

N° Série : /2018

## Université Kasdi Merbah Ouargla



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

### Département de production des hydrocarbures

#### MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

**BOULBINA RAMDHANE, DJEBALI ABDELKADER, BELAACHI ABDELHAMID HAITEM**

**-THEME-**

---

## **LES IMPACTS DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAPMS DE HMD Sud**

---

Soutenu le : 26 /06 / 2018 devant la commission d'examen

JURY :

<b>Président</b>	REMITA Abed Raouf	<b>MAA</b>	UNIV OUARGLA
<b>Examineur</b>	KADERI Yassine	<b>MAA</b>	UNIV OUARGLA
<b>Invité</b>	ATLILI El Hadi	<b>Sonatrach</b>	UNIV OUARGLA
<b>Encadreur</b>	ALIZERROUKI Ahmed	<b>MCA</b>	UNIV OUARGLA

## Resumé

Dans l'industrie pétrolière, les différents dépôts qui surviennent en cours d'exploitation, engendrent des problèmes de production avec des conséquences économiques. Ces dépôts conduisent à un important manque à produire dans le Champs de Hassi Messaoud. L'exploitation de ce dernier est devenu un défi face aux dépôts minéraux générés au fur et à mesure de la production et de la déplétion de la pression du gisement.

Cette étude se focalise sur les problèmes d'exploitation liés aux dépôts dans le champs hassi messaoud sud, leurs origines ; ainsi que leurs impacts sur la production. La stratégie de lutte préventive et curative contre ces dépôts a été aussi prise en compte dans cette étude dans le but d'optimiser la production en minimisant le manque à produire.

**Mots Clés :** Hassi Messaoud – Gisement - Problèmes d'exploitation- Dépôts - Asphaltènes - Minéraux - Organique – Sels.

### ملخص

في مجال صناعة النفط، وقوع مختلف الترسبات خلال عمليات استخراج النفط، قد تولدت الكثير من المشاكل، في عملية الانتاج و ما يترتب عن ذلك من الناحية الاقتصادية . ويترتب عن هذه الترسبات نقص إنتاجي على مستوى حقول نفط حاسي مسعود، فإستغلال هذه الحقول أصبح تحديا لتواجد الترسبات المعدنية التي تتشكل أثناء عملية الإنتاج و استنزاف ضغط الكامن في الحقل.

هذه الدراسة تركز على مشاكل الإنتاج المرتبطة بالترسبات في مجال حقل حاسي مسعود الجنوبي ومصدر هذه الترسبات وأيضا تأثيرها على الإنتاج. وإستراتيجية المكافحة الوقائية والعلاجية ضد هذه الترسبات قد أخذت بعين الإعتبار ضمن هذه الدراسة بهدف تحسين الإنتاج والتقليل من الإنتاج المفقود.  
الكلمات المفتاح: حاسي مسعود – مشاكل الاستغلال - ترسبات - المعادن - العضوية - الأملاح.

### Abstract

In the petroleum industry, the different deposits that occur during exploitation generate problems of production with economic consequences. These deposits lead to an important lack of production in the Fields of Hassi Messaoud. The exploitation of the latter has become a challenge to mineral generated as production and depletion of the pressure of the deposit.

This study focuses on the exploitation problems linked to deposits in the Hassi Messaoud south field, their origins; As well as their impacts on production. The strategy of preventive and curative control against these deposits was also taken into account in this study in order to optimize production by minimizing the lack of production.

**keyword:** Hassi Messaoud - Deposit - Exploitation problems - Deposits - Asphaltenes - Minerals - Organic - Salts.



*Tout d'abord, nous remercions Dieu qui nous a donné la force  
Pour terminer ce modeste travail.*

*Toutes nos infinies gratitudees à notre encadreur, Monsieur  
**Zerrouki Ali** pour son encadrement et ses aides précieuses.*

*Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du département de  
production des hydrocarbures qui n'ont ménagé aucun effort tout le  
long de notre cursus universitaire.*

*Nos remerciements vont aussi à madame **Zbiri Hassina**, et à toute  
son équipe du département de sonatrach.*

*Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribués de près ou de  
loin à l'élaboration de ce modeste travail, et qu'ils trouvent ici  
l'expression de notre profonde gratitude et respects.*



***Haithem et Ramdhane et Abd Elkader***

---

---

# DEDICACES

---

---

*A cœur vaillant rien d'impossible  
A conscience tranquille tout est accessible  
Quand il y a la soif d'apprendre  
Tout vient à point à qui sait attendre  
Quand il y a le souci de réaliser un dessein  
Tout devient facile pour arriver à nos fins  
Malgré les obstacles qui s'opposent  
En dépit des difficultés qui s'interposent*

## *Je dédie ce mémoire à*

*A ma chère sœur **Fella** ; pour son encouragement permanent, et son soutien moral,  
A mon cher frère, **Fares** pour son appui et son encouragement,  
A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,  
Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de  
votre soutien infailible,  
Merci d'être toujours là pour moi. **Ramadhan***

## *Je dédie ce mémoire à*

*A mes chères sœurs Ghizlaine ; Latifa pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral,*

*A mes chers frères, Mohamed ; Housseem pour leur appui et leur encouragement,*

*A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,*

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infailible,*

*Merci d'être toujours là pour moi. Haithem*

## *Je dédie ce mémoire à*

*A mes chers parents, pour leurs encouragements permanents, et leur soutien*

*moral, A mes chers frères et soeurs, pour leur appui et leur encouragement,*

*A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,*

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infailible,*

*Merci d'être toujours là pour moi.*

**Abd Elkader**

## Abréviations

D	Densité [API / Kg/cm <sup>3</sup> ]
P	Pression [Kg/cm <sup>2</sup> (Psia)]
Pr	Pression de réservoir [kg/cm <sup>2</sup> ]
Psep	Pression de séparateur [kg/cm <sup>2</sup> ]
Pt	Pression de tête [kg/cm <sup>2</sup> ]
T	Température de gisement [°C]
Tf	Température de fond [°C]
Tr	Température de réservoir [°C]
Tt	Température de tête [°C]
K	Perméabilité [md]
Kmin	Perméabilité minimum du réservoir [md]
Kmoy	Perméabilité moyen du réservoir [md]
Kmax	Perméabilité maximum du réservoir [md]
Φ	Porosité [%]
Φmin	Porosité minimum du réservoir [%]
Φmoy	Porosité moyen du réservoir [%]
Φmax	Porosité maximum du réservoir [%]
Sw	Saturation en eau [%]
So	Saturation en huile [%]
Pg	Pression de gisement [Kg/cm <sup>2</sup> ]
Psat	Pression de saturation [Kg/cm <sup>2</sup> (Psia)]
GOR	Rapport du gaz sur l'huile [sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> ]
Rs	GOR de dissolution [sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> ]
μ <sub>o</sub>	Viscosité [Cp]
B <sub>o</sub>	Facteur volumétrique de fond moyen [sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> ]
Pb	Point de Bulle [kg/cm <sup>2</sup> ]

C	Concentration à $t = 0$ [g/l]
S	Solubilité [mg/l (mol/l)]
Bo	Facteur volumétrique d'huile [bbl/STB]
IP	Indice de productivité [ $m^3 \cdot J^{-1} \cdot bar^{-1}$ ]
[AB]	Concentration en ion [g/l]
V	Volume [ $m^3$ ]
Ø	Diamètre de la Duse [mm (inch)]
Q	Débit d'huile [ $m^3/h$ ]
Qmoy	Débit d'huile moyen [ $m^3/h$ ]
Qrec	Débit eau récupérée [l/h]
PFS	Pression de fond statique [kg/cm (bar)]
PFD	Pression de fond dynamique [kg/cm (bar)]
SN.REPAL	Société Nationale de recherche pétrolière en Algérie
C.F.P.A	Compagnie Française des Pétroles d'Algérie
Uma	Unité masse atomique
SF	Seuil de Flocculation
HMD	Hassi Messaoud
SDS	Système de détection de solide
K	Constante de dissociation
CCE	Concentrique
GL	Gaz lift
S	Skin.
LDHP	Ligne de haute pression
LDBP	Ligne de base pression
MAP	Manque à produire
PCI	Pompe Centrifuge Immersée
BE	Bouchon d'eau
SSV	Subsurface safety valve

CTU	Coil de tubing
SNB	Snubbing
K <sub>s</sub>	Produit de solubilité
NaCl	Chlorures de Sodium
CaSO <sub>4</sub>	Sulfate de calcium
SrSO <sub>4</sub>	Sulfate de Strontium
CaCO <sub>3</sub>	Carbonates de calcium
BaSO <sub>4</sub>	Sulfate de Baryum
Na <sup>+</sup>	Ion de sodium (cation)
Cl <sup>-</sup>	Ion chlorure (anion)
LCT	Liaison Couche Trou
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	Ions de sulfate
Ca <sup>++</sup>	Ions calcium
Ba <sup>2+</sup>	Ions baryum
Ba	Baryum
Sr	Strontium
S	Soufre
O	Oxygène



# SOMMAIRE

Remerciement .....	i
Dédicace.....	ii
Sommaire.....	iii
Liste des figures .....	ix
Liste des tableaux .....	xiv
Abréviation .....	xvi
<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>1</b>

## **CHAPITRE I : Présentation du champ**

### **De Hassi-Messaoud et ces dépôts minéraux**

#### **A. Présentation du champ de Hassi Messaoud**

A.1. Introduction .....	4
A.2. Historique de la région de Hassi-Messaoud .....	4
A.3 Situation géographique et géologique du champ .....	5
A.3.1. Situation géographique .....	5
A.3.2. Situation géologique .....	5
A.4. Structure du champ .....	6
A.5. Zonation du champ de Hassi-Messaoud .....	7
A.6. Description du réservoir .....	7
A.7. Géologie du réservoir de Hassi-Messaoud .....	8

#### **B. Les dépôts minéraux**

B.1 Introduction .....	9
B.2 Les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers .....	9
B.2.1 Dépôts minéraux .....	9
B.2.1.1 Les sels rencontrés dans les puits pétroliers .....	10
a) Chlorure de sodium (NaCl) .....	10
b) Carbonates (Carbonates de Calcium $\text{CaCO}_3$ -Bicarbonate de Sodium $\text{NaHCO}_3$ Savon de Calcium) .....	11
B.2.1.2 Les Sulfates (Sulfate de Calcium $\text{CaSO}_4$ - Sulfate de Strontium $\text{SrSO}_4$ - Sulfate de Baryum $\text{BaSO}_4$ ) .....	12
B.2.1.3 Conditions de formation des dépôts minéraux .....	16

B.2.1.3.1 Mécanisme de formation des dépôts minéraux.....	17
B.2.1.3.2 Les paramètres influençant sur leur formation (l'effet de la température- l'effet des sels dissouts- l'effet de la pression).....	17

## **CHAPITRE 2 : Les problèmes et les moyens de lutte contre les dépôts à Hassi Messaoud**

2.1 Introduction .....	21
2.2 Les problèmes d'exploitation liés aux différents dépôts dans le champ Sud de Hassi Messaoud .....	21
2.2.1 Dépôts de sel .....	22
2.2.2 Dépôts des sulfates .....	23
2.2.3 Détection des dépôts .....	23
2.2.4 Localisation des dépôts.....	24
2.2.4.1 Au fond du puits.....	24
2.2.4.2 Au niveau de réservoir .....	24
2.2.4.3 Au niveau des Perforations et des abords du Puits .....	24
2.2.4.4 Au niveau du tubing .....	25
2.2.5 Les moyens de lutte contre les dépôts à Hassi Messaoud .....	25

## **CHAPITRE 3: L'impact des dépôts sur la production de champ du HASSI-MESSAOU**

3.1. Introduction .....	32
3.2. Le champ Sud .....	32
3.3. La production et le manque à production dans le champ sud HMD (2016) .....	32
3.4. Les dépôts dans le champ HMD-Sud .....	34
3.5. Problèmes opérationnels liés aux dépôts .....	36
3.5.1 Puits coinsé avec Wire line .....	37
3.5.2 Bouchage CCE (2017) .....	38
3.6 Dépôts de Sels .....	40
3.6.1 Bouchage puits par les Sels .....	41
3.6.2 Les traitements de dépôts de sels .....	42
3.6.2.1 Injection d'eau continue .....	42
3.6.2.2 Bouchons d'eau par satellite .....	43
3.6.2.3 Nettoyage de Sels (Clean out à l'eau traité) .....	44
3.6.2.4 Snubbing .....	44
3.7 Dépôts de Sulfate de baryum .....	45

3.7.1	Les puits stimulés par Scale blaster .....	46
3.7.2	Snnubbing .....	47
A. PUIITS SALES (MD409)		
A.1.	Historique du puits .....	48
A.2.	Problème du puits .....	49
A.3.	Identifier le problème du puits .....	49
A.4.	Les dernières opérations .....	50
A.5.	Traitement du puits .....	50
A.6.	L’impact de dépôts de sels sur la production .....	51
A.7.	Les arrêts dus aux bouchons d’eau .....	52
B. PEXEMPLE DU PUIITS MD411		
B.1.	Historique du puits .....	53
B.2.	Problème du puits .....	54
B.3.	Identifier le problème du puits .....	54
B.4.	Traitement du puits .....	55
B.5.	L’impact de problème sur la production .....	57
Conclusion.....		61
Références bibliographiques.....		64
ANNEXES		



### LISTE DES FIGURES

**Figure (1.1) :** Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

**Figure (1.2) :** Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud

**Figure (1.3) :** Chlorure de sodium (NaCl)

**Figure (1.4) :** Carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$ )

**Figure (1.5) :** Dépôt de sulfates

**Figure (1.6) :** Sulfate de calcium ( $\text{CaSO}_4$ )

**Figure (1.7) :** Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ )

**Figure (1.8) :** les différents impacts du  $\text{BaSO}_4$  dans les installations de fond et de surface

**Figure (1.9) :** La solubilité de NaCl dans l'eau en fonction de température

**Figure (1.10) :** Solubilité du NaCl avec la pression

**Figure (1.11) :** Solubilité du  $\text{CaCO}_3$  dans l'eau en fonction de la T pour différentes P

**Figure (1.12) :** Solubilité du  $\text{CaSO}_4$  dans l'eau pure en fonction de la T

**Figure (1.13) :** Solubilité de  $\text{SrSO}_4$  en fonction de la T

**Figure (1.14) :** Solubilité du  $\text{BaSO}_4$  dans l'eau pure en fonction de la T

**Figure (2.1) :** histogramme des pourcentages des dépôts des champs sud HMD

**Figure (2.2) :** Disposition pour le traitement des puits salés de la station WIC

**Figure (2.3) :** La station d'injection de produits chimiques des puits HGA

**Figure (3.1) :** La production de champ sud  $\text{M}^3$  pour l'année 2017

**Figure (3.2) :** Q huile (%) par satellite (2017)

**Figure (3.3) :** Manque et la production par satellite (2017)

**Figure (3.4) :** Manque a produire total en 2017

**Figure (3.5) :** histogramme des Pourcentage des dépôts

**Figure (3.6) :** histogramme des pourcentages des différents dépôts nettoyés (2017)



**Figure (3.7) :** *Les pertes de production due au nettoyage des dépôts de l'année 2017*

**Figure (3.8) :** *le MAP des puits de champ Sud HMD coincé par wire line en fonction du temps*

**Figure (3.9) :** *le manque à produire du puits avec CCE bouché par les dépôts en fonction du temps*

**Figure (3.10) :** *le manque à produire Les puits de champ sud bouché par les sels en fonction du temps*

**Figure (3.11) :** *le manque à produire de puits bouché par les sels (MD455) en fonction du temps*

**Figure (3.12) :** *Le pourcentage des puits injection d'eau continue dans chaque satellite de*

*Champ Sud*

**Figure (3.13) :** *Nombre des puits BE par satellite*

**Figure (3.14) :** *Manque a production due aux bouchons d'eau de l'année (2017)*

**Figure (3.15) :** *Le manque à production due au nettoyage des sels (2017)*

**Figure (3.16) :** *Les pertes de la production due au SNB en fonction du temps*

**Figure (3.17) :** *Le pourcentage des puits de  $BASO_4$  par rapport au puits injection D'eau continue*

**Figure (3.18) :** *Les nombres de sulfate de baryum par satellite*

**Figure (3.19) :** *Le manque à production des puits Stimulés par le Scale Blaster en fonction du temps*

**Figure (3.20) :** *Les pertes de la production due le SNB (2017) en fonction du temps*

**Figure (3.21) :** *Carte de localisation (MD409)*

**Figure (3.22) :** *les opérations d'interventions et des traitements du puits MD409*

**Figure (3.23) :** *Cahier de courbe 2017 (MD409)*

**Figure (3.24) :** *Jaugeage du puits (MD409)*

**Figure (3.25) :** *MAP et le temps de fermeture de puits MD409 due au les bouchons d'eau*

**Figure (3.26) :** *MD 411 Carte de localisation*

**Figure (3.27) :** *les opérations d'interventions et des traitements du puits MD 411*

**Figure (3.28) :** *Jaugeage de puits MD 411*

**Figure (3.29) :** *Le pourcentage des jours de production et d'arrêt du puits MD 411 année 2017*



### LISTE DES TABLEAUX

**Tableau (3.1) :** La production et le MAP dans le champ sud HMD

**Tableau (3.2) :** Les opérations de nettoyage des différents dépôts

**Tableau (3.3) :** Des puits coincé avec Wire-Line

**Tableau (3.4) :** Des puits avec CCE bouché

**Tableau (3.5) :** Bouchage puits par Sels

**Tableau (3.6) :** Tubing de production bouche (MD455)

**Tableau (3.7) :** Exemples des snubbing puits 2017

**Tableau (3.8) :** Puits stimulés (Scale blaser + Eau traité)

**Tableau (3.9) :** La liste des puits de sulfate de baryum en SNB de l'année 2017

**Tableau (3.10) :** Résultats des tests de Jaugeage

**Tableau (3.11) :** Derniers opérations

**Tableau (3.12) :** Les arrêts et le MAP due aux les bouchons d'eau

**Tableau (3.13) :** Résultats des tests de jaugeage

**Tableau (3.14) :** Dernières opérations

**Tableau (3.15) :** Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32



# ***INTRODUCTION GENERALE***



# Introduction générale

L'exploitation des gisements de pétrole nécessite des investissements très coûteux qui, en plus des dépenses liées à l'exploitation, consistent essentiellement en forages, équipements de puits et installations de surface.

L'ensemble des équipements doit être amorti sur plusieurs années, éventuellement complété et maintenu constamment en bon état. Le gisement, tout spécialement, fait l'objet d'une attention particulière dans le but de lui assurer une durée de vie la plus longue possible, avec une productivité économiquement acceptable et de bonnes perspectives de récupérations secondaire et tertiaire.

Les ingénieurs doivent, par conséquent, veiller à conserver en bon état d'exploitation aussi bien le réservoir proprement dit que les équipements de puits et les installations de surface.

Le gisement est un système complexe caractérisé par la roche réservoir et l'huile brute.

Les paramètres pétro-physiques, tels que la porosité et la perméabilité, la composition chimique du pétrole brut, ainsi que les conditions thermodynamique diffèrent d'un gisement à l'autre, certains bruts manifestent des phénomènes d'instabilité, se traduisant par des dépôts organiques ou inorganiques qui peuvent apparaître dans les installations de surface, dans le tubing de production, dans la formation elle-même, c'est-à-dire dans la zone de drainage d'un puits de production. L'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement pendant la récupération secondaire, provoque des dépôts de sels et donc des baisses de productivité. La production des hydrocarbures par injection de gaz et tout particulièrement l'injection de CO<sub>2</sub> ou des gaz enrichis au propane présentent aussi des risques de formation de dépôts de matières organiques solides.

Nous nous intéressons ici en particulier au problème des dépôts.

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

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





Les dépôts qui se forment représentent un véritable casse-tête contre lequel les producteurs du pétrole luttent depuis plusieurs décennies avec plus ou moins de succès. Qu'il s'agisse de constituants minéraux ou organiques des eaux ou du pétrole, ils se trouvent tous dans un état d'équilibre thermodynamique dans le gisement.

Cet état d'équilibre 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 sur des distances de plusieurs centaines de mètres. Se produisent alors d'importantes chutes de pressions et de températures entraînant l'évaporation d'une partie du pétrole et de l'eau ce qui provoque la cristallisation des paraffines et des sels minéraux qui s'accrochent sur les tuyaux de production et s'empilent, causant peu à peu le bouchage des canalisations et des zones comme : les vannes, les pompes, les dusses....

La compréhension des phénomènes qui sont à l'origine de ces dépôts aux abords des puits producteurs, dans le tubing et les installations de surface, pourrait aboutir à la conception de mesures curatives, ou de prévention, et contribuer ainsi à l'amélioration de la productivité des gisements touchés par ces phénomènes.

C'est pour cette raison, que des ingénieurs et des chercheurs ont orienté leurs études, depuis plus de trente ans, vers une meilleure connaissance de ces constituants lourds du pétrole et de leurs propriétés.

Ce travail de recherche a été envisagé initialement à cause de l'importance de la productivité de plusieurs puits appartenant à des zones du champ de Hassi Messaoud en Algérie. Déjà dans les années précédentes les dépôts avaient été constatés dans certains puits, au niveau du tubing. Depuis, parallèlement à la déplétion du réservoir, donc des baisses de productivité, la situation s'est aggravée pour plusieurs puits, et dans les années suivantes un nombre important d'entre eux a été fermé.

Les objectifs de cette thèse sont les suivants :

- ◆ Étude sur les dépôts inorganiques dans le champ de Hassi-Messaoud Sud
- ◆ Les problèmes et les moyens de lutte contre les dépôts inorganiques à Hassi-Messaoud Sud
- ◆ L'impact des dépôts inorganiques sur la production
- ◆ Etude des cas (MD411- MD409)



## *CHAPITRE I*

# **PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI -MESSAOUD ET SES DEPOTS MINEREAUX**

## A-Présentation Du Champ De Hassi Messaoud

### A.1 Introduction

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien, c'est l'un des plus complexes gisements pétroliers au monde et le plus grand d'Algérie avec une superficie globale d'environ 2000 km<sup>2</sup>.

Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autre part, par la transformation diagenétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme ou la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres petro-physiques (fracturation hydraulique naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité la cimentation due aux phénomènes de pression solution, la création de matrices de petits grains etc...).<sup>[1]</sup>

### A.2 Historique de la région de Hassi-Messaoud

Après la mise en évidence par la sismique réflexion de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural (une structure géologique capable de constituer un piège pour les hydrocarbures), les ingénieurs géologues et techniciens de la compagnie Française SN.REPAL (société Nationale de recherche pétrolière en Algérie) dans les années 50 pour aboutir au 1<sup>er</sup> forage du puits MD1 le 16 janvier 1956. Six mois plus tard, le 15 juin ce forage a mis en évidence une importante accumulation d'huile dans les grès cambriens à une profondeur de 3338 m et une pression de gisement très importante.

En Mai 1957, la Compagnie Française des Pétroles d'Algérie (C.F.P.A) réalise un puits OM1 à environ 7 Km au Nord-Nord-Ouest du puits MD1 dans la partie nord du champ de Hassi Messaoud qui lui a été concédé, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Depuis ces deux découvertes le forage n'a pas cessé, la mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation, bien au contraire, vu la demande nationale et internationale en pétrole, pour arriver en 2004 au nombre incroyable de puits forés d'environ 1200.

Par la suite, le champ de Hassi-Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord. SN.REPAL pour le champ Sud.

Au début, l'exploitation de l'huile avait commencé par déplétion naturelle, la pression de gisement était de  $480 \text{ kg/cm}^2$ . Après plus de 40 ans de production la pression a chuté de  $200 \text{ kg/cm}^2$  ce qui a incité à l'utilisation des méthodes de récupération secondaires (injection de gaz, injection d'eau). La récupération de l'huile se fait essentiellement par injection de gaz miscible. [1]

### **A.3 Situation géographique et géologique du champ**

#### **A.3.1 Situation géographique**

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, il se situe en bordure du grand erg oriental à environ 850 Km au Sud-Est d'Alger et 350Km de la frontière Algéro-tunisienne. Sa localisation :

✓ En coordonnées LAMBERT :

$X = 790.000 - 840.000$  Est ;  $Y = 110.000 - 150.000$  Nord

✓ En coordonnées géographique :

- Au nord par latitude  $32^{\circ} 15'$  - A l'ouest par la longitude  $5^{\circ} 40'$

- Au Sud par latitude  $31^{\circ} 30'$  - A l'Est par la longitude  $6^{\circ} 35'$

#### **A.3.2. Situation géologique**

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur  $53 \times 44 \text{ km}$  de superficie et des réserves, les dimensions du champ atteignent  $2500 \text{ km}^2$  avec une surface imprégnée d'huile d'environ  $1600 \text{ km}^2$ . [1]

Il est limité du point de vue structure géologique par les structures suivantes :

- ✓ A l'Ouest par la dépression de l'Oued Mya;
- ✓ Au Nord par la structure Djemmâa-Tougourt;
- ✓ Au Sud par le môle d'Amguid El Biod;
- ✓ A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

Du point de vue gisement il est limité par :

- ✓ Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui);
- ✓ Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et Al Agreb;
- ✓ Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.



Figure (1.1) : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud <sup>[1]</sup>

#### A.4. Structure du champ

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire 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. <sup>[1]</sup>

Les accidents affectant le réservoir sont les deux types :

- ✓ Les failles de direction subméridiennes et ainsi que d'autres failles qui sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest / sud-est, ce qui fait ressortir le caractère tectonique.
- ✓ Les cassures sans rejets ont un grand effet sur la fracturation du réservoir.

Les puits secs sont généralement liés aux accidents tectoniques aux fractures qui leurs sont associées. <sup>[1]</sup>

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

- ✓ Hétérogène : sur une verticale et sur un plan.
- ✓ Discontinu : par l'écoulement des fluides.
- ✓ Anisotrope : par la présence de silt.

### A.5. Zonation du champ de Hassi-Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Nord et Sud. Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones productrices en tenant compte des iso-pressions (l'évolution des pressions des puits), en fonction de la production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble des puits qui communiquent entre eux litho-logiquement et se comportent 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 établie.

Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones, chaqu'un a sa propre numérotation.<sup>[1]</sup>

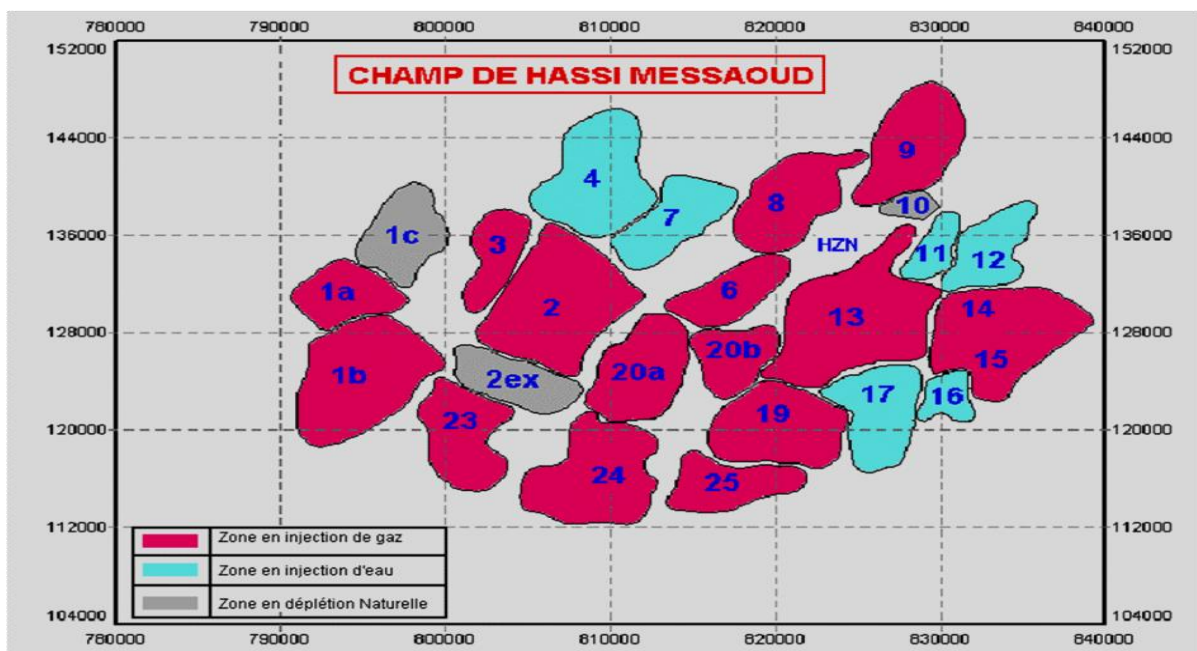


Figure (1.2) : Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud<sup>[1]</sup>

### A.6. Description du réservoir

Le gisement de Hassi-Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci-haut par son réservoir cambro-ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pressions initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm<sup>2</sup> pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm<sup>2</sup> et 200 kg /cm<sup>2</sup>. Le champ HMD

fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui se divise de bas en haut en :

- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Grès d'EL-GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya. La discordance Hercynienne a érodé une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir.

Les argiles noires du Silurien, à 40 km au Nord – Ouest de Hassi Messaoud, riches en Kérogène (matière organique), sont supposées être la roche mère.<sup>[1]</sup>

### **A.7. Géologie du réservoir de Hassi-Messaoud**

Les dépôts les plus anciens sont du paléozoïque inférieur (cambro-ordovicien), reposant sur un socle granitique. Ils sont recouverts en discordance par les séries mésozoïques.

La série sédimentaire devient plus complète vers la périphérie.<sup>[1]</sup>

## B - Les dépôts Minéraux

### B.1. Introduction

Dans l'industrie pétrolière, les différents problèmes de dépôts survenus au cours de l'exploitation ont engendré beaucoup de problèmes, avec toutes les conséquences économiques et les contraintes de production qui en résultent.

Ces dépôts représentent un vrai problème dans le ralentissement de la production, et contre lesquels les industriels luttent pendant bien des décennies.

Certains de ces dépôts ont pour origine minéraux (les sels) contenus dans les eaux de gisement ou bien les eaux utilisées au cours de l'exploitation .A côté des dépôts inorganiques ,il existe un autre type de dépôts d'origine organique qui ont pour origine certaines matières contenues naturellement dans le pétrole.

Indésirables, les dépôts viennent changer considérablement le bon fonctionnement des installations (modification des écoulements, bouchages,etc.).

### B.2. Les différents dépôts rencontrés dans les champs Pétroliers

Les dépôts rencontrés dans un champ pétrolier sont essentiellement liés à l'existence dans l'eau de gisement d'ions (calcium, baryum, carbonates. etc.) dont la présence simultanée provoque dans certaines conditions la précipitation des sels insolubles due à l'incompatibilité des eaux (d'injection et de formation ). Ils sont généralement classés en deux catégories :

- ✓ Les dépôts minéraux.
- ✓ Les dépôts organiques.

Mais dans ce projet ce qui nous intéresse c'est les dépôts inorganiques, à savoir leurs origines et leurs conditions de formation ainsi que les solutions adéquates et les moyens de luttés contre ces dépôts.<sup>[1]</sup>

#### B.2.1. Les dépôts minéraux

Le dépôt de sels inorganiques, globalement qualifiés de tartre, est un problème fréquent dans les opérations visant à la récupération du pétrole. Une des raisons de la précipitation de tels sels réside dans le mélange de fluides incompatibles contenant des ions distincts susceptibles



de se combiner en précipitant pour former ce tartre. Ainsi dans les exploitations des champs sahariens, on injecte de grandes quantités d'eau contenant de fortes concentrations en ions sulfate dans le réservoir contenant des ions baryum, calcium et éventuellement strontium. Le contact de ces deux fluides entraîne la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium tant dans les puits producteurs que dans les installations de surface et autres canalisations.

Les dépôts minéraux ou inorganiques se composent essentiellement de :

- a) Chlorures
- b) Carbonates.
- c) Sulfates.
- d) Oxydes et autres composés de fer (sulfures et carbonates)

Les dépôts du type (D) sont généralement dus à des causes qui sont reliées directement à des phénomènes de corrosion et à la présence de micro-organisme.<sup>[III]</sup>

#### B.2.1.1 Les sels rencontrés dans les puits pétroliers

La composition des dépôts varie suivant la nature d'eau produite, les principaux dépôts connus et communs aux champs pétroliers sont établis comme suit:

##### a) Chlorure de sodium (NaCl)

Les dépôts de Chlorures de Sodium sont une des causes fréquentes de dépôts de sels qui pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations. Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures qui vient naturellement avec le



Figure (1.3) : Chlorure de sodium (NaCl)<sup>[III]</sup>

pétrole brut, avec les eaux des puits chargées en sodium.

Le chlorure de sodium est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Dans certaines eaux de formation la concentration en chlorure de sodium peut en contenir

jusqu'à 350 g/l, donc proche de la sursaturation qu'une très faible variation de température évaporation d'eau due à la chute de pression (à 0°C et la concentration est de l'ordre de 357 g/l), provoque une précipitation importante de NaCl.<sup>[11]</sup>

Donc ils sont causés par :

- ✓ La diffusion du gaz provenant du réservoir dans l'eau ;
- ✓ La chute de température du brut dans le puits ;
- ✓ La concentration des charges électriques des roches ;
- ✓ Le changement des conditions thermodynamiques.

C'est toutefois le dépôt de sel le moins gênant pour le producteur et une simple injection d'eau douce suffit pour empêcher ces dépôts de se former.<sup>[12]</sup>

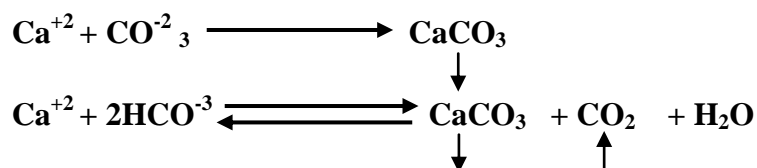
### b) Carbonates

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de CO<sub>2</sub> équilibrant, par augmentation de la température ou par une baisse de la pression. La formation est lente, car il y a des sursaturations qui durent longtemps. Il y a trois zones de dépôts privilégiées : la LCT (Liaison Couche Trou), le tubing et la duse de production.

Les dépôts de carbonate sont prévus pour former en raison de chutes de pression pendant la production et l'augmentation de la température.<sup>[11]</sup>

#### ➤ Carbonates de calcium CaCO<sub>3</sub>

Les carbonates de calcium, sont des sels qui se forment suivant une réaction de précipitation par la combinaison des ions calcium avec les ions carbonates ou bicarbonates selon les deux réactions suivantes :



On voit que, si on ajoute du gaz carbonique dans une solution à l'équilibre selon cette équation, la réaction qui se produira sera celle de droite à gauche. Un excès de CO<sub>2</sub> peut donc transformer du carbonate neutre, insoluble, en bicarbonate soluble. Par contre, si du CO<sub>2</sub> s'échappe de la solution, par une chute de pression, c'est la réaction de gauche à droite qui se produira et le bicarbonate soluble se transformera en carbonate qui se précipitera.

L'effet inverse de la pression et de la température rend la prévision de formation difficile, c'est pourquoi on cherchera plutôt à utiliser un traitement préventif.<sup>[11]</sup>



**Figure (1.4) : Carbonate de calcium (CaCO<sub>3</sub>)<sup>[III]</sup>**

- ✓ Parmi les moyens de lutte contre les dépôts de carbonate sont :
- L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter
  - L'inhibition par les poly-phosphates (produits anti-dépôts).

Bien que les carbonates soient très solubles dans les acides ,c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de CO<sub>2</sub>, ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion.

Les inhibiteurs de carbonates peuvent être injectés en continu en amont du lieu de dépôt (mais cela nécessite un «liner» d'injection si le dépôt se forme dans le tubing ),l'autre solution est d'effectuer un «squeeze» dans la formation .Quand du gaz sec est utilisé pour le gaz lift et à cause de son point de rosée, l'injection de gaz lift favorise la vaporisation de l'eau de production ce qui augmente la saturation en sels et minéraux.

L'injection d'eau ou d'inhibiteur de carbonates dans le gaz lift peut être une solution préventive.

Dans le tubing, les carbonates peuvent être enlevés par décapage à l'eau avec l'unité de « coiled tubing » (ou même avec une solution d'acide acétique).<sup>[III]</sup>

### **B.2.1.2. Les Sulfates**

Les sulfates proviennent d'un mélange de deux eaux. L'une avec des ions alcalino-terreux (baryum, strontium, calcium) et l'autre avec des ions sulfates (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>). Le dépôt se constitue donc au moment du mélange et une de ses caractéristiques principales est une cinétique de formation immédiate On les retrouve dans la formation (à cause de l'injection d'eau), et le risque principal est donc de colmater des zones de drainage ou de venir modifier les conditions de production aux environs du puits (perfos, liaison couche trou, etc.).

Les dépôts de sulfates sont trois types (les sulfates de Baryum/Strontium/Calcium (Ba /Sr /CaSO<sub>4</sub>))

D'une manière générale, les sulfates alcalino-terreux ne sont pas solubles par lesacides.Figure (2.4)<sup>[III]</sup>



**Figure (1.5) : Dépôt de sulfates<sup>[III]</sup>**

Pour cela en utilise un inhibiteur de formation pendant l'injection de l'eau et l'eau de gisement pour crée un espace ou une interface .dans ce cas en peut dire que les inhibiteurs joue un role de retardateur de cristallisation en fonction de la concentration

➤ **Sulfate de calcium (CaSO<sub>4</sub>)**

Le dépôt de sel de Sulfate de Calcium est l'un des dépôts courants rencontré lors de l'exploitation des gisements pétroliers dont l'origine principale est l'incompatibilité des eaux extraites des nappes phréatiques, Une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits. L'évaporation partielle de l'eau de gisement peut conduire aussi à la sursaturation donc une précipitation rapide.

Ce sel peu soluble, voit sa solubilité diminuer quand la température augmente.

Néanmoins, avant d'envisager l'ultime solution du traitement chimique, on pourra essayer de tirer l'avantage d'une de ces caractéristiques : sa solubilité augmente avec la teneur en NaCl de la solution.

On évitera si possible de diluer l'eau incriminée. Au contraire, on recherchera la possibilité d'un mélange à une eau d'une salinité supérieure (sauf si cela enrichit défavorablement en ions SO<sub>4</sub><sup>-</sup> ou Ca<sup>++</sup>). Si un précipité persiste, on pourra probablement l'éliminer par filtration.

La combinaison entre les ions  $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{SO}_4^{-2}$  donne la formation d'un précipité de sulfate de calcium selon la réaction suivante :  $\text{Ca}^{2+} + \text{SO}_4^{-2} \longrightarrow \text{CaSO}_4 \downarrow$

Il commence à apparaître d'une façon nette à partir de  $100^\circ\text{C}$ . Le sulfate de calcium existe trois formes sont beaucoup plus solubles que le  $\text{CaCO}_3$

qui sont :

- ✓  $(\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O})$  Gypse (di-hydraté).
- ✓  $(\text{CaSO}_4)$  Anhydre (anhydrite).
- ✓  $(\text{CaSO}_4, 1/2\text{H}_2\text{O})$  Hémihydrate.



Figure (1.6) : Sulfate de calcium ( $\text{CaSO}_4$ )<sup>[III]</sup>

La majeure partie du sulfate de calcium trouvé comme dépôts dans un champ pétrolier est sous forme de Gypse :  $(\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O})$ .

Parmi les moyens de lutte, citons :

- ✓ L'acidification qui est efficace lorsque les dépôts ne sont pas trop anciens et donc pas trop durs.
- ✓ Les inhibiteurs à base poly-phosphates (traitement préventif).<sup>[III]</sup>
- **Sulfate de Strontium ( $\text{SrSO}_4$ )**

Le dépôt de sulfate de strontium ou Célestine est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium ; leur solubilité diminuée on fonction de la température.

La précipitation de  $\text{SrSO}_4$  peut se produire par :

- Evaporation de l'eau.
- Elévation de la température.
- Mélange d'eaux incompatibles selon la réaction :  $\text{Sr}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \longrightarrow \text{SrSO}_4 \downarrow$

Les dépôts de  $\text{SrSO}_4$  sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.<sup>[III]</sup>



Figure (1.7) : Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ )<sup>[III]</sup>

➤ **Sulfate de Baryum (BaSO<sub>4</sub>)**

C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car il forme des bouchons imperméables, colmatants, inattaquables à l'acide et aux basses bases.

De façon générale, les problèmes posés par les dépôts sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité des deux eaux, Certaines eaux de gisement contiennent des sels de baryum Ba<sup>2+</sup> en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de sulfate qui contient des ions sulfates SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, le sulfate de baryum se précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels, ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour maintien de pression de ce gisement. L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs dans lesquels le mélange se fait et la précipitation du sulfate de baryum a lieu. Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact.<sup>[2]</sup>

**a. L'Origine de BaSO<sub>4</sub>**

Les dépôts de sulfate de baryum sont durs, adhérent, presque insoluble dans les acides minéraux ou autres communs dissolvants, et difficile à enlever mécaniquement.

Parmi les dépôts qu'on a préalablement cités, le sulfate de baryum est le moins soluble. Il est insoluble dans l'eau et l'éthanol, pratiquement insoluble dans les acides et les solvants organiques. Il peut être dissout dans l'acide sulfurique concentré à chaud, la température de décomposition est de 1580-1600°C.

Il se forme suivant la réaction :  $\text{Ba}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \longrightarrow \text{BaSO}_4\downarrow$

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir (eau de gisement –cambrien-qui chargée en baryum Ba<sup>2+</sup>), et l'eau injectée (eau d'injection-albien- qui chargée en élément sulfate SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>), il se forme le dépôt de sulfate de baryum, et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors de la récupération secondaire de pétrole : bouchage des puits et corrosion des installations. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière.

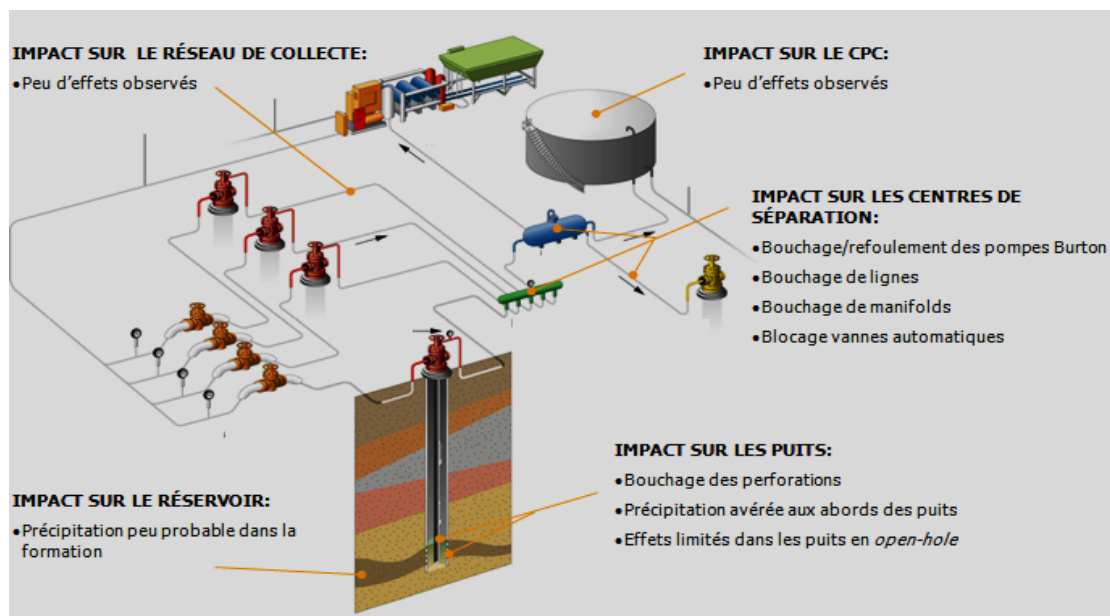
La précipitation de BaSO<sub>4</sub> se manifeste sur toute la chaîne de production, en fonds des puits et dans les installations de surface.<sup>[11]</sup>



La solubilité de sulfate de baryum dans de l'eau douce est de 2 mg/l, c'est-à-dire dix fois inférieure à celle du carbonate de calcium, cent fois inférieure à celle du sulfate de strontium et mille fois inférieure à celle du sulfate de calcium.

Parmi les moyens de lutte contre ces dépôts :

Le premier qui vient à l'esprit est le traitement de l'eau de surface pour éliminer les ions  $\text{SO}_4^{-2}$ . Lorsque c'est possible, c'est en effet la solution idéale, mais lorsqu'il s'agit de traiter 30000  $\text{m}^3$  par jour, on se rend compte que cette solution est impraticable. Ne pouvant pas empêcher le sulfate de baryum de se former, on fait appel à des produits chimiques de traitement à savoir les inhibiteurs de dépôts.<sup>[III]</sup>



**Figure (1.8) : les différents impacts de  $\text{BaSO}_4$  dans les installations de fond et de surface<sup>[III]</sup>**

### Propriétés physiques de $\text{BaSO}_4$

L'énergie superficielle a fait l'objet de beaucoup de mesure dont les résultats sont forts divergent, à cause de la difficulté d'obtention de sulfate non souillé par des produits d'adsorption ; il semble que les meilleures valeurs soient celles calculées à partir de la théorie des réseaux de BRUZS qui est de  $\sigma = 310 \text{ engs/cm}^3$ .

L'adsorption sur les cristaux de sulfate joue un rôle important dans la précipitation de ce sel.

La mesure de l'adsorption de différents ions sur les sulfates précipités permet de ranger les anions, suivant l'adsorbabilité décroissante :  $(\text{FeCN})_6^{4-}$ ,  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{MnO}_4^-$ ,  $\text{Fe}(\text{CN})_6^{3-}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Br}^-$ ,  $\text{CN}^-$ ,  $(\text{CNS})^-$ ,  $\text{I}^-$ .<sup>[III]</sup>



### B.2.1.3. Conditions de formation des dépôts minéraux

L'état de saturation de l'eau peut être dû, entre autres, à un échange d'ions dans la roche. La chute de pression, entre le gisement et le fond du puits produit une évaporation partielle de cette eau, qui se sursature et précipite des cristaux.

Certains ont proposé une explication basée sur les charges électriques. Les gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doivent porter une charge électrique positive, et ont un constant diélectrique plus grand que celle du brut dans lequel elles nagent. La roche est chargée négativement par suite de la présence des argiles ; De même, les courants d'écoulement dans les tuyaux portent celle-ci à un potentiel négatif. D'où attraction et fixation sur les aspérités. Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement. Leur croissance est, par la suite, facile à concevoir.<sup>[III]</sup>

#### B.2.1.3.1 Mécanisme de formation des dépôts minéraux

La précipitation ne se produit que si la sursaturation (concentration en soluté supérieure à sa solubilité) est très importante et elle est accélérée par la présence de points spécifiques (impuretés, parois rocheuses) permettant d'initier la première étape de précipitation du dépôt : la nucléation, formation du premier germe solide dans la solution. Suivent alors les étapes de germination puis croissance du dépôt, tant que les conditions thermodynamiques (concentration des minéraux au-dessus de la saturation) (Jolivet, 1994).<sup>[VI]</sup>

#### B.2.1.3.2 Les paramètres influençant sur leur formation

Il y a plusieurs variables qui influent sur la solubilité des dépôts minéraux :

##### ➤ L'effet de la température

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfates.

En règle générale une élévation de température augmente la solubilité. D'après les analyses d'eau de formation on trouve que 1l d'eau dissout 345 g de sel à 20°C et plus de 390 g à 100°C.

L'eau produite est salée saturée dans une température de fond très élevée ; lorsque la température commence à chuter la solubilité diminue, ainsi les dépôts de sel commencent à se former mais il existe des exceptions comme :  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$  qui sont moins soluble au chaud. Une augmentation de la température réduit la solubilité de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{SrSO}_4$ , et le  $\text{CaSO}_4$ , mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de  $\text{BaSO}_4$



La solubilité de  $\text{BaSO}_4$  augmente avec l'augmentation de la température. Or, les expériences montrent que la solubilité de sulfate de baryum dans l'eau distillée à  $25^\circ\text{C}$  est égale à 2.3 mg/l et à 3.9 mg/l.<sup>[III]</sup>

➤ **L'effet des sels dissouts**

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation des dépôts.

Dans le cas des solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables ; l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliées par les carrés de leurs charges. Les ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition d'un autre sel pour peu que les deux cohabitent ne comportent pas d'ions communs.

Les sels dissouts dans l'eau favorisent la solubilité de  $\text{BaSO}_4$ , tout à fait comme dans le cas de  $\text{CaCO}_3$  et  $\text{CaSO}_4$ . Par exemple, 100 000 mg/l de NaCl augmente la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  de 2.03 à 3mg/l à  $25^\circ\text{C}$  et de 3.9 à 65 mg/l à  $95^\circ\text{C}$ .<sup>[III]</sup>

➤ **L'effet de la pression**

Les variations de pression provoquent des variations de concentration des gaz dissout, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.

En effet les grands variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs [...], ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de  $\text{BaSO}_4$  et  $\text{CaSO}_4$ , par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de  $\text{CaCO}_3$ .

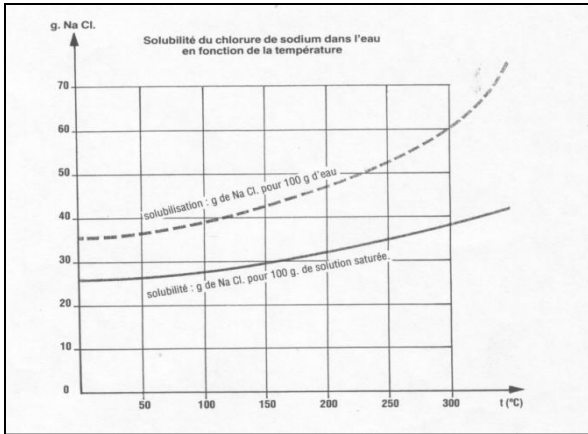


Figure (1.9) : La solubilité de NaCl dans l'eau En fonction de température

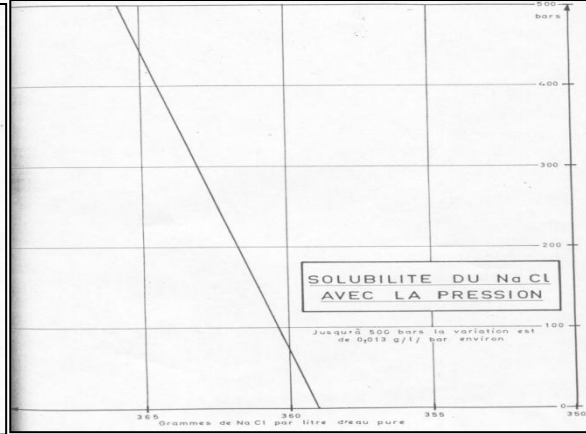


Figure (1.10) : Solubilité du NaCl avec la pression

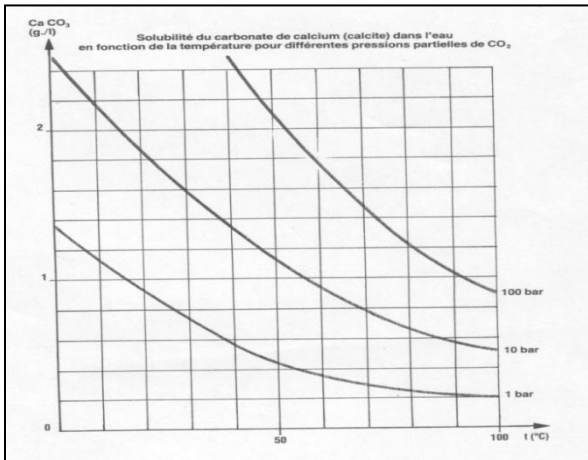


Figure (1.11) : Solubilité du CaCO3 dans l'eau en fonction de la T pour différentes P

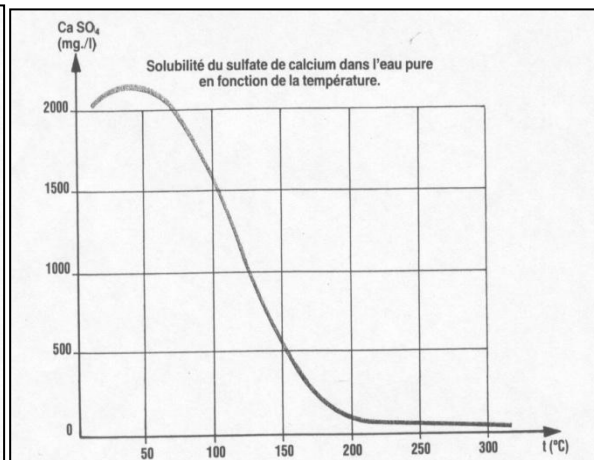


Figure (1.12) : Solubilité du CaSO4 dans l'eau pure en fonction de la T

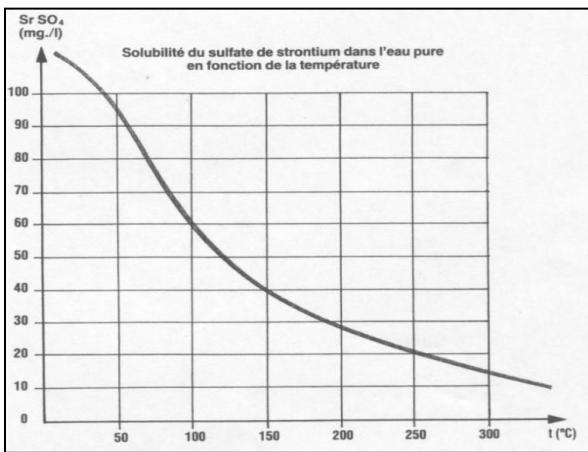


Figure (1.13) : Solubilité de SrSO4 en fonction de la Température

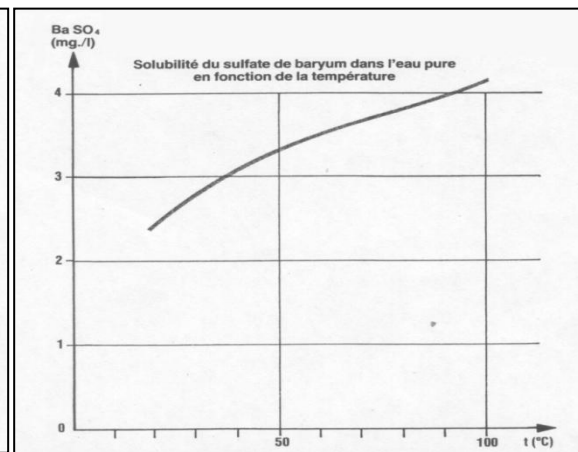


Figure (1.14) : Solubilité du BaSO4 dans l'eau pure en fonction de la température

La relation entre l'augmentation de la pression et la solubilité de BaSO4 est proportionnelle aussi bien que le mécanisme de la solubilité de CaCO3. La solubilité de NaCl est liée proportionnellement avec la pression c'est à dire plus la pression est élevée.<sup>[11]</sup>

**Conclusion :**

Selon le type de gisement exploité, plusieurs types de dépôts minéraux peuvent apparaître, provoquant des bouchons et des rétrécissements du diamètre des tubes.

Donc on peut dire que chaque dépôt à ces propres conditions de formation et des moyens de lutttes spécifiques.



## *CHAPITRE II*

# **LES PROBLEMES ET MOYENS DE LUTTE CONTRE LES DEPOTS A HASSI-MESSAOUD**

## 2.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Nord et Sud. Actuellement. Dans ce chapitre nous passerons en revue sur le champ Sud et les différents problèmes des dépôts, la nature des dépôts, sa localisation, son origine ainsi que les conséquences des dépôts sur la production.

Les dépôts rencontrés dans le champ sud de HMD sont essentiellement liés à l'existence dans l'eau de gisement (d'ions de calcium, de baryum, de carbonates. etc.) dont la présence simultanée provoque dans certaines conditions la précipitation des sels insolubles due à l'incompatibilité des deux eaux (injection et de formation). Donc, on retrouve plusieurs types des dépôts plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, injection des solvants, bouchon d'eau. Les dépôts les plus fréquents sont : les Sels ; les Asphaltènes ; les  $BaSO_4$

## 2.2 Les problèmes d'exploitation liés aux différents dépôts dans le champ Sud de Hassi Messaoud

Le champ Sud compte plus de 540 puits, dont 361 puits éruptif producteurs d'huile, 179 puits en gaz-lift, 295 puits salés (121 puits en injections d'eaux continue).

Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, un concentrique est installé dans plus de la moitié des puits producteurs afin d'injecter le gaz, ainsi l'injection d'eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels qui viennent de la formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Tant que l'eau injectée n'est pas compatible avec l'eau de formation, il se produit de nouveaux dépôts (sulfate de baryum).

Ces dépôts sont très difficiles à dissoudre dans l'acide. L'injection d'eau se fait en continu pour les puits à forte salinité, pour le cas contraire un bouchon d'eau est suffisant.

Bien que la teneur des asphaltènes soit faible (11%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ Sud.<sup>[III]</sup>

Les percées de gaz et d'eau dans les zones soumises à l'injection réduisent considérablement l'index de productivité surtout les puits en percés d'eau qui nécessite un investissement supplémentaire (gaz-lift). Les percées de gaz sont moins dramatiques, seulement des pertes de charges supplémentaires dans les collectes.<sup>[III]</sup>

D'après les résultats d'analyse des dépôts les pourcentages des différents dépôts dans le champ Sud de Hassi Messaoud :

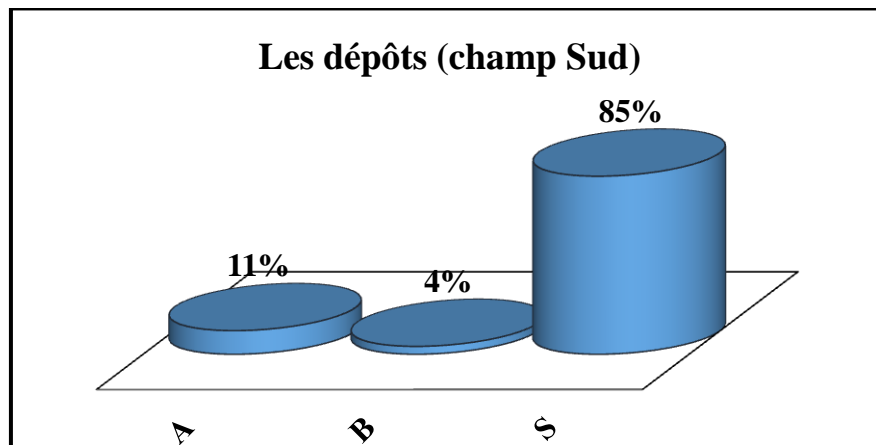


Figure (2.1) : histogramme des pourcentages des dépôts de champ sud de HMD<sup>[III]</sup>

D'après la figure ci-dessus on constate que le pourcentage des dépôts de sels dans le champ hmd sud est représenté par 85%, donc le problème majeur c'est le sel qui est traité par l'injection continue.

Cette eau injectée crée d'autres problèmes comme le sulfate de baryum qui est représenté par 4%, et les asphaltènes par 11%

### 2.2.1 Dépôts de Sel

Le sel, a été dès le début de la mise en exploitation du champ de Hassi Messaoud un des principaux problèmes d'exploitation. Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (NaCl). Pour remédier aux conséquences liés au dépôt de sel, de diverses techniques préventives et curatives ont été appliquées dont on cite :

- ✓ Le travail au câble
- ✓ Lavage à l'eau (périodiquement ou continu)
- ✓ Lavage de la crépine et des perfos avec jetting (CTU)

Malgré l'injection continue de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter provoquant ainsi la fermeture totale des puits.

A Hassi Messaoud les principaux dépôts se trouvent :

- ✓ Sur les parois de tubing à différents niveaux.
- ✓ Les liners entre les perforations sous l'effet de la chute de pression entre la pression de gisement et celle du fond.
- ✓ Au niveau de la vanne SSV.

- ✓ Au niveau de la vanne d'injection d'eau sous l'effet de contact de l'eau injectée avec le fluide produit.
- ✓ Au niveau de la duse réglable.
- ✓ Au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température.
- ✓ Au point de contact du gaz décanté à 20° C et l'effluent qui a une température de 100°C. [III]

### 2.2.2 Dépôts des Sulfates

L'incompatibilité chimique des eaux de lavage (albien) et des eaux de gisement (cambrien) pose des multiples problèmes assez importants au niveau de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud. En effet la précipitation des sulfates engendrés par la mise en contact des eaux de formation et celles d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, provoque des dépôts insolubles (ou très peu solubles), qui entraîne une dégradation peut être dangereuse de la roche réservoir, des équipements de puits et même des installations de surface. Ces problèmes peuvent nécessiter des opérations de reprise et des stimulations fréquentes, coûteuses et infructueuses, et le plus gênant est le « BaSO<sub>4</sub> » qui est presque impossible de le détruire mécaniquement ou chimiquement.

L'eau de gisement contient une teneur assez importante d'ions (Ba<sup>2+</sup>, SH<sub>2</sub><sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup>) sous forme de (BaCl<sub>2</sub>) et l'eau de lavage contient à son tour une importante teneur d'ion (SO<sub>2-4</sub>) sous forme de (Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>). Le mélange de ces deux eaux en fonction de la concentration ionique, de la salinité et de la température risque de donner des sels insolubles à savoir (BaSO<sub>4</sub>, CaSO<sub>4</sub>...) qui vont précipiter dans différents lieux. [III]

Le tableau suivant contient la composition d'eau albien et l'eau cambrien :

### 2.2.3 Détection des dépôts

Dans le champ de Hassi Messaoud, on utilise Plusieurs méthodes très classiques pour détecter les problèmes liés par les dépôts disponibles sur le champ de Hassi Messaoud dont nous retiendrons :

#### ➤ Echantillonnages et analyses de laboratoire

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

### ➤ Essais de puits

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

### ➤ Historique complet des puits

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

### ➤ Analyse du système de production

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

## 2.2.4 Localisation des dépôts

Les dépôts sont définis comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides déplacés du réservoir vers la surface, ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisations des différents dépôts.

### 2.2.4.1 Au fond du puits

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (Sels, Paraffines, Asphaltènes ...).

### 2.2.4.2 Au niveau de réservoir

Dans le cas où le problème des dépôts apparaît dans le réservoir à cause de la chute de pression entre le réservoir et le fond de puits, donc l'évaporation de l'eau de formation entraîne la précipitation des sels.<sup>[III]</sup>

### 2.2.4.3 Au niveau des Perforations et des abords du Puits

#### 2.2.4.3.1 Ajustement des Paramètres de Production

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



### 2.2.4.3.2 Injection de l'eau traitée pour Nettoyer les Perforations

Contrairement aux sels sont solubles dans les eaux aux basses températures. Les eaux traitées sont largement utilisés pour le nettoyage des puits soit par pompage sous pression depuis la surface, soit par opération de squeeze ou en utilisant le coiled tubing. <sup>[III]</sup>

### 2.2.4.4 Au niveau du tubing

#### 2.2.4.4.1 Modification de la Complétion

Pour éviter le dépôt de NaCl, le lavage à l'eau continu parmi la solution des sels mais l'incompatibilité entre les deux eaux (de formation et d'injection) entraîne la précipitation des sulfates de baryum dans le tubing.

Elles peuvent se produire également dans les perforations et même dans le réservoir (faible pression du réservoir dans ces deux zones), dans le cas où la déposition se produit dans le tubing, une modification de la complétion est envisagée pour réduire le taux de déposition. <sup>[III]</sup>

#### 2.2.4.4.2 Méthode Mécanique

Les méthodes mécaniques pour le traitement des dépôts peuvent être utilisées fréquemment et périodiquement pour gratter les parois des tubings, les lignes de collecte et les pipes. <sup>[III]</sup>

### 2.2.5 Les moyens de lutte contre les dépôts à Hassi Messaoud

Il existe plusieurs possibilités de prévenir les dépôts dans le champ de Hassi Messaoud.

- **Traitement curatif**

Les traitements curatifs ce sont des opérations des nettoyages des puits par :

- Travail au câble
- Lavage à l'eau
- Snnubing
- Coiled tubing
- Traitement à l'acide dans le cas des dépôts carbonates <sup>[IV]</sup>

#### 2.2.5.1.1 Travail au câble

Ce matériel permet de gratter les tubes de production, de casser par battage les ponts de sel rencontrés et de contrôler les puits jusqu'au fond, Au fur et à mesure de l'expérience acquise en Wire line, le principe suivant a été admis : augmenter le fréquences d'intervention

et faire des opérations de nettoyage de plus courte durée, afin de pouvoir casser les ponts de sel plus facilement avant qu'ils ne soient trop résistants et limitée ainsi les risques de coincements d'outil au fond, les ruptures de câble et les instrumentations qui s'ensuivent Ces opérations s'effectuent :

- Fréquence variable : 8 jours à 2 mois/ la durée de l'intervention, montage et démontage du sas compris, est de 04 h en moyenne par puits
- En continue, fréquence 1 à 5 jours pour ce genre d'intervention il peut y avoir des treuils installés en permanence sur site <sup>[IV]</sup>

### 2.2.5.1.2 Lavage à l'eau

Depuis la mise en exploitation du réservoir il s'est avéré nécessaire de laver à l'eau le tubing et le découvert de certain puits pour dissoudre les ponts de sel que le wire line n'aurait pas pu atteindre ou détruire :

#### ➤ **Bouchons d'eau**

Un volume de 2 à 5 m<sup>3</sup> d'eau traitée, quelquefois plus important, est pompé en tête de puits (puits fermés), il descend par gravité dans le tubing, en dissolvant sur son passage les ponts de sel rencontrés et arrive dans le découvert au bout de 8 heures. Le puits est ensuite remis en production, le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyé au centre de production suivant les puits.

En alternance ou non avec la wire line, les bouchons d'eau sont déclenchés périodiquement en traitement préventif ou à la demande pour venir en aide au wire line( outil coincés, dépôts difficile à détruire) ils éliminent totalement les cristaux de sel qui adhèrent sur les parois des tubings, du train de fond ou dans la crépine, ce qui ne peut faire un outil wire line qui laisse toujours une amorce de pont de sel suivant le diamètre de l'outil descendu pour casser ces ponts. De plus dans les tubes perforés ou crépines, le bouchon d'eau est un moyen efficace de destruction de dépôts de sel alors qu'il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils.

La fréquence des bouchons d'eau est très variable, sur certain puits, elle est régulière 8 : 15 jours.

#### ➤ **Injection continue**

Pour les puits de salinité supérieur à 5000 mg/l et bons producteurs, le travail au câble et les bouchons d'eau n'étaient pas une solution durable. En effet l'opération d'entretien, rapprochés et parfois longues occasionnaient une perte de production importante et dans

certains cas ne suffisaient même plus à maintenir le puits a son régime normal de production.

Techniquement la solution s'est avérée intéressante et elle a donné de bons résultats et par la suite elle a été généralisée sur l'ensemble des puits nécessitant ce type de traitement.

En exploitation normale, en dehors de traitement de l'eau et de ses conséquences, un puits ainsi équipé nécessite des contrôles wire line réguliers afin de ne pas se laisser surprendre par de dépôts qui pourraient boucher le tubing d'injection de petit diamètre ou les interventions sont délicates. <sup>[IV]</sup>

#### ➤ **Squeeze d'eau dans la couche**

Des injections d'eau, se sont montrées efficaces sur quelque puits. L'eau agit dans les abords immédiats du trou. Elle dissout les cristaux de sel et après la réouverture du puits une bonne partie de cette eau peut rester absorbée dans la roche et diluer l'eau de gisement produite par 3 à 5 m<sup>3</sup> d'eau sont chassées dans la couche par un volume égal d'eau pompé en tête de puits et dégorgés aussitôt. Il s'agit en fait d'un trempage du découvert sur quelque centimètre de formation seulement. <sup>[IV]</sup>

#### ❖ **L'effet de l'injection d'eau**

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

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

#### **2.2.5.1.3 Snubbing**

L'unité de Snubbing permet bien entendu d'effectuer, mais avec une mise en œuvre plus longue. Il permet en outre :

- ✓ Des nettoyages de dépôts durs nécessitant du poids sur l'outil et de la rotation ;
- ✓ De mettre en place un tubing concentrique (Descente ou changement CCE) «permanent» pour l'injection d'inhibiteur, pour gaz lift,.....)
- ✓ Certaines instrumentations (repêchage de poisson wireline ou coiled tubing laissé dans le puits)
- ✓ Traitement des abords du puits
- ✓ Lavage des parois du réservoir à l'eau ou à l'acide.

Repêchage nécessite la neutralisation du puits avant le début de l'opération, pour des normes de sécurité, donc la neutralisation et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut

provoquer un endommagement sévère :

➤ **Le colmatage des perforations**

Au cours d'opération de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

➤ **Changement de mouillabilité**

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

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse, peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

➤ **Formation d'une émulsion**

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

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

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser. <sup>[IV]</sup>

#### **2.2.5.1.4 Coiled tubing**

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puits, peut être utilisé pour enlever les dépôts collés aux parois des tubings à l'intérieur des puits, comme le wireline. Cette intervention consiste à faire circuler dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité coiled tubing (l'opération consiste à introduire un tube de diamètre 2 pouces (5 cm) dans le tubing et à injecter un fluide sous pression), ce qui permet de dissoudre les dépôts par une tête du tube possède des orifices et elle peut tourner et éjecter le fluide (eau douce,...) sous pression en même temps et les bouchons de sel dans le tubing. Sous l'effet de la pression le dépôt se décolle de la paroi. L'opération peut durer quelques minutes, et même des heures, selon la taille du bouchon et la quantité des dépôts dans le puits. <sup>[IV]</sup>

#### **2.2.5.1.5 L'acidification**

L'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits (soit en attaquant la matrice proprement dite pour contourner le colmatage,

soit en détruisant les agents générant le colmatage) peut générer de nombreux problèmes tels que :

- ✓ une attaque du ciment inter-granulaire libérant des particules fines ou des grains de sable
- ✓ des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité. <sup>[IV]</sup>

- **Traitement préventif**

L'eau de dessalage est traitée par des produits chimiques de traitement appelés inhibiteurs des dépôts, ils sont additionnés à l'eau de dessalage dans le but d'inhiber la formation de sulfate de baryum, cet inhibiteur n'est pas efficace seulement pour la formation des sulfates de baryum mais aussi pour les carbonates et les oxydes. <sup>[VIII]</sup>

#### **2.2.5.1.6 Les inhibiteurs**

D'une manière générale, les sulfates alcalino-terreux ne sont pas solubles par les acides.

Par conséquent on utilisera un inhibiteur de formation que l'on injectera en premier de manière à créer une interface entre l'eau d'injection et l'eau de gisement. Les inhibiteurs utilisables pratiquement sont des "retardateurs de cristallisation et fonctionnent par effet de seuil (concentration maximale). La durée de la protection dépend des concentrations, des propriétés de la roche ainsi que des hétérogénéités de la formation. <sup>[VIII]</sup>

#### **2.2.5.1.7 Définition des inhibiteurs**

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts. Ce sont des composés dont l'action est d'inhiber une réaction chimique c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter, on peut les qualifier le contraire des catalyseurs négatifs. <sup>[VIII]</sup>

#### **2.2.5.1.8 L'utilisation des inhibiteurs**

Les composés anti-dépôts sont utilisés à des concentrations nettement inférieures à la stœchiométrie pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins.

En générale, ils sont utilisés dans le domaine industriel, citons par exemple le domaine pétrolier, tels que les puits producteur, les réservoirs de pétrole, les circuits d'eau, d'huile et l'installation de production. Sans négliger leur utilisation pour le traitement des eaux, par exemple : l'eau sanitaire, eau de procédés industriels, eau de chaudière...etc.

Actuellement l'inhibiteur utilisé dans les stations de traitement est l'AD 32

Les résultats sont satisfaisant vu la diminution constatée en sulfate de baryum à mais des paramètres peuvent influencer sur les résultats voulus à savoir :

- ✓ Des bouchons d'eau qui ne sont traités par l'anti-dépôt
- ✓ L'état des pompes BSB
- ✓ Les Fuites causées par la corrosion des lignes
- ✓ les perturbations répétées du débit d'eau qui cause :
- ✓ Des surdosages en produit de traitement en cas de diminution du débit d'eau
- ✓ Des dilutions du produit de traitement en cas de d'augmentation du débit d'eau<sup>[ix]</sup>

#### **2.2.5.1.9 Typedes inhibiteurs**

Il existe deux types :

##### **a) inhibiteurs anti-dépôt**

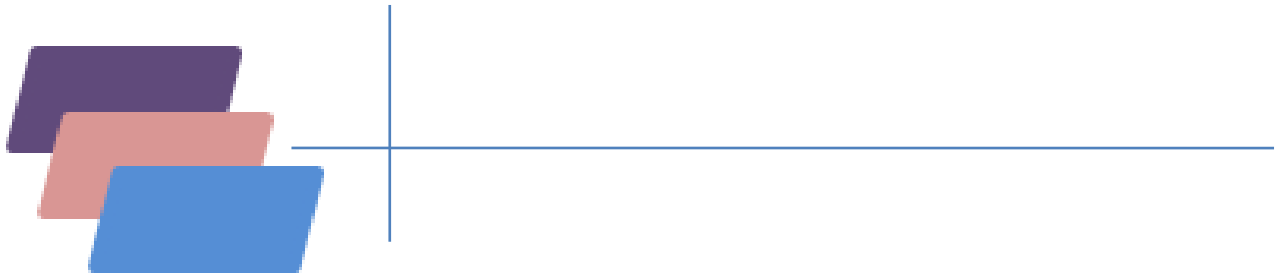
Ce sont des composés chimiques utilisé à des concentrations nettement supérieures à la stœchiométrie, dont le but d'inhiber la formation d'un dépôt cristallin par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation.

##### **b) inhibiteur de corrosion**

C'est un composés chimiques qui s'ajoute à faible concentrations au milieu corrosif, pour ralentir ou stoppé le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu.<sup>[ix]</sup>

### **Conclusion :**

Dans ce chapitre on a vu les différents dépôts qui affecte le champ de Hassi Messaoud sud ainsi que leur localisation et les traitements curatifs et préventifs spécifiques pour chaque dépôts.



## *CHAPITRE III*

# **L'IMPACT DES DEPOTS SUR LA PRODUCTION DE CHAMP DU HASSI- MESSAOUD**

### 3.1. Introduction

Les dépôts peuvent provoquer des dégâts industriels, économiques et environnementaux.

On peut résumer l'impact de ce problème sur un champ pétrolier dans les points suivants :

- Réduction de la productivité des puits ;
- Bouchages des tubings et des lignes entraînant des arrêts ;
- Pertes en production, Cas des différentes stations ;
- Dysfonctionnement des équipements tels que : Duse, les vannes de surface...

### 3.2. Le champ Sud

- Nombre de puits champ sud (27/05/2017) : 540 Puits actifs dont 341 ouverts et 199 fermés
- Nombre des puits Gaz-lift : 179
- Nombre des puits éruptif : 361
- Nombre des puits Salés : 295 (174 traités avec BE – 121 en injection continue)
- Nombre des satellites (champ Sud) : 9 [E1C, EPF-HTF, E2A, EPF-HGA, W1A, W1C, W2A', S1A, W2A, CIS (LDHP, LDBP, 2eme étage)]

### 3.3. La production et le manque à production dans le champ Sud de Hassi Messaoud (2017)

Le tableau et le graphe ci-dessous représenté la production et le manque à produire dans le champ Sud HMD en 2017 :<sup>[V]</sup>

Tableau (3.1) : La production et le MAP dans le champ sud HMD <sup>[V]</sup>

Satellite	MAP (m3)	Q Huile (m3)	MAP (%)	Q Huile (%)
2 Etage	25565.88	76219.34	0.969	0.753
W1C	853865.86	1717505.5	32.379	16.975
W2A	313011.02	1014611.2	11.869	10.028
E2A	174397.62	513175.57	6.613	5.072
E1C	331388.13	1536552	12.566	15.186
S1A	158391.61	802098.24	6.006	7.927
LDHP	232025.5	1578125.5	8.798	15.597



<b>LDBP</b>	82880.95	726339.98	3.143	7.178
<b>W1A</b>	1513228.15	879719.77	5.738	8.695
<b>HGA</b>	27721.68	154464.01	1.0512	1.526
<b>W2A'</b>	283859.36	1046920.2	10.754	10.347
<b>HTF</b>	2630.02	72104.15	0.0997	0.712

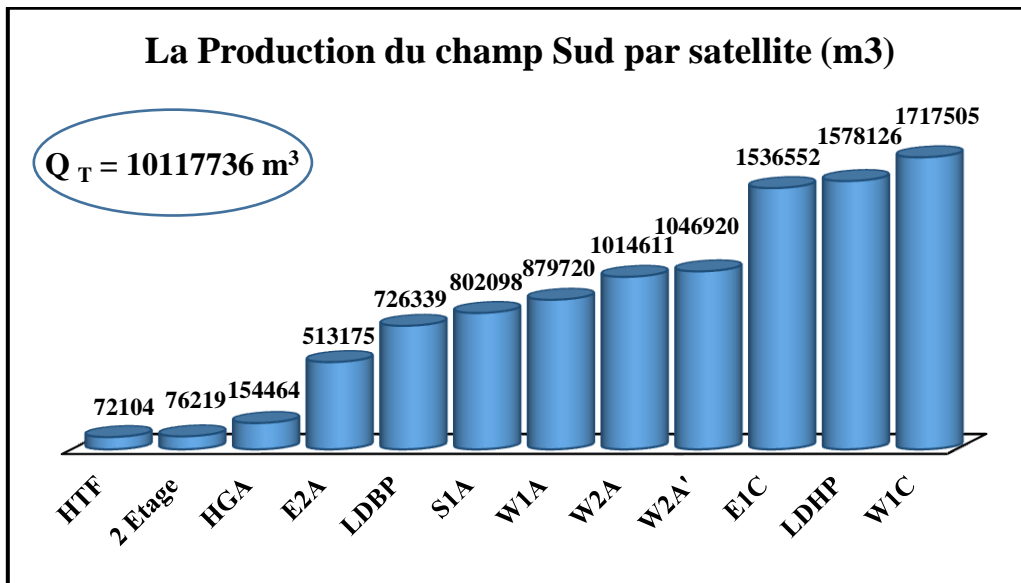


Figure (3.1) : La production du champ sud par M<sup>3</sup> pour l'année 2017<sup>[VI]</sup>

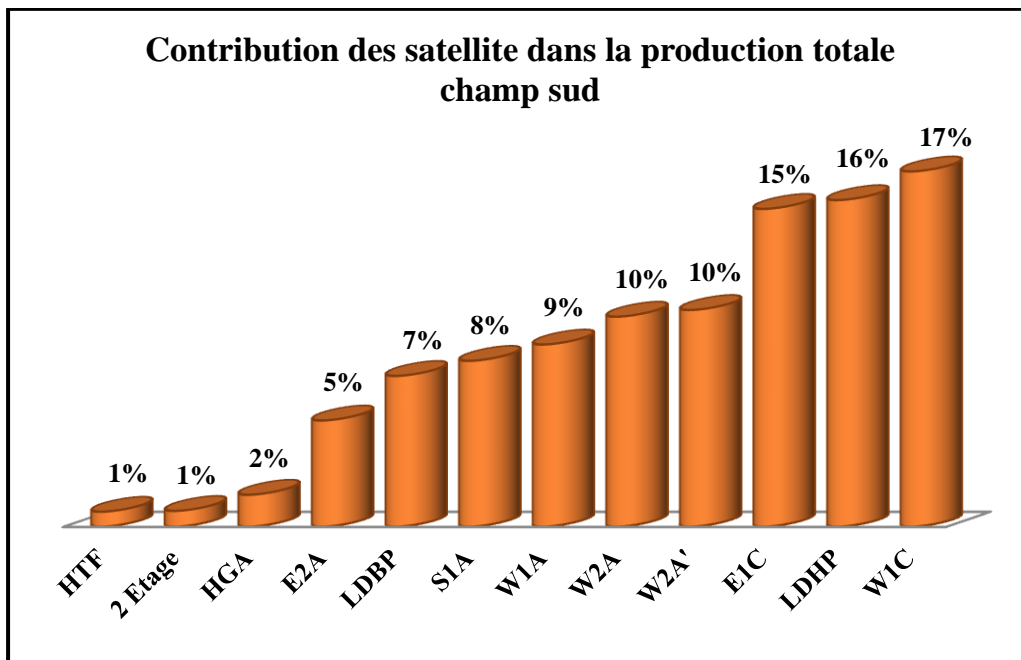


Figure (3.2) : Q huile (%) par satellite (2017)<sup>[VI]</sup>

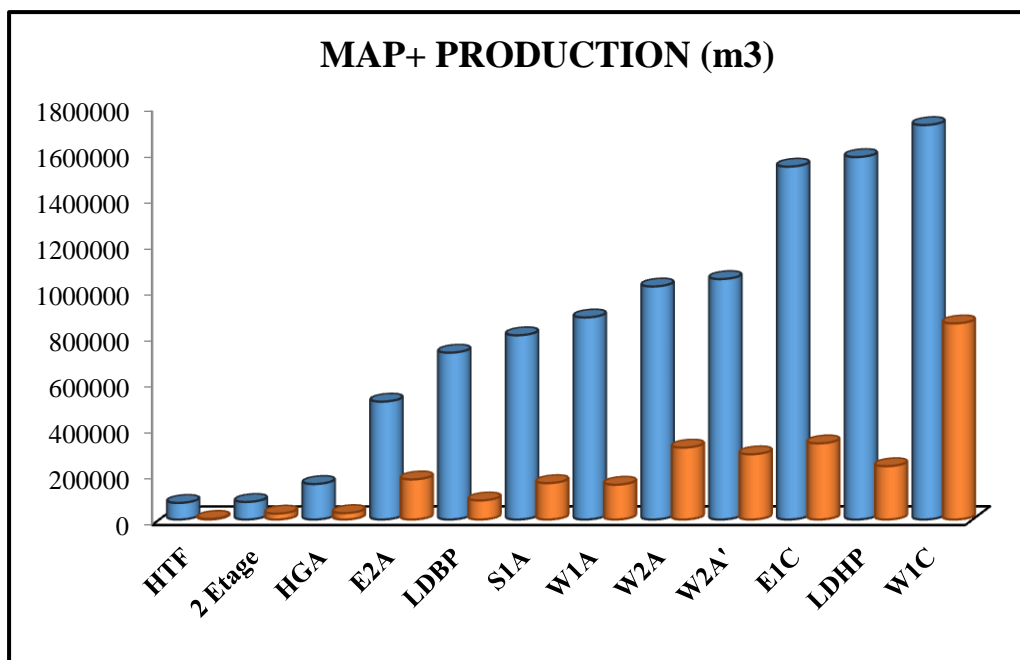


Figure (3.3) : Manque et la production par satellite (2017)<sup>[V]</sup>

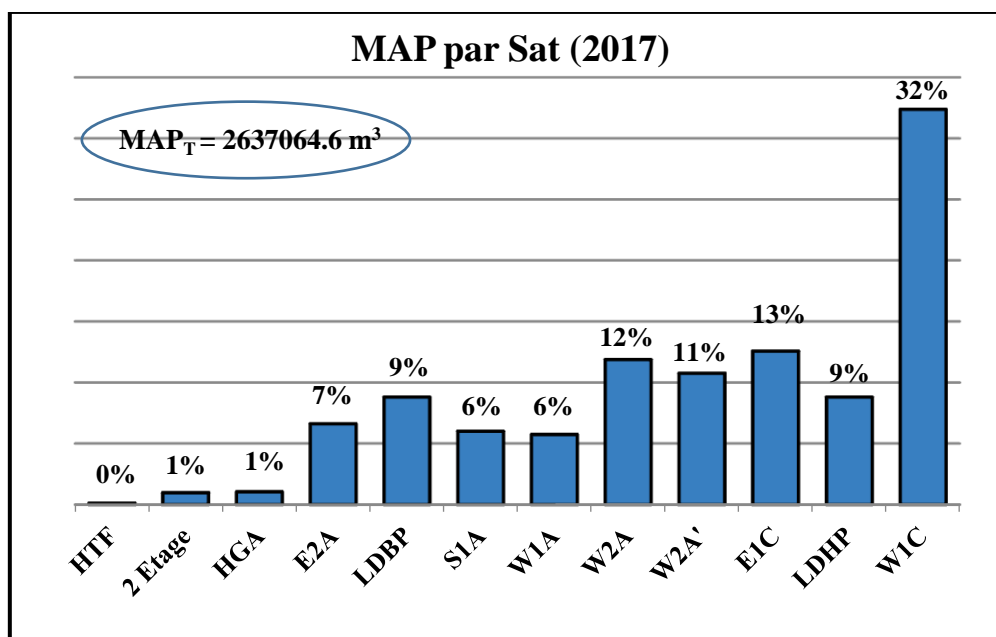
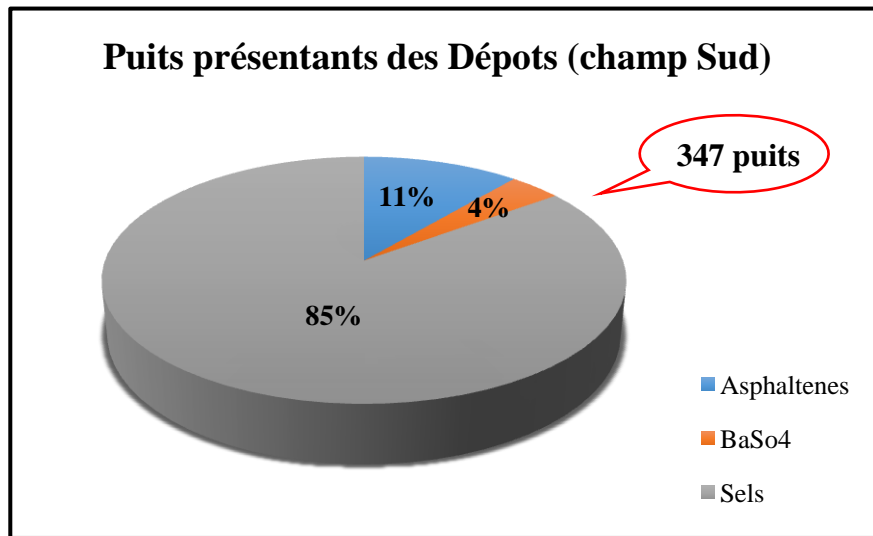


Figure (3.4) : Manque de produire totale en 2017<sup>[V]</sup>

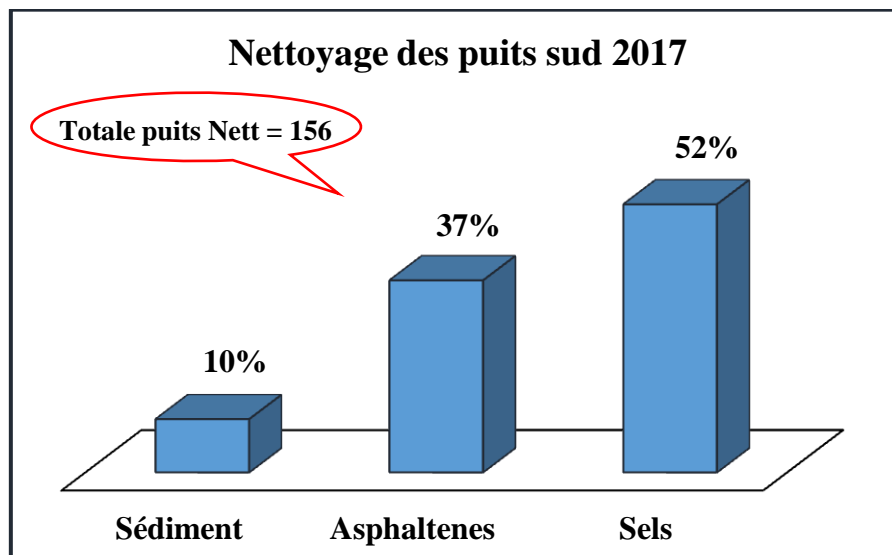
### 3.4. Les dépôts dans le champ HMD- Sud

Les figures suivantes représentent les dépôts les plus fréquents au champ Sud HMD et les différentes opérations de nettoyage effectuées en 2017.<sup>[V]</sup>



**Figure (3.5) : histogramme des Pourcentage des dépôts<sup>[VI]</sup>**

Tout d'abord les dépôts les plus fréquents dans le champ sud HMD sont les dépôts de sels, les dépôts de sulfate de baryum et les dépôts d'asphaltènes. A partir de ce résultat les pourcentages des différents dépôts dans le champ sud HMD comme suit : les dépôts des sels (85%) ensuite les asphaltènes (11%) puis le sulfate de baryum (4%). Pour conclure que les dépôts de sels est le problème apparaissant dans toutes les zone du champ sud HMD.



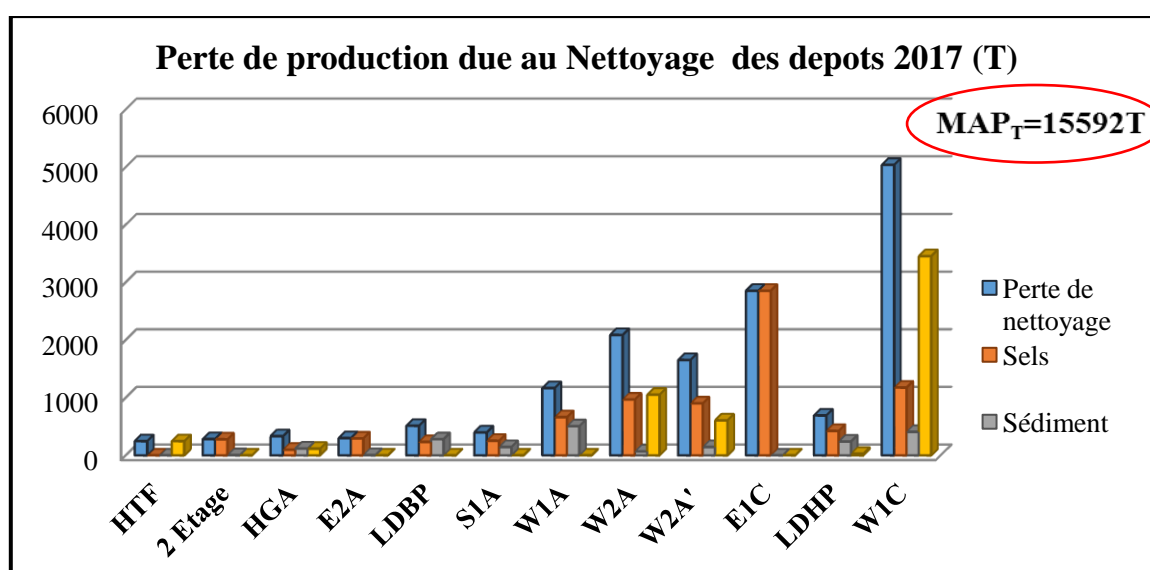
**Figure (3.6) : histogramme de pourcentage des différents dépôts nettoyés (2017)<sup>[VI]</sup>**

On constate tout d'abord que le pourcentage des puits nettoyé en 2017 montre que le dépôt de sels est plus élevé que les autres dépôts et les chiffres nous montrent que la plus part des nettoyages sont faits à l'eau traités pour résoudre le problème des dépôts de sels

Le manque à produire (MAP) lié aux opérations de nettoyage est présenté ci -dessous par type de dépôt et par satellite.

**Tableau (3.2) : Les opérations de nettoyage des différents dépôts<sup>[VI]</sup>**

Satellite	Perte de nettoyage	Sels	Sédiment	Asphaltènes
HTF	246	0	0	246
2 Etage	283	278	5	0
HGA	333	98	119	116
E2A	299	293	6	0
LDBP	513	233	280	0
S1A	398	253	145	0
W1A	1167	662	505	0
W2A	2088	968	68	1052
W2A'	1654	902	145	607
E1C	2855	2855	0	0
LDHP	692	424	240	28
W1C	5039	1176	408	3455



**Figure (3.7) : Les pertes de production due au nettoyage des dépôts de l'année 2017**

Le manque à produire de l'année 2017 due au nettoyage du différent type de dépôts donne une idée sur le type de dépôts dans chaque satellite dans le champ sud HMD.

### 3.5. Problèmes opérationnels liés aux dépôts

#### 3.5.1. Puits Coincés avec WIRE LINE

Parmi les moyens de traitement de puits présentant des problèmes de dépôts, il y a le grattage contrôle puits par le wire line qui présente un risque de coincement.<sup>[IV]</sup>

Le tableau et les figure ci-dessous présentent des exemples de puits coincés avec WL et l'impact de ce coincement sur la production

Tableau (3.3) : Des puits coincé avec Wire-Line<sup>[V]</sup>

Satellite	Puits	MAP (T)	Temps (H)	Date	Nature de dépôts	Q huiles (m3/h)
<b>S1A</b>	MD466	23	24	22/03/2015	Sels	1,26
				24/06/2015		
<b>E1C</b>	MD513	431	88	28/06/2013	Sels	7,12
				07/02/2013		
<b>E1C</b>	MD8TER	1720	496	21/06/2013	Sels	4,93
				11/07/2013		
<b>CIS</b>	MD133	218	64	23/06/2015	Sels + Asphaltènes	3,9
				28/06/2015		
<b>CIS</b>	MD406	538	109	11/09/2012	Sels	6,51
				01/10/2012		
<b>HTF</b>	HTF1	30	14	10/01/2017	Sels + Asphaltènes	1,98
		147	41	09/10/2016 11/10/2016		

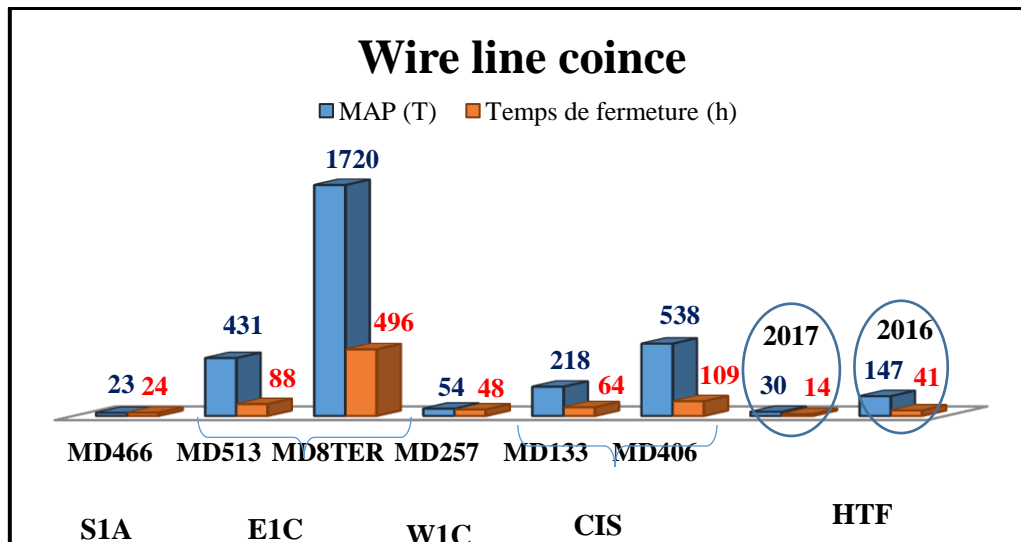


Figure (3.8) :le manque à produire des puits de champ Sud HMD coincé par wire line en fonction du temps

Le décoincement de ces puits se fait par les bouchons d'eau (Q+F) à cause de la nature du dépôt (sels)., pour le MD8TER le décoincement s'est fait avec par le Nettoyage avec un manque de production MAP de 56 T et un Temps de fermeture de 16 H.

### 3.5.2. Bouchage CCE (2017)

Parmi les problèmes liés au problème de dépôts, il y a le bouchage des CCE.

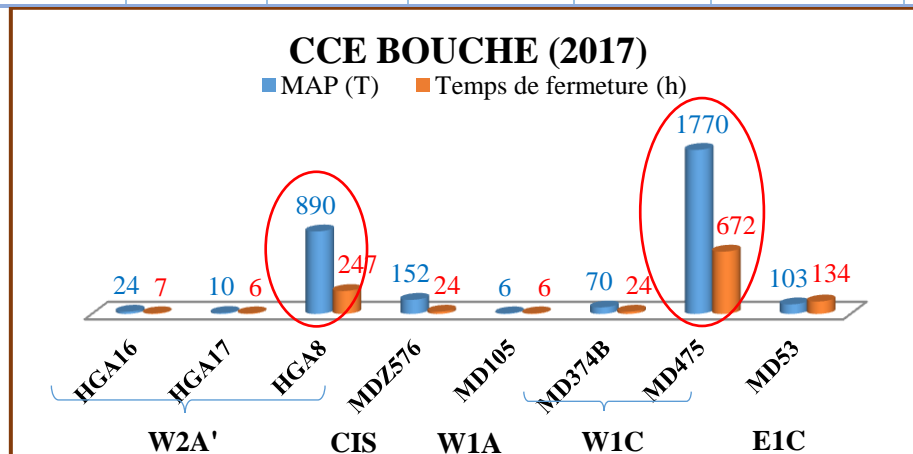
Celui-ci a lieu lorsque les injections continue d'eau et/ou les bouchons d'eau ne sont pas suffisants pour traiter le problème de sels (problèmes de pompe BSB) au bien lorsqu'il y a tendance à la formation du  $BaSO_4$ .<sup>[4]</sup>

Le tableau et les figures ci-dessous présente des exemples de puits avec CCE bouché et les pertes de production (MAP).<sup>[5]</sup>

Tableau (3.4) : Des puits avec CCE bouché<sup>[VI]</sup>

Satellite	Puits	MAP (T)	Temps (H)	Q Huile (m3/h)	Date	Dépôts	Type
W2A'	HGA16	24	7	1,39	27 /03	BaSO4+Sels	Chemisage 2"7/8
	HGA17	10	6	0,4	18 /08	BaSO4+Sels	Chemisage 2"7/8
	HGA8	890	247	4,06	21/12 31/12	BaSO4+Sels	Chemisage 2"7/8
CIS	MDZ576	152	2	5,83	27/07	Sels	Chemisage

			4		28/07		2"7/8
<b>W1A</b>	MD105	6	6	2,83	31/05	Sels	Concentrique 1" 660
<b>W1C</b>	MD374B	(26+44) 70	(9+15) 24	2,15	7 -29/05 et 27/07	Sels+ Asphaltènes	Chemisage 2"7/8
	MD475	1770	672	3,55	18/09 17/10	Sels	Concentrique 1" 900
<b>E1C</b>	MD53	103	134	1,4	10/11 16/11	Sels	Concentrique 1" 900



**Figure (3.9) : le manque a produire des puits avec CCE bouché par les dépôts en fonction du temps**

- Le puits **HGA8** est resté fermé jusqu'à maintenant (Mai 2018) à cause du problème des dépôts de BaSO<sub>4</sub> (avant le bouchage, il y a eu un SNB pour changement de CCE (chemisage 2<sup>7/8</sup>))
- Le puits **HGA17** a été bouché juste après le SNB. Le traitement par BE (Q+F) a permis le débouchage du concentrique.
- Le puits **MD475** a été bouché avec plusieurs tentatives de débouchage. Il a fallu un SNB pour changer le CCE bouché.
- Le puits **MD53** : SNB le 18/10/2016, but : changement CCE + Nettoyage, Fin SNB 02/11/2016, et après le démarrage (09/11/2016). Après un jour (10/11/2016) le CCE a été bouché, plusieurs tentatives pour déboucher le CCE par les BE ont été faites, le CCE a été débouché 16/11/2016.

### 3.6. Dépôts de Sels

Les changements de température et de pression associés à la production, engendrent la précipitation de sels des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voire même du tubing de production.<sup>[4]</sup>

#### 3.6.1. Bouchage puits par les sels

Les puits dans lesquels a rencontré un problème de bouchage, sont généralement des puits sans injection continue d'eau. Ces puits sont traités à l'eau par des bouchons. Le non-respect des fréquences des Bouchons d'eau, le volume insuffisant de ces BE peuvent engendrer alors le bouchage de puits.<sup>[4]</sup>

Le tableau et les figures ci-dessous présentent des exemples des puits bouché par Sels et les pertes de production (MAP).

**Tableau (3.5) : Bouchage puits par Sels<sup>[V]</sup>**

Satellite	Puits	MAP (T)	Temps de fermeture (H)	Date de fermeture	Q Huile (m3/h)	Etat Actuel
E1C	MD601	1283	389	20/03/2010 10/04/2010	4,86	4"1/2
	MD611	20	15	20/01/2010 21/01/2010	2,33	4"1/2
W2A	MD329	439	105	07/03/2012 12/03/2012	2,16	4"1/2
W1C	MD612	1060	159	09/05/2010	10,64	↓ CCE 1"660
CIS	MD167	21	38	01/09/2014 02/09/2014	1,13	CCE 1"315 (GL)
W1A	MD106	46	81	15/12/2010 18/12/2010	2,38	↓ CCE 1"660 (inj d'eau cont)



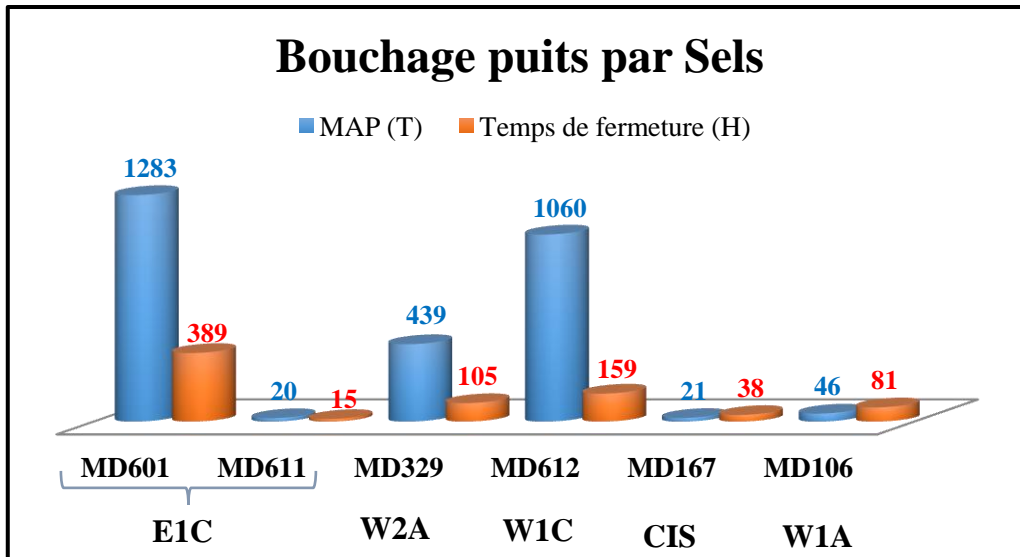


Figure (4.10) : le manque à produire des puits de champ sud bouché par les sels en fonction du temps

L'exemple ci-dessous de **MD455** concerne le problème de bouchage de tubing de production de puits a été bouché 2 fois les années précédentes (2010 et 2015), le débouchage du puits par le traitement au BE n'a pas été possible dans le premier cas (2010) un Snubbing pour changement CCE a été nécessaire. Dans le deuxième cas (2015), les bouchons d'eau ont permis le débouchage du puits.

Tableau (3.6) : Tubing de production bouche (MD455)<sup>[VI]</sup>

Puits	MAP (T)	Temps de fermeture (H)	Satellite	Date	Q huiles (m3/h)
MD455	82	24	CIS	03/05/2010	3,56
	2230	656			
	1102	408		01/10/2015	3,76

#### Analyse de MAP :

- MAP fermeture : 82 T – 24 H
- MAP début SNB : 734T – 216h
- MAP en cours de SNB : 1387 T – 408 H
- MAP après SNB : 27 T – 8 H
- MAP attente démarrage : 82 T – 24 H

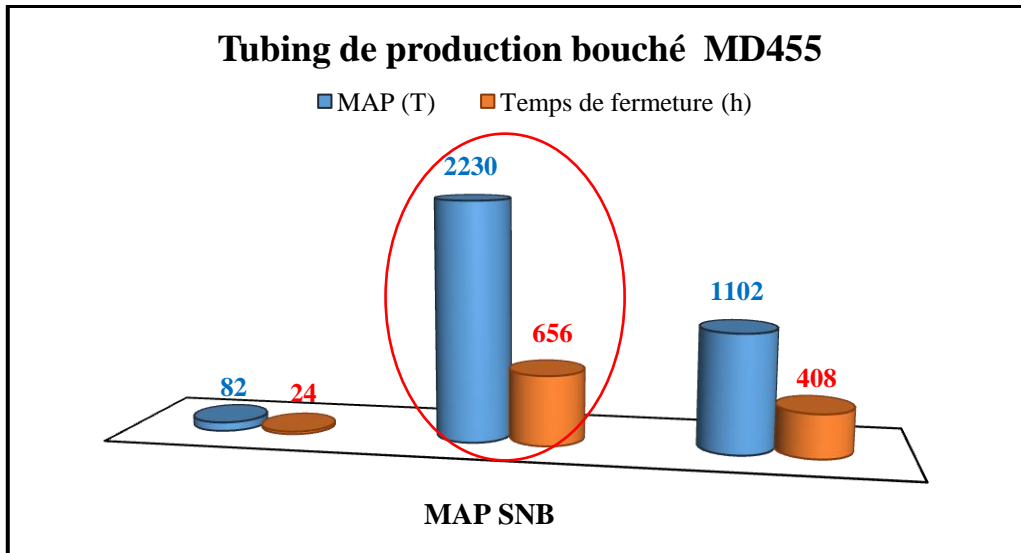


Figure (3.11) : le manque à produire de puits bouché par les sels (MD455) en fonction du temps

### 3.6.2. Les traitements de dépôts de sels

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'eau (bouchon d'eau ou l'injection continue d'eau douce à travers un concentrique)<sup>[4]</sup>

#### 3.6.2.1. Injection d'eau continue

Les figures ci-dessous présentent le pourcentage et le nombre de puits injection d'eau continue dans chaque satellite de champ sud HMD.

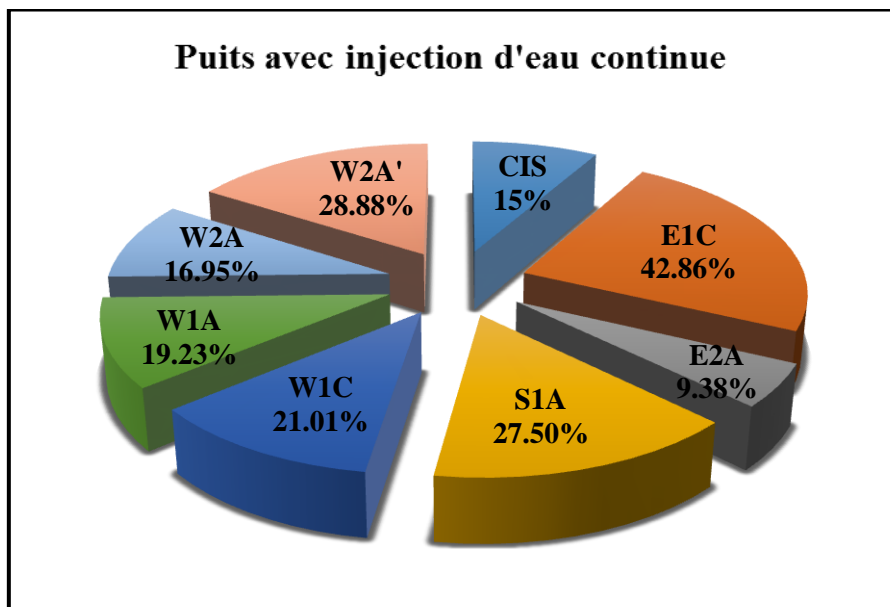


Figure (3.12) : Le pourcentage des puits injection d'eau continue dans chaque satellite de champ Sud

### 3.6.2.2. Bouchons d'eau par satellite (2017)

Les figures ci-dessous présentent le nombre des puits salés traité par les bouchons d'eau (F+BDP) par satellite et le volume d'eau injecté par mois (Mars 2017).

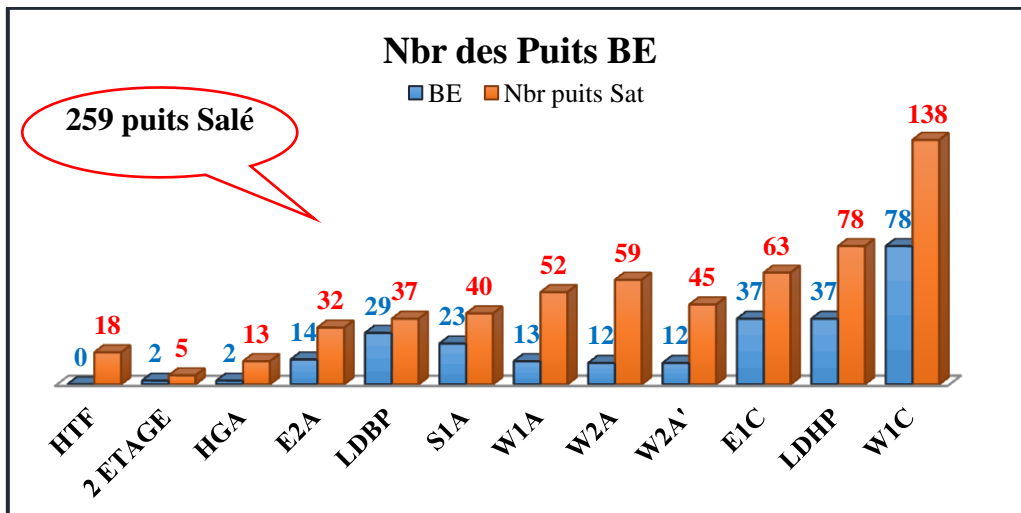


Figure (3.13) : Nombre des puits BE par satellite en fonction du temps

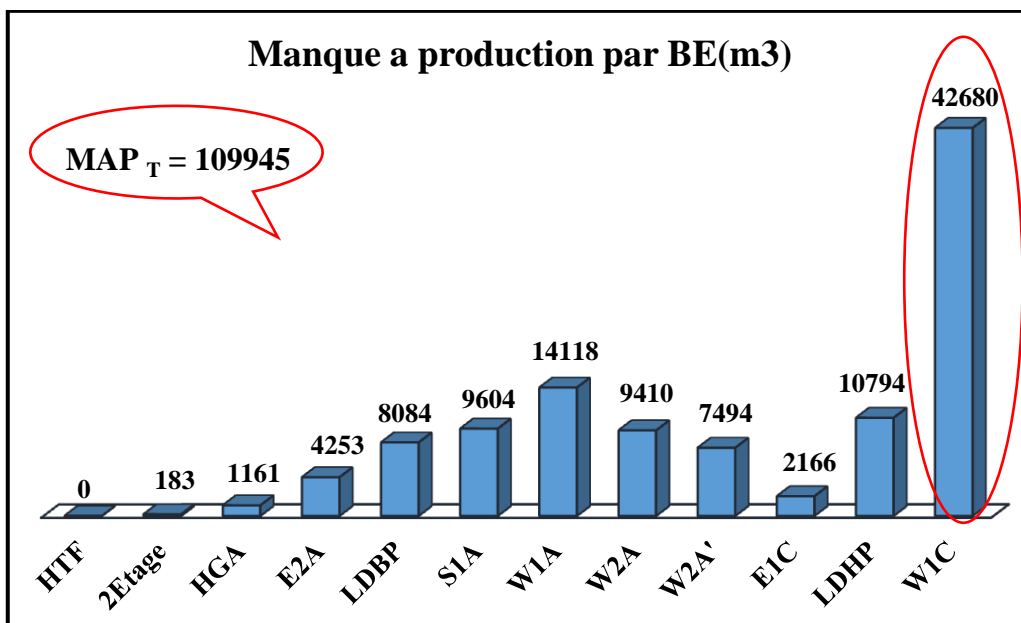


Figure (3.14) : Manque de production due aux bouchons d'eau de l'année (2017)

Le manque de production du satellite W1C est le plus élevé à cause du :

- Nombre des puits
- Le grand potentiel de ces puits
- Nombre des puits salé par rapport de ces puits aux satellites

Le dessalage pressurisé c'est le nouveau projet de dessalage pour le champ HMD, dans le champ Sud il contient 34 puits raccordés et en service et 2 puits fermé du satellite W1C et 4 puits fermé dans l'EPF-HGA.

La différence entre les deux méthodes de dessalage est la limitation par rapport à la pression d'injection continue surtout les puits à double injection (GL+ Eau) est 120 bar mais la pression de réseau pressurisé est 230 bar.

### 3.6.2.3. Nettoyage de Sels (Clean out a l'eau traité)

La figure ci-dessous présente le manque à produire d'après les puits nettoyé d'années 2017, qui représente les puits salés traités par l'eau.

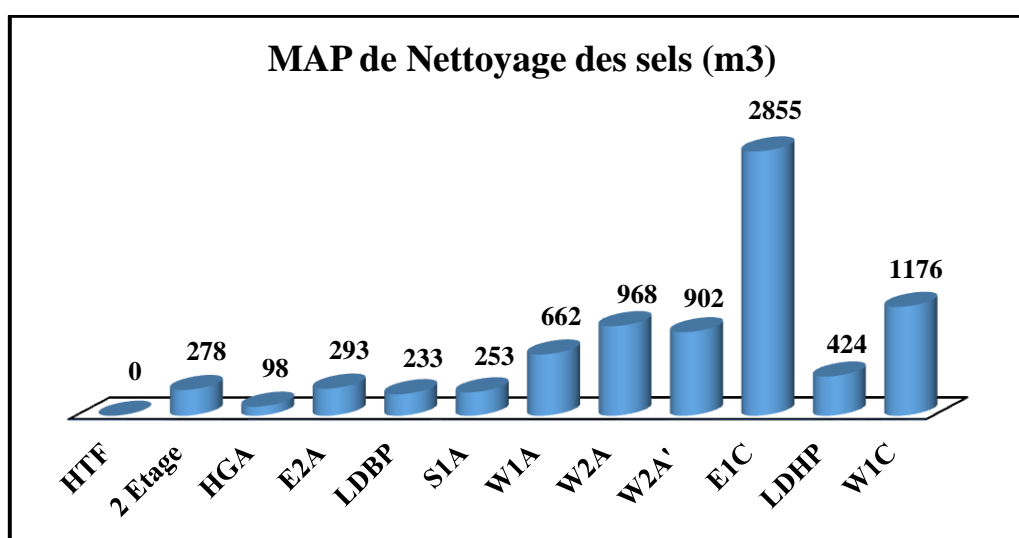


Figure (3.15) : Le manque de production due au nettoyage des sels (2017)

### 3.6.2.4. Snubbing

Le tableau et le figures ci-dessous présentent exemple des puits au Snubbing, pour le nettoyage de fond ou le changement le concentrique de dessalage.

Tableau (3.7) : Exemples des Snubbing puits 2017<sup>[V]</sup>

Satellite	Puits	MAP (T)	Temps de fermeture (H)	But de l'opération	Dépôts
CIS	MD302	704	449	Création passage + nettoyage	Sels
	MD87	318	353	Nettoyage fond	Sels+Sédiments
	MD291B	1462	448	Nettoyage fond	Sels+Sédiments

	MD71	960	400	Changement CCE et nettoyage fond	Sels
W2A'	HGA33	29	170	Nettoyage fond	Sels
S1A	MD433	563	513	Changement CCE 1"660 et nettoyage fond	Sels+Sédiments

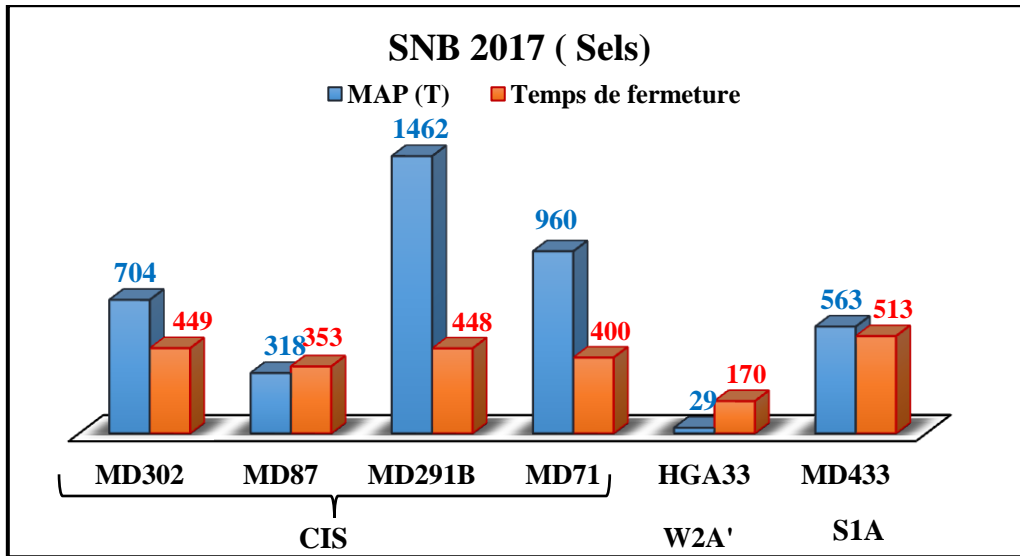


Figure (3.16) : Les pertes de la production due au SNB en fonction du temps

### 3.7. Dépôts de Sulfate de baryum (BaSO<sub>4</sub>)

L'incompatibilité entre les eaux d'injection et l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO<sub>4</sub> (Sulfates de Baryum). Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.<sup>[IV]</sup>

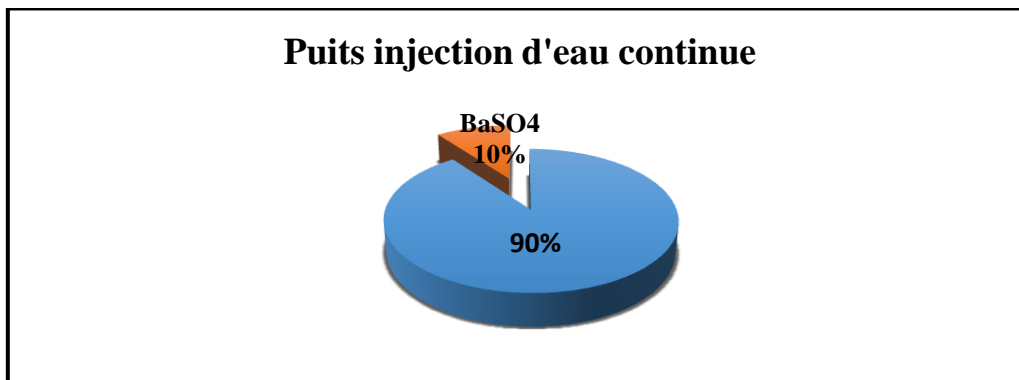


Figure (3.17) : Le pourcentage des puits de sulfate de baryum par rapport au puits injection d'eau continue<sup>[V]</sup>

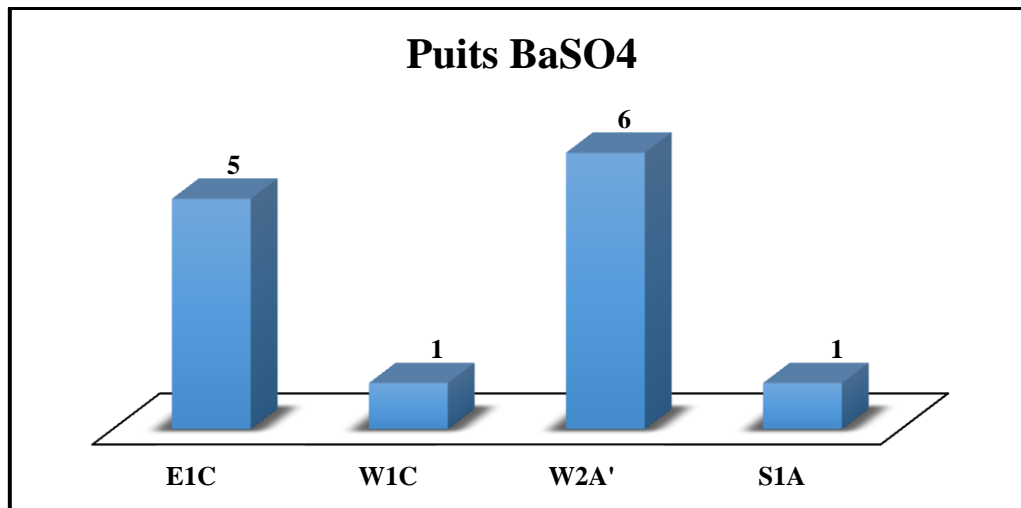


Figure (3.18) : Le nombre de puits avec sulfate de baryum par satellite<sup>[V]</sup>

### 3.7.1. Les puits Stimulés par Scale Blaster

Les puits salés ont été traités par l'eau pour éviter la création des cristaux des sels, mais l'incompatibilité entre l'eau de formation et l'eau injectée crée un problème de sulfate de baryum. Pour éviter les problèmes de dépôt de BaSO<sub>4</sub>, un inhibiteur de dépôt est additionné à l'eau d'injection par les stations de traitement qui alimentent les puits salés sur le champ de manière à créer une interface entre l'eau d'injection et l'eau de gisement.

Le tableau et le graphe ci-dessous présentent le traitement des puits salé qui ont besoin de nettoyage à l'eau traité (par les inhibiteur) pour résoudre le problème de sels et évité la création des BaSO<sub>4</sub> parce que l'efficacité des additifs diminue entre les stations et les puits. Ces puits aussi ont besoin de traitement mécanique (scale blaster) dans le cas de formation de BaSO<sub>4</sub>.

Tableau (3.8) : Puits Stimulés (Scale blaster + Eau traité)<sup>[V]</sup>

Satellite	Puits	MAP (T)	Temps (H)	Q Huile (m3/h)
E1C	MD411	2046	1109	4,37
W2A'	HGA16	758	288	1,39
	HGA17	416	240	0,4
	HGA8	1520	912	4,06

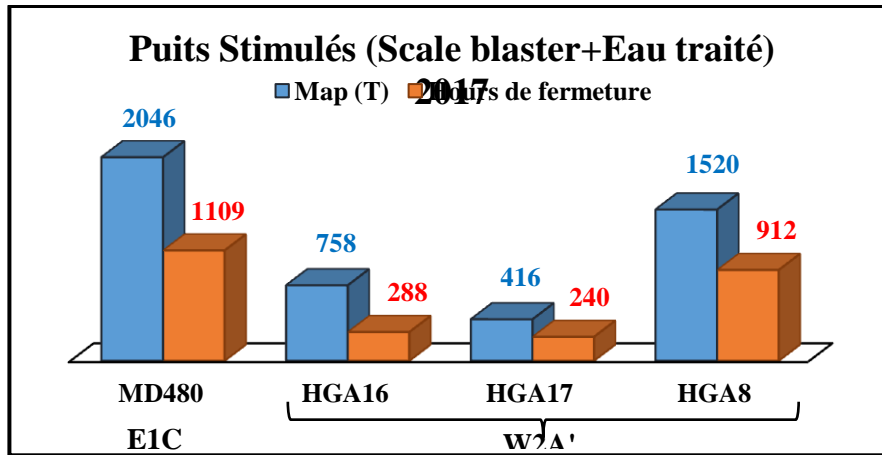


Figure (3.19) : le manque a produire des puits Stimulés par le Scale Blaster en fonction du temps

### 3.7.2. Snubbing

Le tableau et les figures ci-dessous présentent les puits du sulfate de baryum en Snubbing de l'année 2017 pour le nettoyage de fond (scale blaster et changement de concentrique bouché par les BaSO<sub>4</sub>)

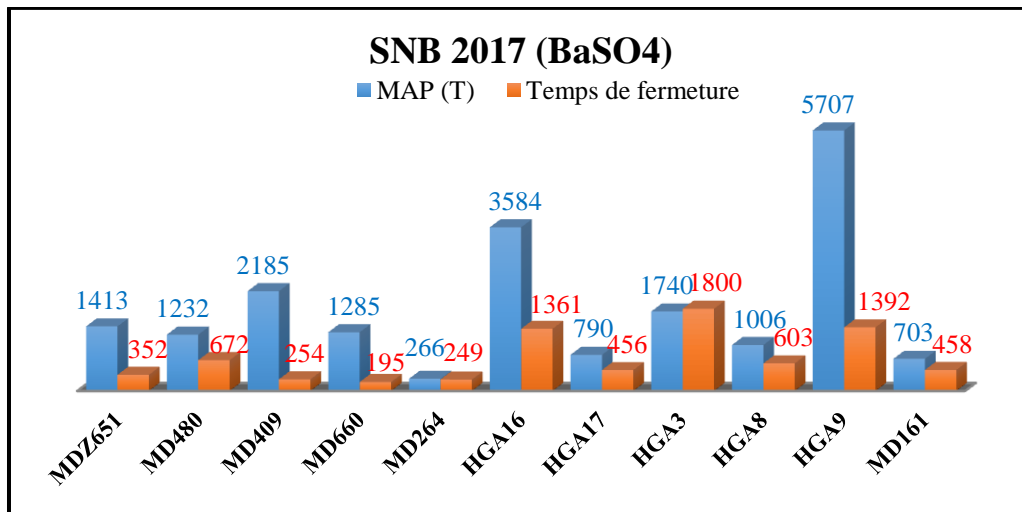


Figure (3.20) : Les pertes de la production due par SNB (2017) en fonction du temps

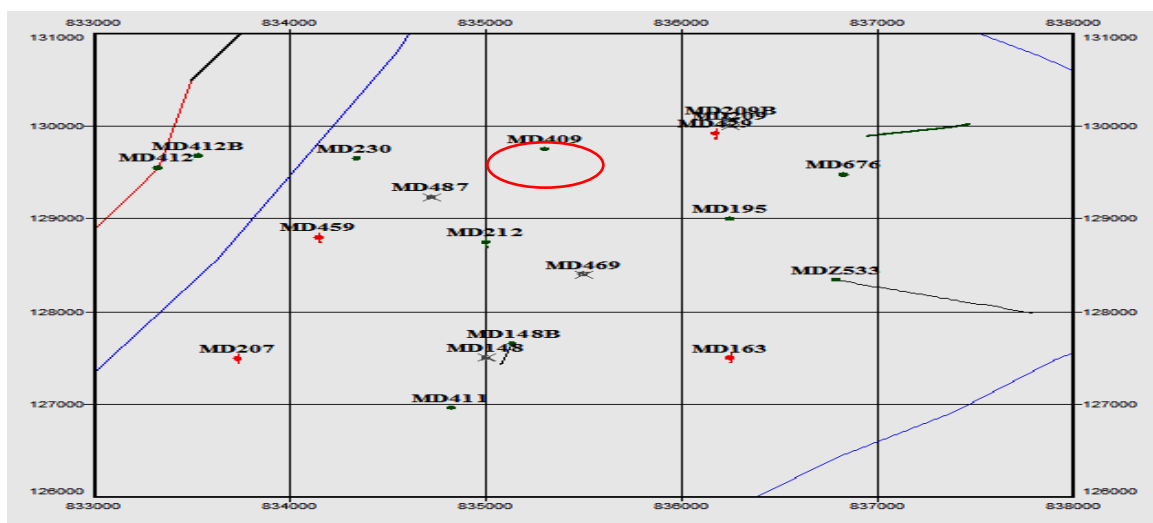
**Tableau (3.9) : La liste des puits de sulfate de baryum en SNB de l'année 2017<sup>[V]</sup>**

Satellite	Puits	MAP (T)	Temps (H)	But de l'opération	Dépôts
E1C	MDZ651	1413	352	Remontée CCE 1"660, puncher 4"1/2 et redescente CCE 1"660	BaSO4
	MD480	1232	672	Changement 2"7/8 + Nettoyage fond + Scale blaster	BaSo4 + sels
	MD409	2185	254	Nettoyage fond	BaSo4 + sels
	MD660	1285	195	Création passage + Nettoyage fond	BaSo4 + sels
W1C	MD264	266	249	Nettoyage fond	BaSo4 + sels
W2A'	HGA16	3584	1361	Remontée 2"3/8 + nettoyage, descente 2"7/8 + scale blaster	BaSO4 + sels
	HGA17	790	456	Changement chemisage 2"7/8 + nettoyage	BaSO4 + sels
	HGA3	1740	1800	Remontée 2"3/8 + nettoyage, descente 2"7/8 + scale blaster	BaSO4 + sels
	HGA8	1006	603	Changement chemisage 2"7/8 et nettoyage fond + scale blaster	BaSO4 + sels
	HGA9	5707	1392	Changement chemisage 2"7/8 + nettoyage	BaSO4 + sels
	MD161	703	458	Changement CCE et nettoyage fond	BaSo4

Après le bouchage de CCE par les BaSO<sub>4</sub> dans les puits HGA16, HGA17, HGA8 ; le Snubbing a été nécessaire pour changement CCE et Nettoyage

## A) Puits Salés : Exemple du puits MD409

### A.1. Historique du puits



**Figure (3.21) : Carte de localisation (MD409)<sup>[V]</sup>**



Le puits **MD409** est un puits producteur d'huile vertical foré en 25/05/1987 (date fin de forage) à une profondeur de 3469 m dans la zone 14 (zone centrale) du champ de Hassi Messaoud.

## A.2. Problème du puits

Le puits **MD409** est connu par les problèmes de sels NaCl et des sédiments, qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing qui a engendré une chute de la production du puits.

## A.3. Identifier le problème du puits

Les étapes ont été faites pour identifier ce problème ses conséquences sur la production ;

### ✓ Test de jaugeage

Ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous permet d'obtenir d'autres paramètres caractérisant tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le tableau (4.10)

**Tableau (3.10) : Résultats des tests de Jaugeage<sup>[V]</sup>**

Date de mesure	Duse (mm)	Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°c)	Débit Eau récupérée(l/h)
				ête	ipe	ép		
30/10/2015	8	12.26	343	7	9.5		23	0
01/02/2016	7.46	9.02	430	5.5	6.6	.04	37	165
04/03/2016	7.46	8.69	445	3.4	6.6		10	250
10/06/2016	7	8.81	378	9	6.2	6.21	36	230
04/08/2016	7	7.19	542	8.6	7.5		33.6	80
17/11/2016	7	6.89	482	5.7	7.9		24.6	75
17/12/2016	7	11.19	413	5.1	9.1	8.56	18	0
29/01/2017	17	8.88	372	2.2	7.6	7.34	31	333

D'après les résultats de Jaugeage, On peut mentionner les interprétations suivantes :

- Une diminution excessive de débit de **12.26 m<sup>3</sup>/h** jusqu'au **6.89 m<sup>3</sup>/h** correspond à une chute de **5.37 m<sup>3</sup>/h** ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des traitements chimiques durant cette période. Ces traitements ont provoqué une légère amélioration de production.
- La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de production

#### A.4. Les Dernières opérations

Tableau (3.11) : Dernières opérations<sup>[V]</sup>

Date début	Date fin	Type
30/12/2015	10/01/2016	SNUBBING
15/05/1992	26/05/1992	COMLETION
29/03/2017	29/03/2017	WIRELINE
24/06/1996	19/07/1996	WORKOVER
14/12/2016	14/12/2016	ACIDIFICATION

#### A.5. Traitement du puits MD409

Toutefois, en raison de 10 h de fermeture qui est nécessaires, le bouchon d'eau occasionne des pertes importantes de production. Le volume et le nombre de bouchon d'eau sont limités sur le puits parce que le risque de tuer le puits, le puits **MD409** nécessite périodiquement à raison d'une fois par semaine par des opérations grattage et injection des bouchons d'eau puits fermé, et aussi des nettoyages au coiled tubing (clean out à l'eau traité)

Ces sels, qui sont dissous dans l'huile au fond du puits or dans l'eau récupéré, provoquent le bouchage du tubing et des installations de surface après leur remontée à la surface comme le cas de SNB (2015) pour le nettoyage de fond de puits à cause des sels et aussi des sédiments.

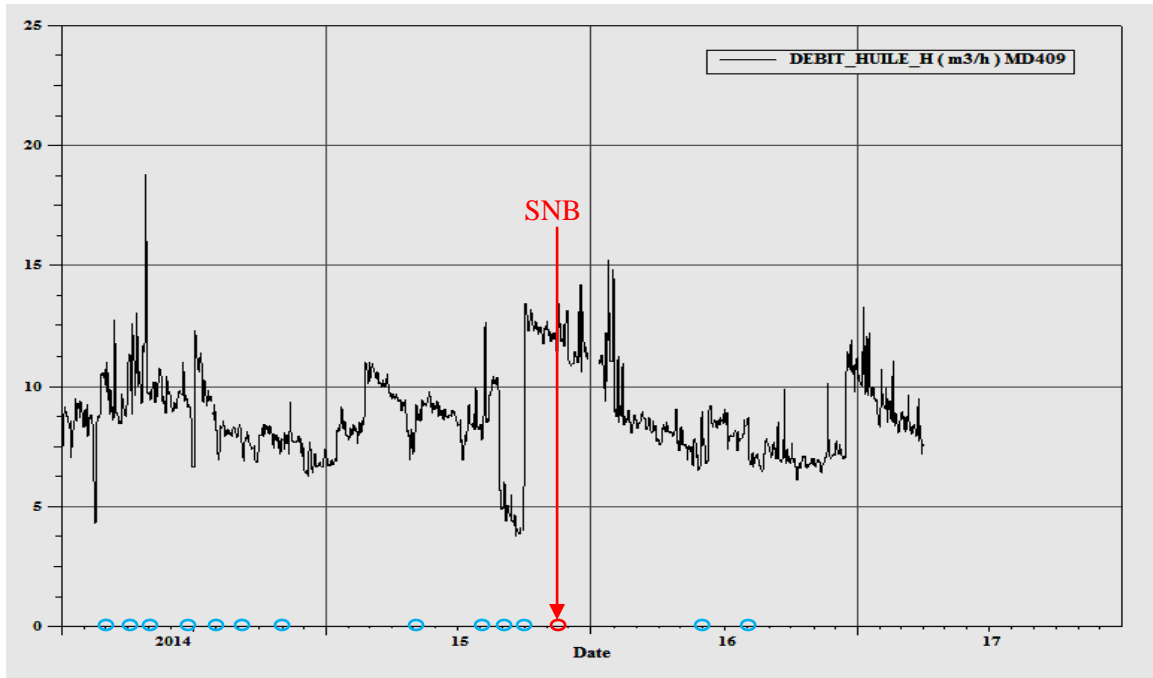


Figure (3.22) : Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD409<sup>[v]</sup>

### A.6. L'impact de dépôts de sels sur laproduction du puits MD409

L'état de production du puitsMD409depuis l'année 2017estreprésentédanslafigure ci-dessous :

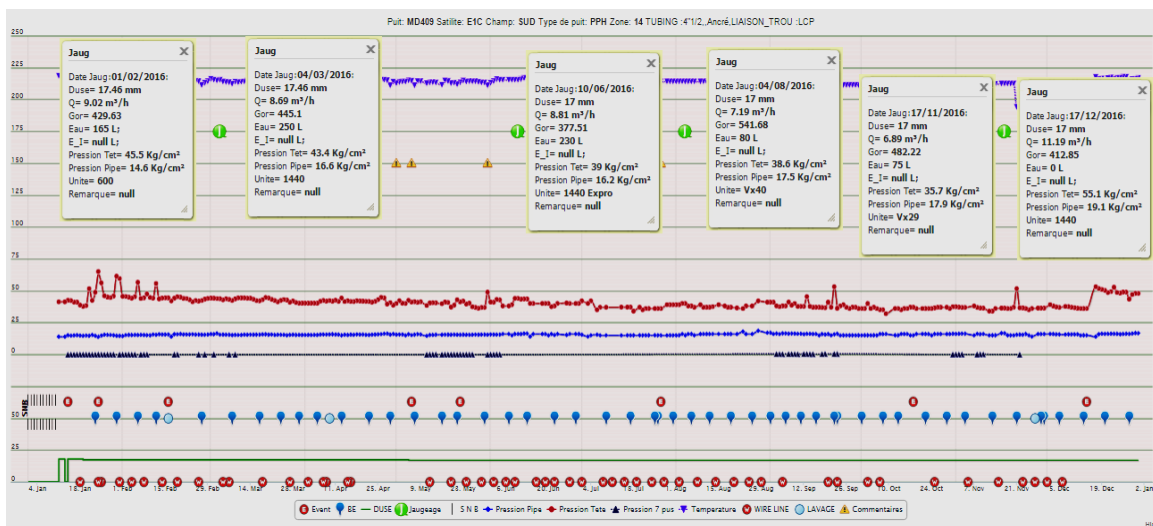


Figure (3.23) : Cahier de courbe 2017 (MD409)<sup>[v]</sup>

On voit qu'environ 4 fois par mois la fréquence des bouchons d'eau fermé est considère-comme un temps mort de temps de fermeture totale de l'année 2017 est **416 h** avec une MAP de **3694.08 m<sup>3</sup>** c'est à cause desdépôts de sels. L'entretien préventif est les interventions d'entretiens par wire line sont programmées pour le grattage contrôle puits a

évité la création des sels au fond et aux parois du tubing. L'augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits par BE et grattage contrôle évite les coincements des outils Wire Line et coiled tubing à l'intérieur du puits

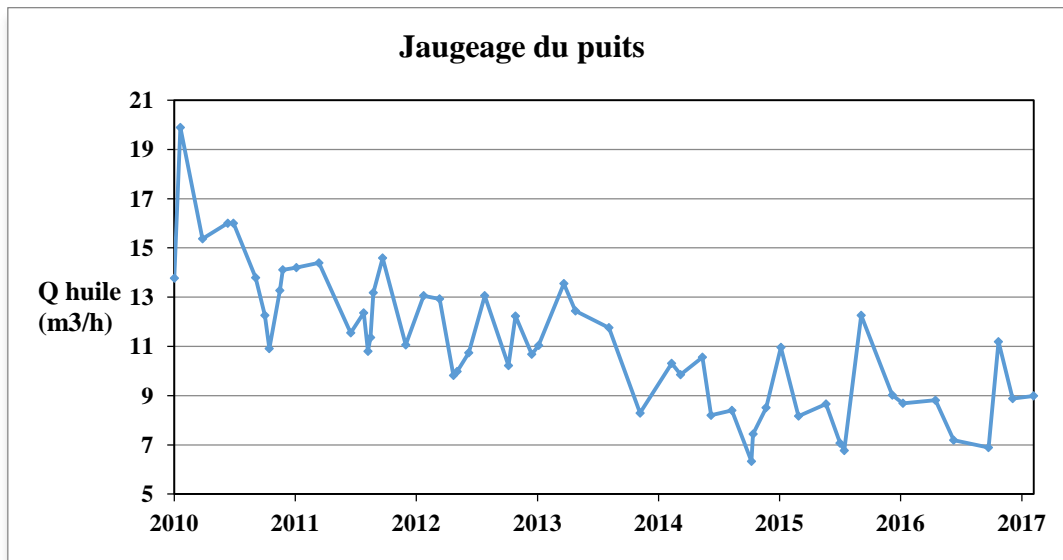


Figure (3.24) : Jaugeage du puits MD409<sup>[VI]</sup>

#### A.7. Les arrêts dus aux bouchons d'eau

Certainement les fermetures du puits pour BE ont entraîné des pertes considérables en termes de production (voir tableau ci-dessus), pour l'année de 2016 les pertes sont estimées à **3370m<sup>3</sup>** soit **21197.3 bbl**

Tableau (3.12) : Les arrêts et le MAP due aux bouchons d'eau<sup>[VI]</sup>

Année	Fermeture (heures)	Q moyen m <sup>3</sup> /h	Perte (T)
2010	234	16	3777.5
2011	288	13	3820
2012	496	11	5362.5
2013	504	11	5543.75
2014	399	8	3298.75
2015	322	9	2982.5
2016	416	8	3370

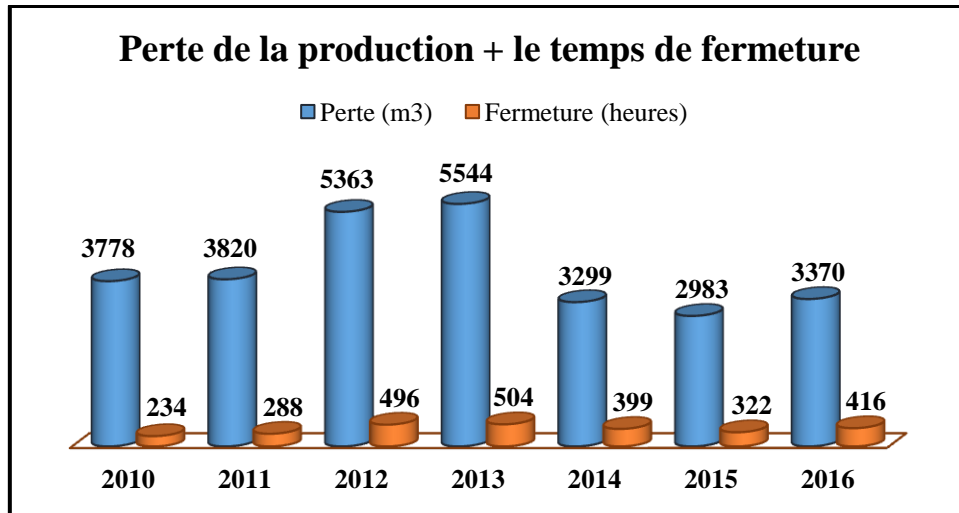


Figure (3.25) : MAP et le temps de fermeture de puits MD409 due aux bouchons d'eau

## EXEMPLE DU PUITES MD411

### B) Puits à Sulfate de baryum :

#### B.1. Historique du puits

Le puits MD 411 a été foré le 23/01 /1987, se localise dans le nord-ouest de Hassi Messaoud a la zone 14 complété par un liner cimenté et perforé de 4.5" le puits est équipé d'un CCE de 1"660 dessalage.

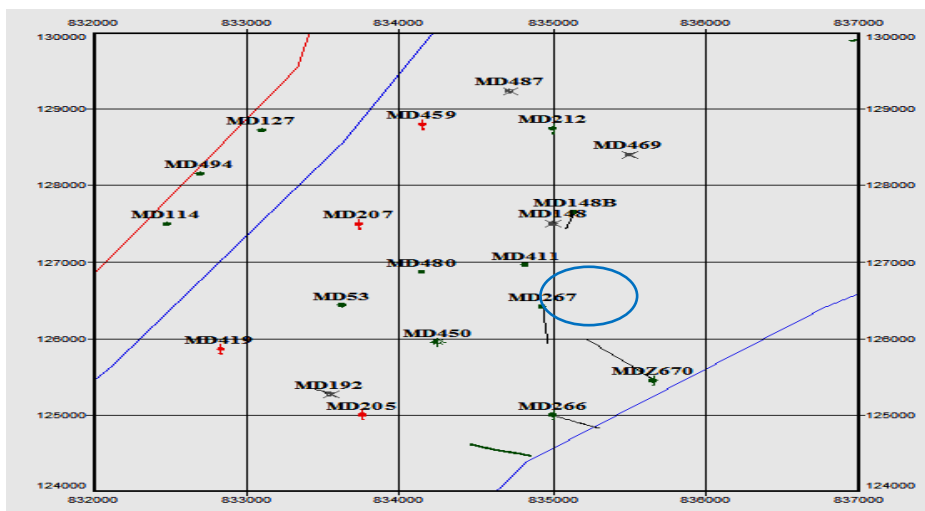


Figure (3.26) : MD411 Carte de localisation<sup>[V]</sup>

Le puits MD411 est un puits producteur d'huile vertical foré en 23/01/1987 (date fin de forage) à une profondeur de 3473.71 m dans la zone Centrale 14 (section E) du champ de Hassi Messaoud. Entretenu par injection d'eau en continue pour dessalage

#### B.2. Problème du puits

Le puits **MD411** est connu par les problèmes des dépôts sulfate de baryum  $BaSO_4$  et de sels  $NaCl$ , qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing qui a engendré une chute du potentiel du puits.

### B.3. Identifier le problème du puits

Plusieurs étapes ont été faites afin d'identifier ce problème ses conséquences sur la production ;

- ✓ Test de jaugeage
- ✓ Test de puits (Wire Line)
- ❖ **Résultat de test de jaugeage**

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres caractérisant de brut tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le tableau (4.13).

**Tableau (3.13) : Résultats des tests de Jaugeage<sup>[V]</sup>**

Date de mesure	Duse (mm)	Q Huile ( $m^3/h$ )	GOR ( $sm^3/sm^3$ )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°c)	Débit Eau récupérée (l/h)
				ête	ipe	ép		
02/04/2017	22	7,75	609	34	16.15		42	0
02/07/2017	22	7,76	617	38,4	17,6	16,93	38	2615
09/10/2017	22	4,50	804	30	18	8,16	38	3000
10/01/2018	22	7,46	483	45,7	16	4,08	35	4300
04/03/2018	22	5,66	617	28	15	14.99	34	2022

D'après les résultats de Jaugeage, On peut mentionner les interprétations suivantes :

- Une augmentation excessive de débit de **4.50  $m^3/h$**  jusqu'au **7.46  $m^3/h$**  correspond à une chute de **2.96  $m^3/h$**  ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des opérations pour changement du concentrique de dessalage, traitement chimique

par nettoyage et squeeze a l'acide aussi l'opération mécanique par scale Blaster durant cette période de Snubbing. les traitements mécanique et chimique ont provoqué une légère amélioration de production.

- La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de production (ajustement inverse).

❖ **Les Dernières opérations**

**Tableau (3.14) : Dernières opérations<sup>[VI]</sup>**

Date début	Date fin	Type
<b>22/09/1992</b>	<b>27/10/1992</b>	COMPLETION
<b>22/03/1996</b>	<b>13 /05/1996</b>	WORKOVER
<b>30/09/2010</b>	<b>30/09/2010</b>	DIAGRAPHIE
<b>03/08/2014</b>	<b>03/08/2014</b>	WIRELINE
<b>22/12/2017</b>	<b>31/12/2017</b>	SNUBBING
<b>22/03/2018</b>	<b>22/03/2018</b>	OPERATION SPECIALE

**B.4.Traitement du puits MD411**

Pour éviter les problèmes de dépôt de BaSO<sub>4</sub>, un inhibiteur de dépôt est additionné à l'eau d'injection par les stations de traitement qui alimenté les puits salés sur le champ de manier à créer une interface entre l'eau d'injection et l'eau de gisement. Cet inhibiteur est choisi après des tests effectués au niveau de notre laboratoire en collaboration avec des fournisseurs pour évaluer l'efficacité des produits. Le dosage de la concentration de l'inhibiteur de dépôt se fait pour contrôler le traitement

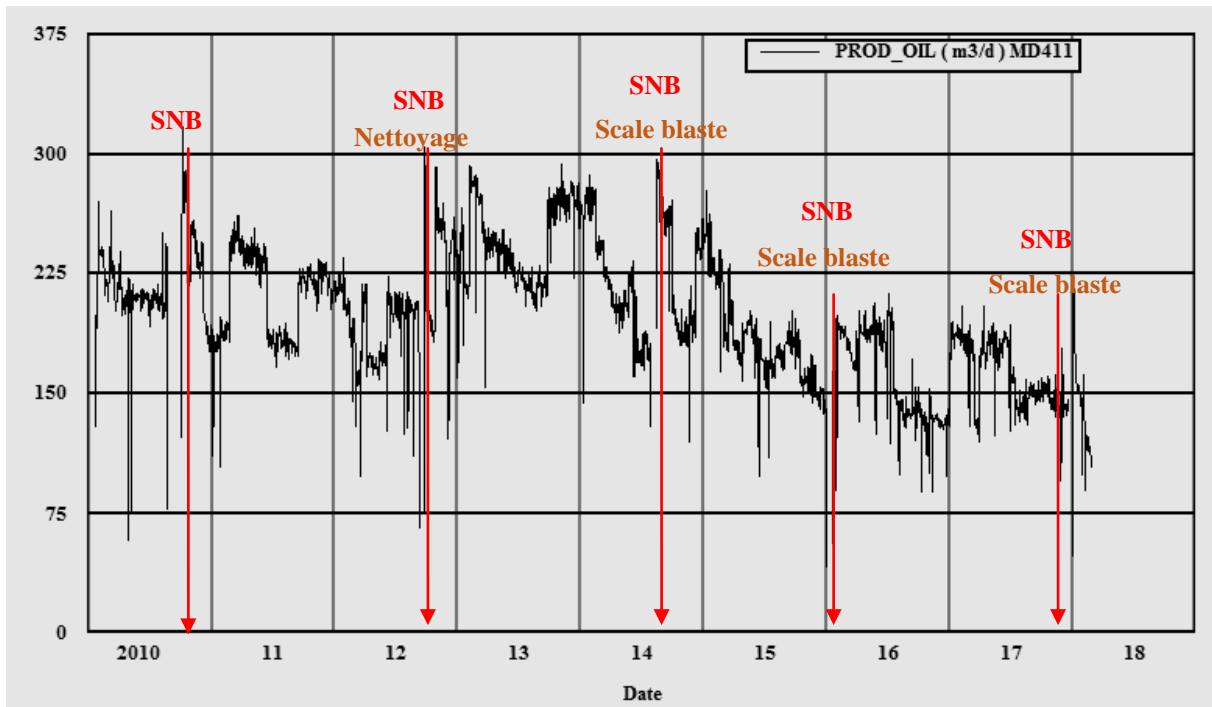


Figure (3.27) : Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD411<sup>[V]</sup>

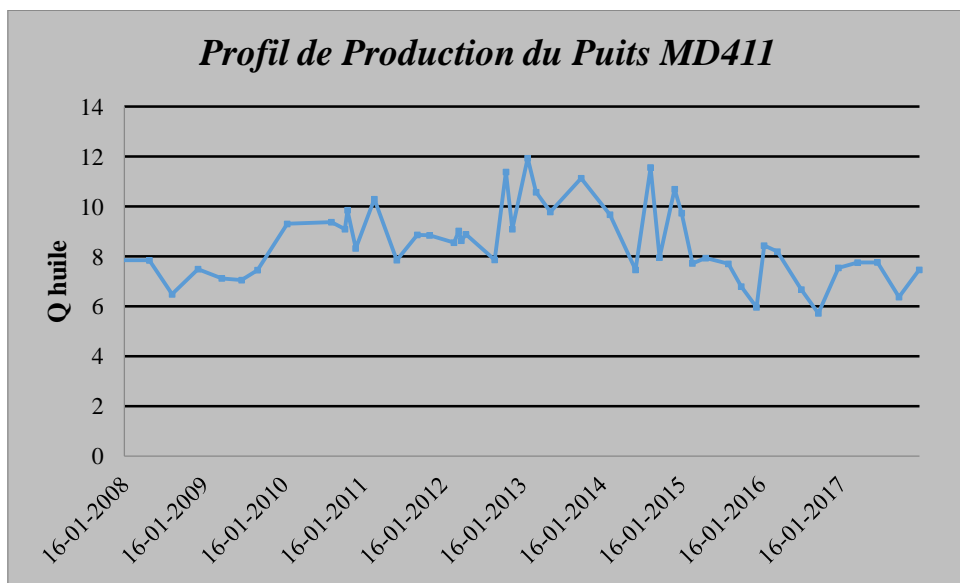
Tableau (3.15) : Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32<sup>[V]</sup>

DATE	PUITS	ARRIVEE (Albien)	SORTIE (Cambrien+Albien)					AD résiduel estimé
		INAD32	PH	ALE (g/l)	e	INAD 32	% Albien estimé	
03/08/2016	MD122	200	5,2	60	120	90	76%	153
06/08/2016	MD124	147	,4	64	200	26	78%	114
05/09/2016	MD480	300		10	753	58	62%	185
07/08/2016	MDZ603	120	5,1	88	800	15	55%	66
30/08/2016	MD287	220	,8	16	400	58	64%	140
	MD411	235		50	040	60	74%	173



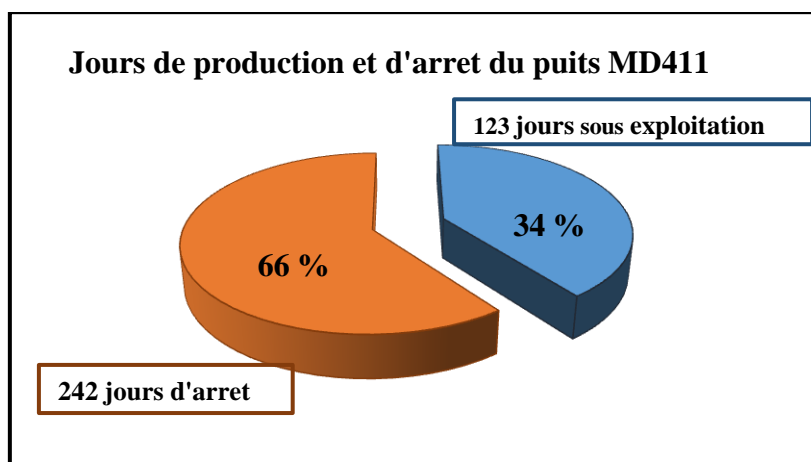
<b>31/08/2016</b>	MDZ602	195	,6	60	280	48	47%	92
	MD124	210	,8	68	400	108	79%	166

Le  $BaSO_4$  est insoluble dans l'eau donc l'incompatibilité des deux eaux crée le dépôt le plus gênant, le débit huile chute après formation de dépôt de sulfate de baryum, un traitement curatif est effectué par SNB qui dure de 01 à 02 mois et plus entraînant des arrêts de production ou par traitement au Scale Blaster, après chaque traitement on observe une amélioration de la production



**Figure (3.28) : Jaugeage du puits MD411<sup>[VI]</sup>**

### **B.5. L'impact du problème sur la production**



**Figure (3.29) : le pourcentage des jours de production et d'arrêt du puitsMD411. Année**

L'étude production du puits MD411 depuis l'année 2017 est représentée dans la figure ci-dessous. On voit qu'environ 66% de cette période est considérée comme un temps mort. C'est à cause de dépôt de sulfate de baryum dans les perforations et le tubing de ce puits.

❖ **Les conséquences de ce problème sont les suivantes**

- Baisse du débit de production moyen
- Perte de production
- Augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits et des arrêts
- Augmentation des dépenses d'exploitation (les opérations de CTU + le coût des interventions sur le puits)
- Coincement des outils Wire Line et coiled tubing à l'intérieur du puits
- Difficulté de réaliser des opérations de mesure de PFS, PFD ou Build Up.

❖ **Le 29/05/2014, opération spéciale**

Tentative de nettoyage au CTU sans résultat, à 1262m

❖ **Intérêt de l'intervention (changement chemisage 2" <sup>3/8</sup> bouché)**

(SNB 2014) Remise du puits en production et récupérer un manque à produire de +/- 120m<sup>3</sup>/j

**Conclusion :**

Les dépôts ont une influence négative sur la production donc cette étude statistique consiste à montrer les manques dus aux opérations d'interventions sur la production, de plus on a pris l'exemple des deux puits le MD 409 et le MD 411.



# ***CONCLUSION GENERALE***

## Conclusion et Recommandations

Le but principal du Thème de notre sujet est de définir l'impact des dépôts inorganique sur la production du champs de HASSI MESSAOUD SUD en tenant compte des différents interactions qui peuvent avoir lien entre les dépôts et le système de production par l'effet de température & pression.

L'étude réalisée sur l'ensemble des natures des dépôts (Sels et Sulfate de Baryum), nous emmènent à conclure aux résultats suivants :

- Les dépôts de sels se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression (le problème apparaissant dans toutes les zones de champ sud HMD).
- Pour éviter le dépôt de NaCl, le lavage à l'eau (périodique or continu), parait la solution la plus indiquée avec un bon programme d'entretien qui permet d'éliminer ce problème dans les puits à faible et moyenne salinité en évitant les perturbations et les retards dans l'exécution.
- Le dessalage pressurisé présente la méthode la plus efficace d'injection d'eau, car il assure en stabilité incomparable par rapport à l'ancien mode par pompe BSB sur tout dans les puits salés gaz lifté.
- Le satellite W1C est le plus affecté par les dépôts du NaCl dont 25% des puits sont salés et traités par injection d'eau en continue ou par bouchons d'eau.
- Les dépôts de sulfate de baryum engendrés par la mise en contact des eaux de formation et celles d'injection (injection continue ou bouchon d'eau) apparaissent dans la zone 14 et la zone HGA et quelque puits dans les zones 23,16 et hors zone sud
- Pour éviter le problème de dépôt de BaSO<sub>4</sub>, un inhibiteur de dépôt (AD32) est additionné à l'eau d'injection à travers les stations de traitement qui alimentent les puits salés sur le champ.

- Les puits étudiés (MD411-MD409) sont des bons exemples de la zone 14, il se situe dans l'enveloppe de dépôts minéraux. Donc l'endommagement réside dans le fond du puits où l'accumulation des dépôts conduit à un colmatage de la formation et des perforations, ce qui réduit considérablement la productivité du puits.

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

- ❖ Les bouchons d'eau et les eaux injectées doivent être traités et contrôlés
- ❖ Généraliser le dessalage pressurisé au champ HMD
- ❖ Plus de coordination entre les services impliqués afin de maîtriser les concentrations de l'anti-dépôt en cas de changement de débit d'eau
- ❖ Utilisation de matériels plus performant (débitmètres, pompes...etc.)
- ❖ Prévoir des mini stations pour le traitement des puits éloignés de stations de traitement.
- ❖ Complétion parallèle par rapport aux puits à double injection (Gaz-Eau)

Optimiser le diamètre de la duse.



***REFERENCES***  
***BIBLIOGRAPHIQUE***



- I. : Mme Hasena Zibiri ( Les D'effrent D'ep'ots dans Champs Hasse Massouad ) PROJET PROFESSIONNELLE DE FIN DE FORMATION POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR EN PRODUCTION I.A.P PROMOTION JUILLET 2017 Mlle
- II. MATRIX TRAITEMENT GUIDE SCHLUMBARGER
- III. : DOCUMENT SONATRACH STIMULATION RESERVOIR
- IV. : SCALE TREATMENT SCHLUMBARGER
- V. : DATA BANCK ; SONATRACH HASSI-MESSAOUD
- VI. : JOLIVET 1994 ( Article )
- VII. : carbtree et al.,1999 ; tomso, et al.,2002
- VIII. : Christian ROQUE (« Pr'ev'ention et inhibition des d'ep'ots de sulfate dans les installations p'etroli'eres ») IFP
- IX. : Mlle MEDDAHI Khalida (« contribution à l'etude de l'incompatibilit'e entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de d'ep'ot ») M'emoire de Magister 2014
- X. Céline Rondon Vilatte ( Etude des m'ecanismes de lib'eration d'actifs nanodisperses application au traitement de puits ) l'universit'e bordeaux I-ecole doctorale des sciences chimiques
- XI. Exploration & Production -LE PROCESS- Les produits chimiques- SUPPORT DE FORMATION Cours EXP-PR-PR060 R'evision 0.1-TOTAL.



# *ANNEXE*





**Annexe-A :La production et MAP due les dépôts de champ HMD-Sud**

**Tableau (A.1) : La production et le MAP dans le champ sud HMD**

<b>S</b>	<b>Q Huile (m3)</b>	<b>Q Huile (%)</b>	<b>MAP (m3)</b>	<b>MAP (%)</b>
<b>EPF-HTF</b>	72104,15	0,71%	2630,02	0,11%
<b>2 Etage</b>	76219,34	0,75%	25565,88	0,97%
<b>EPF-HGA</b>	154464,01	1,52%	27721,68	1,05%
<b>E2A</b>	513175,57	5,07%	174397,62	6,61%
<b>LDBP</b>	726339,98	7,20%	82880,95	8,80%
<b>S1A</b>	802098,24	7,92%	158391,61	6,00%
<b>W1A</b>	879719,77	8,70%	151328,15	5,74%
<b>W2A</b>	1014611,17	10,03%	313011,02	11,87%
<b>W2A'</b>	1046920,19	10,35%	283859,36	10,76%
<b>E1C</b>	1536552,02	15,18%	331388,13	12,57%
<b>LDHP</b>	1578125,51	15,60%	232025,48	8,80%
<b>W1C</b>	1717505,46	16,97%	853865,86	32,38%



Tableau (A.2) : Les opérations de nettoyage des différents dépôts

<b>Satellite</b>	<b>MAP de nettoyage</b>	<b>Sels</b>	<b>Sédiment</b>
<b>HTF</b>	246	0	0
<b>2 Etage</b>	283	278	5
<b>HGA</b>	333	98	119
<b>E2A</b>	299	293	6
<b>LDBP</b>	513	233	280
<b>S1A</b>	398	253	145
<b>W1A</b>	1167	662	505
<b>W2A</b>	2088	968	68
<b>W2A'</b>	1654	902	145
<b>E1C</b>	2855	2855	0
<b>LDHP</b>	692	424	240
<b>W1C</b>	5039	1176	408
<b>Tous</b>	100	52	10



### Annexe-B : Traitement des différents types des dépôts de champ HMD-Sud

Tableau (B.1) : les puits traité par l'injection d'eau continue

	<b>Puits injection d'eau continue</b>	<b>N ombre des puits</b>	<b>Pourcent age</b>
<b>CIS</b>	18	120	15%
<b>E1C</b>	27	63	42,86%
<b>E2A</b>	3	32	9,38%
<b>S1A</b>	11	40	27,50%
<b>W1C</b>	29	138	21,01%
<b>W1A</b>	10	52	19,23%
<b>W2A</b>	10	59	16,95%
<b>W2A</b>	13	45	28,88%



## ANNEXES

Tableau (B.2) : les puits traité par les bouchons d'eau

Satellite	BE	Nombre des puits par Satellite
HTF	0	18
2 ETAGE	2	5
HGA	2	13
E2A	14	32
LDBP	29	37
S1A	23	40
W1A	13	52
W2A	12	59
W2A'	12	45
E1C	37	63
LDHP	37	78
W1C	78	138



Tableau (B.3) : Le manque à produire par BE

Satellite	MAP BE (m3)
<b>HTF</b>	0
<b>2Etage</b>	183
<b>HGA</b>	1161
<b>E2A</b>	4253
<b>LDBP</b>	8084
<b>S1A</b>	9604
<b>W1A</b>	14118
<b>W2A</b>	9410
<b>W2A'</b>	7494
<b>E1C</b>	2166
<b>LDHP</b>	10794
<b>W1C</b>	42680



## ANNEXES

### Annexe-C : Localisation des dépôts dans le champ HMD-Sud

Tableau (C.1) : Localisation des dépôts par zone

Zone	Total puits	Puits avec dépôts de BaSO <sub>4</sub>	
		N°Puits	%
<b>14</b>	41	4	10
<b>16</b>	17	1	6
<b>19</b>	47	0	0
<b>23</b>	46	1	2
<b>1b</b>	74	0	0
<b>HZS</b>	111	1	1
<b>HZP</b>	114	6	5
<b>Total</b>	450	13	23.9 7