

N° Série:/2019

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers
Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Spécialité : Hydrocarbure

Option : Production Académique

Présenté Par :

HAMIDATOU Samir , FETHIZA ALI Laid
MENNAI Azzeddine

THEME

**Etude de l'efficacité de l'outil ENMAX sur le puits
MD 411 et collecteur E1B dans le champ HMD**

Soutenue le :03 /07 / 2019 devant la commission d'examen

Jury:

Encadreur Mr .ARBAOUI Med Ali
Président Mr. MELOUDI Mestapha
Examineur Mr.KHABBAZ Med El-Ghali

Université Kasdi Merbah Ouargla
Université Kasdi Merbah Ouargla
Université Kasdi Merbah Ouargla

Année universitaire 2018/2019



Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

*Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur **Mr. Arbaoui Med Ali** 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 Meloudi Mestapha** et l'examineur **Mr. Khebbaz Mohamed Elghali** pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger ce travail.*

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de faculté d'hydrocarbure qui ont contribué à notre formation.

En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.

Merci





Dédicace

*Tous d'abord je remercie le tous puissant dieu, car c'est
avec son aide qu'on a pu réaliser ce projet à la mémoire
d'un homme à qui je dois tous ça Mon PÈRE
A la seule femme de ma vie qui à énormément souffert pour
faire de moi ce que je suis Ma MÈRE
Je dédie également ce modeste travail
A mes frères, mes sœurs,
A tous mes amis,
Et a tous la famille HAMIDATOU
A la fin, pour tous ceux qui nous à aidé pour
Réaliser notre travail.*

H.Samir

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

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

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

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

A mes adorables sœurs

A mes frères

*A toute ma grande famille, **MENNAI** et **DEHEB**.*

A mes meilleurs amis chacun son nom.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

AZZO



Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

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

A mes frères Mohammed, Taher, younes, Abd Elmounem, Ibrahim, Ayoub

A mes sœurs Houda, khadija, Amel, Chifa, Zahra

A mes meilleurs amis Yacine, Aymen, Zakaria, Achraf, Ihab, Med Elsalh, Dawed, Djaber et tous l'équipe de CHEBAB GHAZA

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

Résumé :

Dans l'industrie pétrolière, les dépôts sont considérés comme problème d'exploitation lorsqu'ils précipitent dans les équipements de production. Les dépôts qui se forment au cours de la production et l'expédition représentent une véritable calamité contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies, provoquant des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de production de fond Comme de surface et quelque fois, pour la roche elle-même. L'objectif principal de ce travail est d'étudier l'efficacité de l'outil ENMAX dans le champ HMD, cette technologie a été proposée après la futilité de traitement par l'utilisation des antis dépôts. Ce traitement est temporaire et pas assez efficace pour se débarrasser de ces dépôts est également très coûteux. Pour l'évaluation de l'outil une analyse approfondie a été faite avant et après l'installation d'ENMAX pendant une période d'essais gratuite, le premier outil est installé dans la ligne d'écoulement de puits MD-411, et le deuxième installer sur la ligne principale de 8", du collecteur E1B 'au satellite E1C. Les résultats obtenues après le calcul et l'analyse des différents paramètres confirment l'efficacité d'ENMAX.

Mots clés : ENMAX, puits MD-411, collecteur E1B, Les dépôts et production.

Abstract :

In the oil field industry, deposits are considered as a problem of exploitation when they precipitate in production equipment . Deposits that form during production and shipping represent a real calamity which oil producers have struggled for decades, causing irreversible damage particularly dangerous for bottom production facilities, such as surface and sometimes for the rock itself. The main objective of this work is to study the effectiveness of the ENMAX tool in the HMD field, this technology was propose dafter the futility of treatment through the use of anti deposit. This treatment is temporary and not effective enough to get rid of these deposits and it is also very expensive. For the evaluation of the tool a thorough analysis was done before and after the installation of ENMAX during a free trial period, the first tool is installed in the MD-411 well flow line, and the second install on the 8 "main line, E1B collector 'To the E1C satellite. The results obtained after the calculation and analysis of the various parameters confirm the effectiveness of ENMAX.

Key words : ENMAX, MD-411 well, E1B collector, Deposits and production.

ملخص:

في مجال الصناعة النفطية، تعتبر الرواسب مشكلة عويصة عندما تترسب في معدات الإنتاج. تمثل الترسبات التي تشكلت أثناء الإنتاج كارثة حقيقية يواجهها منتجو النفط منذ عدة عقود ، مما تسبب لهم أضرار خطيرة لا يمكن إصلاحها بشكل خاص على تجهيزات الإنتاج في القاع و السطح وأحياناً على الخزان نفسه. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو دراسة فعالية أداة ENMAX في حقل حاسي مسعود، وقد تم اقتراح هذه التكنولوجيا بعد عدم جدوى استخدام مضادات الترسب ويعتبر هذا العلاج مؤقت وغير فعال بما فيه الكفاية للتخلص من هذه الرواسب وهو أيضاً مكلف للغاية. لتقييم الجهاز تم إجراء تحليل شامل و معمق قبل وبعد تثبيت جهاز ENMAX خلال فترة تجريبية مجانية، وقد تم تثبيت الجهاز الأول في خط تدفق البئر MD-411 ، والجهاز الثاني ثبت على الخط الرئيسي 8" ، من جامع E1B" إلى القمر الصناعي E1C. النتائج المتحصل عليها بعد حساب وتحليل المتغيرات المختلفة تؤكد فعالية ENMAX.

الكلمات المفتاحية : جهاز ENMAX , جامع E1B , البئر MD-411 , الرواسب والإنتاج.

Sommaire

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Sommaire	I
Liste des figures	V
Liste des tableaux	VIII
Abréviations	IX
Introduction	1

CHAPITRE I: GENERALITE SUR LE CHAMP HMD

Introduction	3
I.1.Cadre géographique	3
I.2.Cadre géologique	4
I.2.1.Cadre géologique régionale	4
I.2.2.Géologie de la zone d'étude	4
I.3.Historique du champ	5
I.4.Structure du champ	6
I.5.Zonation du champ et numérotation des puits	7
Conclusion	7

CHAPITRE II: LE PROBLEME DES DEPOTS.

Introduction	8
II-1.Les dépôts organiques	9
II .1.1. Définition des asphaltènes	9
II.1.2.Composition des asphaltènes	10
II.1.4.Les problèmes de dépôts d'asphaltènes	11

II.1.5.Le traitement des asphaltènes	12
II.1.5.a.Traitement mécanique par grattage	12
II.1.5.b.Traitement Chimique	12
II.1.2 Dépôts des paraffines	13
II.1.2.1. La formation de dépôts des paraffines	14
II-2. Dépôts des sels	15
II .2.1.Chlorure de sodium	15
II.2.2.Carbonate de calcium	15
II.2.3.Sulfate de calcium	16
II.2.4.Sulfate de strontium	17
II.2.5.Sulfate de baryum	17

CHAPITRE III: LA NOUVELLE TECHNIQUE ENMAX

III.1.ENMAX CPRS	19
III.2.Les fonctions d'ENMAX CPRS	20
III.3.Les caractéristiques d'ENMAX CPRS	21
III.4.Comment fonctionne ENMAX CPRS	21
III.5.Les conditions de travail d'ENMAX	22
III.6.Gamme d'application d'ENMAX CPRS	23
III.7.Types d'application des unités CPRS	24
III.7.1 .Les unités de fond	24
III.7.2.Les unités de CPRS de surface	26

CHAPITRE IV: EVALUATION L'EFFICACITE D'ENMAX 6"

Introduction	31
Les étapes de test	31
IV.1- l'évaluation de l'outil ENMAX 6"	31

IV.1.1-la pression et le débit journalier en amont et en aval de l’outil	32
IV.1.2-Analyses des échantillons au laboratoire	32
IV.1.3-Analyse des coupons de dépôts en amont et en aval d’ENMAX 6	38
IV 1.4- Analyse visuelle en amont et en aval d’ENMAX 6"	42
IV 1.4.1- Etat de la ligne 6" du puits MD-411 avant l’installation d’ENMAX	43
IV1.4.2- Etat de la ligne d’écoulement 6" de puits MD-411 après démontage d’ENMAX	44
IV.1.5. Mesures des dépôts avant l’installation d’ ENMAX 6"	45
IV.1.6. Résultats de Mesures de dépôts après le démontage d’ENMAX 6 "	46
IV.1.7. Comparaison entre les résultats des mesures de dépôts avant et après l’installation d’ ENMAX	46

CHAPITRE IV: EVALUATION L’EFFICACITE D’ENMAX 8"

Introduction	47
Les étapes de test	47
V.1. les Hypothèses	48
V.2. l’évaluation de l’outil ENMAX 8"	48
V.2.1.la pression et le débit journalier en amont et en aval de l’outil	49
V.2.2. Analyse des coupons de dépôts à l’appareil ENMAX 8" en amont et en aval	50
V.2. 3 Analyse visuelle amont et aval l’ENMAX 8"	53
V.2.3.1 Analyse visuelle pour vérifier les composants internes et les garnitures d’ENMAX 8"	53
V.2.3.2.Analyse visuelle d’ENMAX 8" après la fin de la période de libre trace	55
V.2.4 Dépôts sur la ligne principale 8" avant l’installation d’ENMAX 8"	56
V.2.5 Dépôts sur la ligne principale 8"après le démantèlement ENMAX 8"	56
V.2.6 Mesures des dépôts avant l’installation d’Enmax 8"	57
V.2.7 Mesures des dépôts après le démantèlement d’ENMAX 8 "	58

V.2.8 Analyse des dépôts	58
V.2.9. Comparaison des mesures des dépôts avant et après l'installation d'ENMAX :	60
V.3. Installation d'ENMAX 8" au cours de la période trial libre	60
Conclusion	62
Bibliographies	X
Annexe	XI

Liste des figures

Figure I.1. : Situation géographique du champ de HMD	3
Figure I.2 : Localisation des gisements pétroliers en Algérie	5
Figure I.3 : Carte structurale de champ de Hassi Messaoud.	6
Figure I.4 : Carte de zonation du champ de HMD	7
Figure II.1 : Schéma d'un dépôt d'asphaltènes	10
Figure II.2. Structure d'une composition d'asphaltènes	11
Figure II .4 : le dépôt de paraffine dans la conduit	13
Figure II.5: Cristaux de paraffines	14
Figure II .6: dépôts de carbonate de calcium	16
Figure II.7 : dépôt de sulfate de calcium	16
Figure II.8 : dépôt de Sulfate de strontium	17
Figure II .9 : déposition de Sulfate de baryum	17
Figure III. 1: outil ENMAX	19
Figure III. 2: l'objective d'ENMAX CPRS.	20
Figure III. 3: gamme d'application d'ENMAX CPRS.	23
Figure III.5 : type des unites d'ENMAX CPRS.	24
Figure III. 6: l'installation d'ENMAX en fond	25
Figure III. 7 : ENMAX style disque	26
Figure III.8: ENMAX style bar	26
Figure III. 9: l'unité d'ENMAX de surface	26
Figure III.10 : L'ENMAX dans les transports des champs des pétrole	27
Figure III.11: L'ENMAX dans l'injection d'eau.	28

Figure III.12 :L'installation d'ENMAX du surface	28
Figure III.13 :ENMAX/style bidon	29
Figure III.14 :ENMAX en ligne avec diamètre fixe	29
Figure III.15 :ENMAX en ligne avec diamètre variable	29
Figure IV-1 : la variation de la Pression en amont et en aval d'ENMAX 6"	32
Figure IV-2 : Analyse de salinité en amont et aval d'ENMAX	34
Figure IV-3 : Analyse du pH en amont et en aval d'ENMAX	34
Figure IV-4 : Analyse de chlorure en amont et en aval d'ENMAX	35
Figure IV-5 : Analyse de calcium en amont et en aval d'ENMAX	35
Figure IV-6 : Analyse de magnésium en amont et en aval d'ENMAX	36
Figure IV-7 : Analyse de fer en amont et aval d'ENMAX	36
Figure IV-8 : Analyse de dureté en amont et aval l'ENMAX	37
Figure IV-9 : Analyse de solides dissous totaux (TDS) en amont et en aval d'ENMAX	37
Figure IV-10 : Analyse d'inhibiteur de dépôts en amont et en aval d'ENMAX	38
Figure IV-11 : Analyse des coupons de dépôts en amont en aval ENMAX	39
Figure IV-12 : Analyse des coupons de dépôts en amont en aval ENMAX	39
Figure IV.13 :formation de dépôts avant l'installation d'ENMAX	43
Figure IV.14 : l'analyse de dépôts trouvée dans la ligne d'écoulement du puits MD-411	44
Figure IV.15 : Dépôts dans la conduite d'écoulement après démontage d'ENMAX	44
Figure IV.16 : Mesures de dépôts dans la ligne 6 '' du puits MD-411	45
Figure V.1 : la variation de la pression et du débit d'huile pour la ligne principale de 8".	49
Figure V.2 : Analyse des coupons des dépôts en amont et en aval d'ENMAX 8	50
Figure V-3 : Accumulation de dépôts dans l'Enmax en amont	53

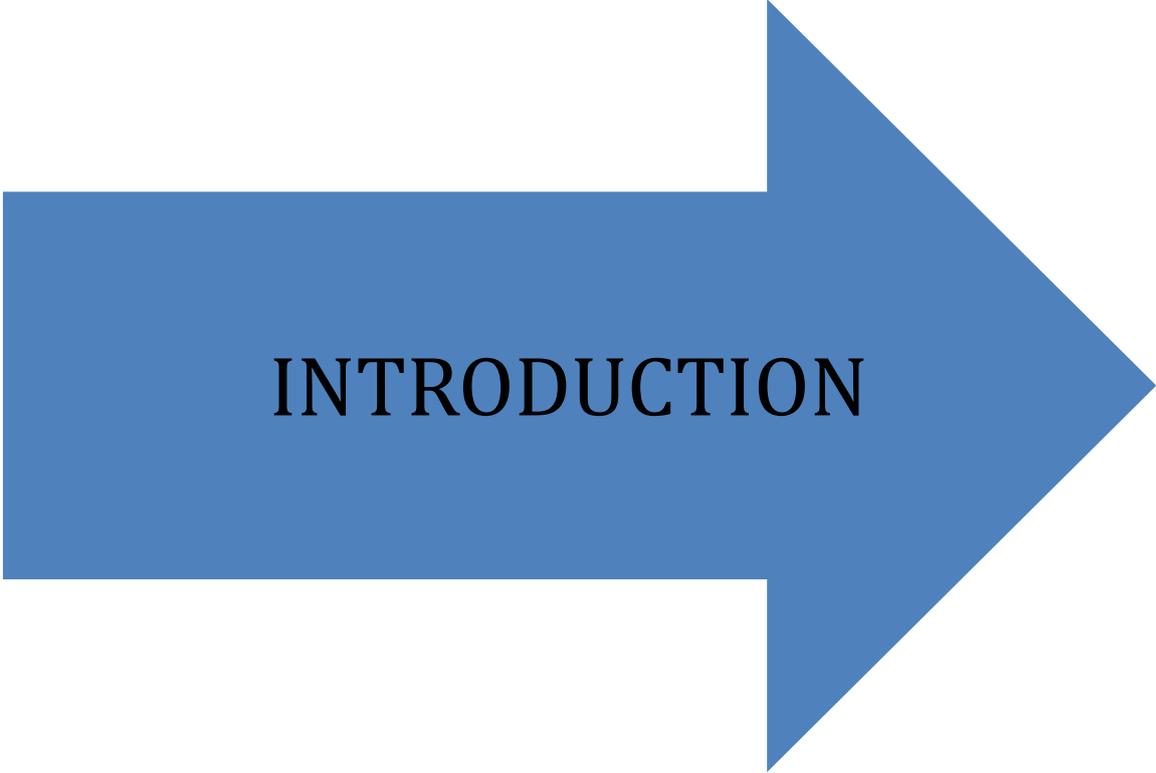
Figure V-4 : Accumulation de dépôts dans les composants internes d'Enmax	54
Figure V-5 : aval d'Enmax pour lignes principales 8 "	54
Figure V.6 : accumulation des dépôts en amont Enmax 8 "	55
Figure V.7 : aval d'ENMAX de ligne principale de 8 "	55
Figure V.8 : Accumulation des dépôts dans la ligne principale de 8 "	56
Figure V.9 : aval d'ENMAX pour lignes principales 8 " après ouverture .	57
Figure V.10 : aval d'ENMAX de ligne principale 8 " après le démantèlement Enmax	57
Figure V.11 : Analyse des dépôts de la ligne principale de 8"	59
Figure V.12 : Installation d'Enmax 8 " pendant la période de libre parcours.	61

Liste des tableaux

Tableau II.1. Analyse élémentaire des asphaltènes.	11
Tableau III.1 : Les conditions de travail ENMAX	22
Tableau III.2 : le type et dimensions d' unité de fond d'ENMAX.	25
Tableau III.3 : les dimensions de style de bidon d'ENMAX .	29
Tableau III .4 : les dimensions d'ENMAX en ligne .	30
Tableau IV.1 : Analyse Laboratoire des échantillons.	33
Tableau IV.2 : Analyse Laboratoire des échantillons.	33
Tableau IV.3 : les résultats obtenus après l'Analyse des coupons.	40
Tableau IV.4 : les résultats obtenus après l'Analyse des coupons.	40
Tableau IV.5 : Poids de dépôts après retrait des coupons.	41
Tableau IV.6 : Composition de dépôts sur les coupons en aval et en amont d' ENMAX	42
Tableau IV.7 : les résultats d'analyse de dépôts trouvée dans la ligne d'écoulement du puits MD-411	43
Tableau IV.8 : résultats de Mesures de dépôts avant l'installation d'ENMAX	45
Tableau V.1 : Analyse des coupons des dépôts en amont et en aval d'ENMAX	51
Tableau V.2 : Analyse des coupons des dépôts en amont et en aval d'ENMAX	51
Tableau V.3 : Pondération après retrait des coupons	52
Tableau V.4 : Composition des dépôts sur les coupons en aval et en amont d' ENMAX	52
Tableau V.5 : Mesures des dépôts avant d'installer l'ENMAX 8"	58
Tableau V.6 : Analyse des dépôts de la ligne principale de 8"	95

Abréviations

CFPA	Compagnie française des pétroles Algérie
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation
CPRS	Corrosion Prévention Removal System
FMIS	Financial Management Information Systems
GTP	Grands travaux pétroliers
GNPOC	Greater Nile Petroleum Operating Company
GPM	Galon par minute
HC	Hydrocarbure
HMD	Hassi messaoud
HP	Haut Pression
HT	Haut Température
KOC	Kuwait Oil Company
SN REPAL	la société nationale de recherche pétrolière en Algérie
TDS	Solides Dissous Totaux
WAT	Waters Corporation



INTRODUCTION

Introduction

Le pétrole, qui est depuis plus d'une centaine d'années la principale matière première des combustibles liquides, reste compétitif sur le marché énergétique, même à son prix, actuel. Il est aussi la matière première de l'industrie pétrochimique, dont sont issus des milliers de produits, tels que les lubrifiants, les polymères, les plastiques, les textiles, et même les médicaments.

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

Dans l'industrie pétrolière, les dépôts sont considérés comme problème d'exploitation lorsqu'ils précipitent dans les équipements de production. Le dépôt peut se former dans toute la chaîne de production ; réservoir, abords du puits, tubing de production, tête de puits, réseaux de collecte, manifold ainsi que les installations de traitement du brut ; séparateurs, échangeurs de chaleur, bacs de stockage et lignes d'expédition. Ce problème conduit à un blocage de la ligne et une diminution de production de pétrole, en plus environ 200 km de canalisations sont remplacés chaque année de ce problème.

Dans l'objectif est de mettre les conditions de production, de transport et de traitement de brut de ce champs en dehors de la zone de formation et de stabilité des dépôts , Sonatrach et ses partenaires cherchent à réaliser une étude pour déterminer la méthode appropriée pour empêcher la formation et la stabilité des dépôts.

En fonction des raisons précédentes SONATRACH installée l'outil ENMAX pour une période d'essai gratuite dans la ligne d'écoulement 6" du puits MD-411, et dans la ligne principale de 8 ", du collecteur E1B 'au satellite E1C, pour évaluer la performance et l'efficacité de ce dispositif.

Le système de prévention ENMAX (CPRS) est une série complète d'outils utilisés pour la prévention des dépôts, de paraffines, d'asphaltènes et de rouille dans l'industrie pétrolière et gazière ainsi que dans les autres industries.

INTRODUCTION

Le CPRS ENMAX est composé de neuf métaux dissemblables tels que le cuivre, le zinc et le nickel, etc., et forme un catalyseur spécial lorsqu'il est mis en contact avec des fluides, les métaux (alliages) agissant comme un catalyseur spécial pour permettre un changement du potentiel électrostatique Des fluides, inhibant les forces de liaison entre les particules dans les fluides.

Dans le but d'atteindre les objectifs suscités, le présent mémoire est organisé, en deux partie, comme suit :

La première partie est consacrée à la recherche bibliographique qui comporte trois chapitres, le premier chapitre donne un aperçu général sur le champ HMD, le deuxième chapitre est consacré sur des notions générales sur les dépôts et dans le troisième nous présentons l'outil ENMAX.

La deuxième partie est une étude de cas, se compose en deux chapitres le premier se rapporte à une étude de cas de la ligne d'écoulement 6" du puits MD-411 et dans le deuxième chapitre on présente la deuxième étude de cas de la ligne principale de 8 ", du collecteur E1B au satellite E1C.



CHAPITRE I

- GENERALITES SUR
LE CHAMP HMD

Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud est situé dans le nord du Sahara algérien, il a été découvert en 1956 et mis en exploitation en 1958, considéré de part, ses dimensions et ses réserves comme l'un des plus grands gisements pétroliers au monde, il s'étend sur une superficie d'environ 4200 km² produisant ainsi de l'huile dans le réservoir cambro-ordovicien.[1]

I.1.Cadre géographique :

La région de Hassi Messaoud est localisée dans la partie centrale du Sahara algérien et se situe à environ 650 km au Sud-Est d'Alger, à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne, et à 80 Km à l'Est de Ouargla. (FigI.1).[1]



Figure I.1. : Situation géographique du champ de HMD [2]

I.2.Cadre géologique :

I.2.1.Cadre géologique régionale :

L'Algérie comporte une surface sédimentaire de plus d'un million et demie de kilomètrascarrés, dont l'exploration pétrolière est loin d'être terminée. Cet immense domaine minier comprend deux grandes unités structurales très différentes l'une de l'autre : Les bassins offshore et onshore du Nord de l'Algérie qui font partie de l'édifice structural méditerranéen.[1]

I.2.2.Géologie de la zone d'étude :

La majorité des gisements d'huile et de gaz découverts à ce jour sont situés dans la partie de la plate-forme saharienne, dont le plus grand gisement de cette province : le champ de Hassi Messaoud.

La plate forme saharienne : est constituée d'un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structuré au paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes on distingue d'Oust à Est.[1]

- * Les bassins de Tindouf et de Reggane.
- * Le bassin d'Ahnet-Timimoun.
- * Les bassins du Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya.
- * Les bassins Berkine et d'Illizi.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique de la plate forme saharienne. Il se présente sous forme d'un large anticlinal de direction globale Est Ouest.

De point de vue géologique, ce gisement est limité (**FigI.2**)

- Au nord, par l'ensellement de Touggourt.
- * Au Sud, par le haut-fond d'Amguid-El Biod.
- * A l'Est, par les dépressions de Dahar et Ghadamès.
- * A l'ouest, par la dépression d'Oued Mya.

I.4. Structure du champ :

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub circulaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord – Est/ SUD- Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale. Les réservoirs ont subi une fracturation hydraulique naturelle.

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :[2]

- Les failles de direction subméridienne et ainsi que les autres failles, perpendiculaires de direction Nord-Ouest / sud-est, font ressortir le caractère tectonique de la région.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir .
- Du point de vue caractéristique de réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :
 - Hétérogène sur le plan vertical et horizontal.
 - Discontinu du point de vu de l'écoulement des fluides.
 - Anisotrope : par la présence de silt et l'existence de matrice de petit grains.

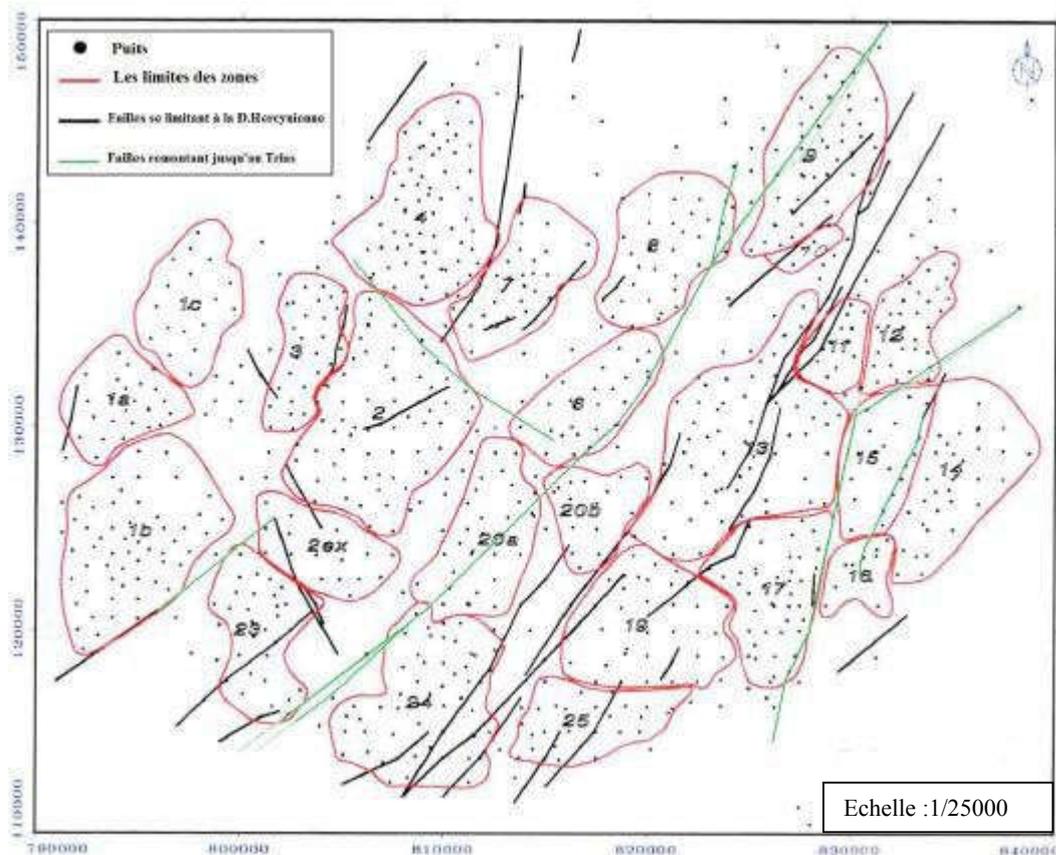


Figure .I.3 :Carte structurale de champ de Hassi Messaoud.[2]

I.5.Zonation du champ et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le champ de HMD en 25 zones dites de production (**FigI.3**), d'extension variables. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établi.[1]

Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

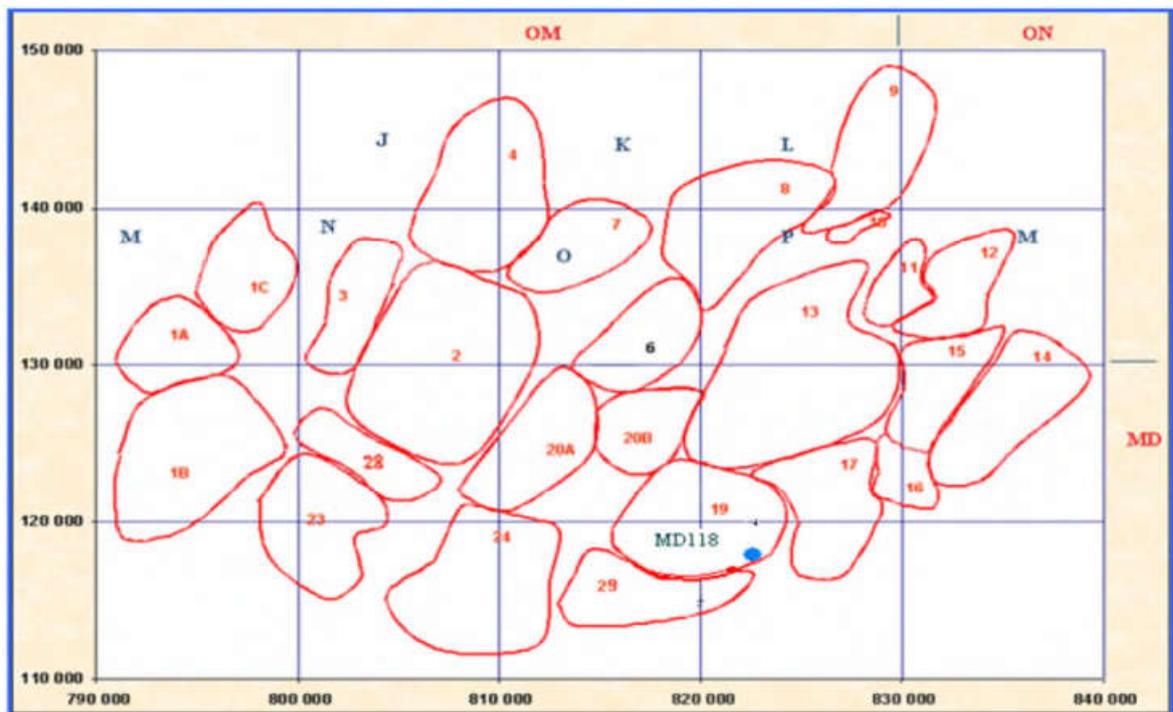


Figure I.4 : Carte de zonation du champ de HMD [SONATRACH].[1]

Conclusion :

Le champ de HMD est caractérisé par sa grande capacité du réservoir et sa production élevée, et contribue à plus de 50 % de la production algérienne, néanmoins il présente une grande complexité géologique, et une hétérogénéité des réservoirs entraînant une variabilité de la production sur l'étendue du champ.[1]

CHAPITRE II

- PROBLEME DE
DEPOTS

Introduction :

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

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de température, de pression et de débit (ex: les asphaltènes). Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le coefficient d'endommagement (le skin) lorsque celui-ci est positif.[3]

L'endommagement d'une formation peut revêtir plusieurs formes dont on citera :

- Un aspect mécanique du aux particules solides ayant pénétré dans la formation (particules provenant de la formation elle-même, particules introduites et transportées par l'invasion des fluides étrangers lors des divers opérations effectuées dans le puits).
- Un aspect physico-chimique dû à l'action du filtrat sur la formation elle-même et/ou sur les effluents qui y sont contenus.
- Un aspect organique du à l'action du filtrat, ou du chlorures d'hydrogène lors des traitements sur les fractions lourdes de certains bruts.

Eventuellement, un endommagement peut être causé à la suite d'une combinaison des facteurs .

Dans l'industrie du pétrole , les dépôts qui se forment au cours de l'exploitation représentent une véritable calamité , contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies , sans trop de succès d'ailleurs.

- Les uns ont comme origine les sels contenus dans les eaux produites en même temps que le pétrole . ces eaux , qui peuvent provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères , soit de la roche-magasin elle-même qui peut en retenir des quantités considérables , sont généralement très chargées en sels et quelque fois jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium , mais il est toujours accompagné , en quantités très variables, de sels de calcium , potassium , magnésium, baryum , atrontium , sous forme de sulfates , carbonates , bicarbonates, chlorures , iodure ou bromure.
- Les autres dépôts ont comme origine les hydrocarbures lourds qui font partie de la constitution même du pétrole et qui se trouvent à l'état dissous dans les conditions de température et pression du gisement : paraffine , asphaltènes

Qu'il s'agisse des constituants minéraux ou organiques des eaux ou du pétrole , ils se trouvent tous dans un état d'équilibre thermodynamique dans le gisement.

Cet état est rompu dès qu'on met un puits en production ; même si le gisement ne subit qu'une lente chute de pression , l'effluent est soumis à de dures épreuves lorsqu'il pénètre dans le puits et chemine verticalement sur des distances de plusieurs kilomètres vers la surface . Il subit alors d'importantes chutes de pression et de température qui entraînent l'évaporation d'une partie du pétrole et d'une partie de l'eau qui l'accompagne.

II.1.Les dépôts organiques:

Plus généralement, les dépôts organiques se rencontrent dans l'ensemble des puits, y compris le tubing et les perforations.

Parmi ces dépôts on a :

- Les paraffines et cire, fractions lourdes des HC paraffiniques.
- Les asphaltées et résines d'HC naphténiqque et aromatiques.
- Ces dépôts peuvent se présenter seuls ou mélangés à d'autres de nature minérale.

Les conditions de formation de ces dépôts sont :

- La nature en éléments lourds de l'huile la plus fréquente (entre 2 et 10%)
- L'abaissement de la température
- La chute de pression dans le puits qui libère les éléments légers (C1, C2, C3...)

Pour lutter contre ce problème on injecte des solvants non colorés (kérosène, toluènes, xylène, benzène...) des solvants colorés (tétra chlorure de sodium), les mélanges solvants, les fluides chauds (l'eau a 90°C).

II .1.1. Définition des asphaltènes :

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normale et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène, etc.).

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 par des résines neutres de masse plus petite et des hydrocarbures paraffiniques de petite masse moléculaire et hydrophile aux aromatiques et aux résines. Leur structure chimique est un anneau aromatique avec de l'oxygène, de l'azote et du soufre présents dans les ramifications hétérocycliques et de l'oxygène dans les groupements alkyles.[3]



Figure. II.1 : Schéma d'un dépôt d'asphaltènes

II.1.1.2. Composition des asphaltènes :

Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de Carbone et d'Hydrogène. D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le Soufre, Azote(N), et l'Oxygène avec des quantités significatives, tandis que les métaux, comme, le Nickel et le Vanadium sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables.[3]

Le figure ci-dessous représente la structure d'une composition d'asphaltène.

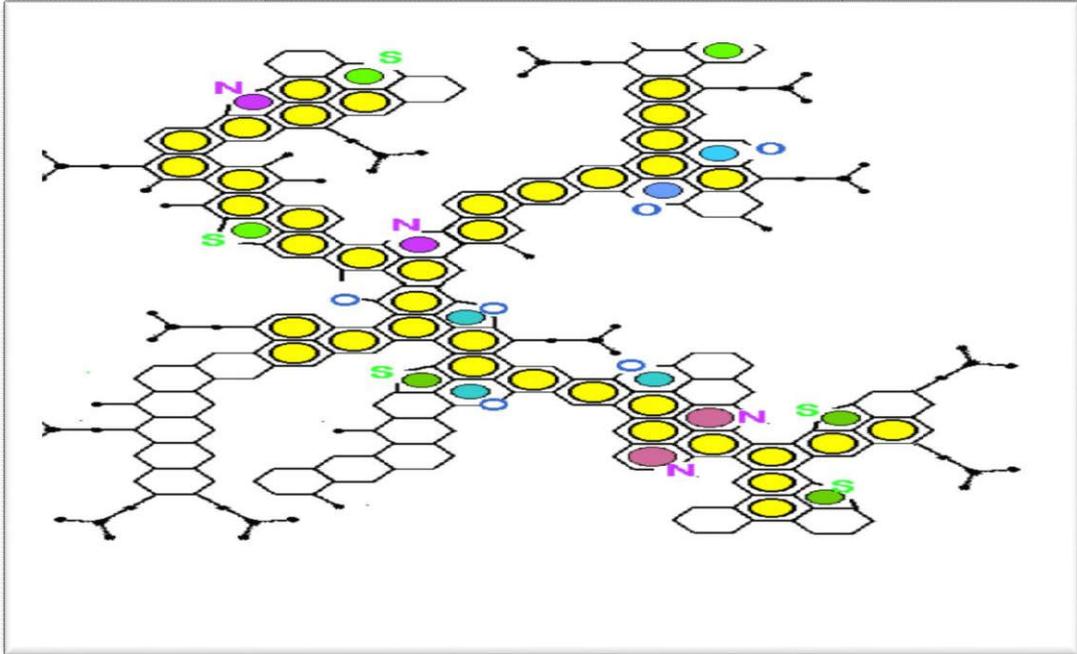


Figure. II.2. Structure d'une composition d'asphaltènes

Le tableau suivant donne les compositions élémentaires des asphaltènes:

Tableau. II.1. Analyse élémentaire des asphaltènes.

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

II.1.1.3. Les problèmes de dépôts d'asphaltènes :

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

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

On peut résumer ces problèmes dans les points suivants:

- ❖ Réduction de la perméabilité de la formation.
- ❖ Réduction de la productivité des puits.
- ❖ Bouchage des canalisations de transport.
- ❖ Bouchage de tubing .
- ❖ Dysfonctionnement des équipements.

II.1.1.4. Le traitement des asphaltènes :

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

II.1.1.4.a. Traitement mécanique par grattage :

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

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

II.1.1.4.b. Traitement Chimique :

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

Disulfure de carbone:

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

Solvants chlorés:

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

Benzène:

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

Xylène et le toluène:

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

Reformat:

C'est le solvant le plus utilisé, il est économique pour le traitement des dépôts d'asphaltées.

Dans le champ, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits avec des bons résultats après le traitement. Mais leur utilisation est très dangereux (point d'inflammabilité -5°C).

II.1.2. Dépôts des paraffines :

La dénomination pétrole brut recouvre une grande variété et diversité d'hydrocarbures contenant une infinité de composés à base de carbone. Parmi ces composés, les paraffines (wax) sont des alcanes peu ramifiés. Parmi ces alcanes, on distingue les normales et les iso paraffines dont les premières se différencient des secondes par le fait que la chaîne carbonée est linéaire. Ce sont ces n-paraffines qui vont plus particulièrement nous intéresser puisque sous certaines conditions thermodynamiques que l'on va voir, elles vont perdre leur solubilité au sein du brut ce qui va avoir pour conséquence un changement de leur "état" physique au sein du fluide. Lorsque ce changement d'état vient "perturber" ou poser des problèmes au cours de la production ou du transport du pétrole, donc dans les conditions d'exploitation, on dit d'un pétrole contenant ces n-paraffines qu'il est paraffinique. . Les problèmes de production évoqués sont la création d'un dépôt de paraffine.[4]



Figure II .4 : le dépôt de paraffine dans la conduit .[4]

II.1.2.1. La formation de dépôts des paraffines :

Le transport d'un pétrole paraffinique engendre, dans certaines circonstances notamment lors d'un refroidissement par le milieu extérieur, un dépôt à la paroi. En effet, au cours du refroidissement et en dessous d'une température dite de cristallisation commençante (cc), les normales paraffines contenues dans le brut cristallisent et migrent en direction de la paroi, formant le dépôt. La conséquence directe est la réduction de la section d'écoulement et donc le ralentissement de la production voire son arrêt.

La majorité des chercheurs, Burger et al (1981); Maurel et al (2000)); s'accordent pour dire que le diffusion moléculaire est le principal mécanisme à l'origine de la formation du dépôt. Ce mécanisme résulte d'une diminution de la solubilité des paraffines en proche paroi, due aux températures "froides" inférieures à Θ_{cc} . Ceci entraîne une solidification de ces paraffines à la paroi et par là même une diminution de la quantité de paraffines dissoutes dans le fluide.[5]

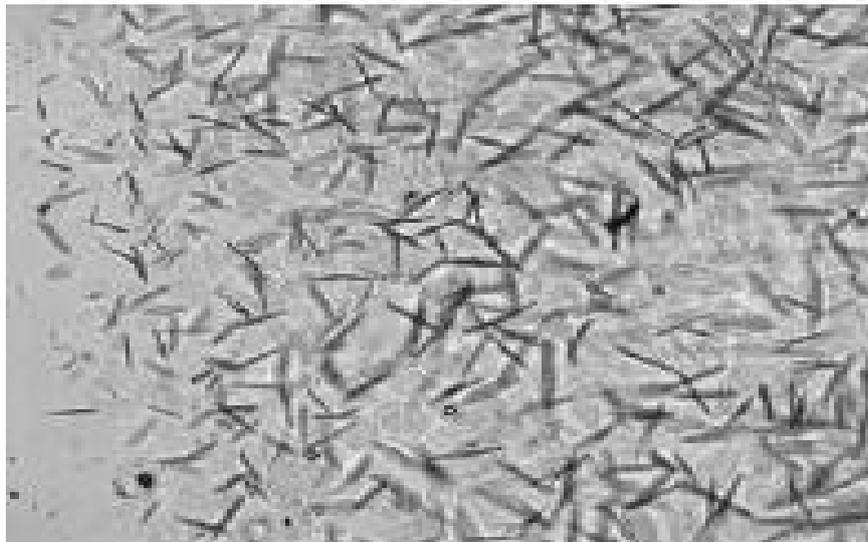


Figure II.5: Cristaux de paraffines. Image tirée de l'article Mauricio et al.2003. [4]

II.2. Dépôts des sels :

Les sels ont comme origines les eaux produites en même temps que le pétrole ; Ces eaux qui peuvent provenir soit de l'aquifère se trouvant à la base du gisement pétrolifère soit de la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités importantes. Ces eaux sont généralement très chargées en sels et quelquefois jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné, en quantités très variables, de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium, sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures.

II .2.1.Chlorure de sodium :

Certaines eaux de formation peuvent contenir 350 g/l de chlorure de sodium et être ainsi si proches de la saturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de NaCl.[6]

Ce sont les dépôts de sel les moins gênants pour les producteurs, car la solubilité du chlorure de sodium est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts.

II.2.2.Carbonate de calcium (CaCO_3):

La précipitation du sel est conditionnée par l'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates, selon l'équation :

Une chute de pression favorise le dégagement de CO_2 , déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du CaCO_3 insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter ; Lorsque ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts (chimiques).[6]



Figure II .6: la déposition de carbonate de calcium

II.2.3.Sulfate de calcium (CaSO₄) :

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l) mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants.



Figure II.7 : dépôt de sulfate de calcium

Une cause principale de la formation de CaSO₄ est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite.



Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux.

II.2.4.Sulfate de strontium (SrSO₄):

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température.[6]



Figure II.8 : dépôt de Sulfate de strontium

La précipitation de SrSO₄ peut se produire par évaporation de l'eau, l'élévation de température, ou mélange d'eaux non compatibles. Les dépôts de SrSO₄ sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.

II.2.5.Sulfate de baryum (BaSO₄) :

En règle générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux.



Figure II.9 : déposition de Sulfate de baryum

Les eaux du gisement peuvent contenir des ions de baryum et être mises en contact avec des eaux, soit de lavage, soit de maintien de pression, qui contiennent des ions de sulfates.

C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts sont durs et compacts.

La solubilité du sulfate de baryum (à titre d'exemple) est cent fois inférieure à celle du sulfate de calcium. Toutefois la solubilité de BaSO_4 augmente avec la force ionique de l'eau.

Un excès d'ions de sulfate tend à coaguler le précipité alors qu'un excès d'ions de baryum tend à le disperser.

Le niveau de saturation est un élément important qui règle pour le sulfate de baryum la vitesse de cristallisation. Plus le niveau de sursaturation est grand, plus la précipitation est rapide.

CHAPITRE III

- LA NOUVELLE
TECHNIQUE
L'OUTIL ENMAX

III.1.ENMAX CPRS :

Le système de prévention et d'élimination de la corrosion Enmax (CPRS) est une série complète d'unités constituées de métaux dissemblables dans un procédé breveté pour la prévention et l'élimination de dépôts d'écailles, de paraffines, d'asphaltènes et de rouille dans la production de pétrole et de gaz.[7]

La conception des systèmes, la composition des matériaux et le traitement métallurgique ont été brevetés et éprouvés aux États-Unis, en Chine .



Figure III. 1: outil ENMAX.

Au cours des 12 dernières années, les unités Enmax CPRS ont été utilisées par des compagnies pétrolières comme PetroChina, Sinopec, CNOOC, Shell, GNPOC, KOC et ont également été utilisées dans les industries pétrochimique, chimique, sidérurgique, électrique et alimentaire.

- Établi à Shanghai en Chine en 2003.
- Basé à Waigaoqiao zone de libre-échange, Pudong, Shanghai, Chine.
- Dédié à la fabrication et la fourniture d'Enmax CPRS, une solution optimale pour la paraffine, les asphaltènes, les dépôts minéraux et la corrosion dans le pétrole et dans d'autres industries.

III.2. Les fonctions d'ENMAX CPRS :

- Prévention et élimination de la paraffine et l'asphaltène .
- Prévention et retrait de minéraux , ou Ralentissement des dépôts de minéraux .
- Prévention et élimination de la corrosion par oxydation comme rouille .
- Changer la tension superficielle de la phase gaz / liquide pour améliorer l'efficacité du dégazage (H_2S , CO_2) .
- Stériliser, éliminer les algues et améliorer la qualité de l'eau.
- Améliorer l'efficacité de combustion des carburants et minimiser la pollution par émission .[7]
- Plus de 98% de réussite par rapport de test de la base de données client .

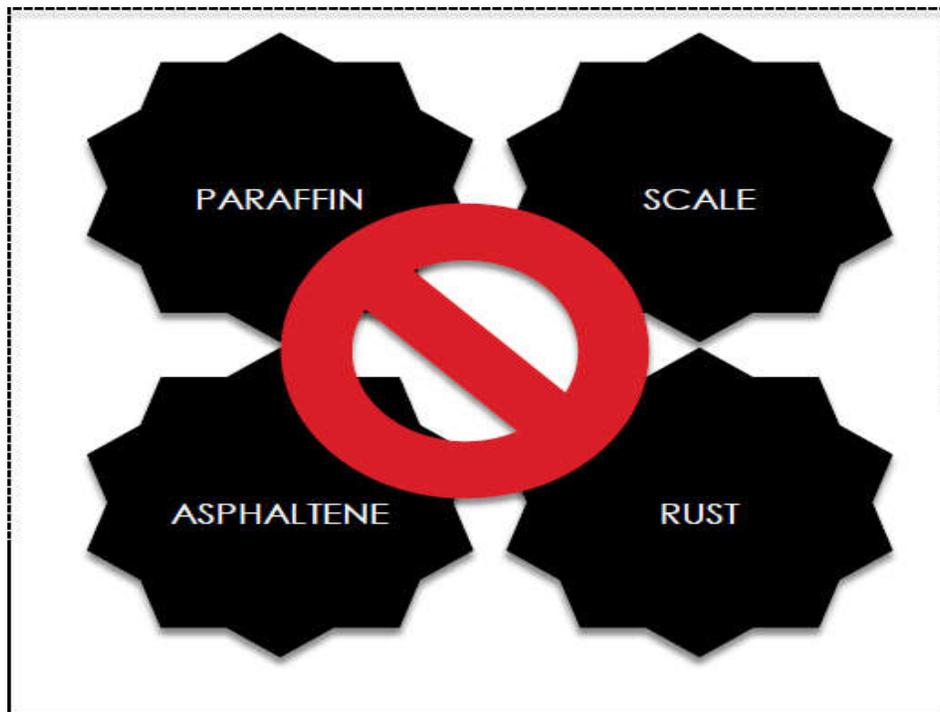


Figure III. 2: l'objectif d'ENMAX CPRS.

III.3. Les caractéristiques d'ENMAX CPRS :

- Non-magnétique, non-électrique, et aucun produit chimique requis.
- Respectueux de l'environnement.
- Bon pour les opérations HP et HT.
- Moins temps d'arrêt et coûts de remplacement des équipements.
- Coût minimal ou aucun produit chimique.
- Traitement à l'huile chaude réduit ou nul.
- Boues de fond dans les batteries de réservoir.
- Augmentation de l'efficacité et de la durée de vie des équipements.
- Amélioration de la qualité des combustibles et des émissions.
- Installation facile et maintenance gratuite.

III.4. Comment fonctionne ENMAX CPRS :

- ✓ ENMAX CPRS comprend neuf métaux dissemblables tels que le cuivre, le zinc et le nickel, etc., qui peuvent former un catalyseur spécial.
- ✓ Lorsque les fluides traversent des unités CPRS, les métaux permettent un changement du potentiel électrostatique des fluides et produisent un effet de polarisation sur le liquide moléculaire et réduisent la liaison entre les ions négatif et positif et également entre les particules de suspension.
- ✓ Cette action catalytique va maintenir les particules en suspension et empêche les ions de se lier les uns aux autres pour former des dépôts.
- ✓ Cette action décomposera également le dépôt de paraffine ou de dépôts minéraux existant et s'échappera avec les fluides .[7]

III.5. Les conditions de travail d'ENMAX:

Le tableau ci-dessous représente les conditions de travail l'ENMAX .

Tableau III.1 : Les conditions de travail ENMAX

Distance de travail	5 – 10 KM
Température du fluide	Jusqu'à 700 °C
Température de surface de l'équipement	Jusqu'à 500°C
Taux de liquid	Selon la taille du pipeline et la sélection de la CPRS
Durée de vie des unités	5-10 ans
PH des fluids	3~10
Chlorure	≤15000mg/l
Perte de charge dans l'unité	5% pour les unités d'ID fixes standard, ≤2% ou 0 pour les unités ID variables
Pression de travail	Basse à haute pression, pour correspondre à la pression du système
Granulométrie pour passer à travers	≤7mm
Types dépôts à traiter	Ca, Mg, Ba, Sr , Br...etc.

III.6. Gamme d'application d'ENMAX CPRS :

- Puits de production d'huile et de gaz et puits d'injection d'eau.
- Production de pétrole / gaz, installations de stockage et de transport.
- Systèmes et installations d'eau de refroidissement.
- Systèmes d'eau chaude et installations.
- Systèmes et installations d'eau civile.
- Traitement de carburant pour moteurs industriels.

Le figure ci-dessous résume le gamme d'application d'ENMAX CPRS.



Figure III. 3:gamme d'application d'ENMAX CPRS.

III.7.Types d'application des unités CPRS :

Les types d'ENMAX peuvent être divisés en fonction du lieu d'utilisation ,Il y à deux type d'unité : unité de fond et unité de surface.

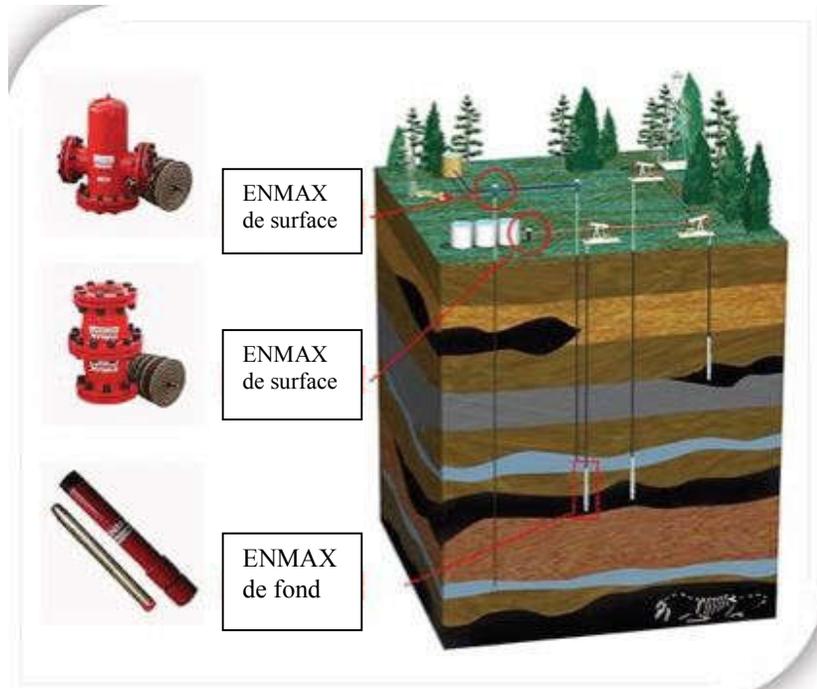


Figure II.4 : type des unites d'ENMAX CPRS.

III.7.1.Les unités CPRS de fond :

Les unités CPRS de fond de puits de pétrole ENMAX sont généralement installées en fond de puits de production de pétrole ou d'injection d'eau pour la prévention et l'élimination de la paraffine , l'asphaltée et de la corrosion.

III.7.1.a. Applications d'unité CPRS de fond :

Les unités de fond ENMAX CPRS fonctionneront dans pratiquement tous les puits soumis à des dépôts et adaptés à tout système de pompage, y compris les pompes électriques submersibles. Chaque application est conçue pour le puits spécifique en fonction de la taille de la tubulure et du volume de fluide.[8]

III.7.1.b. Installation d'unité CPRS de fond :

En règle générale, les unités de fond Enmax CPRS fonctionnent soit en dessous de l'entrée de la pompe, soit au-dessus de son refoulement, ou en tant que joint de queue à la fin du train de tubes. Le CPRS peut également être installé dans un puits s'écoulant sans tirer sur la tubulure. Il peut être placé dans un train de tiges avec un mamelon de réglage à l'aide de l'outil de réglage approprié à l'aide d'un câble.[8]



Figure.III. 6: l'installation d'ENMAX en fond

III.7.1.c. Types et dimensions d'unité CPRS de fond:

le tableau ci-dessous résumé le type et dimensions d' unité de fond comme suit :[9]

Tableau III.2 : le type et dimensions d' unité de fond d'ENMAX.

Unite de fond	Style Bar			Style Disc		
	D ext	2-3/8"	2-7/8"	3-1/2"	2-3/8"	2-7/8"
D ext de Cartouche	1.66"	1.66"	1.66"	2"x10	2.5"×10	3"X10
Taux de débit (GPM)	90	90	90	90	100	120



Figure.III. 7 :ENMAX style disque .



Figure.III.8: ENMAX style bar .

Les figure ci-dessus représente le type d'unité de fond d'ENMAX.

III.7.2.Les unités de CPRS de surface :

Les unités d'industrielles de la CRPS sont principalement installées sur les canalisations de collecte et de transport des champs de pétrole pour résoudre les problèmes de dépôts et de corrosion et améliorer la qualité de l'eau. Les systèmes sont principalement installés sur les canalisations au sol et sont également appelés "unités de surface".[6]

Le figure ci-dessous représente le type d'unité de surface d'ENMAX



Figure III. 9: l'unité d'ENMAX de surface.

III.7.2.a. Applications d'unité CPRS de surface :

Les unités de surface de la CRPS sont adaptées pour:

- les pipelines de collecte et de transport des champs de pétrole, ou les lignes d'injection d'eau pour résoudre les problèmes de paraffine, de tartre et de corrosion.
- les boucles de circulation d'eau chauffée industrielle ou d'eau de refroidissement dans les usines pétrochimiques et chimiques, les centrales électriques, le fer et l'acier les usines et autres installations industrielles pour la prévention et l'élimination de la calamine, de la corrosion et de l'amélioration de la qualité de l'eau.[8]

les figure ci-dessous représente les installations d'unité de surface d'ENMAX dans le domaine pétrolier.

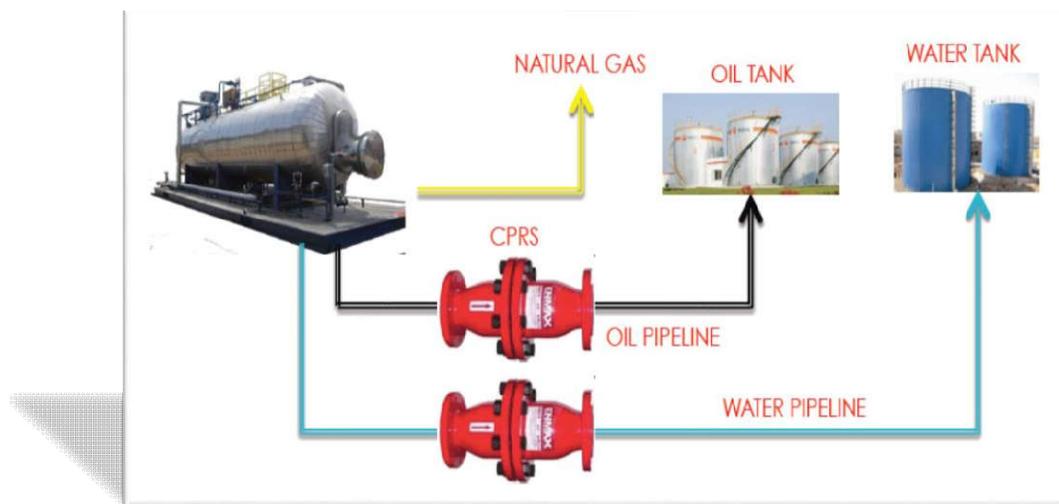


Figure III.10 :L'ENMAX dans les transports des champs des pétrole.

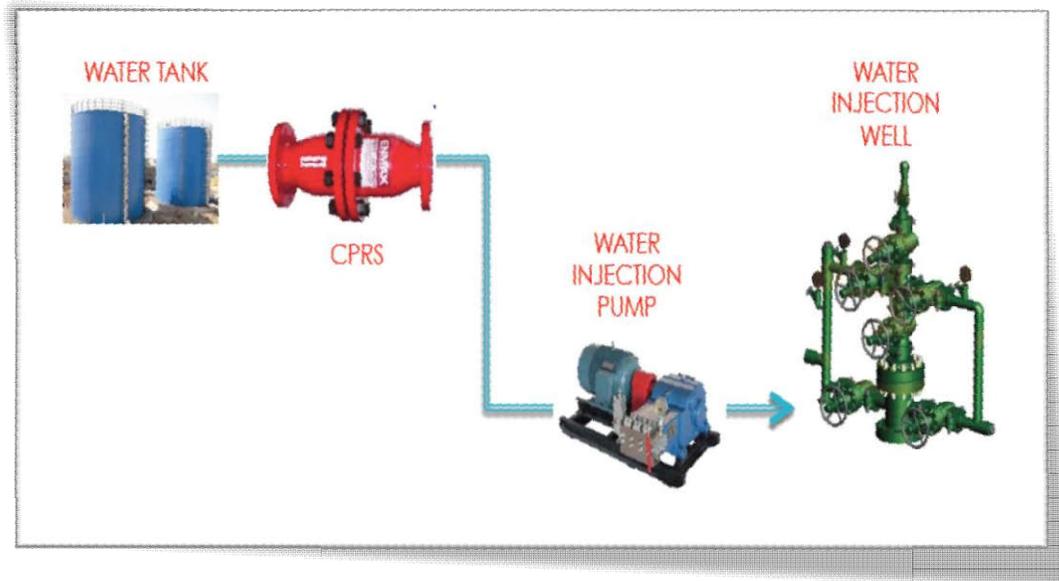


Figure III.11: L'ENMAX dans l'injection d'eau

III.7.2.b. Installation d'unité CPRS de surface :

Les unités CPRS peuvent être installées sur la conduite principale ou la ligne de dérivation. Les unités sont livrées avec des brides complémentaires à chaque extrémité, avec un jeu complet de boulons et de capuchons, ainsi que des instructions d'installation. L'installation sur site sera très facile et simple.[8]



Figure III.12 :L'installation d'ENMAX du surface.

III.7.2.c. Types et dimensions d'unité CPRS de surface:

1-Style de bidon : cet type existe avec les dimensions suivant :[9]

Le tableau et le figure ci-dessous représente le dimension de style bidon d'ENMAX .

Tableau III.3 : les dimensions de style de bidon d'ENMAX .

D ext Fixe	D ext Variable
2" × 2"	2"×3"
3" × 3"	3"×4"
4" × 4"	4"×6"
6" × 6"	6"×8"
8" × 8"	8"×10"
10" × 10"	10"×12"
12" × 12"	



Figure III.13: ENMAX / style bidon

2-Style en ligne :

Il y à deux type d'ENMAX en ligne : ENMAX en ligne avec diamètre fixe ENMAX en ligne avec diamètre variable.



Figure III.14 : ENMAX en ligne avec diamètre fixe



Figure III.15 : ENMAX en ligne avec diamètre variable.

Le tableau suivant représente les dimension de type d'ENMAX en ligne .

Tableau III .4 : les dimensions d'ENMAX en ligne .

D ext Fixe	D ext Variable
2" x 2"	2"x3"
3" x 3"	2.5"x3"
4" x 4"	3"x4"
6" x 6"	4"x6"
8" x 8"	4"x8"
10" x 10"	6"x8"
12" x 12"	6"x10"
14" x 14"	8"x10"
16" x 16"	8"x12"
18" x 18"	10"x12"
20" x 20"	10"x14"
12" x 14"	
12" x 16"	
14" x 16"	
14" x 18"	
16" x 18"	
16" x 20"	

Remarque: Les pressions nominales et les variations de diamètre extérieur doivent être conçues pour correspondre aux conditions de travail .

CHAPITRE VI

- EVALUATION
L'EFFICACITE
D'ENMAX 6"

Introduction :

Il existe actuellement un grave problème dans le champ de Hassi Messaoud en raison de la formation du sulfate de baryum et les asphaltènes dans les puits et les réseaux. Ce problème conduit à un blocage de la ligne et une diminution de production du pétrole, en plus environ 200 km de canalisations sont remplacés chaque année de ce problème.

En fonction des raisons précédentes SONATRACH installée l'outil ENMAX pour une période d'essai gratuite de 01/03/2017 au 17/07/2017 dans la ligne d'écoulement 6" du puits MD-411, pour évaluer la performance et l'efficacité de cet appareil .

Les étapes de test :

Le 01/03/2017, l'installation de l'outil ENMAX dans la ligne 6" du puits MD-411.

Des paramètres ont été pris quotidiennement par l'équipe de contrôle de puits de Sonatrach / EP Irara, ces paramètres sont :

La pression en amont et en aval d' ENMAX 6" ,Le débit quotidien d'huile et La pression à la tête du puits MD-411 ;

Le 16/07/2017, la fin de La période d'essai gratuit, dans ce jour L'outil ENMAX a été démantelé par l'équipe du groupe GTP.

Les coupons des dépôts en amont et en aval d'ENMAX a été démonté par l'équipe de laboratoire pour une analyse complète.

Une analyse visuelle en amont et en aval d'ENMAX a été réalisée par l'équipe de collecte de surface, une équipe de laboratoire (Sonatrach / EP) et une équipe de système FMIS / Halliburton.

Mesure de la quantité des dépôts accumulés en aval d' ENMAX après le démontage de la ligne.

Une comparaison a été effectuée entre la quantité des dépôts accumulés avant et après l'installation d' ENMAX dans la conduite du puits MD-411.

L'outil ENMAX a été transféré vers l'entrepôt de Halliburton après le démantèlement.[10]

IV.1.L'évaluation de l'outil ENMAX 6" :

Les membres de la société Sonatrach à Irara (collecte de surface, contrôle de puits et services laboratoire) ont proposés l'analyse des paramètres suivant pour l'évaluation de l'efficacité de l'outil l'ENMAX 6 "installé dans la conduite d'écoulement du puits MD-411.

IV.1.1.La pression et le débit journalier en amont et en aval de l'outil :

La figure ci-dessous illustre la variation de pression et de débit d'huile en amont et en aval de l'outil ENMAX 6" pendant la période d'essais :

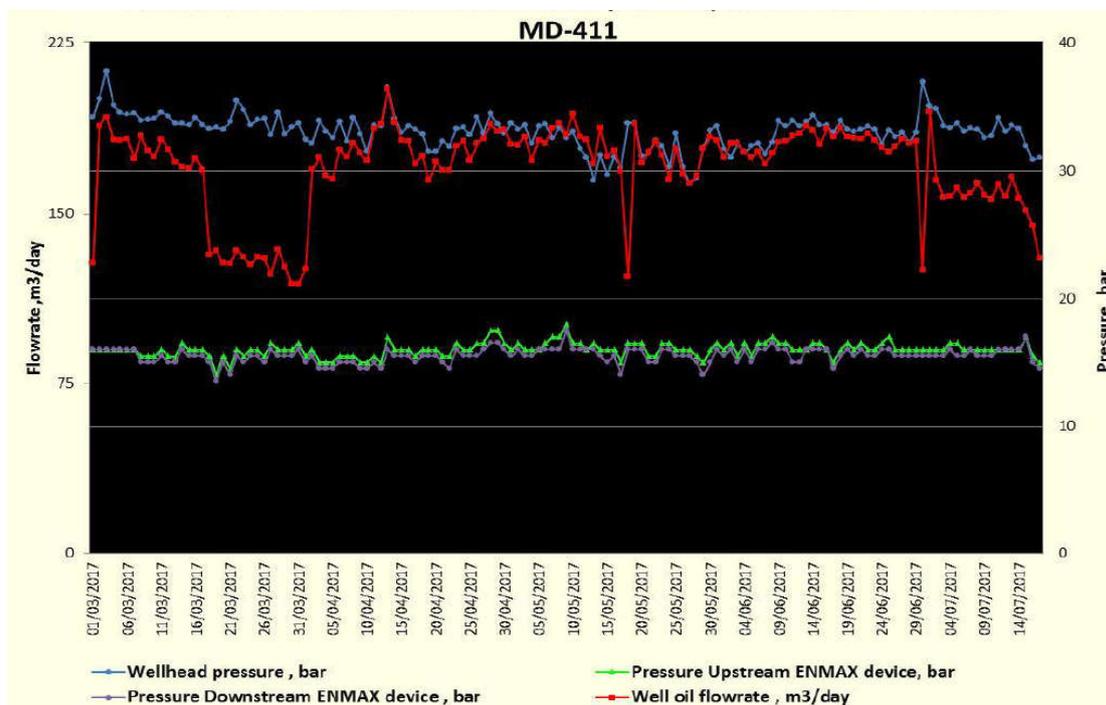


Figure IV.1 : la variation de la Pression en amont et en aval d'ENMAX 6"

La figure ci-dessus montre que la chute de pression dans l'ENMAX 6" installé dans la conduite d'écoulement du puits MD-411 est presque 0,5 bar pendant la période d'essai gratuit.

Remarques :

- 1- le tableau dans la annexe (voir annexe D) montre les différents paramètres mesurés de puits MD-411
- 2- Les pressions en amont et en aval de l'outil ENMAX 6" ont été prise chaque cinq jour.
- 3- Le débit quotidien et la pression de la tête de puits du puits MD-411 ont été pris de la banque de données Sonatrach (Data Bank).

IV.1.2.Analyses des échantillons au laboratoire :

- Les échantillons prélevés en amont et en aval d' ENMAX ont été analysés par l'équipe du laboratoire (Sonatrach EP / Irara).

- L'analyse des échantillons comprend le pH, le Fe, la concentration d'inhibiteur de dépôts, le calcium, le magnésium, la dureté, et les solides dissous.
- La dureté, demandée par le propriétaire d'ENMAX, a été calculée à partir de l'analyse des cations: Ca^{++} et Mg^{++} .
- Il existe de légères différences entre les analyses en amont et en aval ENMAX 6".

Tableau IV.1 :Analyse Laboratoire des échantillons.

Date	salinité ,g/l		pH		Cl, mg/l		Ca, mg/l	
	En amont	En aval	En amont	En aval	En amont	En aval	En amont	En aval
08/03/17	256	244	4.42	4.37	12.790	130.456	18.436	20.040
09/03/17	210	220	4.90	4.86	113.156	110.320	18.436	19.238
11/03/17	220	220	4.74	4.79	124.784	116.276	21.643	18.436
13/03/17	250	212	5.03	4.90	123.366	126.343	16.000	20.040
16/03/17	220	206	5.15	5.18	144.636	136.199	17.635	24.849
30/03/17	252	252	4.93	4.83	123.933	121.239	24.048	20.842

Tableau IV.2 :Analyse Laboratoire des échantillons.

date	Mg, mg/l		Fe, mg/l		Dureté de CaCO_3 , mg/l		Total suspendu solide, mg/l		Concentration d'inhibiteur de dépôts AD32, ppm.	
	En amont	En aval	En amont	En aval	En amont	En aval	En amont	En aval	En amont	En aval
08/03/17	3.321	3.620	1.620	1.632	47.283	51.293	994	647	120	100
09/03/17	3.420	3.325	1.620	1.402	47.283	49.091	1516	1353	84	58
11/03/17	3.602	3.820	1.245	1.260	55.104	47.582	670	592	57	68
13/03/17	3.159	3.888	1.452	1.433	52.952	66.041	1770	1670	260	100
16/03/17	5.346	4.860	1.568	1.456	66.006	82.049	2079	516	220	220
30/03/17	4.860	5.346	2.880	2.420	80.046	74.024	1306	1095	70	56

Les tableaux ci-dessus représente le pH, la salinité et la concentration de fer ,d'inhibiteur de dépôts, le calcium, le magnésium, la dureté, et les solides dissous .

Les figures suivantes montrent les résultats d'analyse de différents paramètres et une comparaison entre ces résultats en amont et en aval de l'outil.

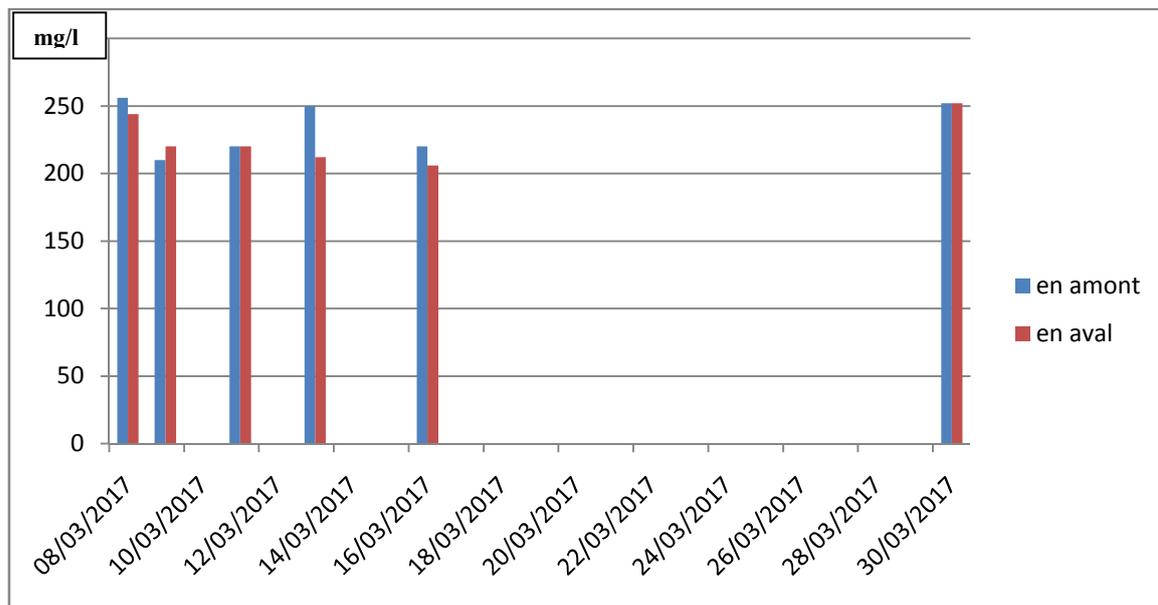


Figure IV.2 : Analyse de salinité en amont et aval d'ENMAX.

A partir le figure on constate une diminution de salinité sur l'ENMAX , salinité d'amont > salinité d'aval

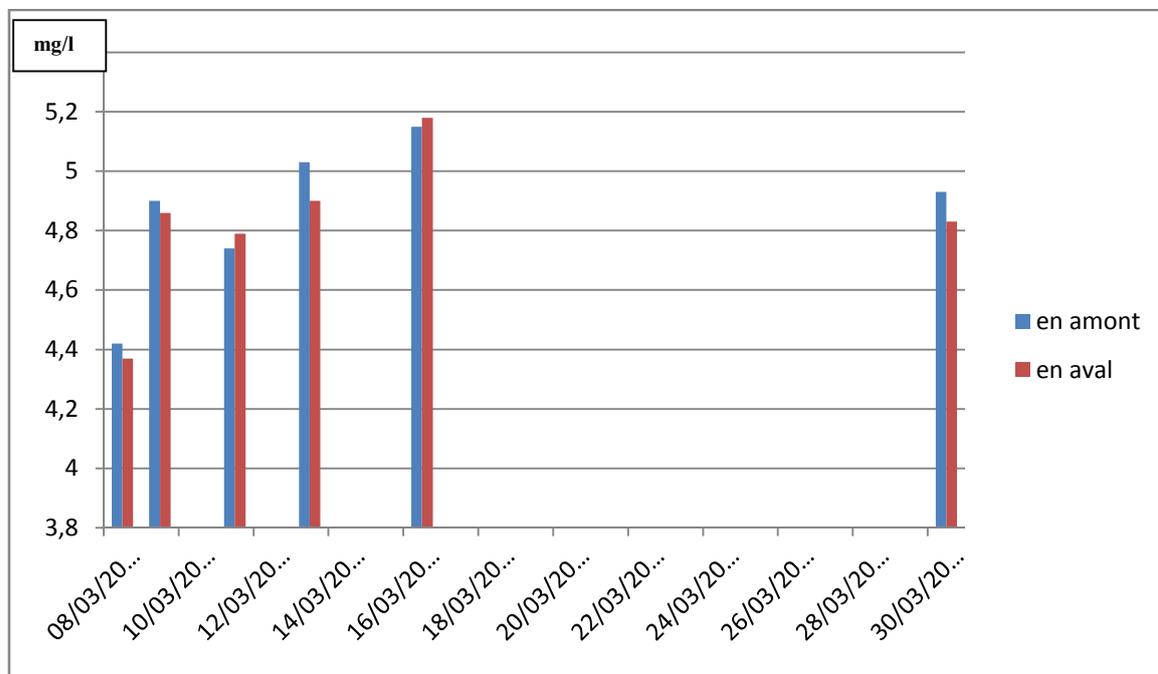


Figure IV.3 : Analyse du pH en amont et en aval d'ENMAX .

A partir le figure on observe une diminution de pH sur l'ENMAX , pH d'amont > pH d'aval

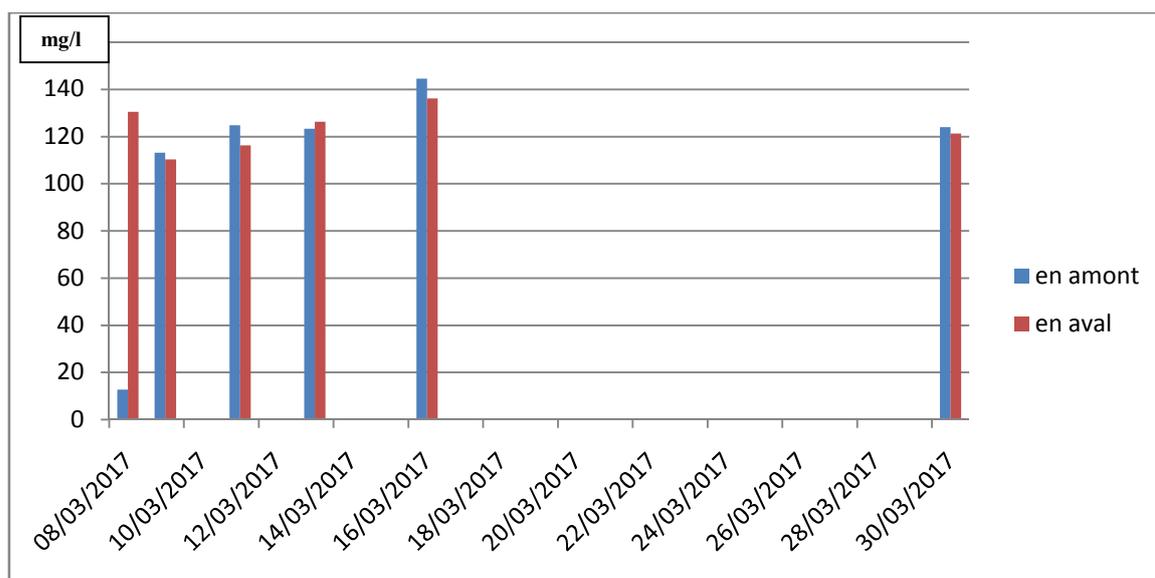


Figure IV.4 : Analyse de chlorure en amont et en aval d'ENMAX

On observe une augmentation de concentration de chlorure dans l'ENMAX . la concentration de chlorure en amont < la concentration de chlorure en aval.

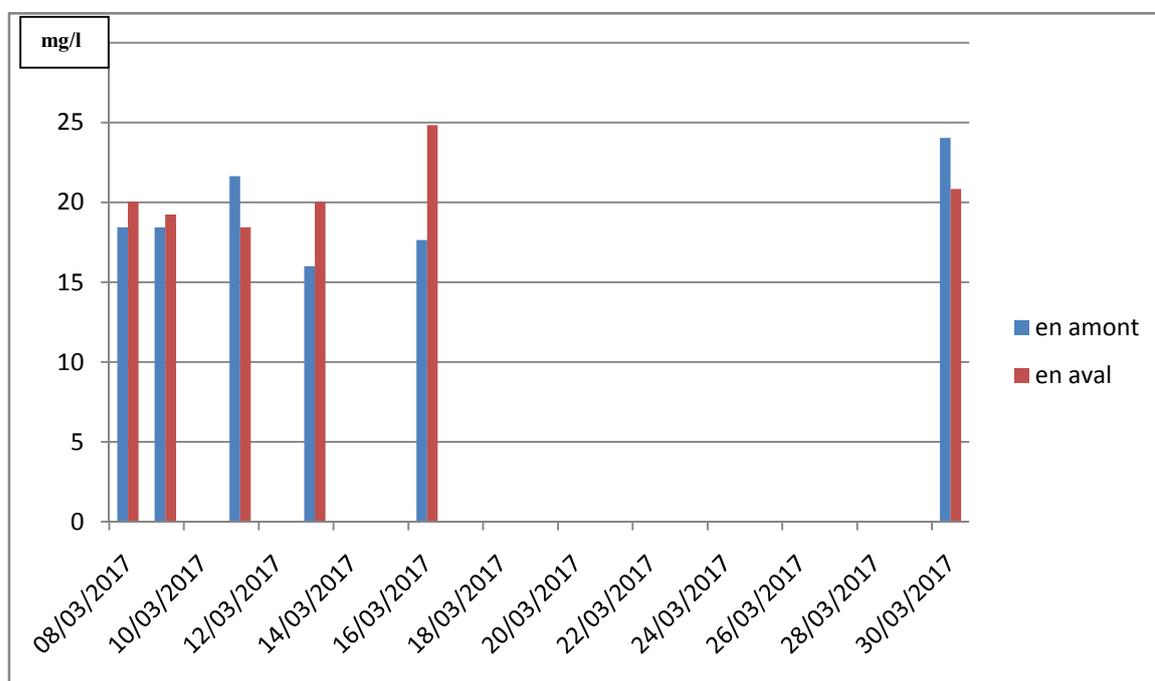


Figure IV.5 : Analyse de calcium en amont et en aval d'ENMAX .

A partir du figure on observe une augmentation de concentration de calcium dans l'ENMAX . la concentration de calcium en amont < la concentration de calcium en aval.

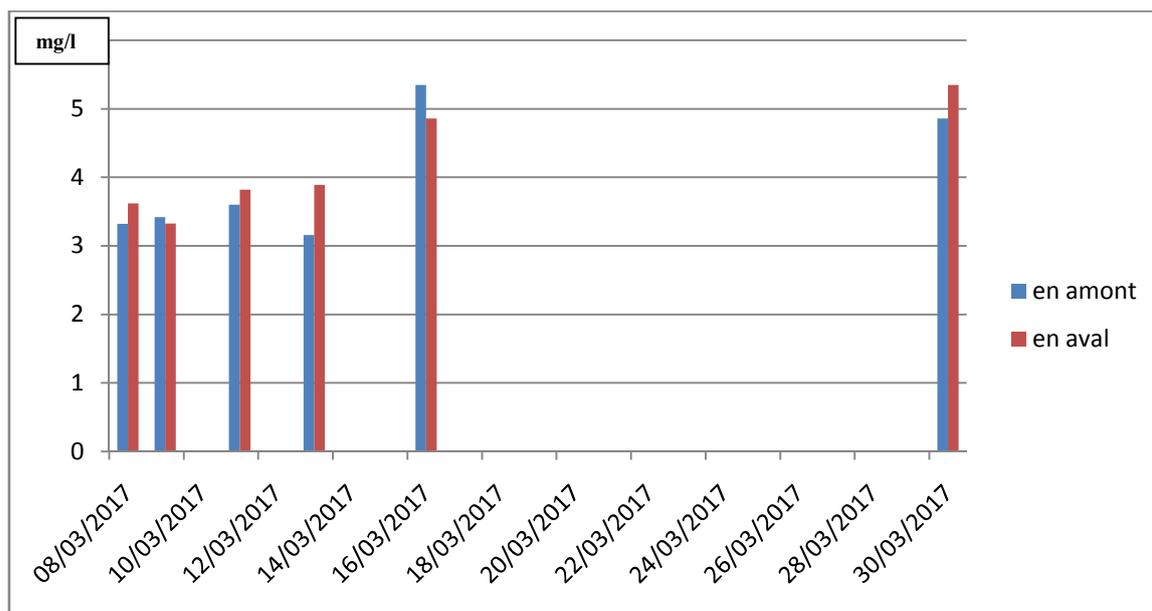


Figure IV.6 : Analyse de magnésium en amont et en aval d'ENMAX .

A partir du figure on observe une augmentation de concentration de magnésium dans l'ENMAX . la concentration de magnésium en amont < la concentration de magnésium en aval.

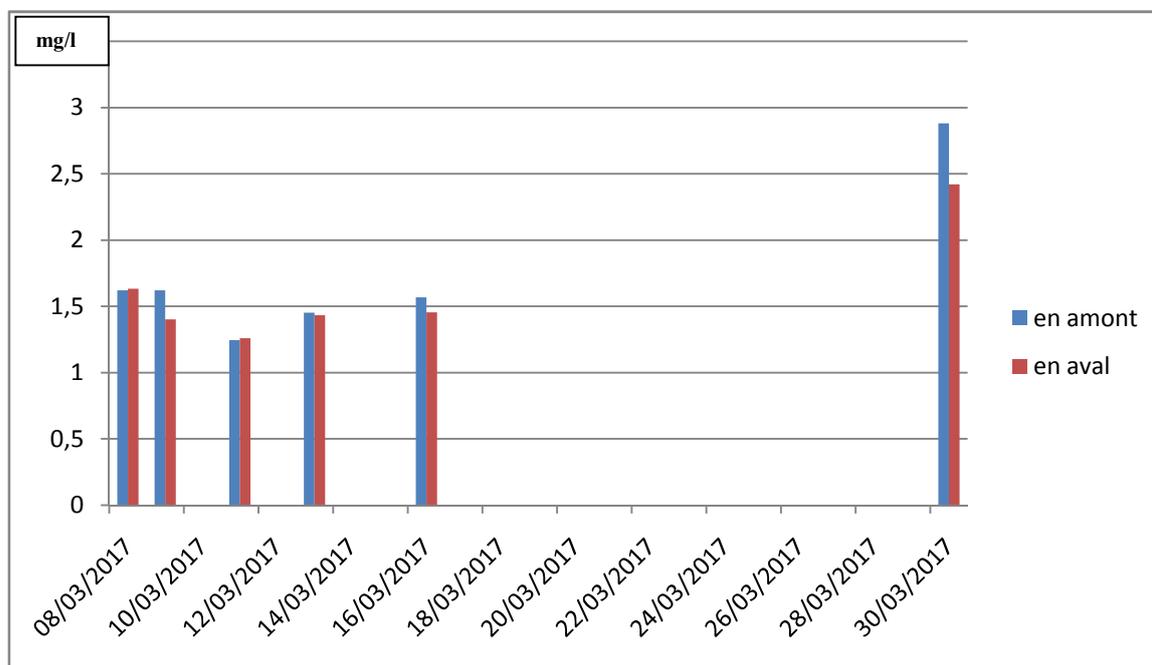


Figure IV-7 : Analyse de fer en amont et aval d'ENMAX .

A partir du figure on observe une augmentation de concentration de fer dans l'ENMAX . la concentration de fer en amont < la concentration de fer en aval.

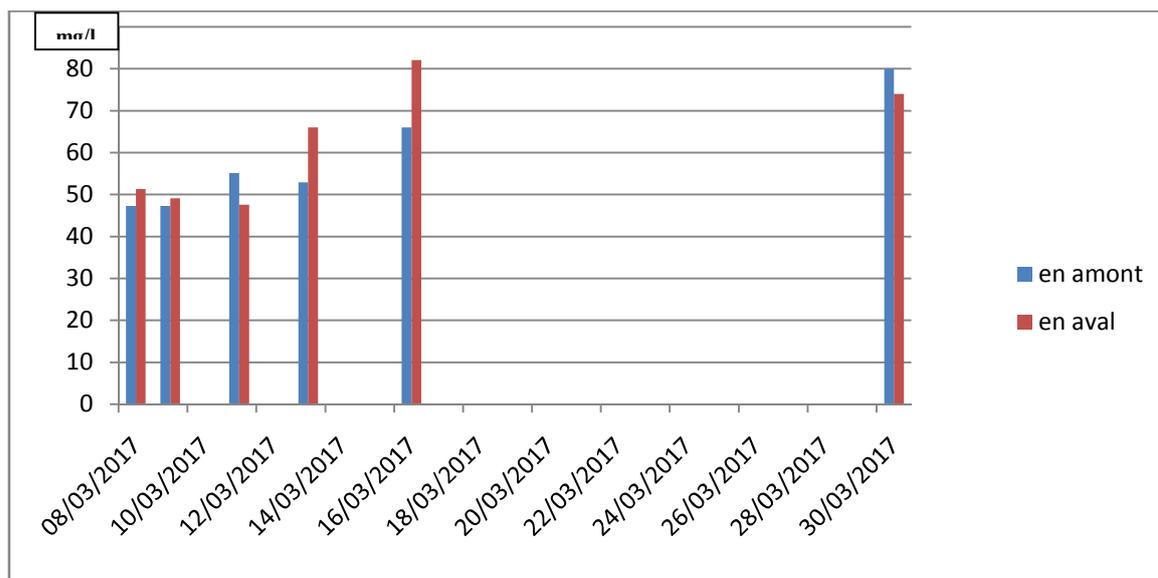


Figure IV-8 : Analyse de dureté en amont et aval l'ENMAX.

A partir du figure on constate une augmentation de concentration de dureté dans l'ENMAX . la concentration de dureté en amont < la concentration de dureté en aval.

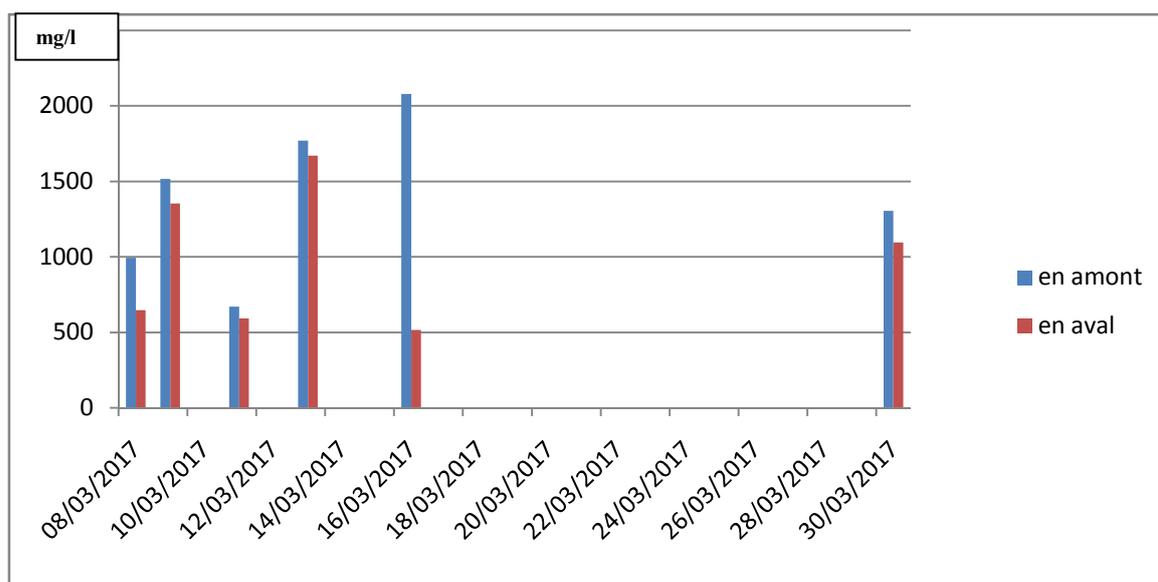


Figure IV.9 : Analyse de solides dissous (TDS) en amont et en aval d'ENMAX .

A partir du figure on observe une diminution de concentration de solides dissous dans l'ENMAX . les de solides dissous en amont > les de solides dissous en aval.

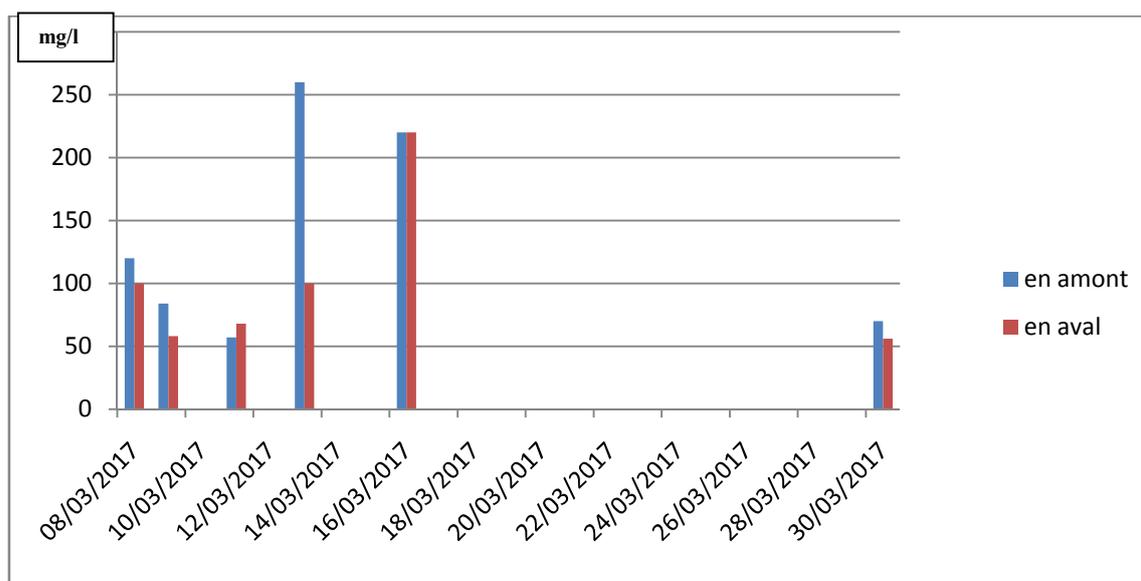


Figure IV.10 : Analyse d'inhibiteur de dépôts en amont et en aval d'ENMAX.

A partir du figure on observe une diminution de concentration d'inhibiteur de dépôts dans l'ENMAX . l'inhibiteur de dépôts en amont > l'inhibiteur de dépôts en aval.

IV.1.3. Analyse des coupons de dépôts en amont et en aval d'ENMAX 6 " :

- Les deux coupons de dépôts ont été installé en amont et en aval d' ENMAX à l'intérieur de la ligne d'écoulement du puits MD-411.
- Le troisième coupon de dépôts a été installé dans le bypass de corrosion du MD411 à environ 62 m d'ENMAX.
- Après le démontage d' ENMAX, l'équipe du laboratoire Sonatrach EP / IRARA récupérant les coupons de dépôts en amont et en aval d' ENMAX pour une analyse complète.
- Il a été constaté qu'il existe une légère différence entre l'analyse de laboratoire de coupon de dépôts en amont et en aval d' ENMAX installé .

Ceux-ci sont dus à une mauvaise installation des coupons en amont et en aval d'ENMAX.

Les figures ci-dessous indiquent l'analyse des coupons et les résultats obtenus par l'équipe du laboratoire :



Figure IV.11 : Analyse des coupons de dépôts en amont et en aval d' ENMAX.

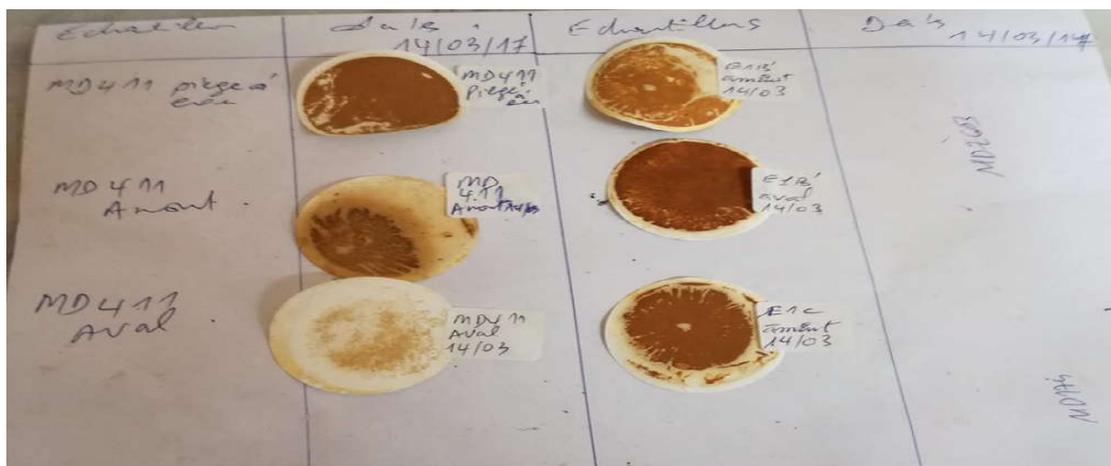


Figure IV.12 : Analyse des coupons de dépôts en amont et en aval d' ENMAX.

Tableau IV.3 : les résultats obtenus après l'Analyse des coupons.

Ref de coupon	poids du coupon initial	poids du coupon final	Perte par inflammation (organique ,matériaux)			Carbonates		
	P0	P1	P1	P2	W0	P2	P3	W1
BC501 en amont ENMAX	37.4544	45.376	45.376	45.2871	0.0889	45.2871	45.2871	0.013
BC502 en aval ENMAX	37.7458	45.2111	45.2111	45.1093	0.1018	45.1093	44.3987	0.7106
BC493 de passer par MD411	37.4589	43.6924	43.6924	42.9317	0.7607	42.9317	42.1013	0.8304

Tableau IV.4 : les résultats obtenus après l'Analyse des coupons.

Ref de coupon	Oxydes de fer			silice + BaSO4 (insolubles dans l'acide)			Perte de métal due à la corrosion			Poids total de dépôts
	P3	P4	W2	P4	P5	W3	Pi	Pf	W4	W
BC501 en amont ENMAX	45.2741	42.9651	2.309	42.9651	37.3941	5.571	37.4544	37.3941	0.0603	7.893
BC502 en aval ENMAX	44.3987	43.507	0.8917	43.507	37.7193	5.7877	37.7458	37.7193	0.0387	7.39
BC493 de passer par MD411	42.1013	41.8127	0.2886	41.8127	37.4589	4.3538	37.4589	36.7509	0.708	5.4728

Les tableaux ci-dessus représente l'analyse des coupons .

A traverse les tableaux , nous calculons la différence entre le poids final et initial pour mesure le poids résiduel qui permet mesure le poids totale de dépôts .

Remarques:-

P (0-5): partie de dépôts soumise au test.

W (0-4): poids de chaque résidu après chaque test.

Le tableau ci-dessous indique le poids de dépôts après le retrait des coupons (après une exposition de trois mois) :[10]

Tableau IV.5 : Poids de dépôts après retrait des coupons.

Ref de coupon	poids du coupon initial	poids du coupon final	perte de métal	poids de dépôts par déférence	Poids total de la dépôts
	P0	P1	W4	W	W
BC502 en amont ENMAX	37.4544	45.376	0.0603	7.9819	7.893
BC502 en aval ENMAX	37.7458	45.2111	0.0387	7.504	7.39
BC493 de passer par MD411	37.4589	43.6924	0.708	6.9415	5.4728

D'après le tableau de poids de dépôts ci-dessus, on peut conclure ce qui suit :

- Il n'y a pas de grande différence entre la quantité de dépôts formées à la surface des coupons en amont et en aval d' ENMAX installé sur la ligne d'écoulement du puits MD-411.
- Même élément prédominant qui est BaSO₄ mélangé avec la silice.
- La différence entre les deux valeurs (coupons de dépôts amont et aval d'ENMAX) est due à la haute teneur en matière organique qui peut être causée par la biocorrosion conduisant à un taux de corrosion élevé (voir la perte de métal dans le tableau ci-dessous).

Tableau IV.6 : Composition de dépôts sur les coupons en aval et en amont d' ENMAX.

Ref de coupon	Organiques %	Carbonates %	Oxydes %	silice + BaSO4 %	Totale %
BC502 en amont ENMAX	1.13	0.16	29.25	70.58	100
BC502 en aval ENMAX	1.38	9.62	12.07	78.32	100
BC493 bypass MD411	13.90	15.17	5.27	79.55	100

D'après le tableau ci-dessus, on peut remarque ce qui suit :

- Après la comparaison de composition du coupon de dépôts en amont et en aval d'ENMAX, on peut constater une augmentation du sulfate de baryum qui reste presque similaire au coupon de dépôts installés dans la ligne bypass du puits MD411.

IV.1.4.Analyse visuelle en amont et en aval d'ENMAX 6" :

Une analyse visuelle de la ligne d'écoulement du puits MD-411 a été effectuée avant l'installation du dispositif ENMAX et après le démantèlement d'ENMAX. Cette analyse a été effectuée par les services de collecte, contrôle de puits, laboratoire de Sonatrach EP / Irara et FMIS / Halliburton.[10]

IV. 1.4.1. Etat de la ligne 6" du puits MD-411 avant l'installation d'ENMAX :

Les photos ci-dessous illustrent la formation de dépôts avant l'installation d'ENMAX dans la ligne d'écoulement du puits MD-411 et après le démantèlement d'ENMAX.



Figure IV.13 :formation de dépôts avant l'installation d'ENMAX .

Le tableau et le graphe ci-dessous présentent les résultats d'analyse d'un échantillon prélevé de la ligne du puits MD-411 avant l'installation d'ENMAX. L'analyse a été réalisée par l'équipe de laboratoire / EP à Irara.

Tableau IV.7 : les résultats d'analyse de dépôts trouvée dans la ligne d'écoulement du puits MD-411.

Analyse d'un échantillons trouvée dans la ligne 6 " du puits MD-411 avant l'installation d' ENMAX		
Dépôts	Pourcentage%	Remarques
BaSO4	90	<ul style="list-style-type: none"> ● L'échantillon a été prélevé de la ligne d'écoulement 6 " du puits MD-411 le 01/03/2016. ● Les résultats de l'analyse ont été sur laboratoire / EP à 05/03/2017.
Sels	1.6	
CaSO4	1.4	
MgSO4	3	
Sable de formation	4	
Totale	100	

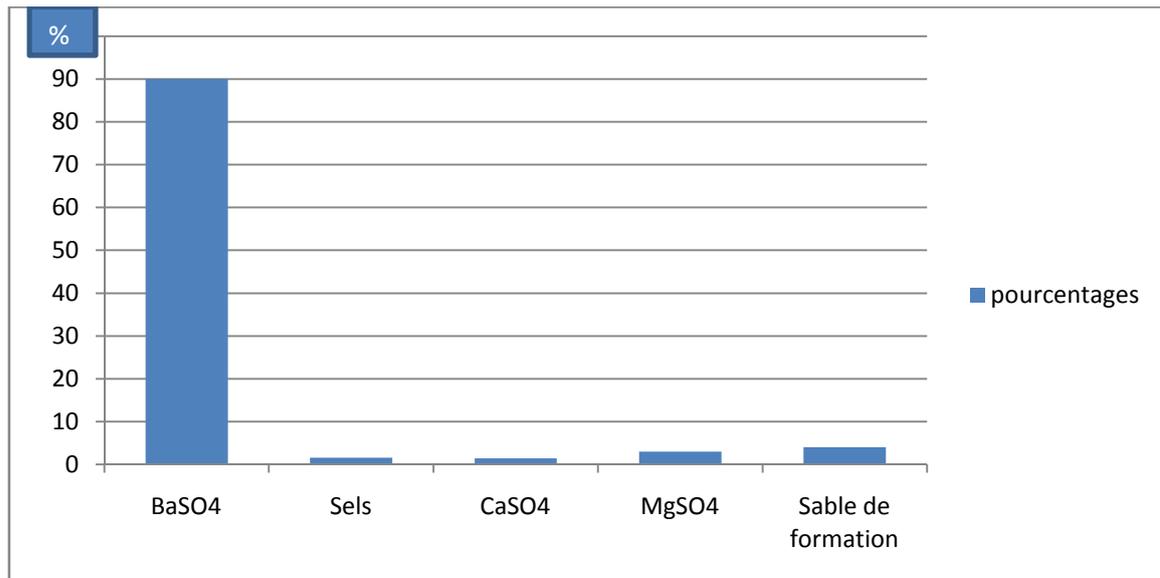


Figure IV.14: l'analyse de dépôts trouvée dans la ligne d'écoulement du puits MD-411.

IV.1.4.2. Etat de la ligne d'écoulement 6" de puits MD-411 après démontage d'ENMAX :

Les photos ci-dessous montrent l'aval de la ligne du puits MD-411 après le démantèlement de l'appareil ENMAX. D'après ces photos ,on peut constater qu'aucun dépôt n'a été trouvé dans la ligne d'écoulement en aval de l'appareil ENMAX, ce qui signifie que l'outil fonctionnait très bien pendant le test gratuit.[9]



Figure IV.15 : Dépôts dans la conduite d'écoulement après démontage d'ENMAX

IV.1.5. Mesures des dépôts avant l'installation d' ENMAX 6" :

Le tableau et le graphe ci-dessous montrent les résultats de mesures de dépôts effectuées avant l'installation d'ENMAX 6" dans la conduite du puits MD-411. Le tableau et le graphe indiquent qu'il y a une accumulation de dépôts dans la ligne d'écoulement du puits MD-411.

Tableau IV.8 : résultats de Mesures de dépôts avant l'installation d'ENMAX 6 " dans la ligne d'écoulement du puits MD-411.

Mesures de dépôts dans la ligne d'écoulement 6 " du puits MD411 (sections inférieure et supérieure)			
type de ligne	Mesures de dépôts à l'intérieur de la ligne ,cm (section inférieure)	Mesures de dépôts à l'intérieur de la ligne ,cm (section supérieure)	Remarques
La ligne d'écoulement 6" du puits MD-411	1.5	0.5	Les mesures ont été effectuées le 01/03/2017 avant l'installation d'ENMAX

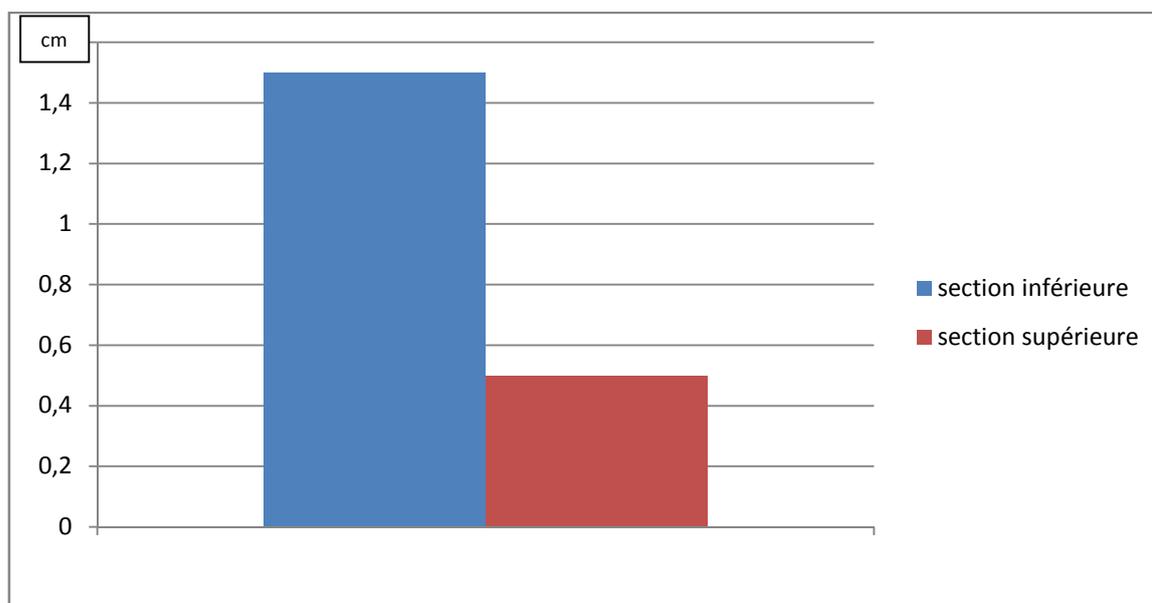


Figure IV.16 : Mesures de dépôts dans la ligne 6 '' du puits MD-411 (sections inférieure et supérieure)

IV.1.6. Résultats de Mesures de dépôts après le démontage ENMAX 6 " :

L'accumulation des dépôts dans la ligne du puits MD-411 a été contrôlée après le démantèlement d'ENMAX 6" (en amont et en aval d'ENMAX). La vérification de ce dernier a été effectuée par les services de contrôle, collecte, laboratoire et de SIGF de Halliburton sur site.[10]

D'après l'analyse de résultat précédent, on peut remarquer ce qui suit :

- Aucun dépôt n'a été trouvé dans la ligne d'écoulement du puits MD-411 après le démontage d'ENMAX (ENMAX démonté en aval).
- Il y a des dépôts dans la ligne d'écoulement du puits MD-411 après le démontage de l'outil ENMAX (ENMAX démonté en amont).
- Il a été constaté que l'appareil ENMAX fonctionnait bien, aucun dépôt n'ayant été accumulé en aval de l'appareil ENMAX 6" démonté.

IV.1.7. Comparaison entre les résultats des mesures de dépôts avant et après l'installation d' ENMAX :

Une comparaison a été faite entre les résultats d'accumulations de dépôts avant l'installation d'ENMAX dans la ligne d'écoulement du puits MD-411 et après le démontage de l'outil .

Les résultats de la comparaison peuvent être résumés comme suit : -

- On remarque qu'il y 'a une accumulation de dépôts avant l'installation de l'outil , L'épaisseur des dépôts dans la section inférieure de la ligne d'écoulement était 1,5 cm alors que l'épaisseur de la section supérieure était 0,5 cm.
- On remarque aussi qu'aucun dépôt n'avait été trouvé après le démontage d' ENMAX dans la partie aval . Cela signifie que l'ENMAX fonctionnait très bien pendant la période d'essai gratuit et a réussi à empêcher la formation de dépôt dans la ligne d'écoulement.
- Des dépôts ont été constatés après le démontage de l'appareil ENMAX en amont.



CHAPITRE
V

- EVALUATION
L'EFFICACITE
D'ENMAX 8"

Introduction :

Il existe actuellement un grave problème dans le champ de Hassi Messaoud en raison de la formation du sulfate de baryum et les asphaltènes dans les puits et les réseaux. Ce problème conduit à un blocage de la ligne et une diminution de production de pétrole, en plus environ 200 km de canalisations sont remplacés chaque année de ce problème.

En fonction des raisons précédentes SONATRACH installée l'outil ENMAX pour une période d'essai gratuite de 01/03/2017 au 15/10/2017 dans la ligne principale 8 " du collecteur E1B 'au satellite E1C, pour évaluer la performance et l'efficacité de ce dispositif.

Les étapes de test :

Le 01/03/2017, l'installation de l'outil ENMAX dans la ligne principale 8 " du collecteur E1B au satellite E1C.[11]

Un problème de fuite s'est produit dans les composants internes et les joints d'ENMAX 8" le 10/04/2017 en raison de dommages subis par les joints et les composants internes de ce outil . La ligne principale 8" du collecteur E1B 'au satellite E1C a été isolée et le débit total provenant du collecteur E1B' a été converti en l'autre ligne principale 8" .[11]

Un contact a été pris avec le fournisseur du périphérique ENMAX pour apporter un nouveau joint et de nouveaux composants internes. La société ENMAX a envoyé les joints et une nouvelle conception interne afin d'éviter de tels problèmes en cours d'exploitation.[11]

Les nouveaux joints et les nouveaux composants internes ont été installés le 16/7/2017 pour un autre sentier gratuit de 3 mois.

L'ENMAX 8" a été ouvert le 27/08/2017 pour vérifier les composants internes et les joints d'étanchéité. Il a été constaté que les composants internes et les joints étaient en bon état et qu'aucun dépôt ne s'était accumulé en aval d'ENMAX 8" .

La piste libre de l'appareil 8" ENMAX a été achevée le 15/10/2017 et l'appareil ENMAX a été démonté par un contractant de GTP et l'appareil a été transféré dans l'entrepôt Halliburton à Hassi Messaoud.

La pression quotidienne relevée en amont et en aval de l'appareil ENMAX 8 " a été extraite du service de contrôle des impulsions de Sonatrach / EP à Irara, puisqu'un manomètre a été installé en amont et en aval de l'appareil ENMAX.

Le débit quotidien de la production de pétrole a été extrait de la banque de données Sonatrach. Il a été supposé que le flux des puits connectés au collecteur E1B 'est divisé de manière égale entre les deux lignes principales 8" (A, B) du collecteur E1B' au satellite E1C.

Le coupon des dépôts en amont et en aval de l'appareil ENMAX a été démonté par l'équipe du laboratoire pour une analyse complète.

L'analyse visuelle en amont et en aval d'ENMAX a été réalisée par l'équipe de collecte en surface, l'équipe de laboratoire (Sonatrach / EP) et l'équipe FMIS / Halliburton.

Les dépôts accumulés ont été mesurés en aval d'ENMAX après le démontage.

Une comparaison doit être effectuée pour l'accumulation de dépôts avant et après l'installation du dispositif ENMAX sur la ligne principale de 8" .

De nombreuses réunions ont eu lieu avec Mme Maatallah, responsable du laboratoire Sonatrach / EP à Irara, afin de discuter des résultats de l'analyse des coupons de pesée et d'évaluer les performances d'ENMAX 8" .

Il a été constaté qu'il y avait accumulation des dépôts en amont d'ENMAX 8" ENMAX et qu'il n'y en avait pas en aval.

La quantité d'eau accumulée au fond de la ligne principale de 8 " était énorme et cette eau doit être séparée en amont.

Il a été observé qu'il existe un séparateur isolé dans le collecteur E1B 'et que ce séparateur isolé doit être mis en service pour séparer l'eau et le gaz dans le distributeur E1B.[11]

V.1. les Hypothèses :

Il existe actuellement deux lignes principales entre le collecteur E1B et le satellite E1C (ligne principale A, ligne principale B) et ces deux lignes principales travaillent ensemble en parallèle et se partagent les débits total de liquide et de gaz du collecteur E1B. On suppose que les débits totaux de liquide et de gaz sont répartis également entre les deux lignes principales de 8 ".

V.2. l'évaluation de l'outil ENMAX 8" :

les responsables et ingénieurs de la Sonatrach à Irara (services de collecte de surface, de contrôle et de laboratoire), l'évaluation d'ENMAX 8 " installé sur la ligne principale 8 " du collecteur E1B au satellite E1C inclut les éléments suivants: -

V.2.1. la pression et le débit journalier en amont et en aval de l'outil :

La figure ci-dessous illustre la variation de pression et de débit d'huile en amont et en aval de l'outil ENMAX 8" pendant la période d'essais :

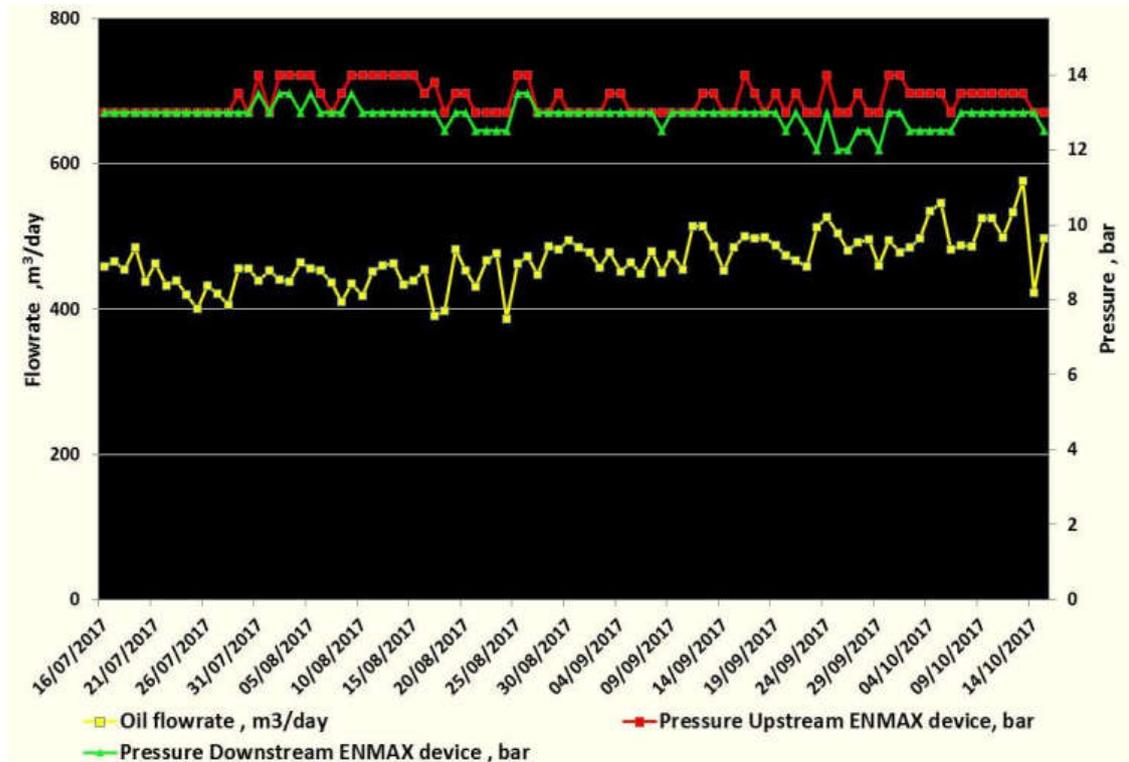


Figure V.1 : la variation de la pression et du débit d'huile pour la ligne principale de 8".

La figure ci-dessus montre que la chute de pression dans l'ENMAX 8" installé dans la ligne principale de 8" du collecteur E1B au satellite E1C est presque 0,5 bar pendant la période d'essai gratuit.

Remarques:

- ✓ La ligne principale de 8" (A) et la ligne principale de 8" (B) fonctionnent en parallèle et le flux est divisé entre elles. Il est supposé que le débit est divisé également entre les deux lignes principales.
- ✓ L'ENMAX a été mis en service le matin du 16/07/2017 après l'installation des nouveaux équipements internes.
- ✓ Les débits quotidiens des puits connectés au collecteur E1B sont divisés entre les deux lignes principales 8" (A, B) sont extraites de la banque de données Sonatrach (données corrigées).

- ✓ Il y a un manomètre, un point d'échantillon et un coupon de dépôt dans la conduite 8" à côté du puits MD-53 ; la lecture de la pression est de 12 bar.
- ✓ Il y a un manomètre, un point échantillon et un coupon de dépôt dans la ligne 8" à côté du satellite E1C, la lecture de la pression est de 12 bar.

Le graphique ci-dessus montrent que la chute de pression sur l'ENMAX 8" installé sur la ligne principale 8" du collecteur E1B 'au satellite E1C est de près de 0,5 bar pendant la période d'essai gratuit.

V.2.2. Analyse des coupons de dépôts à l'appareil ENMAX 8" en amont et en aval :

- Le coupon de dépôts a été installé en amont et en aval d'ENMAX 8" installé sur la ligne principale du collecteur E1B 'au satellite E1C.
- la troisième coupon de dépôts a été installé après le puits MD-53, mais il est trop difficile de le démonter sans fermer le puits. Ce coupon a été laissé tel quel.
- Après le démantèlement d'ENMAX 8" , l'équipe du laboratoire Sonatrach EP / IRARA a démonté le coupon de dépôt en amont et en aval d'ENMAX 8" pour une analyse complète.[11]
- Il a été constaté qu'il existe une légère différence entre l'analyse en laboratoire du coupon de dépôt en amont et en aval d'ENMAX installé sur la ligne principale de 8" . Celles-ci sont dues à une mauvaise installation du coupon de dépôt en amont et en aval d'ENMAX 8" .

Les figures et tableaux ci-dessous indiquent l'analyse des résultats obtenue de l'équipe du laboratoire Sonatrach / Irara.

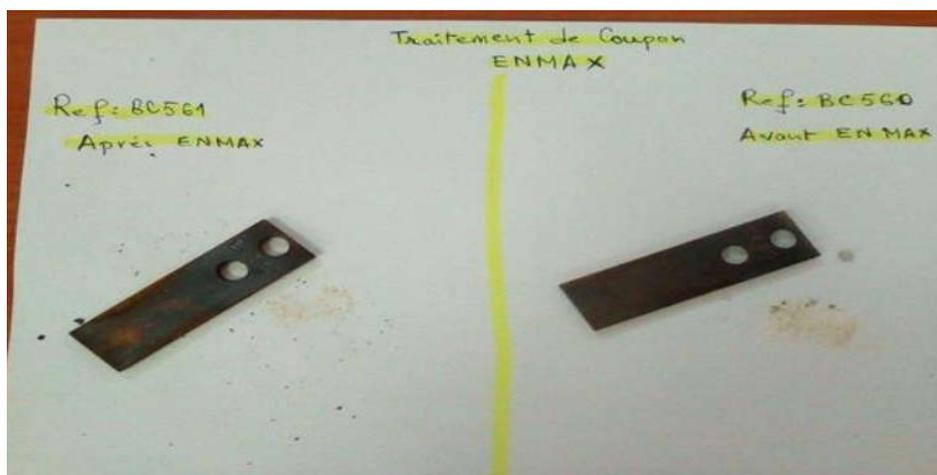


Figure V.2 : Analyse des coupons des dépôts en amont et en aval d'ENMAX 8" sur une ligne principale .

Tableau V.1 : Analyse des coupons des dépôts en amont et en aval d'ENMAX 8" sur une ligne principale :

Ref de coupon	poids du coupon initial	poids du coupon final	Perte par inflammation (organique ,matériaux)			Carbonates		
	P0	P1	P1	P2	W0	P2	P3	W1
BC 560 amont ENMAX	37.8635	38.3376	38.3376	38.2604	0.0772	38.2604	38.0728	0.1876
BC561 aval ENMAX	37.4727	38.1992	38.1992	38.126	0.0732	38.126	37.9952	0.1308

Tableau V-2 : Analyse des coupons des dépôts en amont et en aval d'ENMAX 8" sur une ligne principale :

Ref de coupon	Oxydes de fer			silice + BaSO4 (insolubles dans l'acide)			Perte de métal due à la corrosion			Poids total de dépôts
	P3	P4	W2	P4	P5	W3	Pi	Pf	W4	W
BC 560 amont ENMAX	38.0728	37.1562	0.9166	37.1562	36.9586	0.1976	37.8635	36.9586	0.9049	1.3018
BC561 aval ENMAX	37.9952	36.3373	1.6579	36.3373	36.312	0.0253	37.4727	36.312	1.1607	1.814

Les tableaux ci-dessus montre les résultats d'analyse des coupons des dépôts en amont et aval l'ENMAX 8" qui donner le poids des dépôts .

Tableau V-3 : Pondération après retrait des coupons (après une exposition de trois mois).

Ref de coupon	poids du coupon initial	poids du coupon final	perte de métal	poids de dépôts par déférence	Poids total de la dépôts
	P0	P1	W4	W (g)	W (g)
BC560 en amont ENMAX	37.8635	38.3376	0.9049	1.379	1.3018
BC561 en aval ENMAX	37.4727	38.1992	1.1507	1.8872	1.814

Tableau V-4 : Composition des dépôts sur les coupons en aval et en amont d' ENMAX.

Ref de coupon	Organiques %	Carbonates %	Oxydes %	silice + BaSO4 %	Totale %
BC560 en amont ENMAX	5.60	13.60	66.47	14.33	100
BC561 en aval ENMAX	3.88	6.93	87.85	1.34	100

À partir des tableaux de poids et de composition de dépôt ci-dessus, on peut noter ce qui suit: -

- Il n'y a pas de grande différence dans la quantité des dépôts formée à la surface des coupons.
- Même élément prédominant, à savoir BaSO4 mélangé à de la silice.

- La différence entre deux valeurs (coupons de scale d'ENMAX en amont et en aval) est due au contenu organique élevé susceptible d'être provoqué par la bio-corrosion entraînant un taux de corrosion élevé.
- Selon l'inspection visuelle après démontage d'ENMAX où aucun dépôt n'a été observé, cela pourrait expliquer la capacité d'ENMAX à disperser et à maintenir le dépôt en solution.

V.2.3 Analyse visuelle amont et aval l'ENMAX 8" :

V.2.3.1 Analyse visuelle pour vérifier les composants internes et les garnitures d'ENMAX 8" :

L'appareil ENMAX 8" a été ouvert le 27/08/2017 pour vérifier les composants internes et les joints. Il a été constaté que les composants internes et les joints étaient en bon état et qu'il n'y avait aucun dépôt en aval du 8" ENMAX installé sur la ligne principale 8" du collecteur E1B 'au satellite E1C.[11]

Les photos ci-dessous montrent la formation des dépôts en amont et en aval d'ENMAX 8" ainsi que l'efficacité.



Figure V.3 : Accumulation de dépôts dans l'Enmax en amont.



Figure V.4 : Accumulation de dépôts dans les composants internes d'Enmax 8" .



Figure V.5 : Aval d'Enmax pour lignes principales 8 ".

De ce qui précède, on peut constater que l'ENMAX 8" a réussi à éliminer la formation de dépôt en aval.

V.2.3.2. Analyse visuelle d'ENMAX 8" après la fin de la période de libre trace :

L'analyse visuelle d'ENMAX 8" installé sur la ligne principale du collecteur E1B au satellite E1C a été effectuée avant le démontage. L'inspection visuelle a été effectuée par les services de collecte de surface, de contrôle de puit et de laboratoire de Sonatrach EP / Irara et de FMIS / Halliburton.

Les photos ci-dessous indiquent la ligne principale 8" en amont et en aval d'ENMAX 8" .



Figure V.6 : accumulation des dépôts en amont Enmax 8 ".



Figure V.7 : aval d'ENMAX de ligne principale de 8 ".

V.2.4 Dépôts sur la ligne principale 8" avant l'installation d'ENMAX 8" :

Les photos ci-dessous montrent la formation des dépôts sur la ligne principale du collecteur E1B au satellite E1C après la découpe de la ligne pour installer l'ENMAX.



Figure V.8 : Accumulation des dépôts dans la ligne principale de 8 ".

V.2.5 Dépôts sur la ligne principale 8" après le démantèlement ENMAX 8" :

Les photos ci-dessous indiquent ce qui suit: -

- La première image illustre l'aval d'ENMAX 8" après avoir ouvert l'appareil le 27/08/2017 pour vérifier les joints d'étanchéité et les composants internes d'ENMAX 8 " installé sur la ligne principale de 8" du collecteur E1B au E1C.
- La deuxième image montre l'aval de la ligne principale de 8" après le démantèlement de l'ENMAX 8 " après la fin de la période de libre parcours.

Sur les photos ci-dessous, vous pouvez constater qu'aucun dépôt n'a été trouvé sur la ligne de flux en aval de l'appareil ENMAX démantelé, ce qui signifie que l'appareil fonctionnait très bien pendant le test gratuit.

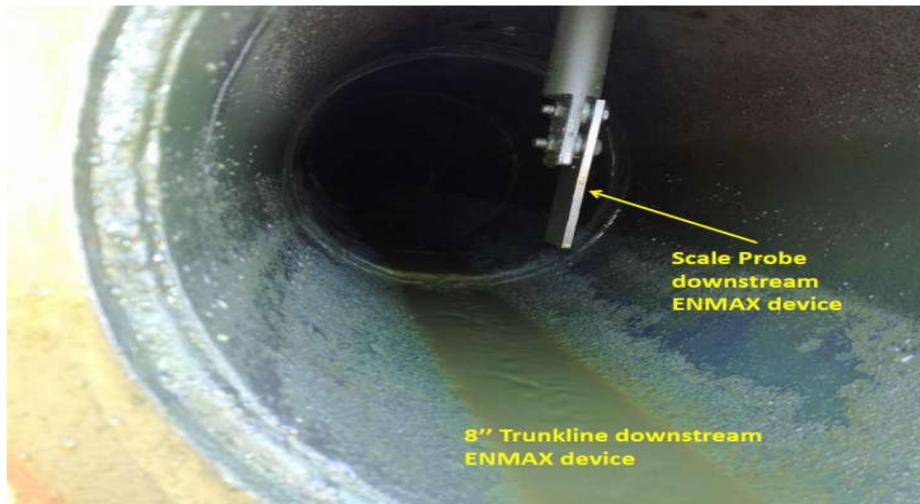


Figure V.9 : aval d'ENMAX pour lignes principales 8 " après ouverture 27/08/2017.

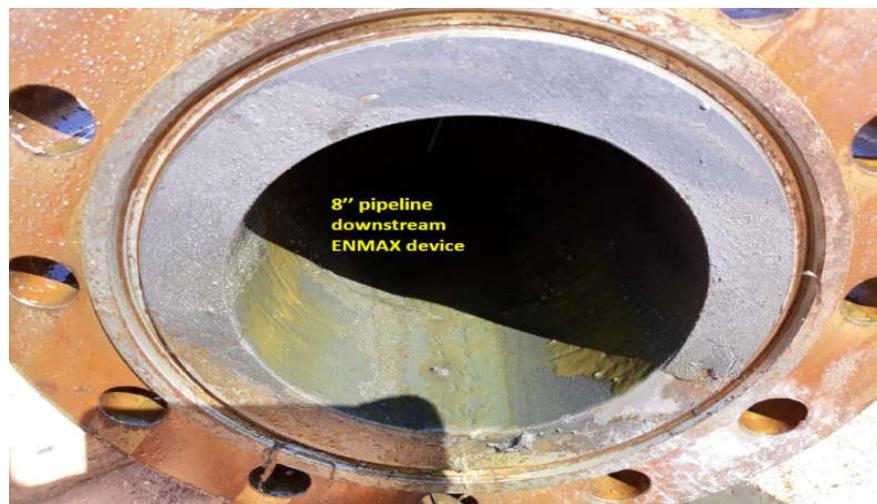


Figure V.10 : aval d'ENMAX de ligne principale 8 " après le démantèlement Enmax 8 ".

V.2.6 Mesures des dépôts avant l'installation d'Enmax 8" :

Le tableau et le graphique ci-dessous montrent les mesures des dépôts prises avant l'installation d'ENMAX 8 " sur la ligne principale 8" du collecteur E1B 'au satellite E1C. Cela peut être remarqué dans le tableau et le graphique ci-dessous des accumulations de dépôts sur la ligne principale du collecteur E1B au satellite E1C, l'épaisseur de la section supérieure était de 0,65 cm et celle de la section inférieure de 0,65 cm.

Tableau V.5 : Mesures des dépôts avant d'installer l'ENMAX 8" .

Mesures des dépôts dans une ligne principale de 8 " de E1B 'à E1C (parties inférieure et supérieure)		
type de ligne	Mesures des dépôts à l'intérieur de la ligne, cm (section inférieure)	Mesures des dépôts à l'intérieur de la ligne, cm (partie supérieure)
Ligne principale 8 " (A) du collecteur E1B 'au satellite E1C	0.65	0.65

V.2.7 Mesures des dépôts après le démantèlement d'ENMAX 8 " :

L'accumulation des dépôts sur la ligne principale a été vérifiée après le démontage d'ENMAX 8 " (en amont et en aval). Le contrôle visuel et l'inspection visuelle des dépôts accumulés sur la ligne principale de 8 " ont été effectués par le service de contrôle, les collecteurs de surface, les services de laboratoire et l'équipe de Halliburton FMIS sur place.[11]

Sur les photos ci-dessus, on peut remarquer ce qui suit:

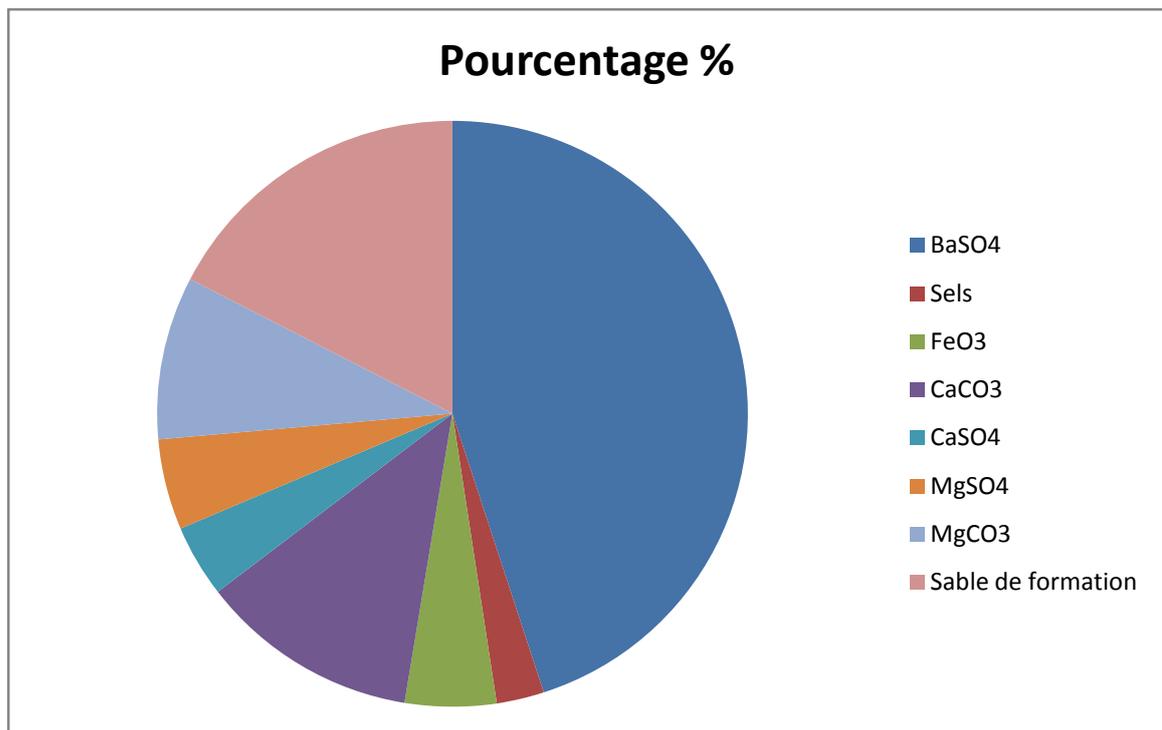
- Aucun dépôt n'a été trouvé sur la ligne principale de 8" installée du collecteur E1B 'au satellite E1C après le démantèlement d'ENMAX (ENMAX démonté en aval).
- Il y a des accumulations de dépôts en amont d'ENMAX 8 '' sur la ligne principale de 8 " après le démantèlement de l'ENMAX.
- Il a été constaté que l'ENMAX fonctionnait bien, aucun dépôt n'ayant été accumulé en aval d'ENMAX 8" démantelé.

V.2.8 Analyse des dépôts:

Avant d'installer l'ENMAX 8" sur la ligne principale du collecteur E1B 'au satellite E1C le 01/03/2017, l'échantillon des gisements a été prélevé par l'équipe du laboratoire pour une analyse complète. Le tableau et le graphique ci-dessous montrent les résultats de cette analyse.

Tableau V.6 : Analyse des dépôts de la ligne principale de 8" .

Analyse d'échantillons pour des dépôts trouvée dans une ligne principale de 8 " d'un satellite E1B 'à un satellite E1C avant l'installation d'ENMAX		
Article	Pourcentage %	Remarques
BaSO4	45	<ul style="list-style-type: none"> ● L'échantillon a été prélevé sur une ligne principale de 8 " le 01/03/2017. ● Les résultats de l'analyse ont été reçus du laboratoire / EP le 04/03/2017
Sels	2.6	
FeO3	5	
CaCO3	12	
CaSO4	4	
MgSO4	5	
MgCO3	9	
Sable de formation	17.4	
Totale	100	

**Figure V.11 :** Analyse des dépôts de la ligne principale de 8" .

D'autres échantillons provenant des dépôts accumulés en amont d'ENMAX dans la ligne principale de 8" du collecteur E1B 'au satellite E1C ont été recueillis par le laboratoire après le démantèlement.

V.2.9. Comparaison des mesures des dépôts avant et après l'installation d'ENMAX :

Une comparaison a été faite entre les mesures des dépôts accumulés avant l'installation d'ENMAX sur la ligne principale du collecteur E1B 'au satellite E1C et après le démantèlement d'ENMAX 8" . Les résultats de la comparaison peuvent être résumés comme suit: -

- Il a été constaté que les dépôts se sont accumulés avant d'installer l'ENMAX sur la ligne principale de Collecteur E1B au satellite E1C. L'épaisseur des dépôts sur la section inférieure de la ligne principale était de 0,65 cm alors que l'épaisseur de la section supérieure était de 0,56 cm. Les mesures ont été prises par les personnes Sonatrach et FMIS / Halliburton.
- Il a été constaté qu'aucun dépôt n'avait été trouvé après le démantèlement d'ENMAX dans la partie aval de l'ENMAX démantelé. Cela signifie que l'ENMAX fonctionnait très bien pendant la période d'essai gratuite et a réussi à empêcher le dépôt sur la ligne principale.
- Il a été constaté que des dépôts se sont accumulés après le démantèlement de la partie en amont de l'ENMAX démantelé.

V.3. Installation d'ENMAX 8" au cours de la période trial libre :

Le schéma ci-dessous illustre l'installation du 8" ENMAX sur la ligne principale de 8" du collecteur E1B 'au satellite E1C pendant la période de libre parcours et avant le démontage d'ENMAX 8" .

L'ingénieur des procédés FMIS a proposé de nombreux scénarios pour l'installation d'ENMAX 8" . Cependant, les ingénieurs de la collecte de surface à Sonatrach / Irara ont décidé d'installer l' ENMAX 8" sur la ligne principale de 8" sans soupapes en amont et en aval de l'appareil ou en mode passif.[10]

À partir du schéma ci-dessous, on peut remarquer ce qui suit: -

- Aucune ligne de dérivation n'a été installée sur l'ENMAX 8" pour plus de souplesse d'exploitation.
- Aucune vanne d'isolement complète (vanne à passage intégral) n'a été installée en amont et en aval d'ENMAX 8" pour l'isolation en cas de maintenance nécessaire sur l' ENMAX 8" .
- L'ENMAX 8" a été installé à 200 mètres du collecteur E1B '. L'ENMAX doit être installé très près du collecteur E1B'.

- Le séparateur de production triphasé existant dans le collecteur E1B est actuellement isolé et hors service. Ce séparateur doit être remis en service pour la séparation des gaz, de l'huile et de l'eau.

Le figure ci-dessous explique l'installation d'ENMAX 8 " à la surface avec le séparateur de production triphasé.

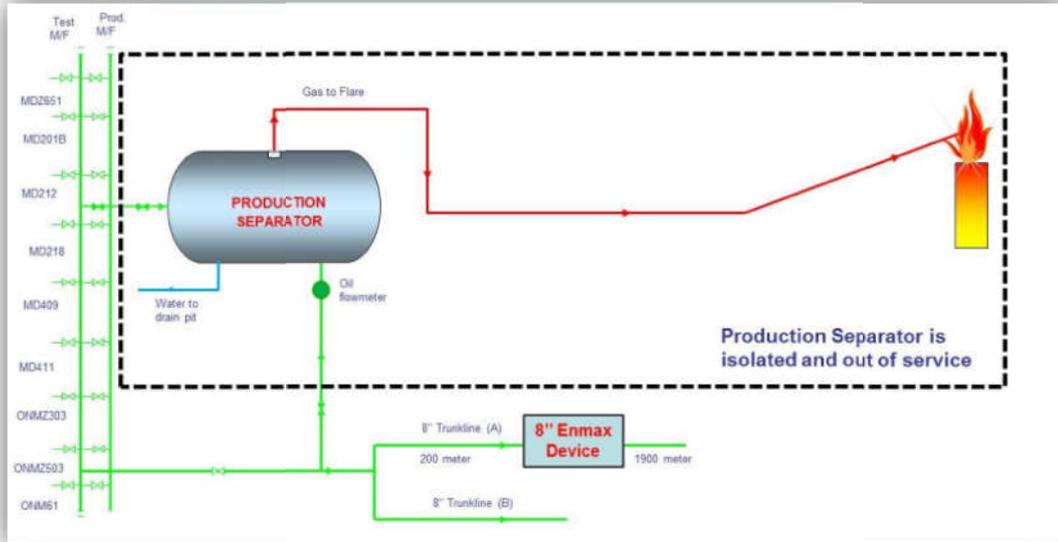


Figure V.12 : Installation d'Enmax 8 " pendant la période de libre parcours.



**CONCLUSION ET
RECOMMANDATION**

Conclusions et Recommandations

La formation des dépôts constitue l'un des problèmes les plus fréquents dans le champ de HMD. Ces dépôts résultant à la variation de pression, de température la réaction chimique entre les substances.....

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre comment faire une analyse des dépôts, et la détermination de la nature de ce dépôt et quelles sont les moyens utilisés pour traiter la précipitation des dépôts.

Au niveau de laboratoire on a fait sur les dépôts récupérés en amont et en aval de l'outil ENMAX , les échantillons liquide et solides et les coupons une analyse qualitative (aspect physique et chimique) et quantitative (attaque acide et attaque alcaline).

Dans cette étude on explique le traitement des dépôts par l'utilisation de l'outil ENMAX dans deux cas et les résultats obtenus confirment l'efficacité de cet outil.

D'après les résultats et les analyses précédentes ,on peut conclure qui suit : -

- Aucun dépôt accumulé à l'intérieur de la ligne de 6 " du puits MD-411 en aval de l'appareil ENMAX, conformément aux analyse visuelles effectuées après le démontage de l'appareil.
- Aucun dépôt de dépôt dans la ligne principale de 8" entre le collecteur E1B 'et le satellite E1C en aval l'ENMAX selon les inspections visuelles après le démontage de l'appareil.
- L'ENMAX 8" s'est avéré efficace pendant la période d'essai gratuite. Une comparaison a été faite entre les mesures de dépôts avant l'installation d'ENMAX 8" sur la ligne principale de 8" du collecteur E1B 'au satellite E1C et après le démantèlement d'ENMAX 8", il a été constaté que l'appareil fonctionnait très bien.
- Il est vivement recommandé d'installer une conduite de dérivation avec vannes d'isolement complètes (vannes à boisseau sphérique à passage intégral) ainsi que toute installation future d'ENMAX 8" pour plus de souplesse de fonctionnement et pour éviter les pertes de production.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

- L'appareil ENMAX s'est avéré fonctionner pendant l'essai gratuit. Une comparaison a été faite entre les mesures de dépôts avant l'installation et après le démontage.
- La perte de charge dans l'appareil ENMAX était de près de 0,5 bar, en fonction de la surveillance quotidienne de la pression relevée en amont et en aval de l'appareil.
- Il y avait une légère différence entre les analyses de laboratoire effectuées en amont et en aval d'ENMAX, en particulier pour le calcium, le magnésium, la dureté et les solides dissous. C'est en raison des points d'échantillonnage en amont et en aval installés très près du d'ENMAX. Une distance suffisante doit être prise en compte pour l'installation future lors de l'installation de tels points d'échantillonnage pour un meilleur résultat et une meilleure évaluation.
- L'outil ENMAX doit également être testé dans la tête de puits afin d'éliminer la formation de sulfate de baryum dans le fond du trou et de réduire également le déficit de production.
- Le nombre de points d'échantillonnage doit être augmenté pour toute installation future d'ENMAX.
- Les coupons de dépôts et l'analyse des échantillons peuvent donner une indication pour un emplacement seulement, mais pas pour toute la longueur du pipeline. Pour des résultats plus précis, il est fortement recommandé de trouver une technique permettant de mesurer l'épaisseur de dépôts présente dans le pipeline avant et après l'installation d'ENMAX.
- Il est recommandé de réaliser le profil de dépôts dans le pipeline pour le futur test par ENMAX en utilisant un traceur chimique, un profil de pression ou tout autre dispositif. Il sera facile à gérer au lieu d'échantillonner, conformément aux instructions reçues du responsable du laboratoire à cet égard.

Bibliographies

[1] DJOUAHER THINHINANE – AMRANI KAHINA (étude de l'influence de la géologie sur la mise en place du forage horizontal sur le champ de HMD) mémoire de fin d'étude. 20/09/2016.

[2] ATLILI MED ELHADI (analyse de performance d'injection d'eau) mémoire de fin d'étude de master 22/05/2016.

[3] GUEMARI SAMIR (étude de problème des dépôts d'asphaltènes dans un puits producteur d'huile « cas de BRN 19 ») projet professionnel de fin de formation MSP. Octobre 2015.

[4] AMINE BENALLAL (hydrodynamique de l'accumulation des dépôts de paraffine dans les conduites pétrolières) ,thèse pour obtenir le grade de docteur l'école nationale de paris .15 décembre 2008.

[5] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Paraffine>.18/04/2019.

[6]ARBAOUI MOSTAPHA (optimisation de traitement des dépôts de sulfate de baryum) mémoire de fin d'étude master production ,28/ 05/2017.

[7] Document :ENMAX (1).pdf .

[8] What is CPRS®?.26/02/2019.

[9] what is ENMAX POWER POINT.(DP SONATRACH IRARA).

[10] Document : 6-ENMAX-Device-Evaluation-Report.PDF (DP SONATRACH IRARA).

[11] Document: 8-ENMAX-Device-Evaluation-Report.PDF (DP SONATRACH IRARA).

ANNEXE A : Historique du puits MD411

Le puits **MD411** est un puits producteur d'huile vertical foré en 23/01/1987 (date fin de forage) à une profondeur de 3255m dans la zone 32 (zone complexe) du champ de Hassi Messaoud. Le puits est complété par tubing 4"1/2.

D'après le test DST effectué le 3./52/19.1, Le puits avait une production De 538..m3/h. Il est sous exploitation depuis avril 1981.

Le puits **MD411** est connu par les problèmes des asphaltènes de sels NaCl et des dépôts de sulfates de baryum, qui sont les causes des bouchages fréquent du tubing qui a engendré une chute de la production du puits.

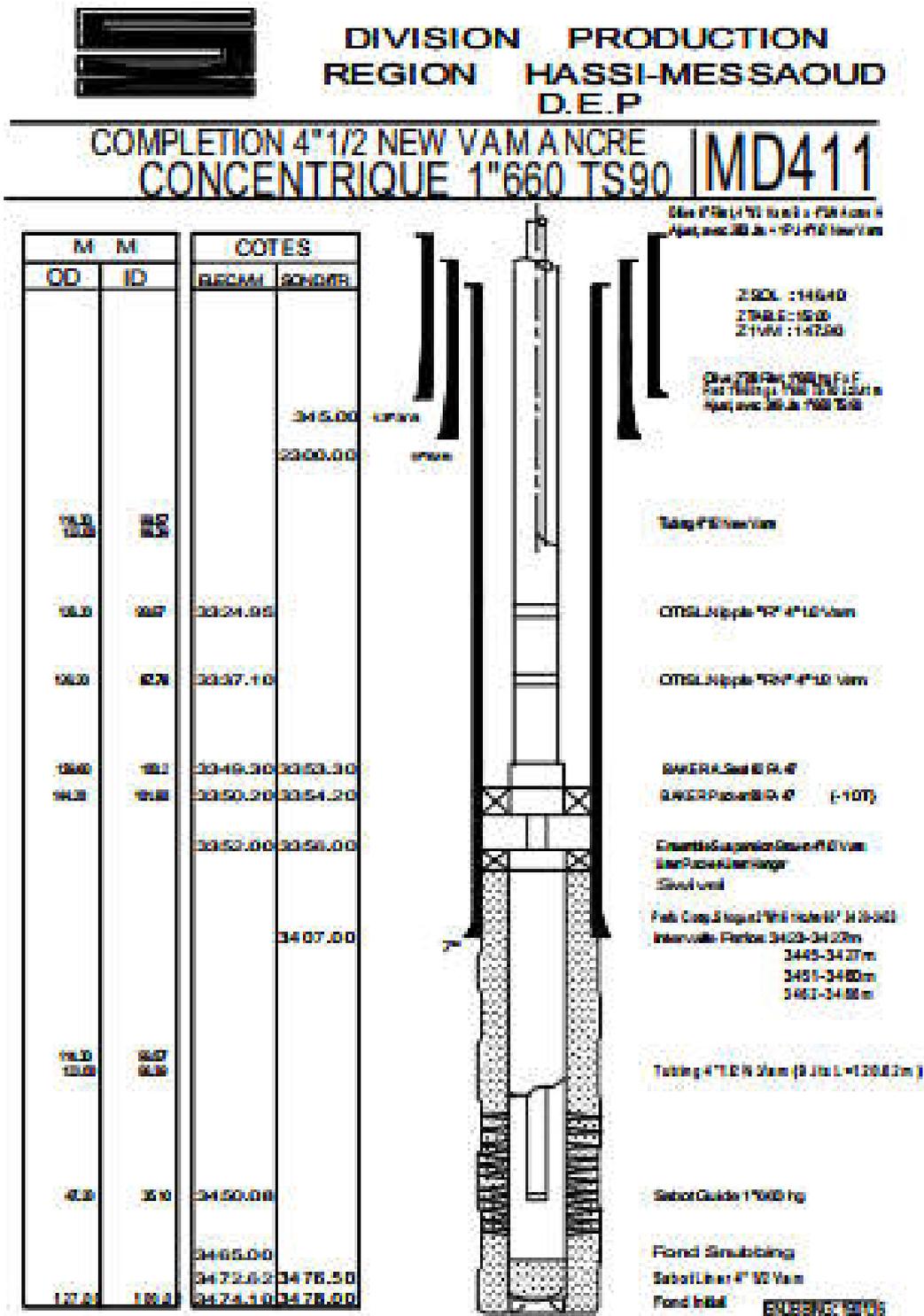
Les Dernières opérations :

Tableau I : Les Dernières opérations

Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
14/01/2016	14/01/2016	OPERATION_SPECIALE	Scale Blaster
07/01/2016	19/01/2016	SNUBBING	-----
13/08/2014	13/08/2014	OPERATION_SPECIALE	Acide 2eme Phase

ANNEX B :fiche technique du puits MD-411

Figure 1 : Fiche technique du puits



ANNEX C : Évaluation d'ENMAX sur la ligne d'écoulement du puits MD-411

Tableau 1 : variation de pression, débit quotidienne du puits MD-411.

Évaluation d'ENMAX sur la ligne d'écoulement du puits MD-411					
Date	Tête de puits pression, bar	Huile de puits débit , m3 / jour	Pression En amont Appareil ENMAX, bar	Pression En aval Appareil ENMAX, bar	Remarques
01/03/17	34.28	128.27	16	16	
02/03/17	35.70	188.76	16	16	
03/03/17	37.75	192.88	16	16	
04/03/17	35.18	182.81	16	16	
05/03/17	34.61	182.44	16	16	
06/03/17	34.46	183.12	16	16	
07/03/17	34.56	174.26	16	16	
08/03/17	33.99	184.30	15.5	15	<ul style="list-style-type: none"> ● trouvé une petite fuite dans le manomètre après ENMAX et doivent être fixés (la lecture n'est pas correcte). ● L'échantillon a été pris avant et après l'appareil et envoyé au laboratoire pour analyse.
09/03/17	34.06	177.70	15.5	15	
10/03/17	34.14	175.21	15.5	15	Il est recommandé de bouchon conduit d'eau pour le ligne d'écoulement du puits MD-411 pour éviter la formation de sel sur les trous de l'appareil.
11/03/17	34.63	182.76	16	15.5	Bouchon D'eau pour le Ligne d'écoulement du puits MD-411 était menée ce matin et trouvé la même pression déposer sur l'appareil. Une enquête plus approfondie est en cours le progrès
12/03/17	34.32	178.35	16	15.5	

ANNEXE

13/03/17	33.73	172.78	15.4	15	
14/03/17	33.75	170.79	16.5	16	
15/03/17	33.61	169.91	16	15.5	
16/03/17	34.22	174.43	16	15.5	
17/03/17	33.60	169.09	16	15.5	
18/03/2017	33.31	131.86	15.5	15	
19/03/2017	33.45	133.71	14	13.5	
20/03/2017	33.28	128.37	15.5	15	
21/03/2017	33.90	127.93	14.5	14	
22/03/2017	35.53	133.76	16	15.5	
23/03/2017	34.84	130.95	15.5	15	
24/03/2017	33.64	127.38	16	15.5	
25/03/2017	34.03	131.09	16	15.5	
26/03/2017	34.10	130.02	15.5	15	
27/03/2017	32.80	123.30	16.5	16	
28/03/2017	34.63	134.11	16	15.5	
29/03/2017	32.87	126.50	16	15.5	
30/03/2017	33.50	119.12	16	15.5	
31/03/2017	33.77	118.96	16.5	16	
01/04/2017	32.49	125.46	15.5	15	

02/04/2017	32.22	169.27	16	15.5	baggage a été réalisée sur le puits: huile 7,75 m3 / h., GOR 609 et l'eau est nulle
03/04/2017	33.95	174.72	15	14.5	
04/04/2017	33.12	166.70	15	14.5	
05/04/2017	32.60	165.27	15	14.5	
06/04/2017	33.91	178.10	15.5	15	
07/04/2017	32.34	174.97	15.5	15	
08/04/2017	34.19	181.11	15.5	15	
09/04/2017	32.92	176.47	15	14.5	
10/04/2017	31.54	173.29	15	14.5	
11/04/2017	33.58	187.41	15.5	15	
12/04/2017	33.54	189.31	15	14.5	
13/04/2017	36.60	204.91	17	16	Les manomètres ont été purgés et vérifiés.
14/04/2017	34.10	190.41	16	15.5	
15/04/2017	33.03	182.16	16	15.5	

ANNEXE

16/04/2017	33.56	181.80	16	15.5	
17/04/2017	33.28	171.90	15.5	15	Bouchon D'eau
18/04/2017	32.88	175.49	16	15.5	
19/04/2017	31.54	164.46	16	15.5	
20/04/2017	31.54	172.91	16	15.5	
21/04/2017	32.35	169.14	15.5	15	
22/04/2017	31.91	169.05	15.5	14.5	
23/04/2017	33.32	179.75	16.5	16	
24/04/2017	33.46	182.07	16	15.5	
25/04/2017	32.83	173.62	16	15.5	
26/04/2017	34.28	180.89	16.5	15.5	
27/04/2017	32.98	183.14	16.5	16	
28/04/2017	34.56	189.40	17.5	16.5	
29/04/2017	33.67	186.36	17.5	16.5	
30/04/2017	32.95	187.17	16.5	16	Bouchon D'eau
01/05/2017	33.79	180.64	16	15.5	
02/05/2017	33.28	180.30	16.5	16	
03/05/2017	33.61	184.06	16	15.5	
04/05/2017	32.18	173.64	16	15.5	
05/05/2017	33.56	182.29	16	16	
06/05/2017	33.66	181.07	16.5	16	
07/05/2017	32.58	187.74	17	16	
08/05/2017	33.45	189.92	17	16	
09/05/2017	32.64	184.79	18	17.5	
10/05/2017	33.10	193.92	16.5	16	
11/05/2017	31.79	183.72	16.5	16	
12/05/2017	31.07	182.61	16	16	
13/05/2017	29.25	171.68	16.5	16	
14/05/2017	31.27	187.87	16	15.5	
15/05/2017	29.68	175.21	16	15	
16/05/2017	31.10	178.06	16	15.5	
17/05/2017	30.29	168.67	15	14	
18/05/2017	33.76	122.33	16.5	16	Bouchon D'eau
19/05/2017	33.80	189.47	16.5	16	
20/05/2017	31.18	172.31	16.5	16	
21/05/2017	31.38	176.96	15.5	15	
22/05/2017	32.42	181.86	15.5	15	
23/05/2017	31.99	175.66	16.5	16	
24/05/2017	30.36	165.14	16.5	16	
25/05/2017	32.97	178.78	16	15.5	
26/05/2017	30.35	167.47	16	15.5	
27/05/2017	29.08	163.41	16	15.5	
28/05/2017	29.45	166.55	15.5	15	
29/05/2017	31.86	178.76	15	14	
30/05/2017	33.19	183.98	16	15	
31/05/2017	33.55	182.29	16.5	16	Bouchon D'eau
01/06/2017	31.77	174.58	16	15.5	Fin de trois mois d'essai gratuit.
02/06/2017	31.07	181.01	16.5	16	
03/06/2017	32.24	181.17	15.5	15	
04/06/2017	31.45	176.95	16.5	16	
05/06/2017	31.98	174.53	15.5	15	
06/06/2017	32.19	177.43	16.5	16	

ANNEXE

07/06/2017	31.36	171.70	16.5	16	
08/06/2017	32.29	176.49	17	16.5	
09/06/2017	33.97	181.52	16.5	16	
10/06/2017	33.52	181.73	16.5	16	
11/06/2017	34.00	184.11	16	15	
12/06/2017	33.53	185.51	16	15	
13/06/2017	33.89	188.64	16	16	Bouchon D'eau
14/06/2017	34.39	186.71	16.5	16	
15/06/2017	33.65	180.84	16.5	16	
16/06/2017	33.60	187.50	16	16	
17/06/2017	33.02	183.70	15	14.5	
18/06/2017	33.95	187.84	16	15.5	
19/06/2017	33.28	183.70	16.5	16	
20/06/2017	33.11	183.50	16	15.5	
21/06/2017	33.28	183.08	16.5	16	
22/06/2017	33.51	185.60	16	15.5	
23/06/2017	33.26	182.37	16	15.5	
24/06/2017	32.13	179.25	16.5	16	
25/06/2017	33.22	177.21	17	16	
26/06/2017	32.71	179.47	16	15.5	
27/06/2017	33.01	183.24	16	15.5	
28/06/2017	32.24	180.95	16	15.5	
29/06/2017	33.08	182.01	16	15.5	
30/06/2017	36.97	125.08	16	15.5	Bouchon D'eau
01/07/2017	35.08	194.99	16	15.5	
02/07/2017	34.87	164.80	16	15.5	
03/07/2017	33.58	156.99	16	15.5	
04/07/2017	33.40	157.34	16.5	16	
05/07/2017	33.76	161.31	16.5	15.5	
06/07/2017	33.13	157.09	16	15.5	
07/07/2017	33.38	159.15	16	16	
08/07/2017	33.24	163.39	16	15.5	
09/07/2017	32.62	158.42	16	15.5	
10/07/2017	32.73	156.24	16	15.5	
11/07/2017	34.21	163.21	16	16	
12/07/2017	33.10	157.26	16	16	
13/07/2017	33.60	166.29	16	16	
14/07/2017	33.31	156.75	16	16	
15/07/2017	31.98	151.29	17	17	
16/07/2017	30.89	144.68	15.5	15	
17/07/2017	31.06	130.10	15	14.5	L'appareil a été démonté et une bobine a été installée sur la conduit d'écoulement . Le puits était fermé pendant 4 heures.

ANNEX D : Évaluation d'ENMAX sur une ligne principale de 8 "**Tableau 2** : variation de pression et du débit d'huile pour une conduite principale de 8" :

Évaluation d'ENMAX sur une ligne principale de 8 "				
Date	Débit d'huile, m ³ / jour	Pression de amont l'ENMAX, bar	Pression de aval l'ENMAX, bar	Remarques
16/07/2017	459	13	13	
17/07/2017	466	13	13	
18/07/2017	455	13	13	
19/07/2017	485	13	13	
20/07/2017	438	13	13	
21/07/2017	463	13	13	
22/07/2017	432	13	13	
23/07/2017	439	13	13	
24/07/2017	420	13	13	
25/07/2017	401	13	13	
26/07/2017	432.4	13	13	
27/07/2017	421.5	13	13	
28/07/2017	406.0	13	13	
29/07/2017	455.7	13.5	13	
30/07/2017	455.7	13	13	
31/07/2017	439.8	14	13.5	
01/08/2017	453.0	13	13	
02/08/2017	440.2	14	13.5	
03/08/2017	437.9	14	13.5	
04/08/2017	464.0	14	13	
05/08/2017	455.3	14	13.5	
06/08/2017	453.5	13.5	13	
07/08/2017	436.7	13	13	
08/08/2017	409.5	13.5	13	
09/08/2017	434.5	14	13.5	
10/08/2017	419.0	14	13	
11/08/2017	451.1	14	13	
12/08/2017	459.5	14	13	
13/08/2017	462.1	14	13	
14/08/2017	434.0	14	13	
15/08/2017	439.0	14	13	
16/08/2017	454.0	13.5	13	
17/08/2017	391.0	13.8	13	
18/08/2017	398.0	13	12.5	
19/08/2017	482.4	13.5	13	
20/08/2017	453.3	13.5	13	
21/08/2017	430.4	13	12.5	
22/08/2017	467.4	13	12.5	
23/08/2017	476.8	13	12.5	
24/08/2017	387.0	13	12.5	
25/08/2017	462.7	14	13.5	
26/08/2017	473.0	14	13.5	
27/08/2017	447.5	13	13	Ouvert le ENMAX pour nettoyer et

ANNEXE

				vérifier les internes
28/08/2017	485.8	13	13	
29/08/2017	481.7	13.5	13	
30/08/2017	494.8	13	13	
31/08/2017	485.0	13	13	
01/09/2017	477.6	13	13	
02/09/2017	456.6	13	13	
03/09/2017	478.0	13.5	13	
04/09/2017	451.3	13.5	13	
05/09/2017	463.8	13	13	
06/09/2017	448.3	13	13	
07/09/2017	479.7	13	13	
08/09/2017	450.3	13	12.5	
09/09/2017	474.7	13	13	
10/09/2017	454.6	13	13	
11/09/2017	514.6	13	13	
12/09/2017	513.5	13.5	13	
13/09/2017	486.1	13.5	13	
14/09/2017	453.6	13	13	
15/09/2017	485.3	13	13	
16/09/2017	500.5	14	13	
17/09/2017	498.0	13.5	13	
18/09/2017	499.4	13	13	
19/09/2017	488.3	13.5	13	
20/09/2017	473.5	13	12.5	
21/09/2017	466.7	13.5	13	
22/09/2017	459.1	13	12.5	
23/09/2017	512.2	13	12	
24/09/2017	526.0	14	13	
25/09/2017	504.0	13	12	
26/09/2017	481.0	13	12	
27/09/2017	492.0	13.5	12.5	
28/09/2017	496.0	13	12.5	
29/09/2017	459.7	13	12	
30/09/2017	495.0	14	13	
01/10/2017	478.7	14	13	
02/10/2017	484.8	13.5	12.5	
03/10/2017	497.6	13.5	12.5	
04/10/2017	534.9	13.5	12.5	
05/10/2017	546.6	13.5	12.5	
06/10/2017	481.7	13	12.5	
07/10/2017	488.3	13.5	13	
08/10/2017	486.6	13.5	13	
09/10/2017	525.0	13.5	13	
10/10/2017	525.3	13.5	13	
11/10/2017	498.2	13.5	13	
12/10/2017	534.0	13.5	13	
13/10/2017	576.0	13.5	13	
14/10/2017	422.7	13	13	
15/10/2017	498.0	13	12.5	● Fin de l'essai gratuit.