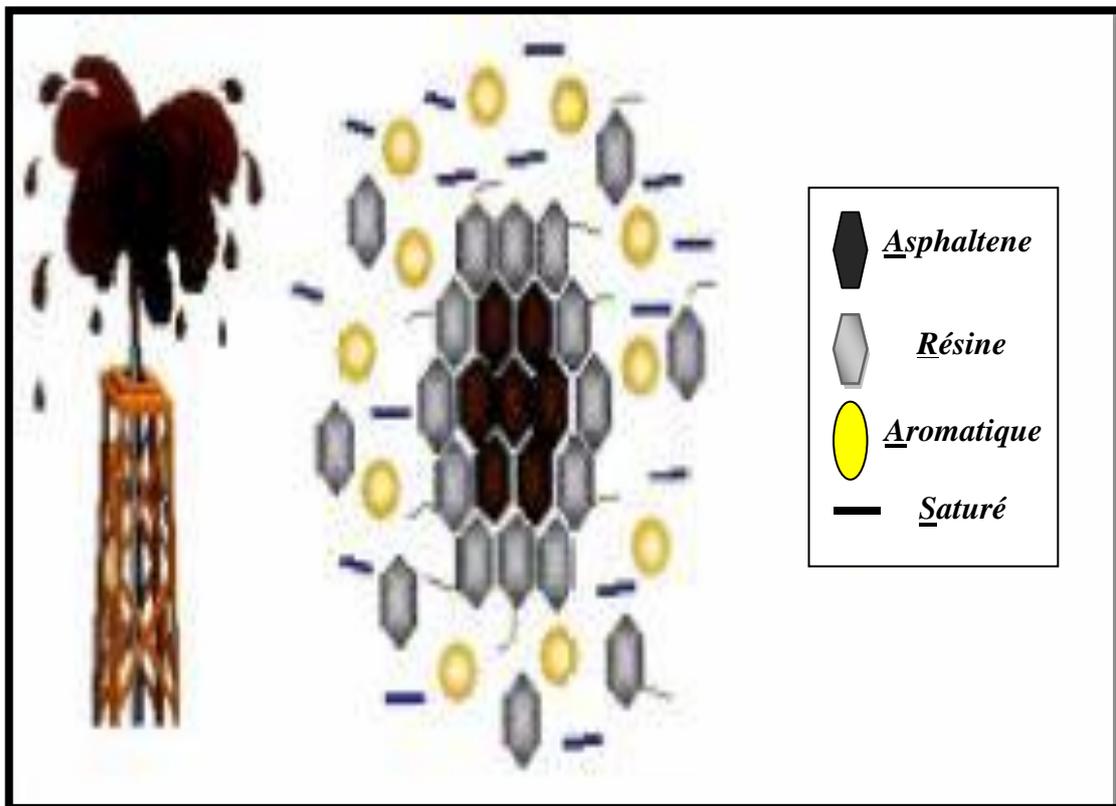


Fig. II.1: Les différentes fractions du pétrole (SARA)

II.2. Historique des problèmes de dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud

Les dépôts d'asphaltènes ont été observés dans le tubing des puits dès les premières étapes de production du champ de Hassi Messaoud, en particulier la zone1 (1a, 1b, 1c).

Initialement, les puits de la zone-1 devrait avoir un potentiel de 1 000 m³/j de pétrole, cependant, après un démarrage de 10 à 30 mois, le déclin de la production a été observée dans certains puits, et depuis de nombreux puits ont été complètement bouchés.

Par exemple, la production du puits MD 237 a diminué de 15,5 m³/h à 1,6 m³/h dans la période allant de Mars 1976 jusqu'à Octobre 1977; avec un skin de +37. Cela prouve que le dépôt d'asphaltène s'est produit dans le réservoir et dans le puits.

II.3. Caractérisation du brut du champ de Hassi Messaoud

L'analyse du brut du champ de Hassi Messaoud a montré les propriétés pétrolières suivantes:

-Densité de 0,8 à 0,835 (°API: 37,9 à 45,3)

-la fraction d'asphaltène dans l'huile: 0,08 à 0,2%

- L'analyse SARA de l'huile provenant de 15 puits de la zone-1 donne la composition indiquée dans le tableau II-1 [3].

Tab. II-1 : Analyses S.A.R.A pour 15 puits de Hassi Messaoud

<i>puits</i>	<i>Saturés (%)</i>	<i>Aromatiques (%)</i>	<i>Résines (%)</i>	<i>Asphaltene (%)</i>	<i>Asph/Resin (%)</i>
<i>OMM 33</i>	<i>76.21</i>	<i>13.75</i>	<i>8.94</i>	<i>1.1</i>	<i>12.3</i>
<i>MD 297</i>	<i>80.98</i>	<i>11.6</i>	<i>7.03</i>	<i>0.39</i>	<i>5.5</i>
<i>MD 269</i>	<i>79.42</i>	<i>12.15</i>	<i>8</i>	<i>0.43</i>	<i>5.4</i>
<i>MD 299</i>	<i>77.48</i>	<i>13.39</i>	<i>8.3</i>	<i>0.53</i>	<i>6.4</i>
<i>MD 221</i>	<i>75.47</i>	<i>14.02</i>	<i>9.52</i>	<i>1</i>	<i>10.5</i>
<i>MD 348</i>	<i>75.39</i>	<i>13.19</i>	<i>9.62</i>	<i>1.8</i>	<i>18.7</i>
<i>OMM 763</i>	<i>77.08</i>	<i>13.52</i>	<i>8.96</i>	<i>0.44</i>	<i>4.9</i>
<i>OMM 812</i>	<i>77.79</i>	<i>13.35</i>	<i>7.96</i>	<i>0.9</i>	<i>11.3</i>
<i>OMN 243</i>	<i>74.37</i>	<i>14.56</i>	<i>9.89</i>	<i>1.18</i>	<i>11.9</i>
<i>MD 125</i>	<i>74.82</i>	<i>14.68</i>	<i>9.01</i>	<i>1.49</i>	<i>16.5</i>
<i>OMN 352</i>	<i>76.86</i>	<i>12.73</i>	<i>10</i>	<i>0.41</i>	<i>4.1</i>

<i>MD 165</i>	<i>74.86</i>	<i>13.45</i>	<i>10.49</i>	<i>0.41</i>	<i>3.9</i>
<i>OMN 33</i>	<i>75</i>	<i>13.75</i>	<i>8</i>	<i>1.22</i>	<i>15.3</i>
<i>OMN 412</i>	<i>74.53</i>	<i>13.5</i>	<i>10.6</i>	<i>0.4</i>	<i>3.8</i>
<i>OMJ 42</i>	<i>76.7</i>	<i>12.9</i>	<i>9.69</i>	<i>0.36</i>	<i>3.7</i>

II.4. Condition de formation des dépôts d'asphaltene

La précipitation des asphaltènes est causée par un changement de pression, de température et la composition chimique de brut.

- Une température et/ou une pression suffisamment basse, en particulier lorsque la pression est inférieure au point de bulles du brut.
- L'eau de formation et l'eau d'injection.
- L'injection de CO₂ utilisé pour améliorer la productivité a aussi conduit à la précipitation des asphaltènes.

II.5. Problèmes causé par les dépôts d'asphaltènes

Plusieurs problèmes peuvent survenir suite au dépôt d'asphaltène:

- Réduction de la perméabilité de la formation.
- les problèmes de taux de production et de pompage à cause de la forte viscosité d'asphaltène.
- dans le puits de forage, les dépôts d'asphaltène peuvent gravement affecter la performance d'inflow.
- Restriction du diamètre du tubing, réduit la performance d'outflow.
- L'encrassement de la vanne de sécurité de fond.
- Accumulation des débris solides dans les réservoirs de stockage et dans les autres équipements de surface.



Fig. II.2 : déposition Asphaltènes (source:2007Petroskills LLC. All Rights Reserved)

II.6. Localisation des dépôts d'asphaltènes

La précipitation d'asphaltènes n'est toutefois pas limitée 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, la figure (II.3) [4].

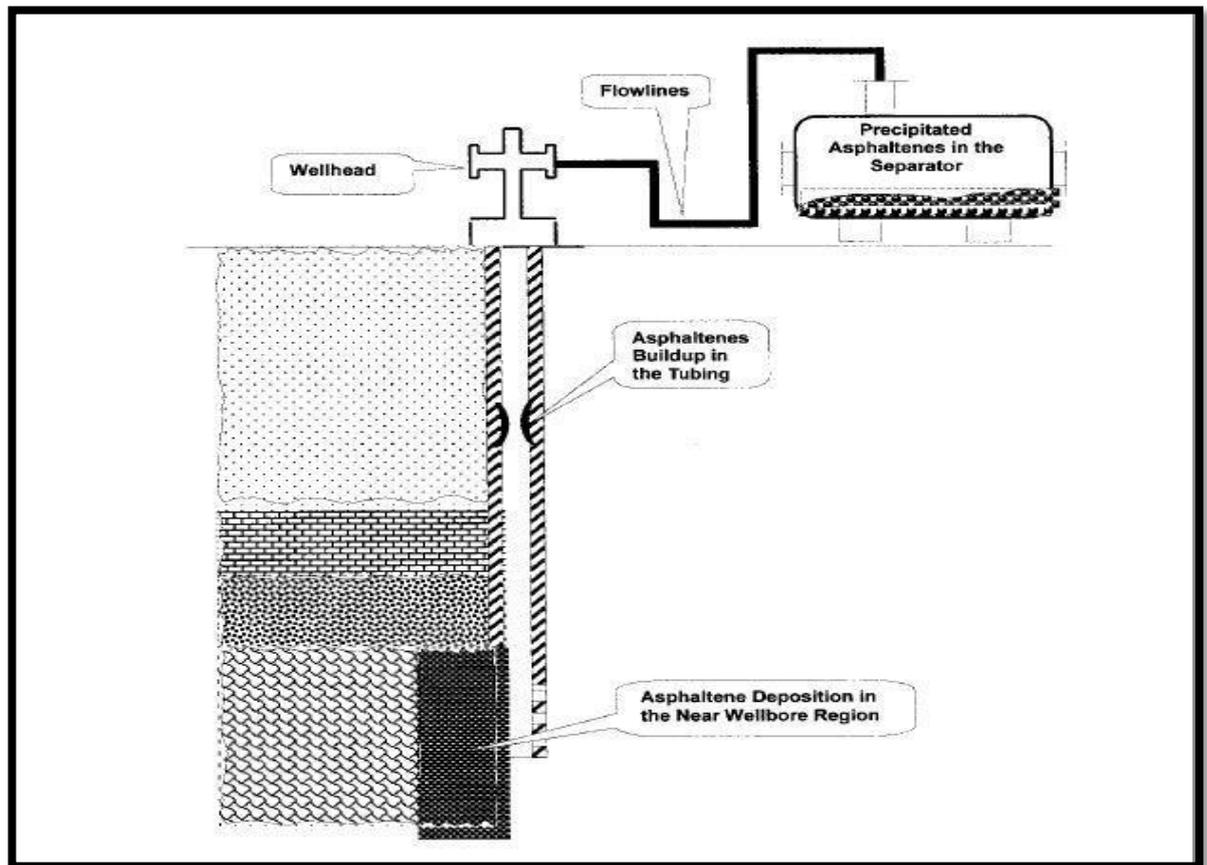


Fig. II.3 : Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes (source : Jianxin Wang ; p & Sc Group PRRC, New Mexico Tech, Oct 2000)

II.7. Test de laboratoire

II.7.1 Description et objectif du problème

Le 14/04/2015 le laboratoire de salinité de la direction EP Hassi-Messaoud sonatrach reçoit un échantillon de dépôt. Le dépôt est prélevé à partir du puits HTF 10 situé dans la zone 1 du champ Hassi-Messaoud à une cote de 2668 m par l'outil de cuillère de l'appareille wire line.

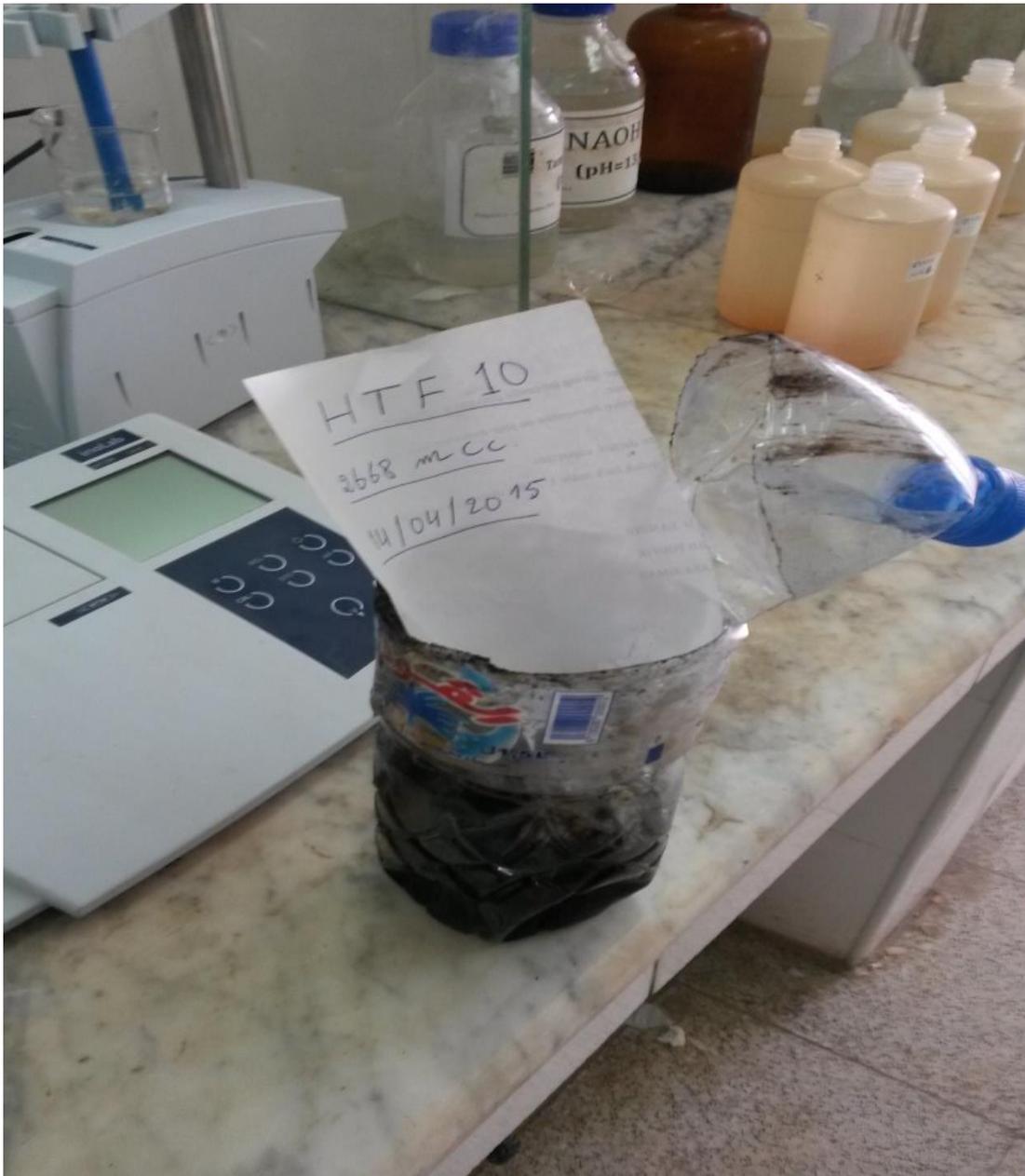


Fig. II.4 : échantillon de dépôts organique (source: labo EP Hassi Messaoud)

II.7.2. Procédure d'analyse

II.7.2.1 Détermination des dépôts minéraux

-Après un test qualitatif de l'échantillon par HCL (Acide chlorhydrique) on observe qu'il n'y pas une apparition de couleur jaune, donc l'échantillon ne contient pas de fer.

On observe aussi qu'il n'y a pas effervescence, donc notre échantillon aussi ne contient pas des carbonates. Finalement il n'y a aucune diffusion d'odeur, donc notre échantillon ne contient pas H_2S .

-Pour les sels NaCl (chlorure de sodium) : on dissous 1g d'échantillon dans un 100 ml d'eau distillé à l'aide d'une faible température, et on fait un titrage avec NgNO_3 , après une faible agitation en observe l'apparition d'une couleur rouge brique, on conclut alors qu'il n'y a pas des sels.

II.7.2.2 Détermination des dépôts organique

On prend 1g d'échantillon à l'aide d'une balance électronique.

A 250 °C

On met notre échantillon dans le four électrique à une température de 250 °C pendant une demi-heure .On repese a nouveau notre échantillon a l'aide de balance électronique on a trouve un poids de 0,7216 g.

Donc le poids a diminué de 0,2784 g, l'explication de cette diminution est que la quantité diminue et vaporise à cette température.

Cette quantité représente la matière organique légère dont le pourcentage est 27,84%.

A 500 °C

On remet la quantité de 0,7216 g au four électrique pendant une demi-heure et on repese une deuxième fois.

On trouve un poids de 0,24 g la différence de 0,4816 g représente 48,16% des paraffines.

A 700 °C

On remet la quantité restante (0,24 g) dans le four électrique à une température de 700 °C pendent une demi-heure et on repese une troisième fois.

On a trouve un poids de 0,03 g la différence de 0,21 g représente 21% le pourcentage des asphaltene.

Les restes sont des résidus 3%

II.8. Traitement des dépôts asphaltènes ou champ de Hassi Messaoud

Le traitement des dépôts organiques peut avoir pour objectif d'éliminer les dépôts (aspect curatif) ou pour empêcher le dépôt à l'avenir (aspect préventif).

II.8.1 Aspect curatif

Le traitement employé par SONATRACH dans ce cas est:

- Grattage mécanique

Cette méthode 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 elle a des inconvénients tels que la répétition d'intervention et la rupture du câble [4].



Fig. II.5 : Gauge Cutter (outil wire line).

- circulation d'une solution de solvants aromatiques dans le tubing dans le but de dissoudre les dépôts formé sur les parois de tubing.

- Squeezing des solutions de différents solvants comme reformat, Cette opération a pour but de dissoudre les dépôts organiques dans la formation (près du puits de forage).

II.8.2 Aspect préventif

Ce traitement consiste à l'injection continue d'une solution de différents dispersants dans les puits reconnus pour avoir des problèmes de dépôt. Ceci est réalisé en faisant circuler la solution vers le bas avec un tube concentrique, et la remonter à la surface par l'espace annulaire. Cela permettra d'éviter ou de minimiser l'agglomération et la formation des dépôts asphaltènes.

Chapitre III

Etude d'un

cas

(puits OMM 32)

III.1. Introduction

OMM 32 est un puits Producteur d'huile situé au champ de Hassi-messoud, foré le 25.02.1980.

La production actuelle de ce puits est de $4,19 \text{ m}^3/\text{h}$, alors qu'il produisait avec une moyenne de $7 \text{ m}^3/\text{h}$, Soit, une chute de débit de $3 \text{ m}^3/\text{h}$.

III.2. les données du puits

III.2.1 Localisation géographique de puits

Le puits OMM 32 est situé dans la zone 1A du champ de Hassi-messoud

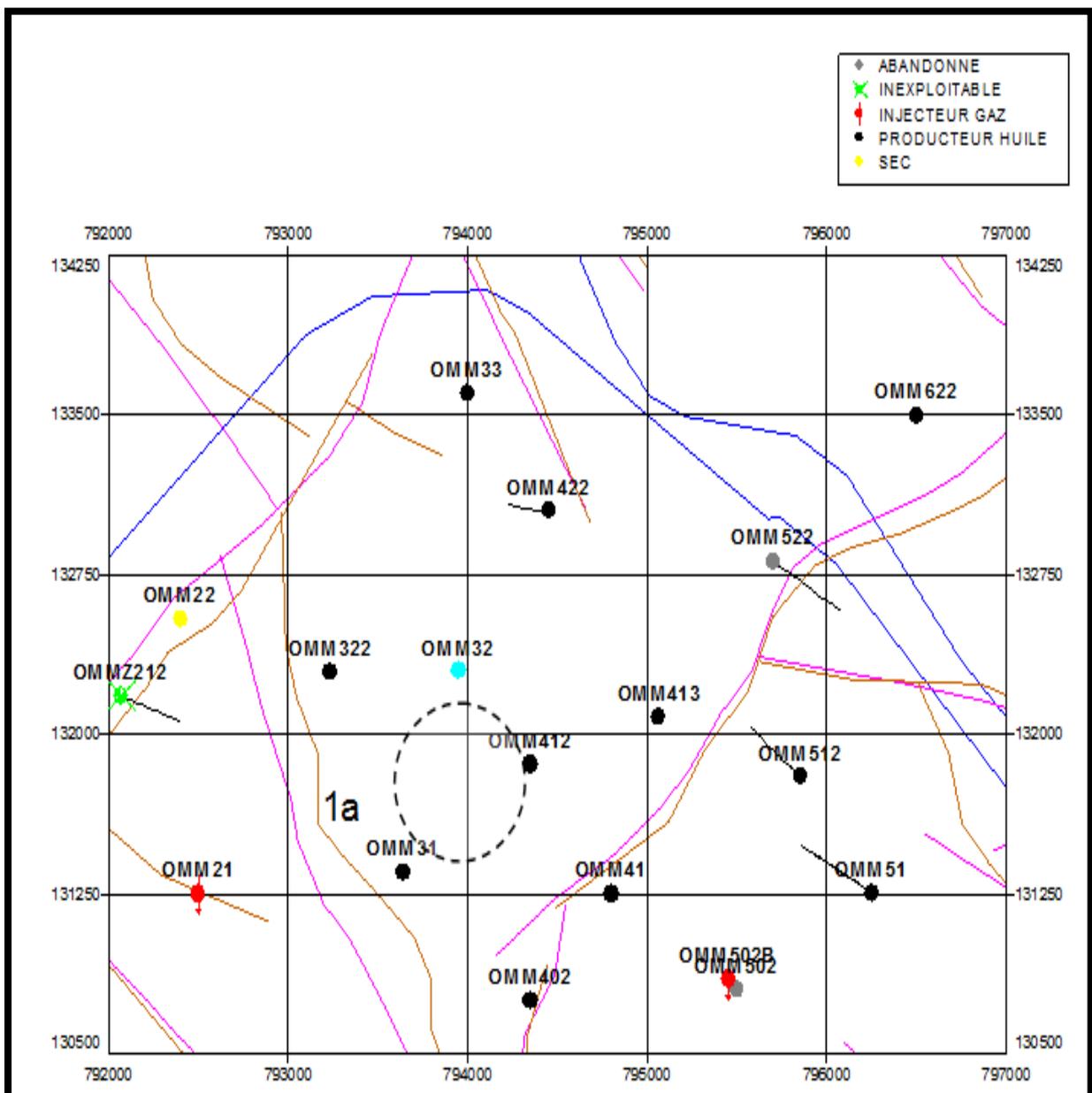


Fig. III.1 : localisation du puits OMM 32.

III.2.2 Caractéristiques géologiques de drain

Tab. III -1 : Caractéristiques géologiques de drain

Drain	Toit - mur (mètres)	EPAIS (m)	Ep.Ut. (m)	Vsh (%)	POR (%) Log	So (%) Log	Sw (%) Log	EP.CAROT (m)	K (MD) Core	POR (%) Core	So (%) Core	Sw (%) Core	DENSITE Silts
D5	3398-3444	46.0	17.2	13.0	6.5	61.0	49.0	41.9	4.53	6.3	29.3	23.1	0.05
D4	3444-3480.5	36.5	16.3	10.3	8.4	72.3	27.7	45.0	19.35	6.8	37.4	14.2	0.03

III.2.3 Intervalle des perforations

Tab. III-2 : Intervalle des perforations

Date	société	But de l'opération	Densité de tir	Condition puits	Intervalles de perforation
13/07/2006	HESP	-	6	-	3456 3447

III.2.4 Jaugeage

Tab. III-3 : résultat des tests de jaugeage

Date mesure	Diam Duse (mm)	Unité sépar	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (Kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K psi	Débit eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press , tete	Press , pipe	Press, separ			récupérée	injectée
27/04/1980	12.7	-	25.68	--	118	113	30	8.9	--	0.89	0	0
22/09/1984	12.5	-	11.35	--	112	56	27.8	14.5	--	null	0	0
12/01/1986	9	-	5.96	--	95	58.4	25.2	6.3	--	0.511	0	0
21/10/1988	10.5	-	3.76	--	127	33.4	28.1	3.9	--	0.547	0	0
25/01/1989	9.5	-	4.92	--	80	36.2	14.9	9.2	--	0.424	0	0
29/11/1989	9.5	-	5.73	--	128	40.25	12.9	3.5	--	0.404	0	0
18/03/1990	9.5	500	5.8	674.28	109	42.6	13.5	6.7	36	0.423	0	0
11/06/1990	9.5	70	5.4	935.95	144	42.1	13	2.4	35	0.448	0	0
06/06/1991	9.5	500	5.53	730.55	112	40.9	15.2	4.2	36	0.425	0	0
05/01/1992	9.5	300	5.33	597.10	102	40.1	14.5	5.8	35	0.432	0	0
21/05/1992	9.5	500	4.54	427.03	93	31	12.9	9.2	38	0.392	0	0
19/01/1993	9.5	300	5.14	651.87	121	34.9	13	6.9	35	0.391	0	0
06/10/1993	12	600	9.09	1268.10	118	43.5	13.5	5.6	44	0.419	0	0
07/10/1993	12	600	9.09	1287.32	115	44.4	14	5.7	49	0.428	0	0
14/10/1993	12	600	8.76	1249.84	118	57.5	13.6	5.8	48	0.575	0	0
22/10/1993	12	600	5.53	642.89	109	26.2	15	7.7	40	0.415	0	0
12/11/1993	12	600	10.47	1361.03	112	54.9	15	7	47	0.459	0	0
19/12/1993	12	600	11.2	1787.36	128	53	14.5	6	54	0.415	0	0

30/12/1993	12	300	10.93	1686.51	128	53.5	13.4	6.2	50	0.429	0	0
09/01/1994	12	300	10.87	1470.47	120	54.2	13	7.8	47	0.437	0	0
20/01/1994	12	600	10.6	1578.33	130	52.6	11.8	6.5	45	0.435	0	0
26/01/1994	12	300	10.67	1343.78	104	54.5	14.4	7	51	0.447	0	0
07/02/1994	12	600	10.93	1479.87	113	54	13.4	7	51	0.433	0	0
16/02/1994	12	600	10.28	1376.42	107	54	15	7	56	0.46	0	0
28/04/1994	12	300	8.89	1243.85	115	53.5	14.8	6.3	50	0.527	0	0
12/10/1994	12	600	7.71	1070.62	128	51	14.3	7.9	48	0.58	0	0
30/01/1995	12	600	7.51	1008.81	117	43.8	14	7	46	0.511	0	0
13/02/1995	12	600	7.11	922.56	112	42.5	16	5.6	41	0.523	0	0
25/03/1995	12	300	7.71	1056.87	117	41	14	5.2	41	0.466	0	0
23/04/1995	12	300	7.9	931.71	104	42.2	14.3	7	44	0.468	0	0
28/08/1995	12	400	8.23	1005.50	100	42.2	14	5.6	46	0.449	0	0
03/09/1995	12	400	8.1	1050.91	100	42	14.1	4.2	46	0.454	0	0
18/12/1995	12	600	7.77	926.62	106	42.2	18.8	6.3	40	0.476	0	89
13/02/1996	12	300	8.5	1089.48	116	36.5	15.5	8.4	46	0.376	0	0
18/03/1996	12	300	8.23	1097.60	119	79	15	8.8	49	0.841	0	0
05/06/1996	12	300	8.3	1022.05	108	34.5	13.5	8.4	50	0.364	0	0
13/10/1996	12	300	7.71	966.85	106	34	13.5	7.7	52	0.387	0	0
15/04/1997	12	300	8.3	974.33	99	31.9	14	7	48	0.337	50	150
25/05/1997	12	720	8.69	1109.20	106	32.7	14.2	4.5	40	0.329	250	200
27/07/1997	12	300	8.1	1067.50	112	32.8	13.1	7.9	58	0.355	0	0
26/10/1997	12	300	8.1	1052.41	99	30.8	13.9	4.2	47	0.333	0	0
30/06/1998	12	1440	6.79	1219.73	147	33	13.7	5.3	51	0.426	0	0
17/10/1998	12	720	5.14	590.17	101	40.5	14.9	5	35	0.691	1115	400
21/01/1999	12	720	6.92	794.05	91	17.7	12.7	4.2	41	0.224	0	0
25/02/1999	12	720	5.53	766.98	117	17.7	13.8	4.7	40	0.274	0	0
05/04/1999	12	400	7.9	915.02	95	20.4	15.5	5.6	45	0.225	0	0
02/08/1999	12	720	7.9	1023.16	111	26.4	14.2	4.8	44	0.293	0	0
18/10/1999	12	1440	7.77	811.65	87	30.9	13.3	5.8	48	0.348	0	270
29/11/1999	12	1440	9.29	1184.50	111	19.3	13.4	5.5	46	0.182	0	0
26/03/2000	12	1440	8.69	1151.44	119	19.8	14.6	5.6	43	0.2	0	0
05/11/2000	12	720	9.35	1511.04	139	19.4	12.9	4.6	48	0.182	0	0
14/02/2001	12	720	9.29	1289.61	116	18.8	13.9	4.2	46	0.177	0	0
08/07/2001	12	720	9.09	1161.34	107	18.2	14.7	5.4	50	0.166	50	240
03/11/2001	12	720	9.09	1285.92	114	19.6	15.8	4	50	0.179	70	180
15/02/2002	10	400	5.14	539.46	102	17.2	16	5.6	33	0.138	30	240
23/02/2002	10	1440	5.34	580.98	102	18.3	16.5	5.2	35	0.163	0	0
04/03/2002	10	1440	9.48	1253.13	114	20	16.3	5.1	45	0.124	0	0
13/06/2002	12	720	7.51	1109.83	123	18.3	15.8	5	52	0.182	0	0
16/12/2002	12	1440	9.09	1111.76	101	18	14	4.7	47	0.17	0	0
07/03/2003	12	1440	8.81	714.31	55	19.7	14.7	4.6	51	0.196	30	120
04/07/2003	12	1440	8.3	1437.14	148	16.8	12.6	4.2	48	0.177	0	180
30/10/2003	12	600	7.9	1576.27	182	18.2	14.1	5	44	0.198	0	0
08/04/2004	12	740	11.56	1993.90	145	21.6	15.6	3.5	48	0.164	0	200
31/07/2004	12	1440	12.6	1511.24	120	17.9	14.5	4.49	45	0.1169	0	0

19/07/2005	12	1440	17.96	5168.40	288	15.8	14.1	6.63	40	0.06	0	0
23/07/2005	12	655	7.84	1859.29	237	63.4	13.7	3.57	36	0.708	0	0
21/11/2005	16	600	10.95	3791.07	346	48	15	5.3	38	0.6443	0	0
23/07/2006	13.9	655	1.98	743.35	376	37.7	22.4	4.08	27	2.1763	0	0
10/10/2006	13	600	5.94	1132.07	191	45	15	4.69	26	0.7669	0	0
31/10/2006	13	655	11.88	6594.42	555	126.5	15.5	5.4	26	1.0777	0	0
08/01/2007	13	720	11.29	3332.93	295	80.5	14.2	5.2	25	0.7213	0	0
02/06/2007	13	-	9.85	3444.05	350	92.8	15.5	6.93	31	0.9535	0	0
01/10/2007	13	Vx52	13.72	5024.90	366	108	18.9	--	15	0.7966	0	0
04/10/2007	13	720	16.88	5122.39	303	108.5	15	7.75	35	0.6503	0	0
11/02/2008	13	655	11.9	5464.63	459	103	14.4	7.14	24	0.8759	0	0
22/05/2008	13	655	10.64	3858.08	363	93.2	16.5	5.71	31	0.8864	0	0
31/08/2008	13	-	9.81	4167.23	425	100	16.8	5.81	35	1.031	0	0
26/10/2008	13	720	8.66	4316.92	498	96	16.3	5.71	32	1.1215	0	0
31/01/2009	13	-	8.33	5177.33	622	104	14	7.14	24	1.2635	0	0
02/07/2009	13	-	7.85	4903.85	625	90	17.2	6.83	35	1.1602	0	0
18/11/2009	13	600	5.95	4083.49	686	106	15.9	5.71	23	1.8012	0	0
12/12/2009	13	-	8.76	5747.39	656	110	17.5	11.62	20	1.2709	0	0
18/04/2010	13	Vx29	8.65	5997.20	694	88.6	16.1	--	--	1.0369	0	0
15/09/2010	13	655	6.53	5054.25	774	86.5	18.2	6.12	27	1.3411	0	0
16/01/2011	13	Vx52	5.59	4504.50	806	77.3	18.6	--	--	1.3997	0	0
20/03/2011	13	720	5.15	3900.08	757	67.8	15.5	4.28	25	1.3316	360	0
02/07/2011	13	Vx52	4.8	3364.90	701	57.5	20.7	--	--	1.2116	169	0
13/10/2011	13	Vx52	5.36	3041.80	568	54	15.7	--	--	1.0195	232	0
18/02/2012	13	-	5.93	1774.34	299	55	14.2	3.47	27	0.9379	0	0
05/03/2012	13	Vx29	7.63	2264.90	297	48.7	15	--	--	0.6458	0	0
26/07/2012	15	Vx29	2.69	643.60	239	60	15	--	15	2.922	0	0
20/08/2012	15	-	7.83	2123.63	271	47.5	16	4.79	39	0.7946	235	0
03/11/2012	15	Vx29	6.97	1596.10	229	64	16.2	--	15	1.2018	519	0
03/04/2013	15	Vx29	10.02	1487.22	148	46.2	16.9	--	35	0.6038	353	0
25/05/2013	15	Vx29	5.9	1121.53	190	29.9	17.2	--	32	0.6629	445	0
10/06/2013	15	-	7.07	1976.65	280	38	15	4.08	34	0.7034	0	0
13/08/2013	15	1440	3.63	505.49	139	20.69	15.49	16.21	32	0.7452	643	0
08/01/2014	15	-	1.79	225.04	126	30	14	3.57	21	2.1945	0	0
17/03/2014	15	655	1.81	445.45	246	50	15	4.28	25	3.6131	80	0
08/04/2014	15	1440	7.41	975.01	132	32.7	14.6	14.48	34	0.5776	600	0
26/06/2014	15	-	6.69	1270.86	190	25	14	3.06	33	0.4894	670	0
10/08/2014	12.7	-	6.06	384.12	63	34.6	13.8	13.77	34	0.5538	523	0
21/08/2014	12.7	-	5.93	380.21	64	33.1	12.7	13.36	33	0.5415	485	0
16/10/2014	13	-	5.63	357.51	63	28.2	15.9	16.01	18	0.5067	200	0
22/11/2014	13	Fast Q	5.28	1220.61	231	26.4	14	--	15	0.5059	1070	0
13/02/2015	12.7	Vx29	4.19	581.40	139	48.8	13.9	--	--	1.1291	1307	0

III.2.5 Historique des Dernières interventions sur le puits

Tab. III-4 : Historique des Dernières interventions sur le puits

Date	Opération
01/2002	opération SNB pour nettoyage et changement de concentrique
03/02/2002	opération SNB pour Changement CEE 2 ^{7/8} X 2 ^{3/8} et nettoyage de puits.
25/02/2002	traitement au Reformat a révélé une bonne augmentation de la production
14/10/2004	opération SNB pour remonter CEE 2 ^{7/8} X 2 ^{3/8} et nettoyage de puits.
17/01/2005	traitement au Reformat.
31 /12/ 2005	opération de nettoyage (observation retour de cailloux).
19/01/2006	opération de neutralisation de puits pour préparation au workover
09/05/2006	opération de workover
13/07/2006	Perforation
22/10/2006	opération de fracturation hydraulique réussite, la production a augmenté de 5.94 à 11.88m ³ /h.
27/04/2007	opération de nettoyage
29/08/2007	nettoyage au reformat
18/10/2008	nettoyage au reformat
27/06/2009	nettoyage au reformat
07/12/2009	nettoyage au Tube Clean et Squeeze du reformat
15/03/2010	traitement au Reformat
10/04/2010	nettoyage au reformat
03/08/2010	nettoyage au reformat
23/11/2010	nettoyage au reformat
01/03/2011	traitement au Reformat
16/05/2012	intervention SNB pour nettoyage du fond et descente CCE 2 ^{7/8}
20/05/2011	traitement au Reformat
15/07/2011	traitement au Reformat
03/02/2012	traitement au Reformat
05/02/2012	démarrage de puits au coiled tubing
13/07/2012	traitement au Reformat
26/12/2012	traitement au Reformat
15/02/2013	les analyses d'échantillon pris le 17/02/2013 à la cote 3437m au laboratoire ont montré: 74% BaSO4 et 17.6% SiO2.
04/03/2013	intervention SNB pour nettoyage et changement de CCE 2 ^{7/8}
30/03/2013	traitement au Reformat
05/06/2013	traitement au Reformat
24/08/2013	opération de nettoyage par TC et au Reformat sans succès, Tag à 3414m, essai de passage négatif
25/10/2013	intervention SNB pour nettoyage et changement de CCE 2 ^{7/8}

09/11/2013	opération de démarrage de puits avec retour de boue.
17/11/2013	opération de démarrage de puits avec un retour de l'huile, eau et asphaltène
24/11/2013	opération de démarrage avec un retour d'huile avec un peu d'eau
24/12/2013	traitement au reformat, sans succès
10/03/2014	Scale blaster + traitement avec reformat, amélioration de débit de 1.7 à 7m ³ /h.
14/05/2014	opération de nettoyage sans succès
15/05/2014	contrôle wireline avec un calibre de 54mm, tag à 3430m
17/05/2014	opération de nettoyage sans succès
de 21/05 jusqu'au 18/06/2014	intervention SNB pour nettoyage de fond de puits des sédiments

III.3. Discussion

OMM 32 a été foré et complété le 25 Février 1980 dans la zone 1A de champ HMD. Au début le puits été équipé avec un 5" slotted liner

Après la perforation en Juillet 2006, le puits a subit une opération de fracturation en Octobre 2006, la production alors a augmenté jusqu'à 11.88 m³/h.

Le puits est équipé par un 2^{"7/8} pour dessalage par l'espace annulaire 4^{"1/2} x 2^{"7/8}. La Duse a été bouché par les asphaltene alors un échantillon a été récupéré le 28/07/2012 d'où le puits est supposé être endommagé par les asphaltés sachant que la salinité de l'huile et de l'eau dépassent les 212 mg/l et 314g/l respectivement qui sont des valeurs favorable a la déposition des asphaltés et de sel.

Les analyses de laboratoire de l'échantillon prélevé le 17/02/2013 à la cote 3,437 m ont montré: 74% de BaSO₄ et 17,6% de SiO₂, présence des traces de BaSO₄ lors du dernier SNB. Pour cette raison, nous recommandons d'effectuer un scale blaster avant de faire un traitement avec reformat pour enlever toute trace de BaSO₄.

La dernière opération de scale blaster + traitement par reformat a donné un bon résultat, une amélioration de débit de 1,7 à 7,4 m³/h.

Plusieurs opérations de nettoyage ont été effectuées mais sans résultats, pour cette raison, nous recommandons d'effectuer des traitements par reformat tous les deux mois [5].

III.4. Modélisation de problème

L'Analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est basée à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubulaire a conduite l'effluent à la surface.

L'analyse nodale est un outil utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir et finissant avec le séparateur).

L'analyse nodale est dérivée du nœud, dans le système de production, un nœud est un point quelconque entre le réservoir et le séparateur où la pression peut être calculée en fonction de débit.

Le choix de l'endroit des nœuds se fait suivant le but de l'étude. On peut avoir les endroits suivants :

- 1. Séparateur :** le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression de la séparation sur le fonctionnement du puits.
- 2. Duse :** cet emplacement nous permet d'étudier l'effet de la Duse, et de contrôler le débit de production.
- 3. Tête de puits (well head) :** le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte dans la performance du puits.
- 4. Fond du puits :** le choix du nœud au fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR et de diamètre de tubing sur la performance du puits.
- 5. Au niveau des perforations :** le choix du nœud au niveau des perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.
- 6. Réservoir :** le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.

L'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances de système de production qui se compose de plusieurs éléments agissants l'un sur l'autre. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud.

Le système de production est divisé en 2 segments :

1. L'Inflow : Segment qui comprend tous les composants entre le réservoir et le nœud.

La construction de la courbe IPR (Inflow performance relations hip) est très importante dans la production. L'IPR peut être défini comme la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'à la surface. Cette capacité dépend de nombreux facteurs, y compris

- Type de réservoir ;
- Pression de réservoir ;
- Perméabilité de la formation ;
- Les propriétés des fluides ;

2. L'Outflow : Segment qui comprend tous les composants entre le nœud et le séparateur. Elle représente la capacité de tubing de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits.

La courbe TPC exprime le débit de fluide en fonction de la pression de fond dynamique pour l'écoulement dans le tubing ; le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

Cette courbe est appelée courbe de performance du tubing (TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface.

Le point d'intersection des deux courbes Inflow et Outflow sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits, ce point détermine la capacité de débit de système de production.

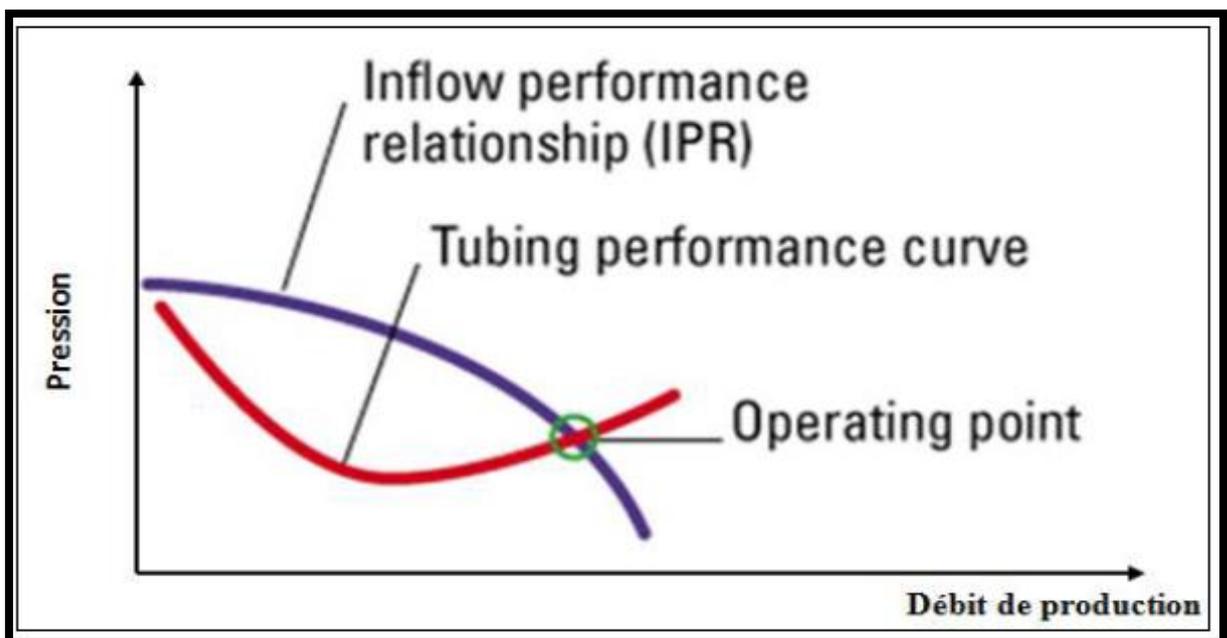


Fig.III.2. Point de fonctionnement

Il existe plusieurs logicielle pour construire un model comme Pipesim, Saphir, Prosper, dans notre étude on a choisi le logicielle Pipesim comme simulateur pour construire notre model on choisissant le fond de puits comme l'emplacement de nœud.

III.5. Simulation par Pipesim

Un modèle Pipesim a été construit pour le puits OMM32, l'analyse nodale lancé et calée sur les résultats du test Build Up du 16/05/2002 montre que le puits est actuellement endommagé donnant un débit de 4.19 m³/h avec un skin positif de +19 et un débit estimé de 9 m³/h avec un skin réduit à +10 après stimulation.

III.5.1 Les étapes de travail

Collecte des données

À partir de la banque de données (DATA BANK) (service de documentation), on prend les résultats des différents tests et jaugeages faits sur le puits choisis, et les données techniques de ce puits.

Données nécessaires :

- Jaugeage: débit d'huile, Water cut, GOR, Pression de tête, Diamètre d'ouverture de la duse du puits.
- Well test (build up) : Pression et température de réservoir, Pression de fond dynamique, Pression de tête, Index de productivité, Débit d'huile, Diamètre d'ouverture de la duse du puits.
- La fiche technique (complétion du puits) :
 - les côtes (tubing, casing, concentrique,...)
 - MD, KOP, VS, TVD, Angle de déviation.
 - Diamètre intérieur et extérieur du tubing.
 - Rugosité.
- Données PVT : Rs (GOR de dissolution), Pression de bulle, densité de l'huile et de gaz.

Présentation du logiciel d'optimisation

Le logiciel PIPESIM a été développée par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

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

Explications avec images sur le logiciel :

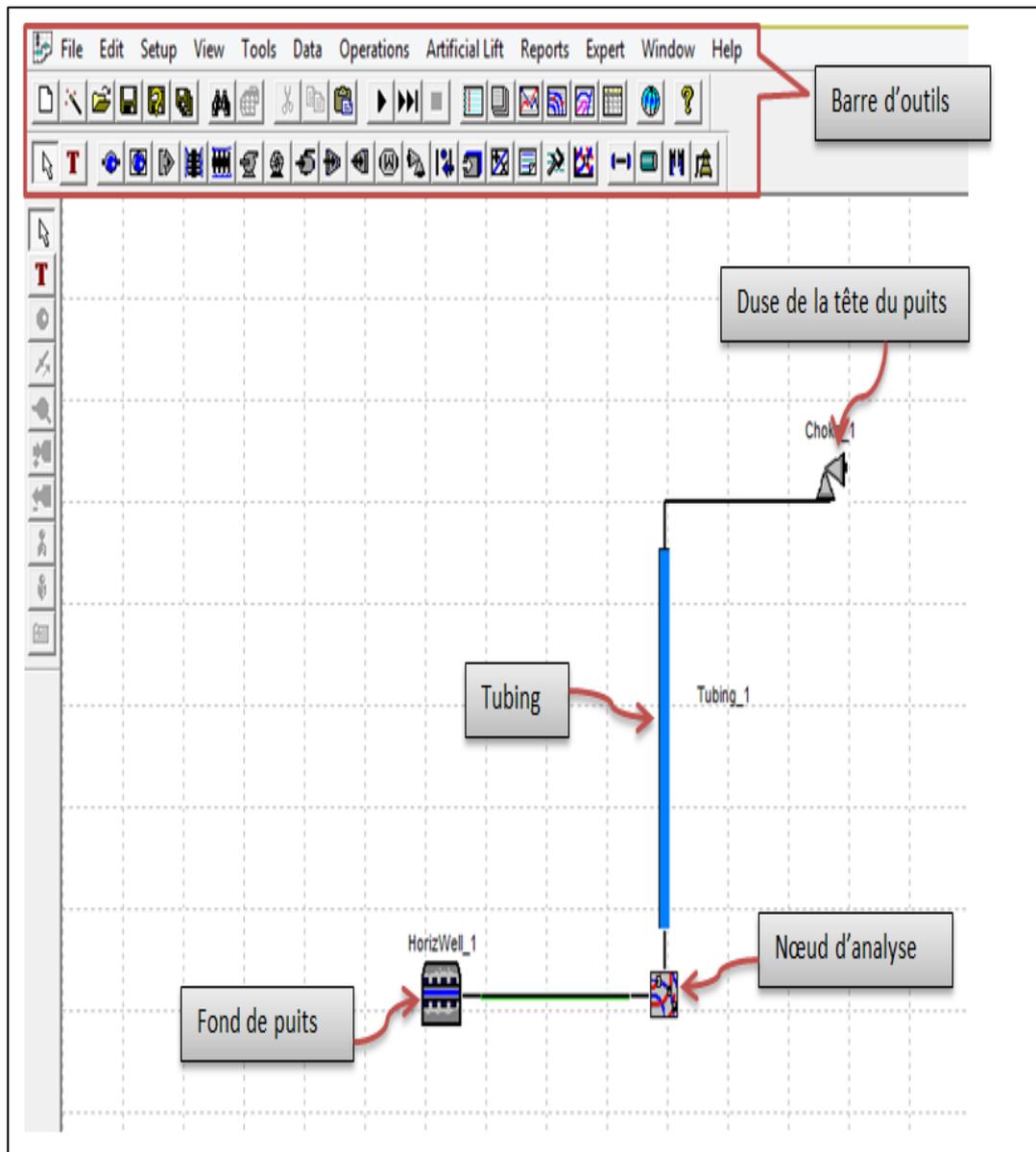
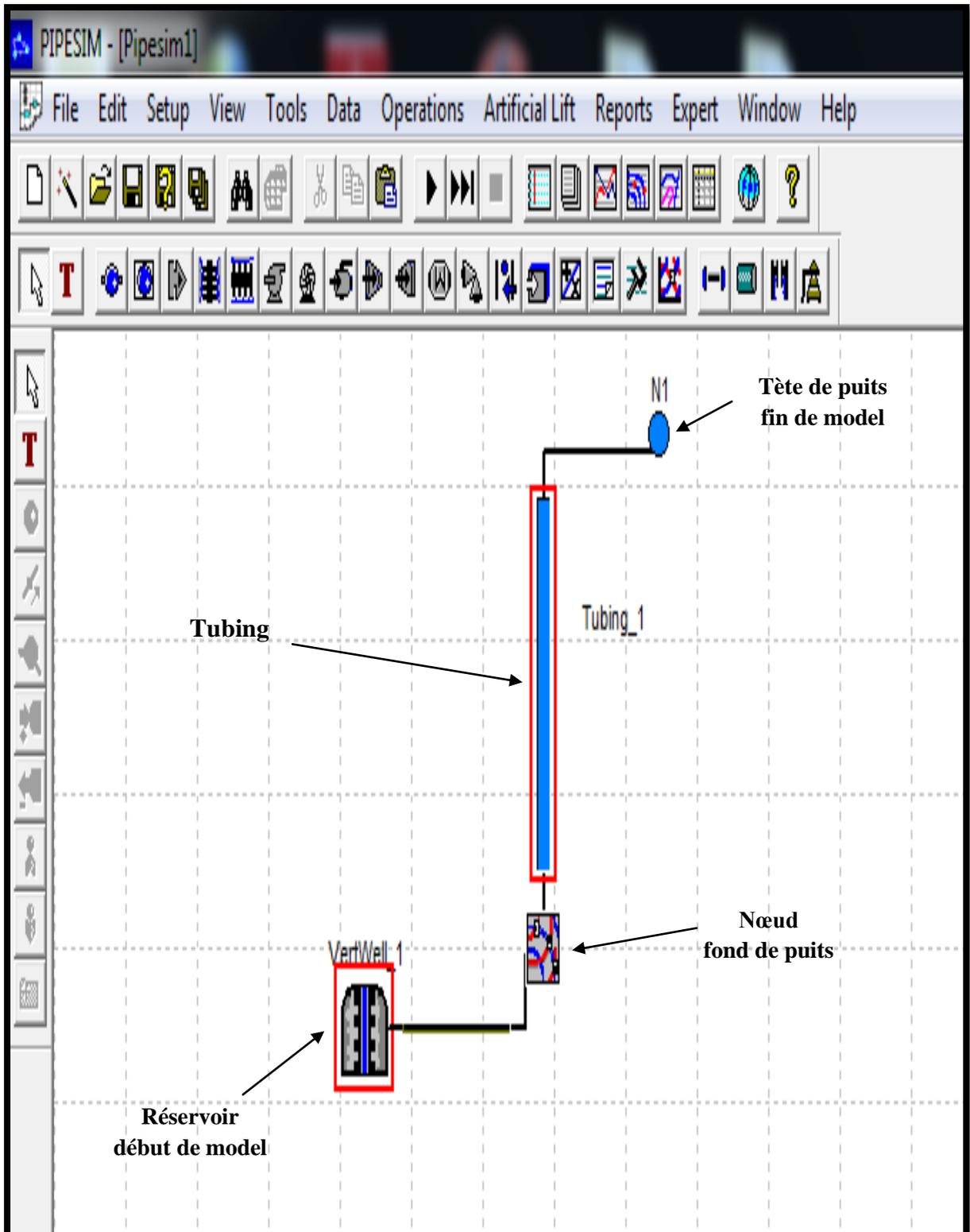


Fig.III.3. Explications avec images du logiciel Pipesim

Les étapes pour créer un model avec le PIPESIM

- choisir un model

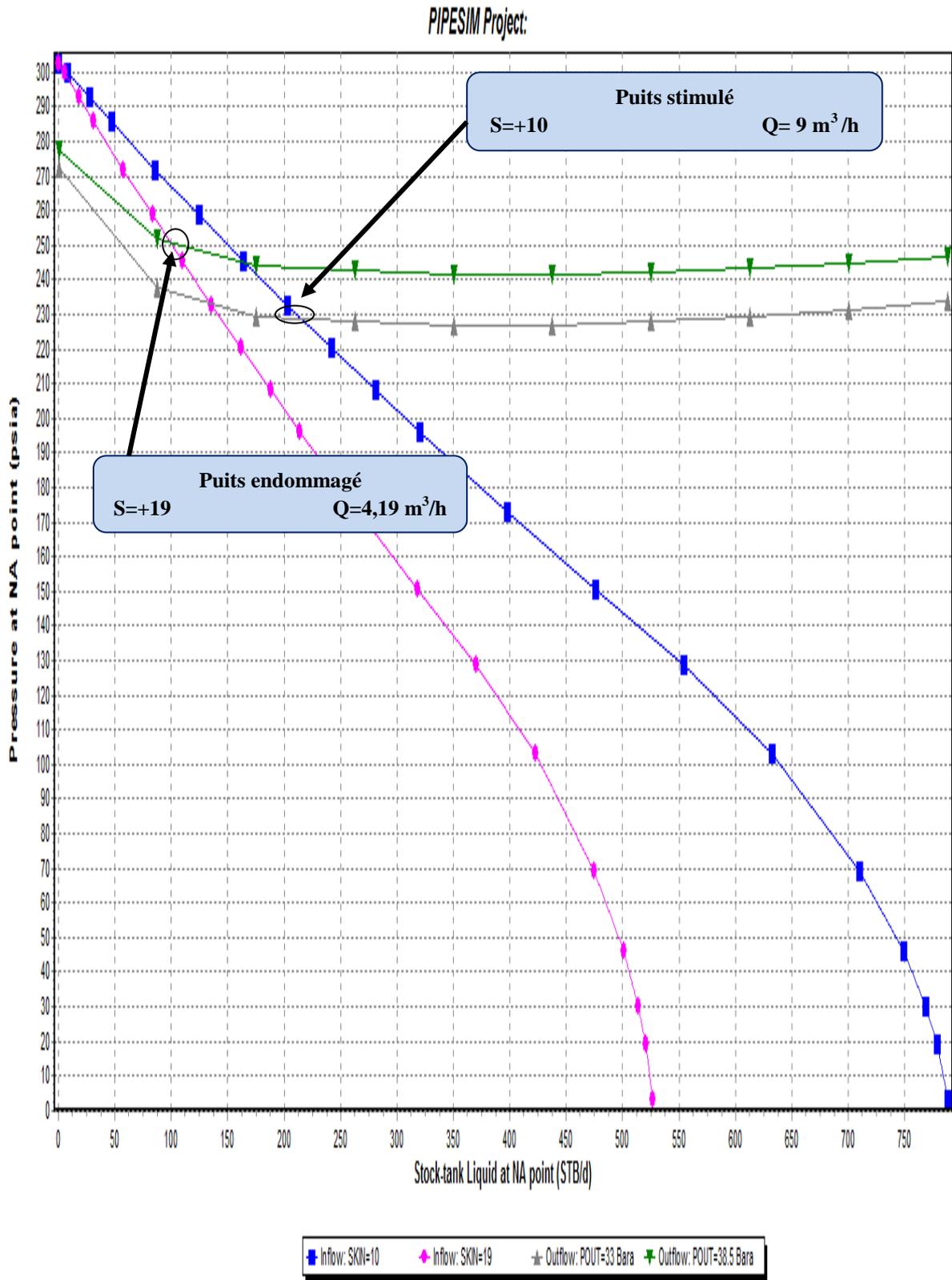


- remplir les donnes de réservoir

-remplir les donnes de tubing

	MD	TVD	Angle
-	m	m	(Deg)
1	0	0	0
2	3475	3475	
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

- résultat final



Pressure at NA point : Outflow: POUT=33 Bara : X = 215,827 ; Y = 228,717

Fig. III.4 : courbe représente résultat final de simulation

III.5. Traitement recommandé

En se basant sur les résultats obtenus de l'analyse nodale faite avec le simulateur Pipesim sur le puits OMM32 et d'après son historique, un traitement matriciel au reformat est recommandé pour éliminer l'endommagement aux abords de puits et restaurer la productivité, le traitement consiste à réaliser les étapes suivantes :

- 1- Lavage intensif de l'intervalle des perforations a l'aide de l'outil scale blaster et stirling beads.
- 2- Effectuer un lavage intensif de CCE 2^{7/8} et l'intervalle des perforations a l'aide de l'outil de jet à haute pression en utilisant reformat nitrifiée, TC et l'eau traité, évacuation des produits de traitement vers la torche et préparer le puits pour le traitement matriciel.
- 3- Remplir l'espace annulaire 4^{1/2} x 2^{7/8} avec reformat et stimuler le puits avec reformat en bull heading a travers le CCE 2^{7/8}.
- 4 - laisser le traitement toute la nuit pour réaction et faire l'opération de démarrage de puits le lendemain.
- 5- Evacuation des produits de traitement vers la torche en utilisant le nitrogène, Un test d'évaluation de la production est requis.

III.6. Equipement et produit

III.6.1 Equipements

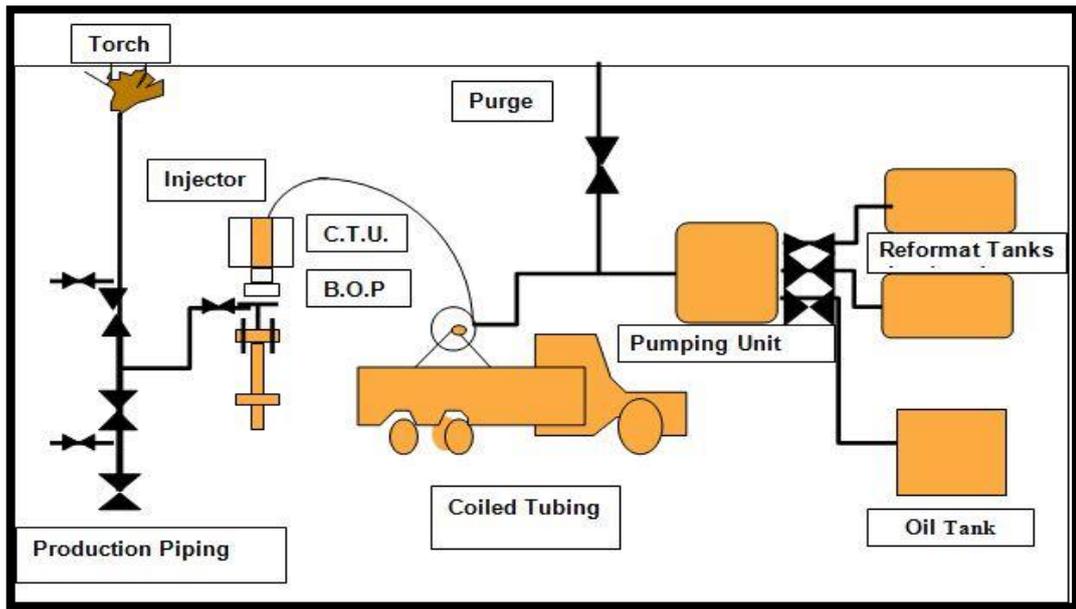


Fig. III.5 : équipements utilisés pour le traitement matriciel.

- Une (01) unité de CT 1^{3/4} équipé d'un outil jet Blaster

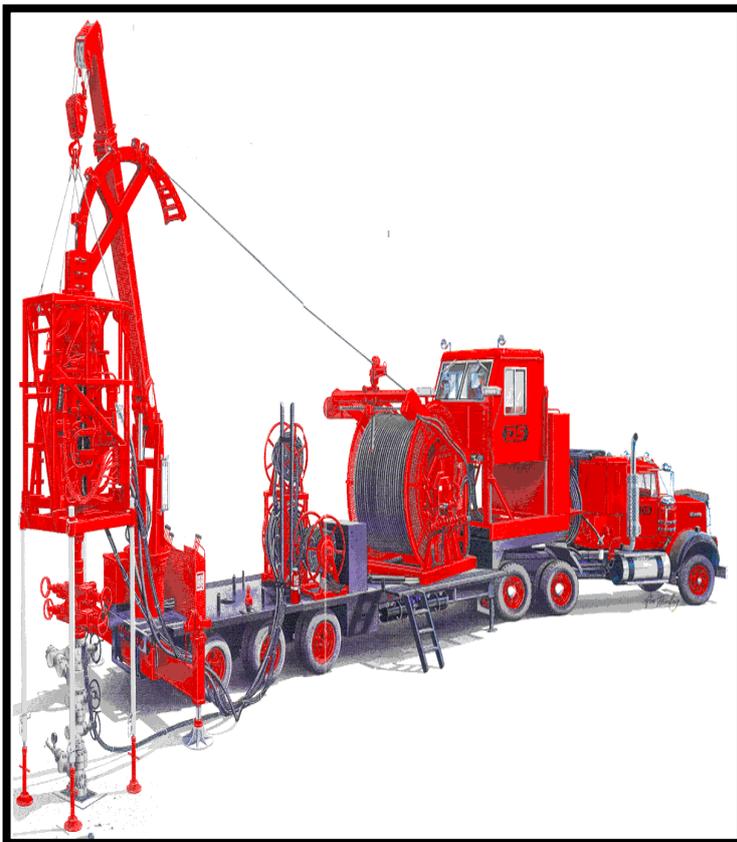


Fig. III.6 : Unité coiled tubing



Fig. III.7 : Outil jet blaster

- Une (01) unité de pompage à haute pression



Fig. III.8: unité de pompage à haute pression

-Un (01) convertisseur de N₂ à haute pression



Fig. III.9 : convertisseur de N₂ à haute pression

-Trois (03) citernes pour transporté et mélangé les produits

III.6.2 Produits

- 30 m³ d'eau traitée.

- 06 m³ TC à 7.5% HCl

- 58 m³ Reformat

-12 m³ Nitrogène Liquide

-18 bbl de gel

- 80 kg Sterling beads.

III.7. Les étapes de l'opération

Premier jour

- 1- Vérifiez les connexions de surface et tête de puits ainsi que la ligne de torche
- 2- placer et connecter l'unité de CT, unité de pompage à haute pression, unité de nitrogène et les citernes pour mixer les produits de traitement.
- 3- Remplissez toutes les lignes y compris CT avec l'eau traitée. Faire essai de pression sur toutes les lignes, y compris la vanne maitresse à 5000 psi pendant 15 min.
- 4- Préparer 18 bbl de gel. 12 bbl sera utilisés pour mélanger 80 kg de Sterling beads et 6 bbl pour le déplacement.
- 5- ouvrir le puits sur torche et enregistrer la pression de tête de puits.
- 6- Commencer la descente lentement à travers CCE 2^{7/8} et puis augmentez la vitesse jusqu'à 25 m/min tout en pompant l'eau traitée nitrifié avec un débit minimum jusqu'à la fin de CCE à 3433m.
- 7- Réduire la vitesse jusqu'à 4m / min à la fin de CCE 2^{7/8} à 3433 m ensuite pomper le gel avec des sterling beads selon la conception (débit Liquide 0,9 bbl / min, vitesse Max CT 4 m/min, débit N2 800 scf/min). (CT à 3 443 m, le gel avec sterling beads sont au BHA).
- 8- commencer le nettoyage avec les sterling beads de 3443,00 m jusqu'à 3457.00 m avec une vitesse maximum CT 4m/min en faisant plusieurs passes (bas, haut).
- 9- Continuer la descente à TD à 3475,00 m et commencer à déplacer les sterling beads avec 6 barils de gel à 500 SCF/bbl suivie par 4 m³ d'eau traitée (CT au TD).
- 10- Circulez reformat jusqu'à la fin de CT (élément de fond) tout en allant vers le haut de l'intervalle perforé 3445,00 m et 3457,00 m, augmentation de la pression de circulation à 4000 psi et nettoyer le liner en faisant plusieurs passes (haut, bas, haut et bas) en utilisant l'outil jet a haute pression tout en pompant les fluides suivants:
 - 03 m³ reformat nitrifié à 500 SCF/bbl
 - 03 m³ eau traitée nitrifié à 500 SCF/bbl
 - 03 m³ reformat nitrifié à 500 SCF/bbl
 - 03 m³ eau traitée nitrifié à 500 SCF/bbl

- 03 m³ TC nitrifié à 500 SCF/bbl
- 03 m³ reformat nitrifié à 500 SCF/bbl
- 03 m³ TC nitrifié à 500 SCF/bbl
- 04 m³ eau traitée nitrifié à 500 SCF/bbl

11- Déplacer le volume du CT avec 1 m³ d'azote à un maximum de débit.

12- Remonter le CT à la surface, et préparée le traitement bulheading a trévère CCE

Deuxième journée

1- Vérifiez les connexions de surface et tête de puits ainsi que la ligne de torche

2- Une fois que la pompe est reliée au CCE 2^{"7/8} effectuer un test de pression à 5000 psi avec de l'eau.

3- Commencez à remplir le puits avec 14 m³ de reformat jusqu'à obtenir un retour sur torche.

4- Fermez le puits et commencer le squeeze de 45 m³ de reformat restante dans la matrice et déplacer le volume de CCE avec 6 m³ d'eau traitée.

5- Une fois le traitement est pompé, fermer le puits et le laisser toute la nuit pour la réaction.

6- Ouvrir le puits le jour suivant sur torche et évacuer les fluides de traitement, faire un démarrage au CT par nitrogène si nécessaire, démonter tout les équipements et mettre le puits en production et évaluer la production par jaugeage [5].

III.8. Evaluation du traitement

Un test de jaugeage est fait après l'exécution du traitement au reformat montre le succès de l'opération donnant une augmentation de potentiel du puits, le débit d'huile passe de 4.19 à 7.9 m³/h.

Tab. III-5 : résultat du test de jaugeage après traitement

Date mesure	Diam Duse (mm)	Unité sépar	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (Kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K psi	Débit eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press , tete	Press , pipe	Press, separ			récupérée	injectée
08/03/2015	12.7	600	7.9	1105.75	140	38.6	16.5	4.28	28	0.4739	0	0

La figure (III.10) montre l'état de puits OMM 32 avant et après traitement.

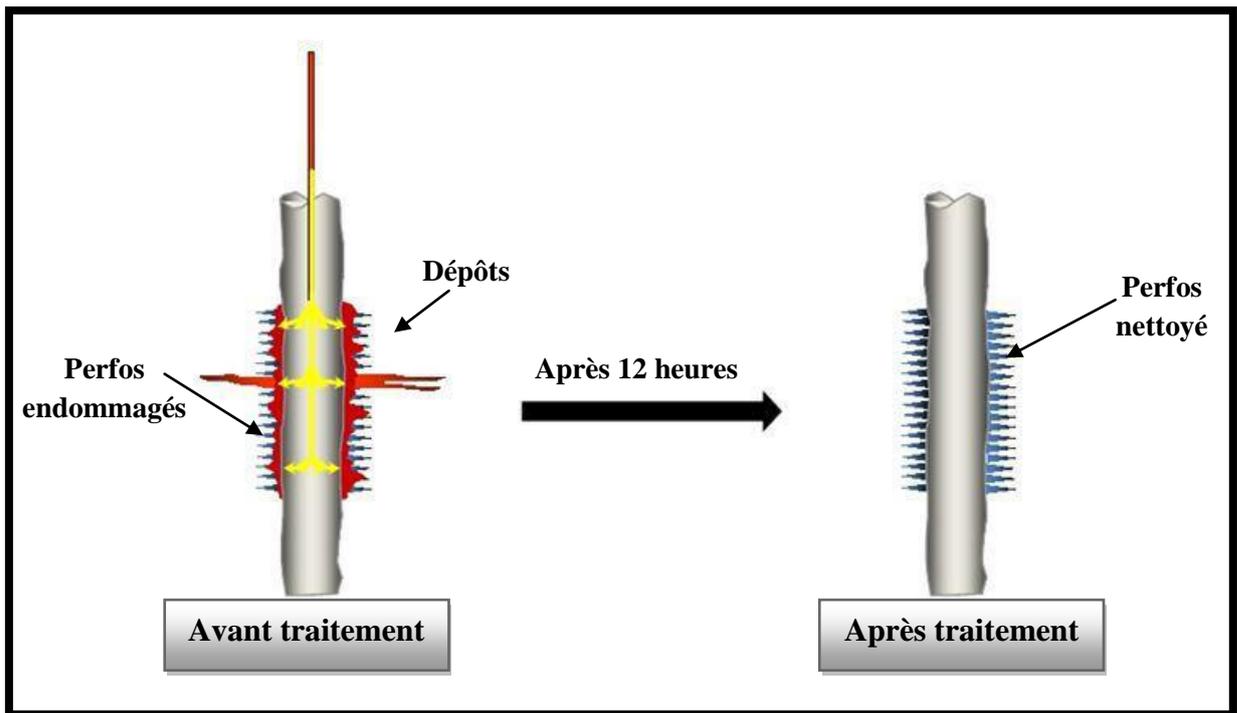


Fig. III.10 : L'état de puits OMM 32 avant et après traitement

III.9. recommandations

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

III.9.1 Circulation de l'huile chaude

Pour décoller les dépôts des parois du puits et fondre la partie paraffinique présente dans le dépôt colmaté au paroi de la conduite, un volume d'huile chauffé, entre 150 et 300°F (65.5°C à 149°C) doit être pompé dans le puits à travers le tubing ou l'espace annulaire. Le tubing devient assez chaud pour faire fondre les dépôts organiques. L'eau chaude avec un surfactant non ionique peut être aussi utilisée pour le traitement des asphaltènes dans le tubing.

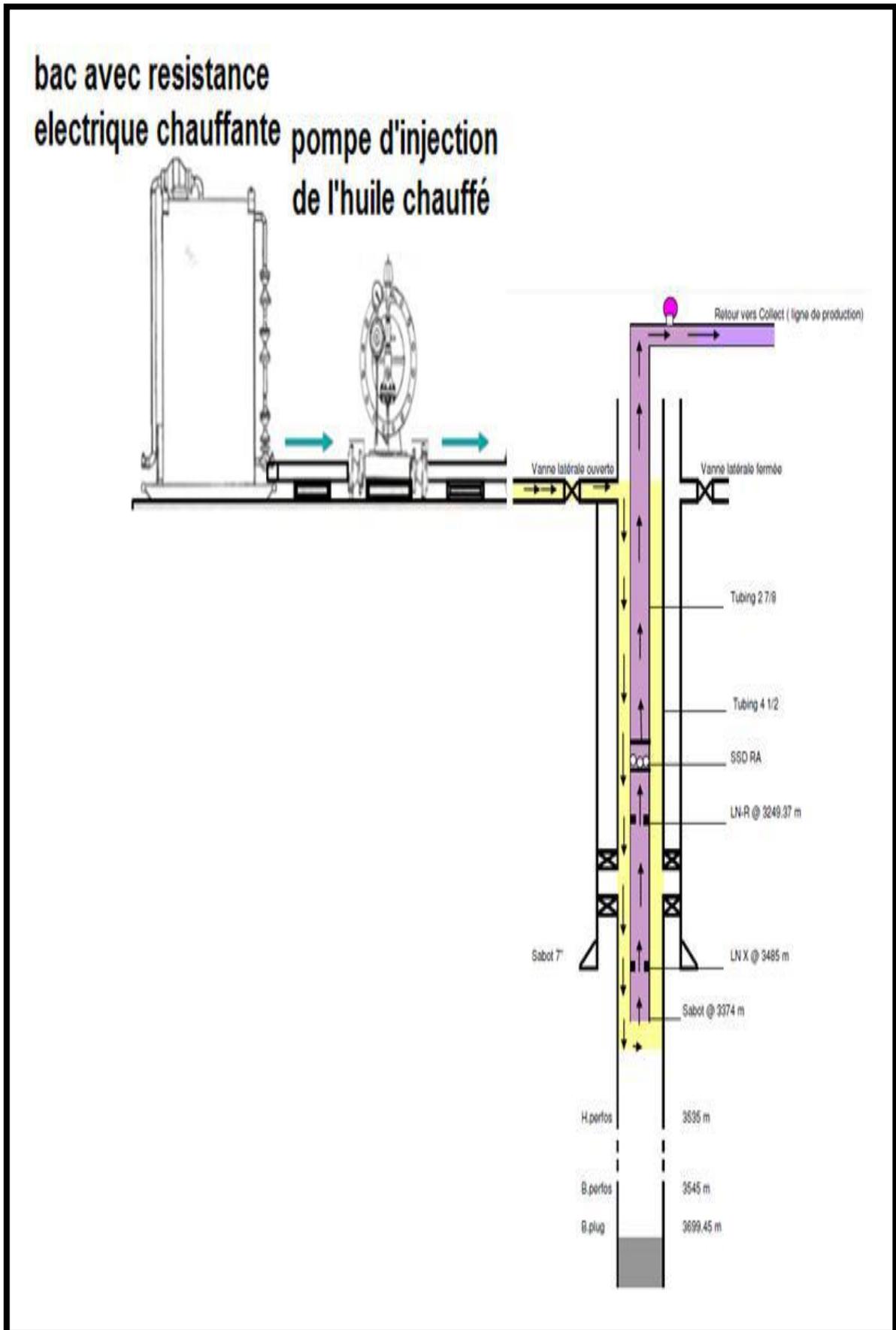


Fig. III.11 : schéma descriptive sur la circulation d'huile chaude

III.9.2 Double complétion

Utilisation d'une double complétion qui produit du même réservoir. L'huile est produite à partir d'un des deux tubing. Lorsque le tubing est bouché, il est fermé tandis que le deuxième tubing est mis en service. Cette technique permet de nettoyer le tubing bouché sans que la production soit interrompue [4].

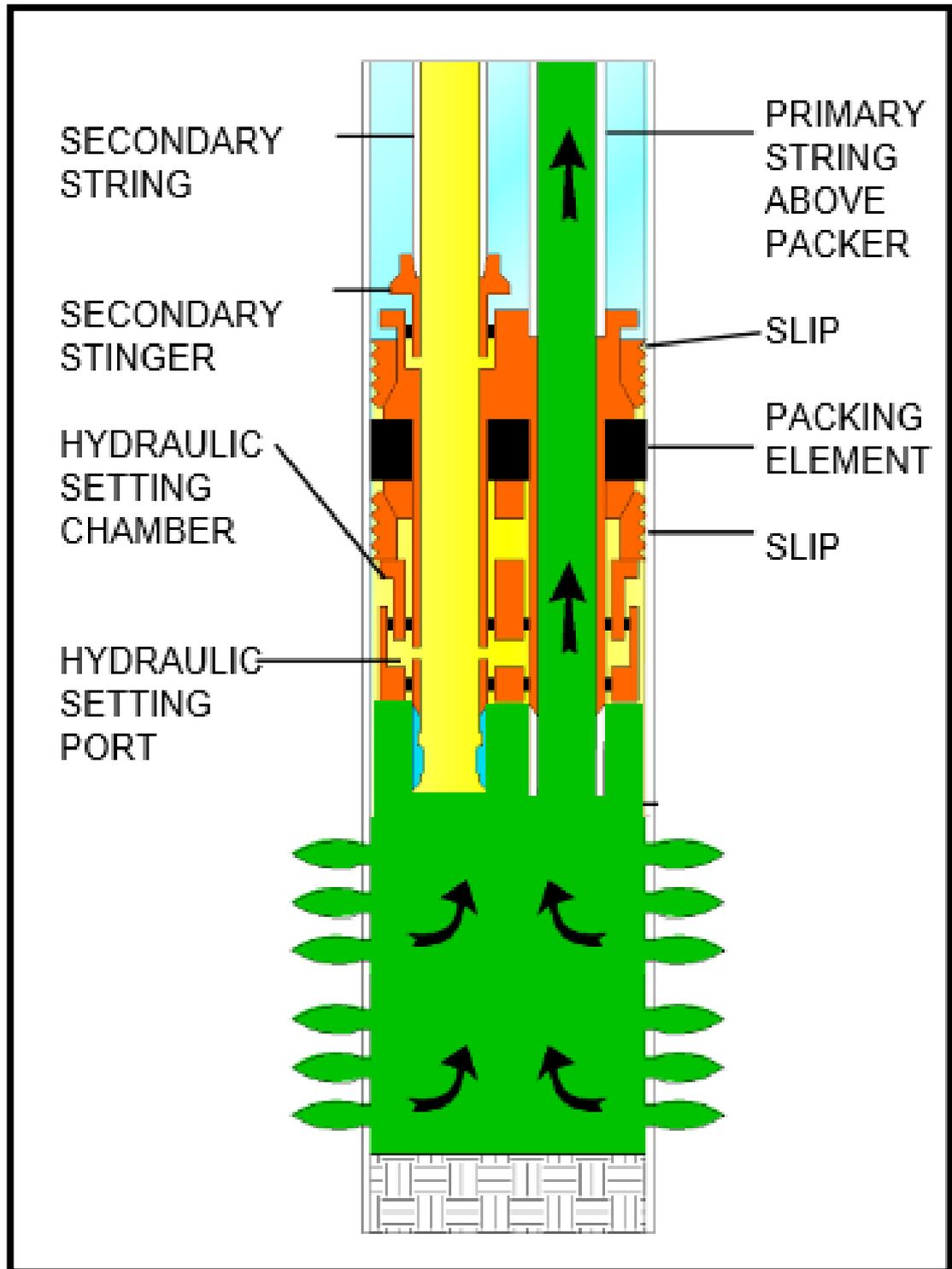


Fig. III.12 : schéma descriptive pour une double complétion

Conclusion générale

Conclusion

La formation des dépôts 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

Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et les différents dépôts récupérés.

Cette étude préalable nous a permis de bien comprendre et de déterminer la nature de l'endommagement, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation du solvant adéquate pour le traitement. Après avoir testé la solubilité des asphaltènes, dans différents solvants.

D'après cette étude, on conclut que le Reformat est le solvant le plus efficace contre les dépôts asphaltènes, car il donne des résultats positifs. Après traitement du puits OMM 32, le débit est passé de 4,19 m³ /h à 7,9 m³ /h avec une réduction de skin de +19 à +12, mais le coût de ce traitement est relativement élevé.

Bibliographie

- [1] Alieve et Ali « structures géologiques perspectives en pétrole et en gaz de l'Atlas Algérienne ». «1971».
- [2] Mémoire de fin d'études IE03/FHC 2008 ;
- [2] Szewczyk V « Modélisation thermodynamique compositionnelle de la floculation des bruts asphalténiques » Technip, Paris (**1997**) ;
- [3] Institut Algérien du Pétrole, pp 69-70 ;
- [4] B. MELOUKA, D. KADDOURI, A. BERROUTI « Contribution à l'étude de problème des dépôts d'asphaltènes : le cas du puits BKO3 (Champs Haoud Berkaoui) » mémoire master université Ouargla 2014, pp 17-20 ;
- [5] KACI Yacine « ScaleBlaster & TubeClean Reformat Treatment through 2"7/8 CCE OMM32 (Zone 1A - Complexe) », STIMULATION PROGRAM, EP HASSI MESSAOUD 2015 ;