

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 Académique**

Présenté Par :

**Salhi Amara, Guehef Rafik et Gaid Ali**

-THEME-

---

# **L'effet des dépôts de sel sur la productivité des puits pétroliers dans le champ Hassi Messaoud**

---

Soutenue le : 15 / 09 / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	DJEBBAS Faycal	M B	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Rapporteur :	BRAHMIA Nabil	MCB	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Examineurs :	SID ROUHO H Med	MAA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla

## *Remerciement*

*Nous exprimons tout d'abord, nos profonds remerciements  
à Dieu tout puissant, qui nous a guidés sur le droit chemin  
et nous a donnés le courage et la volonté de nous avoir bénie jusqu'à la  
réalisation de ce travail.*

-

*Nous tenons à exprimer nos remerciements  
les plus sincères à notre encadreur*

*Mr. Brahmia ,*

*et les autres enseignants de la département .*

-

*Enfin, tous nos remerciements vont à  
nos amis qui sont arrivés de loin  
pour nous supporter et encourager !*



## **Dédicace**

*Je dédie ce travail, fruit de très longues années de travail:*

*A la seule femme de ma vie qui a énormément souffert  
pour faire de moi ce que je suis et qui me donne toujours l'espoir  
de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi ;*

*Ma très **chère Mère.***

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

*Spéciale dédicace à mon grand frère  
et toute ma grande famille , **Guehef.***

*A mes meilleurs amis chacun à son nom, surtout l'intime*

***Mohamed Hamza ♥***

*Mes dédicaces s'adressent également à mes amis de chambre ;*

***Bilal et Abd El-karim** et surtout **Ali et Amara** et tous mes  
collègues, Et tous ceux que j'aime.*

*Rafik*







**Dédicace :**

*Nous dédie ce modeste travail*

*A l'être qui m'est le plus cher sur cette terre,  
celle qui a tant donné pour ses enfants : ma Mère.*

*A mon Père qui a fait de moi l'homme que nous sommes*

*A mes très chers frères., A mes très chères sœurs.*

*A toute ma famille.*

*A tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir*

*A tous mes camarades du promo .*



*Ali*

# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail:  
A ceux qui m'ont donné la vie,  
L'espoir et l'amour à ceux qui m'ont  
Encouragé le long de mes études :*

*Ma très chère mère  
Et mon très cher père,  
Que le dieu me les protège*

*Et me les garde;*

*A mes frères;*

*A toute ma famille;*

*A tous mes amis ;*

*A tous mes collègues de la faculté*

*Des hydrocarbures ;*

*A tous les personnes qui m'ont*

*Aidé de proche*

*Ou de loin pour réaliser ce travail.*

***SALHI AMARA***



# Sommaire :

<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE I : Généralités sur les dépôts de sels.....</b>	<b>3</b>
<b>I- Présentation du champ Hassi-Messaoud.....</b>	<b>4</b>
1. Introduction .....	4
2. Historique de la région de Hassi-Messaoud .....	4
3 Situation géographique et géologique du champ .....	4
3.1. Situation géographique .....	4
3.2. Situation géologique .....	5
4. Structure du champ .....	5
5. Zonation du champ de Hassi-Messaoud .....	6
6. Description du réservoir .....	6
7. Géologie du réservoir de Hassi-Messaoud .....	7
<b>II- Les Dépôts de sels .....</b>	<b>9</b>
1- Introduction.....	9
2- Les différents dépôts rencontrés dans les champs Pétroliers.....	9
2.1- Les dépôts minéraux.....	9
2.1.1- Les sels rencontrés dans les puits pétroliers.....	10
a) Chlorure de sodium (NaCl).....	10
b) Carbonates (Carbonates de Calcium CaCO <sub>3</sub> ).....	10
2.1.2- Les Sulfates (Sulfate de Calcium CaSO <sub>4</sub> - Sulfate de Strontium SrSO <sub>4</sub> - Sulfate de Baryum BaSO <sub>4</sub> ).....	12
2.1.3- Conditions de formation des dépôts minéraux.....	15
2.1.3.1- Mécanisme de formation des dépôts minéraux.....	15
<b>CHAPITRE II : Les effets des dépôts de sels.....</b>	<b>8</b>
1- Les paramètres influençant sur leur formation.....	16
A) Effet de la température.....	16
B) Effet des sels dissouts .....	16
C) Effet de la pression.....	17
D) Effet de pH.....	18
2- Les problèmes d'exploitation liés aux dépôts des sels dans le champ Sud.....	18
2.1 - Dépôts des Sulfates.....	18
2.2 - Les moyens de lutte contre les dépôts à Hassi Messaoud .....	19
3- Conclusion.....	23
<b>CHAPITRE III : L'effet des dépôts sur la productivité de champ du Hassi-Messaoud.....</b>	<b>24</b>
<b>Acquisition des données :</b>	
1- Introduction.....	25
2- Analyse et traitement.....	25
2.1- Description de logiciel DownHOLE SAT.....	25
2.2- Les indicateurs calculés par DownHole SAT.....	26

---

2.3- Code couleur de DownHole SAT.....	27
2.4- Excès Momentaire (précipitation à l'équilibre).....	28
2.5- Fonctionnement du logiciel.....	29
<b>Patrie calcul :</b>	
3-Analyse des eaux (Albien / Cambrien).....	31
4-Prédiction de formation des dépôts minéraux.....	34
5-Problème de la salinité du puits MD411.....	37
5.1-Historique du puits.....	37
5.2-Problème du puits.....	38
5.3-Traitement du puits MD411.....	40
6- Problème de la salinité du puits MD409.....	43
6.1-Historique du puits.....	43
6.2-Problème du puits.....	43
6.3-Identifier le problème du puits.....	43
6.4-Les Dernières opérations.....	45
6.5-Traitement du puits MD409.....	45
6.6-L'impact de dépôts de sels sur la production du puits MD409.....	46
6.7-Les arrêts dus aux bouchons d'eau.....	47
7-Conclusion.....	49
<b>RESULTATS ET DISCUSSIONS.....</b>	<b>50</b>
<b>CONCLUSION ET RECOMMANDATION.....</b>	<b>51</b>
<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE.....</b>	<b>53</b>
<b>ANNEXE.....</b>	<b>54</b>

# Liste des figures :

<b>Figure 1.1</b> : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud .....	5
<b>Figure 1.2</b> : Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud .....	6
<b>Figure 2.1</b> : Chlorure de sodium (NaCl) .....	10
<b>Figure 2.2</b> : Carbonate de calcium (CaCO <sub>3</sub> ) .....	11
<b>Figure 2.3</b> : Dépôt de sulfates .....	12
<b>Figure 2.4</b> : Sulfate de calcium (CaSO <sub>4</sub> ) .....	13
<b>Figure 2.5</b> : Sulfate de strontium (SrSO <sub>4</sub> ) .....	14
<b>Figure 2.6</b> : les différents impacts de BaSO <sub>4</sub> dans les installations de fond et de surface.....	15
<b>Figure 2.7</b> : Influence de température sur la solubilité .....	16
<b>Figure 2.8</b> : Influence de salinité sur la solubilité .....	17
<b>Figure 2.9</b> : Influence de pression sur la solubilité .....	17
<b>Figure 3.1</b> : Code couleur de DownHole SAT .....	28
<b>Figure 3.2</b> : Concentration des composants du Cambrien .....	32
<b>Figure 3.3</b> : Concentration des composants de l'Albien .....	33
<b>Figure 3.4</b> : Evolution de la masse de BaSO <sub>4</sub> en fonction du mélange eau albien/eau cambrien au T°C ambiante .....	34
<b>Figure 3.5</b> : Graph 3D d'indice de BaSO <sub>4</sub> .....	35
<b>Figure 3.6</b> : Graph 3D d'indice de NaCl .....	36
<b>Figure 3.7</b> : Graph 3D d'indice de SrSO <sub>4</sub> .....	36
<b>Figure 3.8</b> : Graph 3D d'indice de CaSO <sub>4</sub> .....	36
<b>Figure 3.9</b> : MD411 Carte de localisation .....	37
<b>Figure 3.10</b> : Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD411 .....	40
<b>Figure 3.11</b> : Jaugeage du puits MD411 .....	42
<b>Figure 3.12</b> : le pourcentage des jours de production et d'arrêt du puits MD411.(2017).....	42
<b>Figure 3.13</b> : Carte de localisation (MD409) .....	43
<b>Figure 3.14</b> : Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD409 .....	46
<b>Figure 3.15</b> : Cahier de courbe 2017 (MD409) .....	46
<b>Figure 3.16</b> : Jaugeage du puits MD409 .....	47
<b>Figure 3.17</b> : MAP et le temps de fermeture de puits MD409 due aux bouchons d'eau .....	4



## Liste des tableaux :

<b>Tableau 3.1</b> : La composition chimique des eaux .....	31
<b>Tableau 3.2</b> :Sursaturation de dépôt BaSO <sub>4</sub> formé entre les différents rapports de mélange .....	34
<b>Tableau 3.1</b> : Résultats des tests de Jaugeage .....	38
<b>Tableau 3.4</b> : Dernières opérations.....	39
<b>Tableau 3.5</b> : Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32.....	41
<b>Tableau 3.6</b> : Résultats des tests de Jaugeage.....	44
<b>Tableau 3.7</b> : Dernières opérations.....	45
<b>Tableau 3.8</b> : Les arrêts et le MAP due aux bouchons d'eau.....	48

# Abréviations :

D	Densité [API / Kg/cm <sup>3</sup> ].
P	Pression [Kg/cm <sup>2</sup> (Psia)].
T	Température [°C].
K	Perméabilité [md].
Φ	Porosité [%].
GOR	Rapport du gaz sur l'huile [sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> ].
C	Concentration à t = 0 [g/l].
S	Solubilité [mg/l (mol/l)].
IP	Indice de productivité [m <sup>3</sup> .J-1.bar-1].
V	Volume [m <sup>3</sup> ].
Ø	Diamètre de la Duse [mm (inch)].
Q	Débit d'huile [m <sup>3</sup> /h].
C.F.P.A	Compagnie Française des Pétroles d'Algérie.
CCE	Concentrique.
S	Skin.
MAP	Manque à produire.
BE	Bouchon d'eau.
SSV	Subsufacesafety valve.
CTU	Coilde tubing.
SNB	Snubbing.
LCT	Liaison Couche Trou.
H <sub>2</sub> O	la formule brute de l'eau.
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	la formule chimique de sulfate de sodium.
BaCl <sub>2</sub>	la formule chimique de chlorure de baryum.
NaCl	la formule chimique de chlorure de sodium.
MgCl <sub>2</sub>	la formule chimique de chlorure de magnésium.
CaCl <sub>2</sub>	la formule chimique de chlorure de calcium.
SrCl <sub>2</sub>	la formule chimique de chlorure de strontium.
MgSO <sub>4</sub>	la formule chimique de sulfate de magnésium.
BaCl <sub>2</sub>	la formule chimique de chlorure de baryum.

NaHCO <sub>3</sub>	la formule chimique de bicarbonate de sodium.
CO <sub>2</sub>	la formule chimique de Dioxyde de carbone.
CaCO <sub>3</sub>	la formule chimique de carbonate de calcium.
CaSO <sub>4</sub>	la formule chimique de sulfate de calcium.
BaSO <sub>4</sub>	la formule chimique de sulfate de baryum.
FeCO <sub>3</sub>	la formule chimique de sidérite.
HCO <sub>3</sub>	la formule chimique de bicarbonate.
CO <sub>3</sub>	la formule chimique de trioxyde de carbone.
SO <sub>4</sub>	la formule chimique de sulfate.
HCl	la formule chimique de chlorure d'hydrogène / l'acide chlorhydrique.
MgCO <sub>3</sub>	la formule chimique de carbonate de magnésium.
Na	symbole de l'élément chimique de sodium.
Ca	symbole de l'élément chimique de calcium.
Mg	symbole de l'élément chimique de magnésium.
Fe	symbole de l'élément chimique de fer.
Mn	symbole de l'élément chimique de manganèse.
Ba	symbole de l'élément chimique de baryum.
Sr	symbole de l'élément chimique de strontium.
Cl	symbole de l'élément chimique de chlore.
Zn	symbole de l'élément chimique de zinc.
K	constant de dissociation.
[A <sup>+</sup> ] et [B <sup>-</sup> ]	concentration exprimée en ion g/l.
[AB]	concentration en ion g/l Ps : Produit de solubilité de corps.
C	la concentration du sel.
HMD	Hassi-Messaoud.
AD32	nom scientifique d'inhibiteur de formation de dépôt minéral.

## Résumé :

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 الإنتاج و ما يترتب عن ذلك من الناحية الاقتصادية . ويترتب عن هذه الترسبات نقص إنتاجي على مستوى حقول نفط حاسي مسعود، فاستغلال 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 وأيضاً تأثيرها على الإنتاج وإستراتيجية المكافحة الوقائية والعلاجية ضد هذه الترسبات حيث تم اختيار أبار لدراسة هذه المشكلة تبين من خلالها وجوب معالجة حقن الماء في البئر بواسطة مثبط الودائع AD32 لتجنب ترسبات كبريتات الباريوم بالإضافة إلى الغسيل المستمر للبئر لمنع ترسبات كلوريد الصوديوم 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.



---

## Introduction Générale :

Les eaux naturelles, en particulier dans le sud algérien très chargées en sels, ont une dureté très élevée. Elles sont le siège d'une précipitation importante de  $\text{CaCO}_3$ , dans les conduites d'adduction. La formation de dépôts de tartre, constitué essentiellement de carbonate de calcium, est un problème majeur dans les installations industrielles ou domestiques, alimentées en eaux naturelles ou de distribution. Lors de la production du pétrole se produisent 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, etc. Ces dépôts représentent un véritable problème contre lequel les producteurs du pétrole luttent depuis plusieurs décennies avec plus ou moins de succès.

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 de sel 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
- ✓ Les problèmes et les moyens de lutte contre les dépôts inorganiques à Hassi-Messaoud Sud.
- ✓ Prédiction de la formation des dépôts minéraux en utilisant du logiciel DownHOLE SAT.
- ✓ L'effet des dépôts inorganiques sur la production.

### Méthodologie du travail :

La méthodologie qu'on va suivre pour atteindre les objectifs de recherche est la suivante :

- La compréhension des mécanismes de formation de ces dépôts et leurs effets sur la production et les moyens de lutte contre leur formation.
- Détermination des propriétés physico-chimique de l'eau d'injection et l'eau de formation (cations, anions, PH, population bactérienne...) cas de puits MDHA11 et le mécanisme de formation de certain dépôts a partir ces propriétés .

- 
- l'effet de dépôts minéraux sur la production et les moyens proposés pour traiter ce problème par prendre deux exemples (MD411- MD409).

**Organisation du mémoire :**

Le mémoire commence par une introduction qui s'appuie sur le contexte de des dépôts inorganiques et objectifs du travail par la suite nous avons :

Cette étude est composée de 3 chapitres :

- **Chapitre I** : Présentation du champ de Hassi-Messaoud.
- **Chapitre II** : les dépôts de sels et ses effets sur la production.
- **Chapitre III** : L'effet de la salinité sur la production dans le champ du hassi-messaoud

Enfin ce mémoire se termine par une conclusion qui rappelle les résultats obtenus à partir de cette étude et les recommandations qui permettent d'éviter certains problèmes, réduire ou retarder la formation des dépôts et maintenir les puits dans les meilleures conditions de performance.

**Chapitre I :**  
**Généralités sur les dépôts de sels**

## I- Présentation du champ Hassi-Messaoud :

### 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...).

### 2- Historique de la région de Hassi-Messaoud :

Après la mise en évidence par la sismique réfraction 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 1er 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 kg/cm<sup>2</sup>. Après plus de 40 ans de production la pression a chuté de 200 kg/cm<sup>2</sup> 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.

### 3- Situation géographique et géologique du champ :

#### 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 géographiques :
- Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°
- Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35°

### 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 53x44 km de superficie et des réserves, les dimensions du champ atteignent 2500 km<sup>2</sup> avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km<sup>2</sup>.

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-Touggourt;
- ✓ 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 HaoudBerkaoui);
- ✓ 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 [I]

### 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. [I]

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. [I]

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.

### 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. [I]

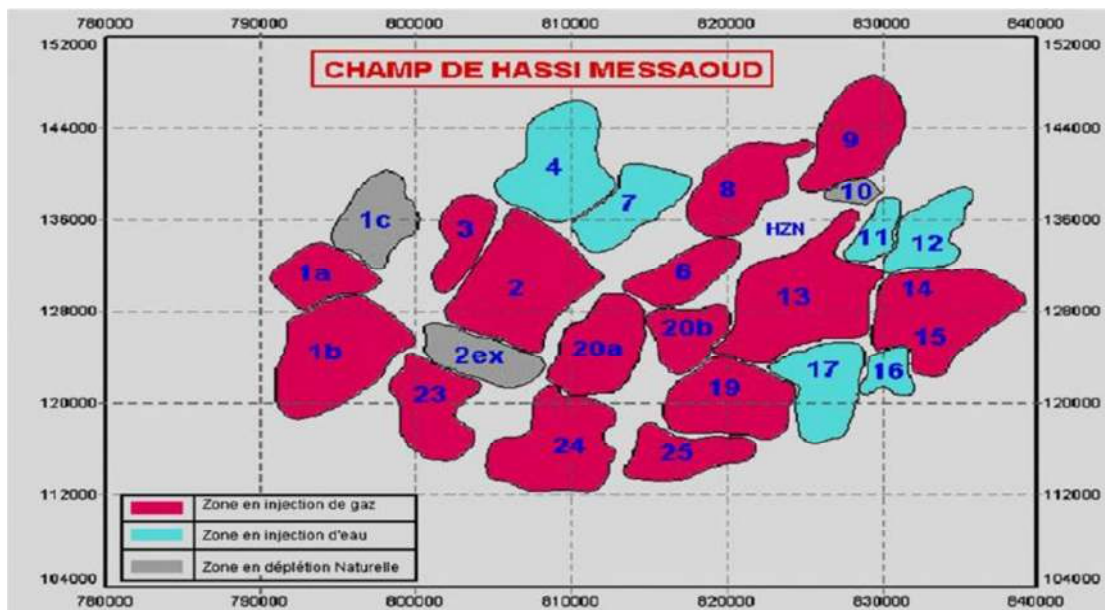


Figure (1.2) : Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud [I]

### 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 est subdivisé 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. [I]

## **7- Géologie du réservoir de Hassi-Messaoud :**

Sur le plan géologique, le champ de Hassi Messaoud comprend de bas en haut, une succession de formations qui sont les suivantes :

### **7.1- Le socle :**

Rencontré à une profondeur d'environ 4000m. Le socle est formé essentiellement de granites porphyroïdes roses.

### **7.2- Infracambrien :**

Représente l'unité géologique la plus ancienne qui se trouve à une épaisseur de 4092m, et repose au socle. Il est composé de grès argileux de couleur rouge.

### **7.3- Paléozoïque :**

Reposant sur la discordance appelée « discordance panafricaine », le Paléozoïque est composé de :

#### **a. Cambrien :** (Ep.moy : 590 m)

Formant le réservoir principal du champ de Hassi Messaoud, le Cambrien est essentiellement gréseux.

#### **b. Ordovicien :** (Ep.moy : 180 m)

Il comprend dans l'ordre ascendant

### **7.4- Mésozoïque :**

#### **a. Trias :**

Reposant au centre sur l'Ordovicien et sur le Cambrien aux flancs de la structure.

#### **b. Jurassique :**

Les dépôts qui se trouvent dans le jurassique sont constitués des faciès lagunaires et marins à la base passant à des faciès argilo-gréseux à intercalations de calcaires vers le sommet.

#### **c. Crétacé :**

Dans cette région, la série sédimentaire se compose du *Néocomien* (Ep.moy : 182 m).

Ce sont des grès à passées argileuses passant vers le sommet à des argiles avec nombreuses intercalations de calcaires et de dolomies.

### **7.5- Cénozoïque :**

D'une épaisseur moyenne de 360 m, les dépôts du Cénozoïque sont constitués de calcaires dolomitiques d'âge Éocène avec une épaisseur moyenne de 122m et de sables attribués au Mio-Pliocène d'une épaisseur de 240m. [X]

## II- Les dépôts de sels :

### 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.).

### 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.[II]

#### 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. [II]



**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 a 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 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 peuvent 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. [II]

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.[II]



**Figure (2.1) :** Chlorure de sodium (NaCl).[II]

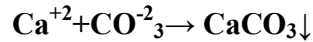
**b) Carbonates :**

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. [II]

○ **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. [II]



**Figure (2.2) :** Carbonate de calcium (CaCO<sub>3</sub>).[II]

✓ 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). [II]

### 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 ( $\text{SO}_4^{2-}$ ).

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 (perfor, liaison couche trou, etc.).

Les dépôts de sulfates sont trois types (les sulfates de Baryum/Strontium/Calcium ( $\text{Ba/Sr/CaSO}_4$ )).

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

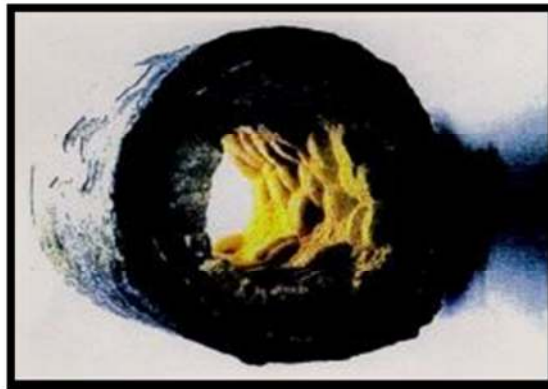


Figure (2.3) : Dépôt de sulfates.[II]

Pour cela on utilise un inhibiteur de formation pendant l'injection de l'eau et l'eau de gisement pour créer un espace ou une interface. Dans ce cas on peut dire que les inhibiteurs jouent un rôle de retardateur de cristallisation en fonction de la concentration.

#### o Sulfate de calcium ( $\text{CaSO}_4$ ) :

Le dépôt de sel de Sulfate de Calcium est l'un des dépôts courants rencontrés 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  $\text{SO}_4^{2-}$  ou  $\text{Ca}^{2+}$ ). 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 :  $\text{Ca}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{CaSO}_4 \downarrow$

Il commence à apparaître d'une façon nette à partir de 100°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 (2.4) :** Sulfate de calcium ( $\text{CaSO}_4$ ). [II]

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). [II]

#### ○ Sulfate de strontium $\text{SrSO}_4$ :

Le dépôt de sulfate de strontium 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 :  $\text{Sr}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{SrSO}_4 \downarrow$



Figure (2.5) : Sulfate de strontium (SrSO<sub>4</sub>). [II]

#### o 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. [II]

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

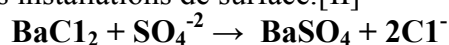
Les dépôts de sulfate sont durs, adhérent, presque insoluble dans les acides minéraux ou autre communs dissolvants, et difficile à enlever mécaniquement.

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 :  $Ba^{2++} SO_4^{2-} \rightarrow BaSO_4\downarrow$

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 utilisées 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.[II]



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 m<sup>3</sup> 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. [II]

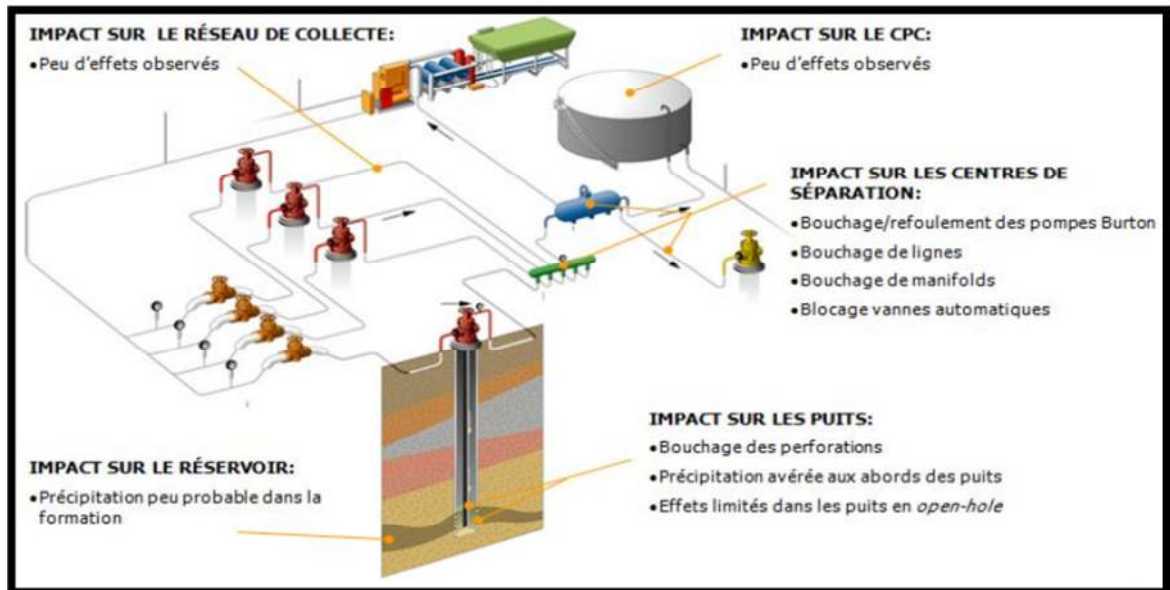


Figure (2.6) : les différents impacts de  $\text{BaSO}_4$  dans les installations de fond et de surface. [II]

### 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.[II]

#### 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



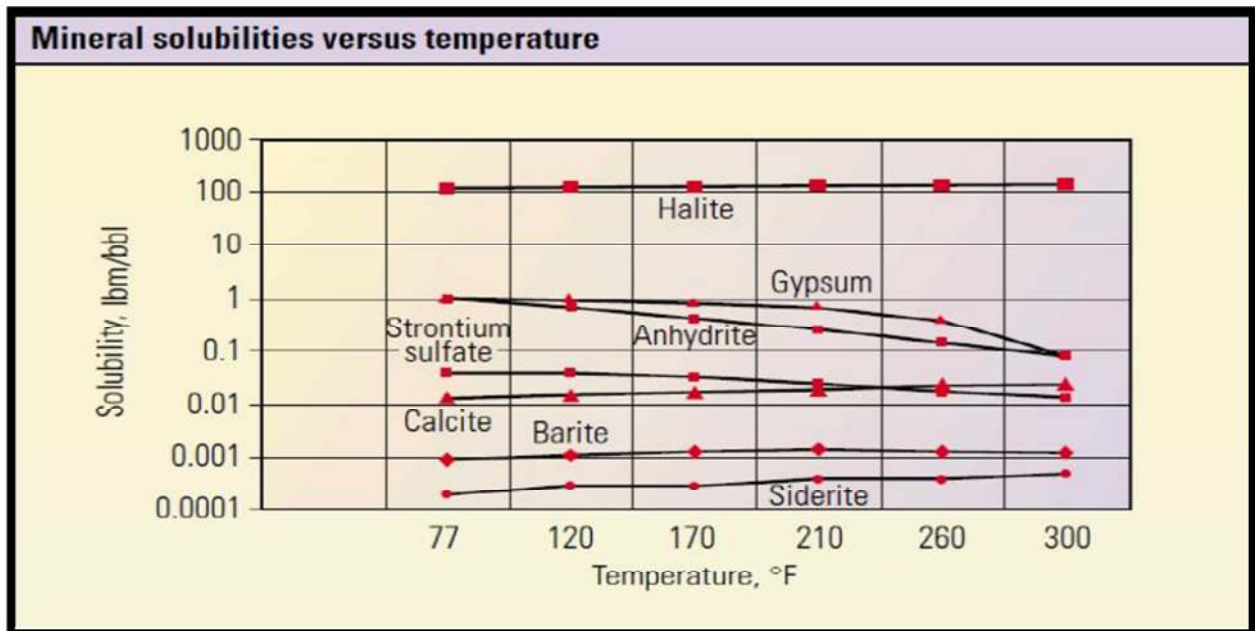
solution. Suivent alors les étapes de germination puis croissance du dépôt, tant que les conditions thermodynamiques (concentration des minéraux au-dessus de la saturation) (Jolivet,1994).[II]

**CHAPITRE II :**  
**LES EFFETS DES DEPOTS DE SELS**

### 1- Les paramètres influençant sur leur formation

#### A) Effet de la température :

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfate. Une augmentation de la température réduit la solubilité de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{SrSO}_4$  et le  $\text{CaSO}_4$  (37), mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de  $\text{BaSO}_4$ . [III]



**Figure (2.7) :**Influence de température sur la solubilité. [III]

#### B) Effet des sels dissouts :

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 000mg/l de  $\text{NaCl}$  augmente la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  de 2.03 à 31g/l à 25°C et de 3.9 à 65mg/l à 95°C. [III]

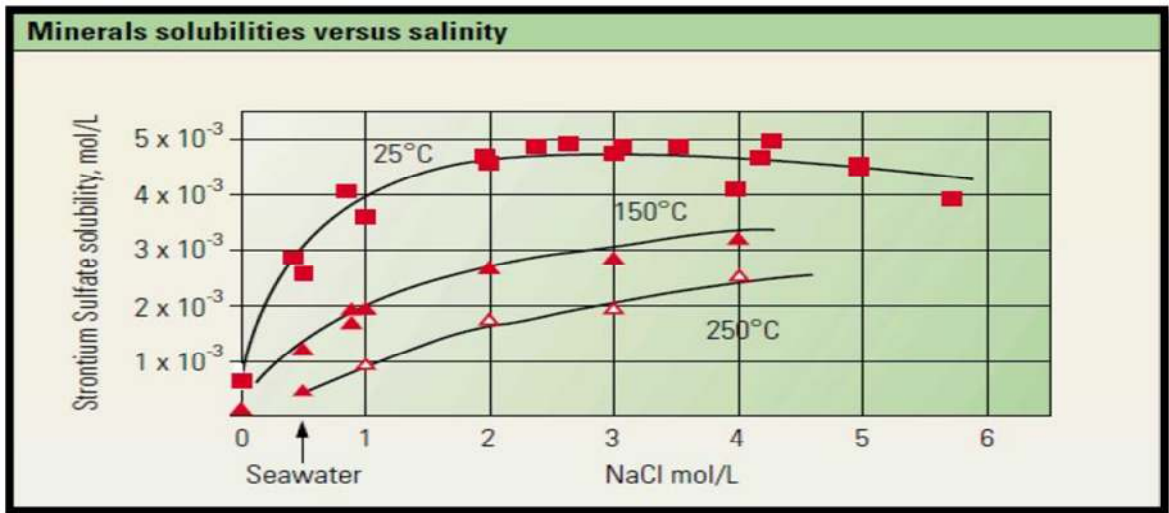


Figure (2.8) :Influence de salinité sur la solubilité. [VI]

**C )Effet de la pression :**

La variation de pression provoque des variations de concentration de gaz dissout, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptible de modifier les conditions de précipitation. En effet les grandes variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs (39), ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de BaSO<sub>4</sub> et CaSO<sub>4</sub>, par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de CaCO<sub>3</sub>. [III]

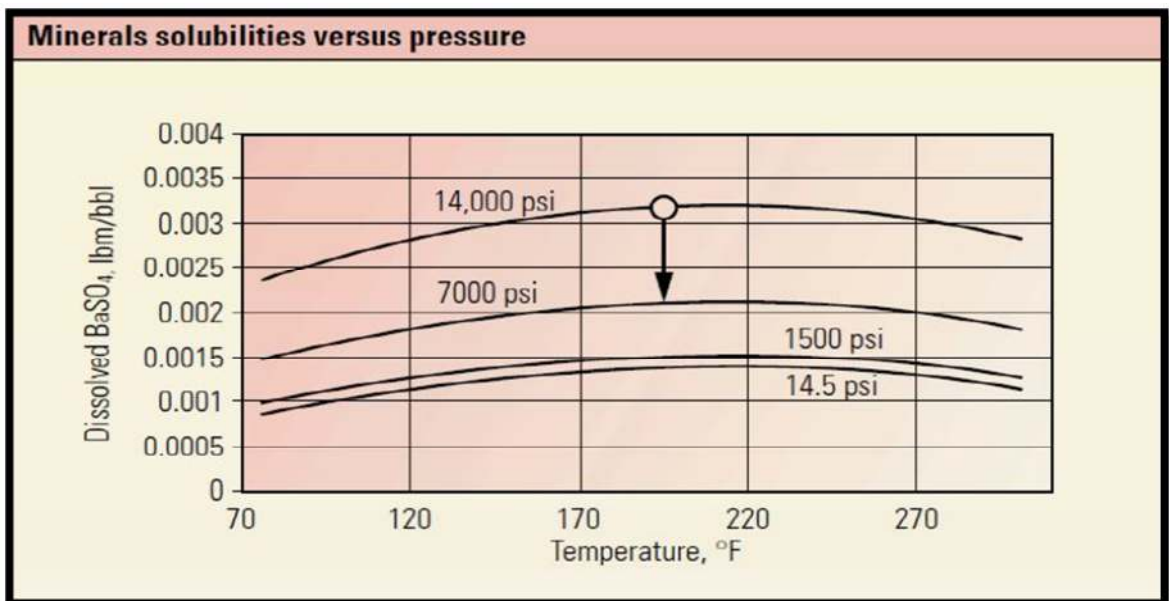


Figure (2.9) :Influence de pression sur la solubilité.[III]

**D ) Effet de pH :**

La solubilité des sels augmente avec la diminution du PH est cela est dû à la forte activité des ions  $H^+$ .

En effet, quand on est en présence d'un PH acide, l'activité de  $H^+$  (qui a pour origine la dissociation des acides faibles comme le  $H_2SO_4$ ), est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un PH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité. [III]

**2- - Les problèmes d'exploitation liés aux dépôts des sels dans le champ Sud :**

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 déverses technique préventives et curatives ont été appliquées dont on cite :

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

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

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 contacte 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  $20^\circ C$  et l'effluent qui a une température de  $100^\circ C$ . [IV]

**2.1- 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<sup>2+</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</sub><sup>-4</sup>) 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. [IV]

### **3- - Les moyens de lutte contre les dépôts à Hassi Messaoud :**

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

#### **A ) 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. [IV]

#### **B) 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 les 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. [IV]

#### **C) 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. [IV]

### ➤ **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. [IV]

### ❖ **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.

### **D) 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 Wire Line 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.[IV]

### **E )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 Wire Line. 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. [IV]

### **F) 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. [IV]

### **G) 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. [VIII]

### **H) 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. [VIII]

### **❖ 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 connaître des catalyseurs négatifs. [VIII]

### **❖ 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.

[IX]

### ❖ Type des inhibiteurs :

Il existe deux types :

#### a) Inhibiteurs anti-dépôt :

Ce sont des composés chimiques utilisés 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 composé chimique qui s'ajoute à faible concentration au milieu corrosif, pour ralentir ou stopper le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu.

## 3- 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 a ses propres conditions de formation et des moyens de lutte spécifiques.

## **CHAPITRE III**

### **L'effet de la dépôts de sel sur la productivité de champ du Hassi-Messaoud (Partie pratique)**

## Acquisition des données :

### 1- Introduction :

Le champ pétrolier de HMD connaît plusieurs types des dépôts de sel qui diffèrent d'un puits à l'autre, d'autre part un seul puits peut comporter plusieurs types des dépôts d'origines différentes. Notre étude sur les puits : MDHA11 a montré que l'incompatibilité des eaux (albien et cambrien) est le facteur le plus influençant de formation du dépôt.

Notre évaluation se base sur les critères suivantes :

- Les résultats des analyses des échantillons d'eau par dosage dans laboratoire.
- Les calcule faite par logiciel DownHOLE SAT utilisant les données pour prédire la précipitation du dépôt minéraux.

De plus cette étude statistique montre que les manques due aux opérations d'interventions sur la production .

### 2- Analyse et traitement :

#### 2.1- Description de logiciel DownHOLE SAT :

DownHole SAT permet à un chimiste du traitement de l'eau d'évaluer le potentiel de dépôt de produits d'alliage courants sur la plage de composition chimique de l'eau, température, pression, pH et pCO<sub>2</sub> attendus dans une eau de surface, une saumure ou un mélange. DownHole SAT peut évaluer le potentiel de dépôt pour les agents de lessivage courants aux températures minimale et maximale prévues (et aux valeurs de pH ou de pCO<sub>2</sub> les plus basses et les plus élevées attendues) et aider à prévoir les problèmes de dépôt en fond de trou ou lorsqu'une eau est amenée à la surface. DownHole SAT évalue également les mélanges d'eau aux rapports, pressions, pressions partielles et températures que vous avez sélectionné.

DownHole SAT fournit des informations supplémentaires sous la forme d'indicateurs d'échelle pour les principaux encrassements qui sont utiles et qui seraient populaires si elles n'étaient pas si difficiles à calculer avec un crayon, du papier, des tableaux et une calculatrice. DownHole SAT permet au système de traitement de l'eau de passer en revue les indicateurs populaires et certains moins



---

connus de manière relativement indolore, afin de dresser un tableau plus complet des problèmes et des problèmes potentiels liés à une eau.

**En résumé, vous devez utiliser DownHole SAT pour :**

1. Développer un profil global du potentiel d'échelle pour les scalants communs sur toute la gamme des paramètres critiques anticipés.
  2. Modéliser le potentiel de dépôt d'une eau de formation à la surface.
  3. Évaluer le potentiel de dépôt de mélanges d'eau dans différents rapports, pressions et températures.
  4. Examiner rapidement ces indicateurs lorsque la qualité de l'eau change, ou que des contraintes environnementales forcent le fonctionnement avec une qualité de l'eau réduite et un potentiel dépôt accru.
  5. Pour en savoir plus sur l'interaction de la chimie de l'eau et des conditions de fonctionnement (pH, température, pressions partielles de gaz, pression) en utilisant le programme comme simulateur de système.
  6. Gagner du temps. DownHole SAT peut calculer et sauvegarder manuellement les indices que vous calculez actuellement, et stocker les analyses d'eau et les indices calculés. Dans de nombreux cas, DownHole SAT vous permet de préparer des profils graphiques de qualité de présentation dans à peu près le même temps qu'il faudrait pour calculer manuellement les indices de Langelier et de Stiff-Davis. DownHole SAT fournit un profil complet des coûts de main-d'œuvre pour le calcul de quelques indices à l'aide d'un nomographe ou d'un slip chimie de l'eau.
- [VII]

## **2.2- Les indicateurs calculés par DownHole SAT :**

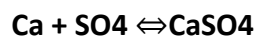
- DownHole SAT calcule des indicateurs de potentiel dépôt pour le sulfate de baryum (baryte), le carbonate de baryum, le carbonate de calcium (whitérine), le sulfate de calcium (anhydrite et gypse), le sulfate de strontium (célestite), le phosphate de calcium (hydroxyapatite et phosphate tricalcique), l'hydroxyde de fer amorphe, phosphate de fer (sternite), carbonate de fer (sidérite), silice amorphe, fluorure de calcium (fluorite) et hydroxyde de magnésium

(brucite). Il calcule également des indices simples et communs à titre de référence.

- **Niveau de saturation:**

Le niveau de saturation a déjà été discuté comme base de nombreux indices couramment utilisés par les agents de traitement de l'eau. Le niveau de saturation est défini comme le rapport du produit de l'activité ionique des réactifs au produit de solubilité. Le niveau de saturation peut être défini comme suit pour les scalaires de systèmes de refroidissement courants en fonction de leurs produits de solubilité respectifs, et par exemple :

➤ Pour le sulfate de calcium (anhydrite) :



Où :

$$\text{Saturation level}_{(\text{CaSO}_4)} = \frac{[\text{Ca}][\text{SO}_4]}{K_{\text{sp}_c(\text{CaSO}_4)}}$$

[Ca] est la concentration molaire de calcium

[SO<sub>4</sub>] est la concentration molaire en sulfate. [VII]

### 2.3- Code couleur de DownHole SAT :

#### Niveau de saturation et indices de dépôt simple :

- **ROUGE** : Le rouge signifie une prédiction précise du problème. Des actions correctives telles que le traitement, l'ajustement du pH ou la diminution du rapport de concentration (purge) doivent être prises pour éliminer ou atténuer le problème.
- **MAGENTA** : Magenta (violet) signifie qu'un problème est très probable. Certains systèmes pourraient être capables de supporter le degré de sursaturation indiqué par le magenta sans que des dépôts ne se produisent. La plupart des systèmes déposent s'ils sont utilisés dans la gamme Magenta sans traitement.
- **JAUNE** : Le jaune signifie qu'un problème surviendra avec un minimum de changement. Assurez-vous de vos mesures. Une légère erreur de pH

peut signifier que vous travaillez réellement dans une zone ROUGE. Le système est limite et doit être surveillé.

- **VERT** : Aucun problème n'est probable. Des modifications importantes (par exemple, une augmentation de pH de 0,1, de 10 ° C) pourraient poser problème.
- **BLEU** : Le bleu signifie une plage de fonctionnement sûre où les dépôts de l'échelle évaluée ne sont pas attendus. Le bleu est également utilisé pour indiquer un traitement réussi dans les profils de système traités. [VII]

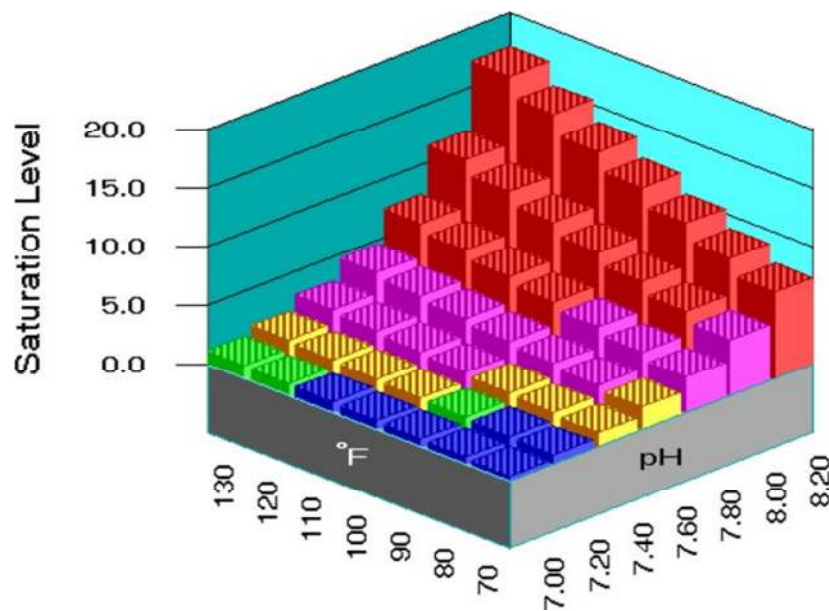


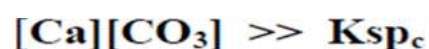
Figure (3.1) : Code couleur de DownHole SAT.[VII]

#### 2.4- Excès Momentaire (précipitation à l'équilibre) :

Cet indice est adapté d'un calcul peu utilisé de l'excès momentané. Cet indice décrit la quantité de scalaire qui devrait précipiter instantanément pour amener une eau à l'équilibre. Dans le cas du carbonate de calcium :



Si une eau est sursaturée :



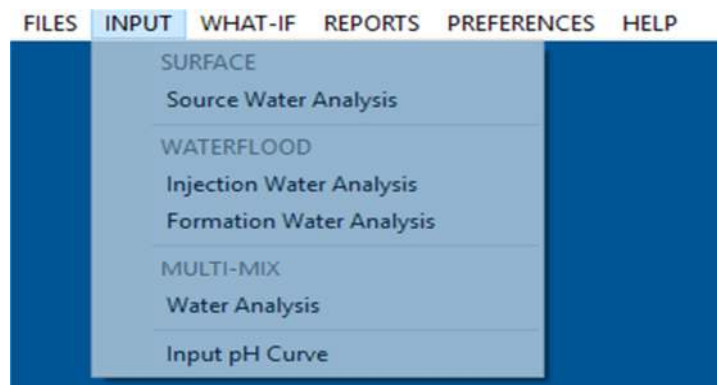
La précipitation à l'équilibre suppose qu'une (1) mole de calcium précipitera pour chaque mole de carbonate précipitant. Sur cette base, nous pouvons estimer une

quantité X, la précipitation nécessaire pour rétablir l'équilibre d'une eau, comme suit :

X : est un indicateur quantitatif de la réserve de précipitation pour une eau. [VII]

### 2.5- Fonctionnement du logiciel :

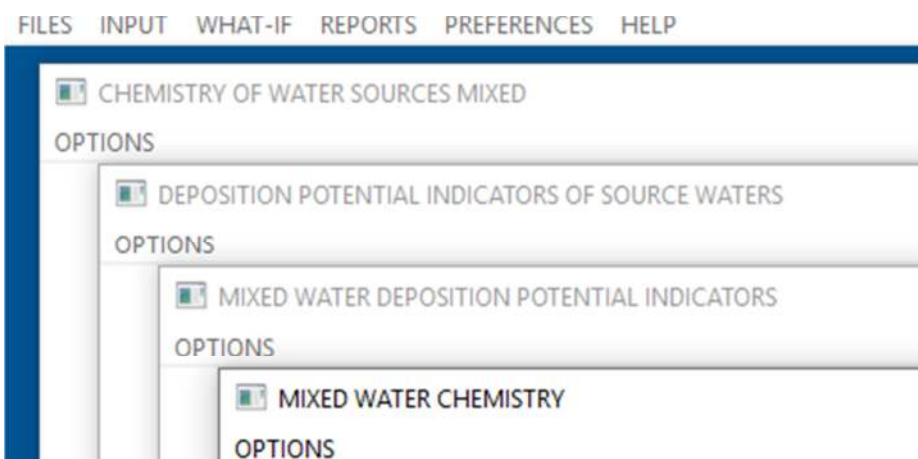
L'interprétation sur ce logiciel est réalisée de la façon suivante :



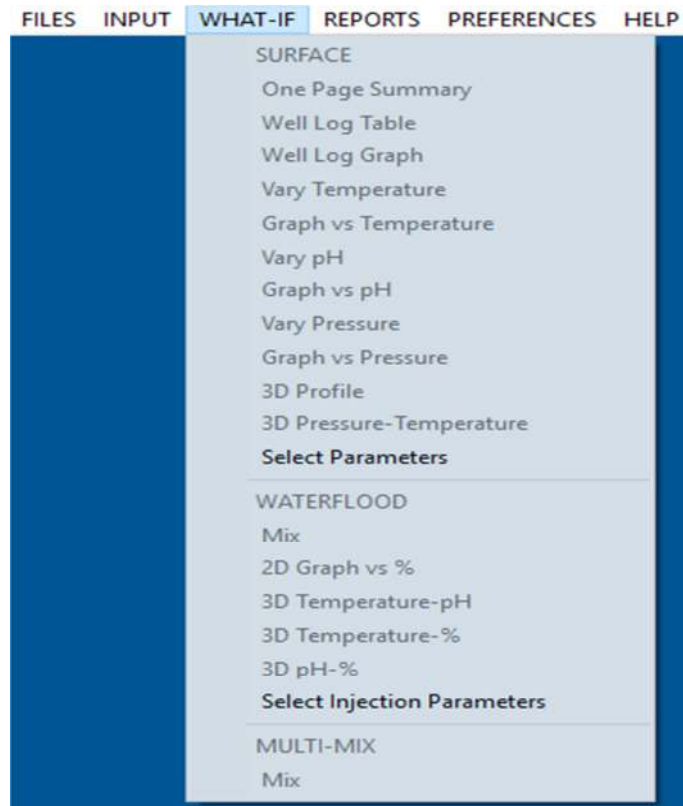
- Choisir le mode de travail (Surface / WaterFlood / Multi-Mix).
- Entrer les concentrations des composants chimique et paramètres physiques plus autres s'ils étaient disponibles du type d'eau selon le mode de travail choisi. (Surface water / Injection water & Formation water / Mixed waters).

Sample Date	05-17-2019	Time	22:06	Report Date	05-17-2019	ID#		ID	
Sample Description								Flows	
<input type="text"/>								Brine Flow (BPD)	<input type="text"/>
<input type="text"/>								Oil Flow (BPD)	<input type="text"/>
<input type="text"/>								Gas Flow (MMCF/D)	<input type="text"/>
								C2 - C5 Acids	
Calcium (as Ca)	<input type="text"/>	Iron (as Fe)	<input type="text"/>	Hydrogen sulfide (as H2S)	<input type="text"/>	C2	<input type="text"/>	Manganese (as Mn)	<input type="text"/>
Magnesium (as Mg)	<input type="text"/>	Ammonia (as NH3)	<input type="text"/>	Silica (as SiO2)	<input type="text"/>	C3	<input type="text"/>	Zinc (as Zn)	<input type="text"/>
Barium (as Ba)	<input type="text"/>	Aluminum (as Al)	<input type="text"/>	Phosphate (as PO4)	<input type="text"/>	C4	<input type="text"/>	Lead (as Pb)	<input type="text"/>
Strontium (as Sr)	<input type="text"/>	Boron (as B)	<input type="text"/>	Polyphosphate (as PO4)	<input type="text"/>	C5	<input type="text"/>	Bromine (as Br)	<input type="text"/>
Sodium (as Na)	<input type="text"/>	Chloride (as Cl)	<input type="text"/>	Fluoride (as F)	<input type="text"/>			Corrosion Target (mpy)	<input type="text"/>
Potassium (as K)	<input type="text"/>	Sulfate (as SO4)	<input type="text"/>	Nitrate (as NO3)	<input type="text"/>				
Lithium (as Li)	<input type="text"/>	Dissolved CO2 (as CO2)	<input type="text"/>	Temperature (as °C)	25.00				
pH (pH Units)	7.00	Bicarbonate (as HCO3)	<input type="text"/>	Pressure (Atm.)	1.00				
Res. time (minutes)	3.00	Carbonate (as CO3)	<input type="text"/>	pLU2 (Atm.)	0.00				
Density (g/mL)	1.00	Oxalate (as C2O4)	<input type="text"/>	pH2S (Atm.)	0.00				
<input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Open Chem File"/> <input type="button" value="Save Chem File"/> <input type="button" value="Change Units"/> <input type="button" value="Copy"/> <input type="button" value="Paste"/> <input type="button" value="Recalculate"/> <input type="button" value="Cancel"/>									

- Les résultats des calculs obtenus apparaîtront dans une ou plusieurs fenêtres selon l'étude choisie.



- La possibilité de tracer des courbes 2D et 3D avec de nombreuses options et variables qui peuvent être manipulées instantanément.



- Enregistrer toutes les œuvres dans de nombreux types de documents (\*.dhs) pour réutiliser avec le logiciel ou (Word, Excel, PDF, Image, ...). [VII]



## Partie Calcul :

### 3- Analyse des eaux (Albien / Cambrien) :

La réalisation de cette étude a nécessité l'utilisation de deux types d'échantillons d'eau prélevés de différents endroits :

- ❖ Echantillon eau Albien (puits MDHA11).
- ❖ Echantillon eau gisement (Cambrien).
- ❖ La composition chimique de ces eaux est donnée dans le tableau (2).

**Tableau (3.1) : La composition chimique des eaux. [VIII]**

Eau	Eau de gisement De Cambrien	Eau d'injection Albien (puits MDHA11)
<b>Cations (mg/l)</b>		
Na <sup>+</sup>	80000	391.7
K <sup>+</sup>	9760	47.11
Mg <sup>2+</sup>	33066	332
Ca <sup>2+</sup>	9521.3	97
Ba <sup>2+</sup>	<b>1150</b>	0
Sr <sup>2+</sup>	970	0
Fe <sup>2+</sup>	1217.5	1.44
<b>Anions (mg/l)</b>		
HCO <sup>3-</sup>	0	170
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0	<b>1097</b>
Cl <sup>-</sup>	221606.3	652
<b>PH</b>	2.93	7.1
<b>Densité à 25°C</b>	1.23	1.23

- **Composition des eaux :**

La composition chimique des eaux présentées dans le tableau (2) révèle que l'eau du cambrien est trop chargée. Cette eau est caractérisée par la présence des ions  $\text{Ba}^{2+}$  (1150 mg/l),  $\text{Ca}^{2+}$  (33066 mg/l),  $\text{Sr}^{2+}$  (970 mg/l),  $\text{Na}^+$  (80000mg/l),  $\text{K}^+$  (9760mg/l)  $\text{Mg}^{2+}$  (9521.3mg/l),  $\text{Fe}$  (1217.5mg/l),  $\text{Cl}^-$  (221606.3mg/l) et l'absence des ions  $\text{SO}_4^{2-}$ , ces derniers sont présents, par contre dans l'eau de l'albien en quantité appréciables (1097 mg/l) et en plus  $\text{Na}^+$  (391.7mg/l),  $\text{K}^+$  (47.11mg/l),  $\text{Ca}^{2+}$  (332mg/l),  $\text{Mg}^{2+}$  (97mg/l),  $\text{Fe}^{2+}$  (1.44mg/l),  $\text{HCO}_3^-$  (170mg/l),  $\text{Cl}^-$  (652mg/l) et sans ions de  $\text{Ba}^{2+}$  et  $\text{Sr}^{2+}$ . En absence de tout traitement, le mélange de ces eaux forme des dépôts. En plus, la forte teneur en ions sulfates ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) peut également constituer un milieu propice pour le développement des bactéries sulfato-réductrices, responsables de la corrosion des installations métalliques.

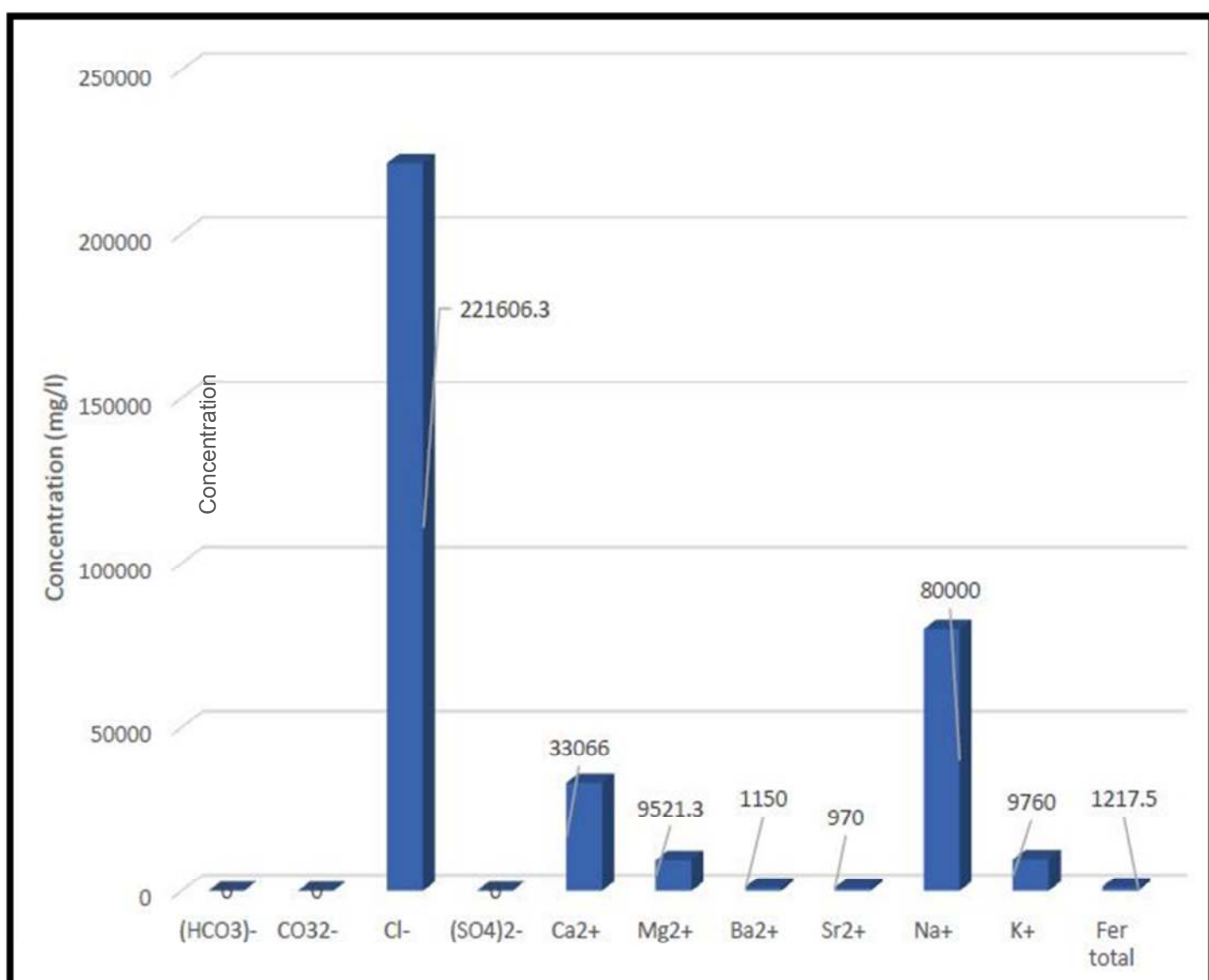
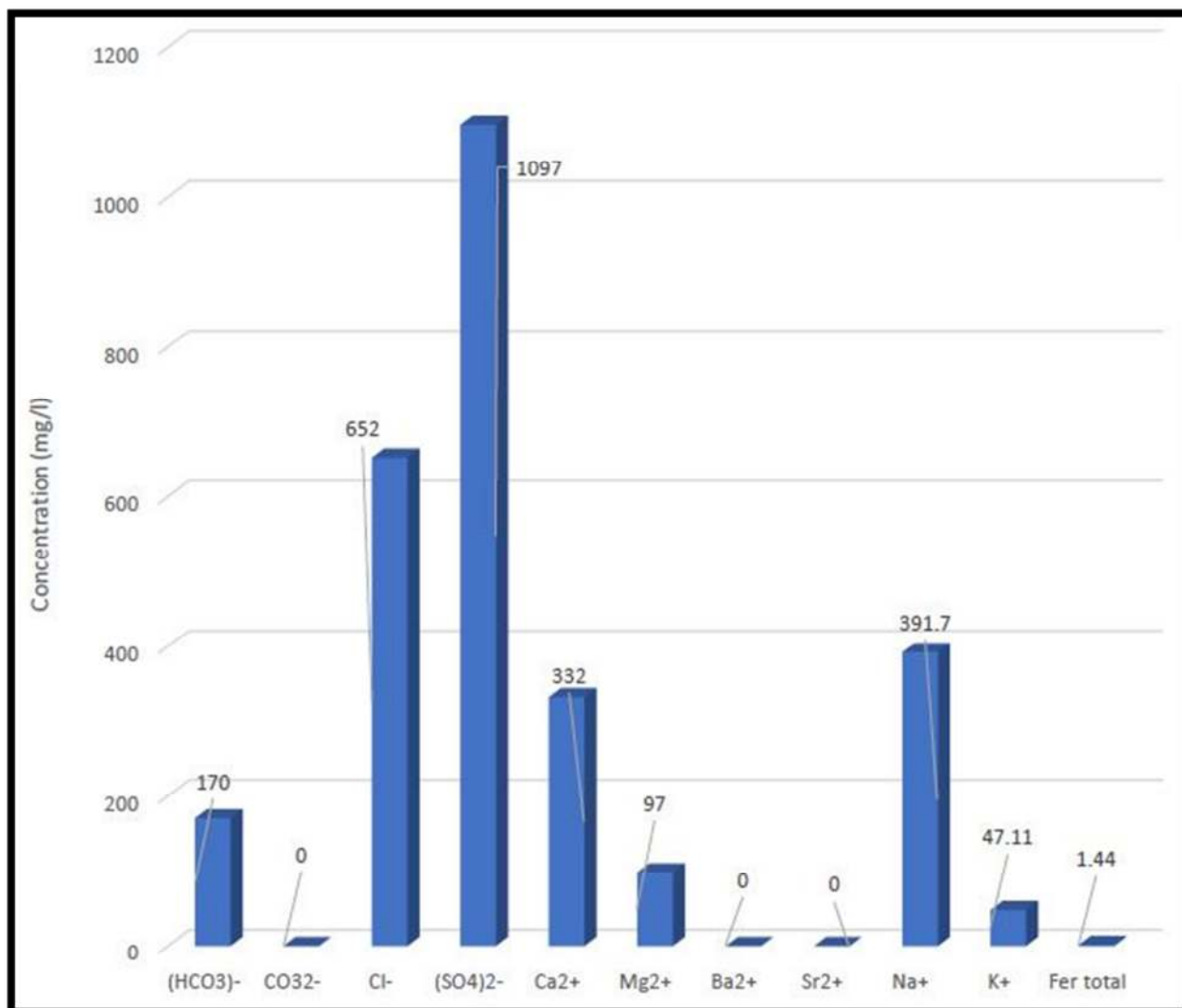


Figure (3.2) : Concentration des composants du Cambrien. [VIII]



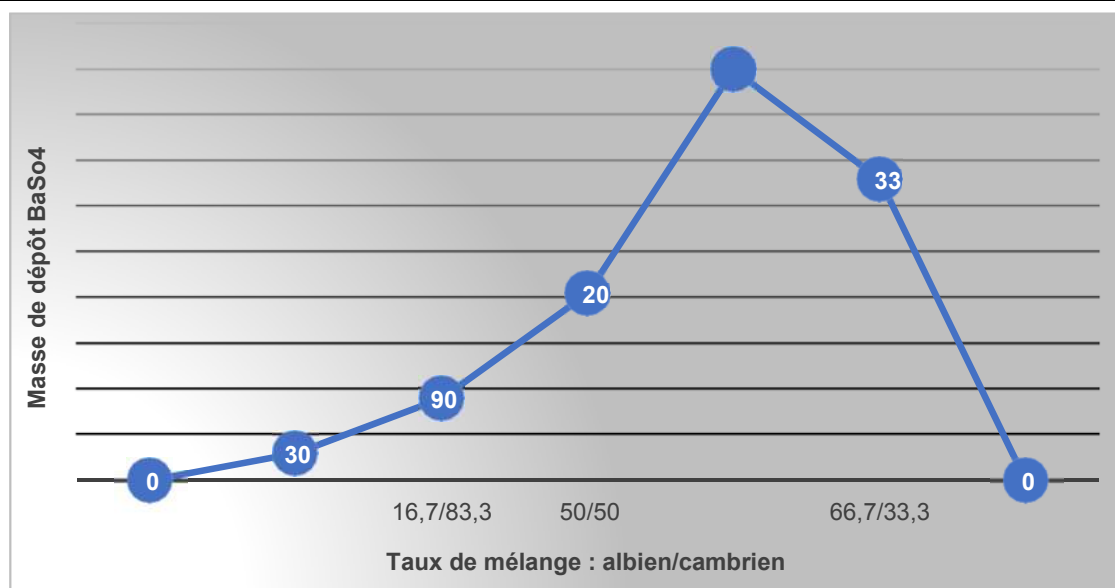
**Figure (3.3) :** Concentration des composants de l'Albien. [VIII]

La figure (3.3) donne la concentration en ions sulfates et en ions baryum contenus dans les deux eaux. L'examen de ces données (tableau) montre que ces eaux sont incompatibles. Leur mélange provoque la précipitation des sulfates de baryum et de strontium très néfastes pour le réservoir, car elle provoque le colmatage. Après le mélange des deux eaux, les concentrations élevées en  $\text{SO}_4^{2-}$  dans l'eau albien et en  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$  et  $\text{Sr}^{2+}$  dans l'eau du Cambrien donnent les dépôts de  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$  et/ou  $\text{SrSO}_4$  l'empêchement de la formation de ces dépôts ne peut être assuré que par un traitement particulier des eaux injectées (Albien) avant leurs utilisations dans le circuit du maintien de pression et de dessalage des champs de pétrole.

#### 4- Prédiction de formation des dépôts minéraux :

**Tableau (3.2) :** Sursaturation de dépôt BaSO<sub>4</sub> formé entre les différents rapports de mélange.[VIII]

Taux de mélange : eau albien/eau cambrien En %	Masse de BaSO <sub>4</sub> (mg/l)à T °C(ambiante)
16.7 / 83.3	0
33.3 / 66.7	30
50 / 50	90
67.7 / 33.3	205
83.3 / 16.7	450
100 / 0	330
0 / 100	0



**Figure (3.4) :** Evolution de la masse de BaSO<sub>4</sub> en fonction du mélange eau albien/eau cambrien au T°C ambiante.[VIII]

Le mélange des eaux de l'albien avec l'eau du cambrien donne naissance à la formation des dépôts dont le plus néfaste est sans doute le sulfate de baryum, insoluble même en présence des acides minéraux forts. La lecture des résultats présentés dans le tableau (3.2), montre qu'il est possible d'obtenir de dépôts BaSO<sub>4</sub>

avec des mélanges formés avec l'eau de l'albien et l'eau du cambrien. Plusieurs mélanges ont été préparés (voir tableau (3.2)).

L'interaction entre ces deux eaux a été faite à la température ambiante. Les masses de dépôt BaSo<sub>4</sub> formés ont été calculé avec le programme DownHOLE SAT et les résultats obtenus sont présentés dans le tableau (3.2). L'évolution de masse de dépôt formé en fonction du rapport de mélange eau albien/eau cambrien est donné dans la figure (3.3). L'allure des courbes présentées sur la figure (3.3) montre que le maximum de dépôt a été obtenu avec le taux mélange critique de 66.7/33.3% (albien/cambrien). Ce taux de mélange a permis de recueillir 450mg/l de dépôt à la température ambiante.

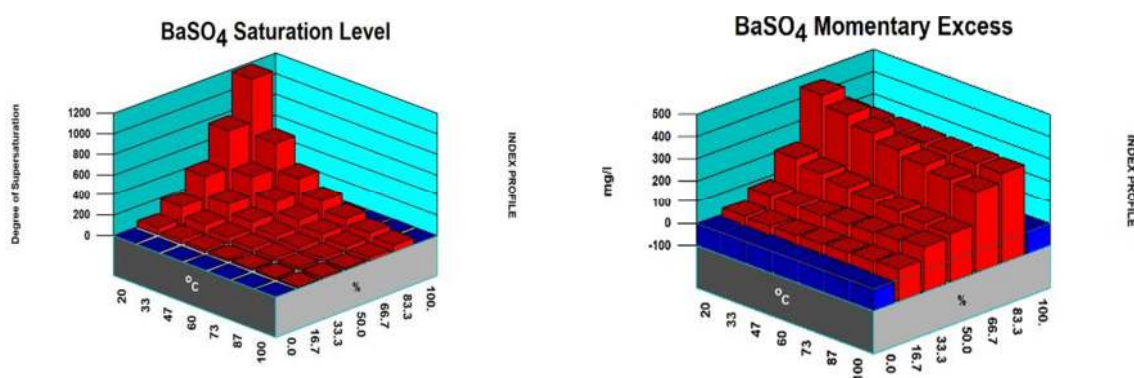


Figure (3.5) : Graph 3D d'indice de BaSO<sub>4</sub>. [VII]

À la suite des calculs du logiciel DownHOLE SAT , nous notons dans le graphique 3D (ME) montre une forte augmentation de la concentration de particules de baryte dans le mélange (16.7 – 83.3 %) ce qui correspond à une augmentation progressive du rapport de mélange (Albien/Cambrien), atteignant un pic de 450mg/l à 66,7 % à 20°C mais une diminution des valeurs de BaSo<sub>4</sub> avec l'augmentation de Température prédit ce qui explique l'effet de Température sur la formation de dépôt , Ceci est équivalent au graphique 3D (SL) du dépôt de baryte prévu pour une sursaturation avec un taux de valeur maximal de 1200 qui apparaît en rouge indiquant la gravité de la situation et l'urgence du traitement ou des ajustements de PH et concentration du fait de la perte de contrôle. Si La solubilité de la baryte (Kps) augmente avec la température, donc une diminution du taux de saturation lorsque la température augmente.

Cela signifie qu'on peut dire que le rapport de saturation augmente à mesure que le Ba et le SO<sub>4</sub> se mélangent, atteignent un maximum et diminuent. Le taux de saturation diminue avec la température.

Ratio de saturation :  $SR = \{Ba\} \{SO_4\} / Kps$

Excès momentané :  $\{Ba - X\} \{SO_4 - X\} = Kps$

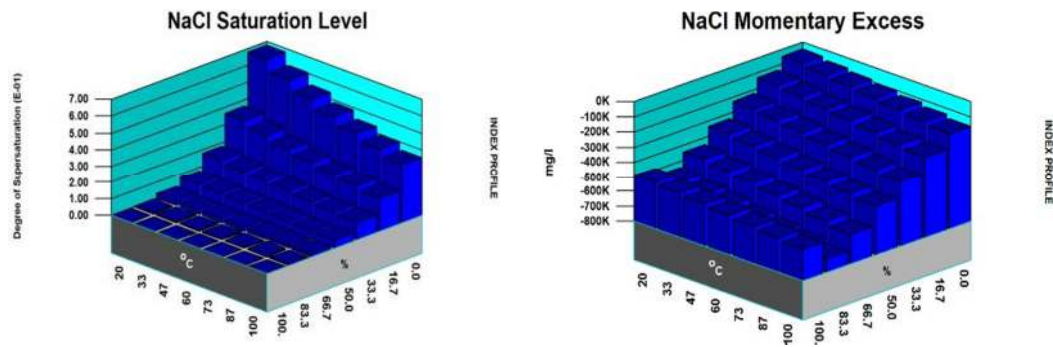


Figure (3.6) : Graph 3D d'indice de NaCl. [VII]

Le pourcentage de sel dans le mélange est réduit de manière significative dans les deux graphes 3D (ME / SL). Si en augmentant le taux d'eau Albien dans le mélange à différentes températures (20 - 100°C) jusqu'à ce que les prévisions de précipitation soient complètement absentes, comme indiqué sur le graphique de SL. Le sel apparaît en bleu, indiquant un environnement de travail sûr et un traitement pour prévenir les dépôts permanents.

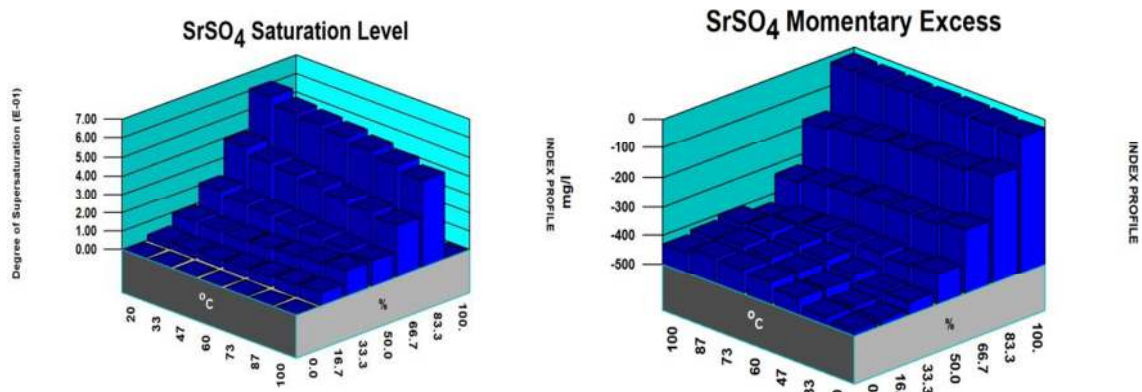


Figure (3.7) : Graph 3D d'indice de SrSO<sub>4</sub>. [VII]

Cet cas est l'inverse de le cas précédent considérant la prédiction de précipitation de dépôt SrSO<sub>4</sub> mais le graphe reste en bleu, indiquant un environnement de travail sûr.

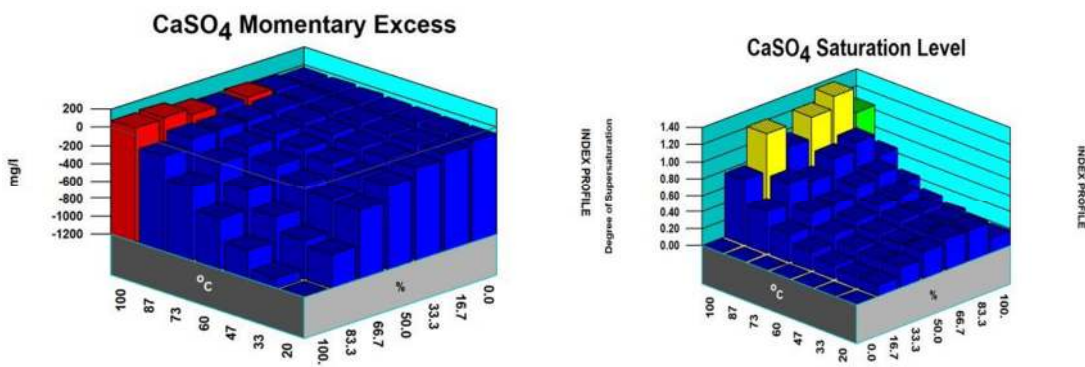


Figure (3.8) : Graph 3D d'indice de CaSO<sub>4</sub>. [VII]

D'autres types de dépôts peuvent se produire ; Cependant, nombreux sont les sous-produits de l'activité bactérienne, la corrosion des composants métalliques par les gaz acides ou le résultat du mélange d'eaux incompatibles. L'examen de l'analyse de l'eau, de l'historique des défaillances sur le terrain et du suivi de l'activité biologique peut aider à déterminer l'origine des dépôts. Le carbonate de fer et le sulfure de fer sont deux dépôts pouvant provenir de la corrosion ou de l'activité biologique. Ils ne doivent pas être classés en tant que dépôts, mais en tant que « dépôts » et sont le plus efficacement contrôlés avec des inhibiteurs de corrosion, des biocides ou en contrôlant la qualité de l'eau d'appoint pour les systèmes d'injection (c'est-à-dire le mélange d'eaux incompatibles).

## 5- Problème de la salinité du puits MD411 :

### 5.1- 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 perfore de 4.5" le puits est équipé d'un CCE de 1"660 dessalage.

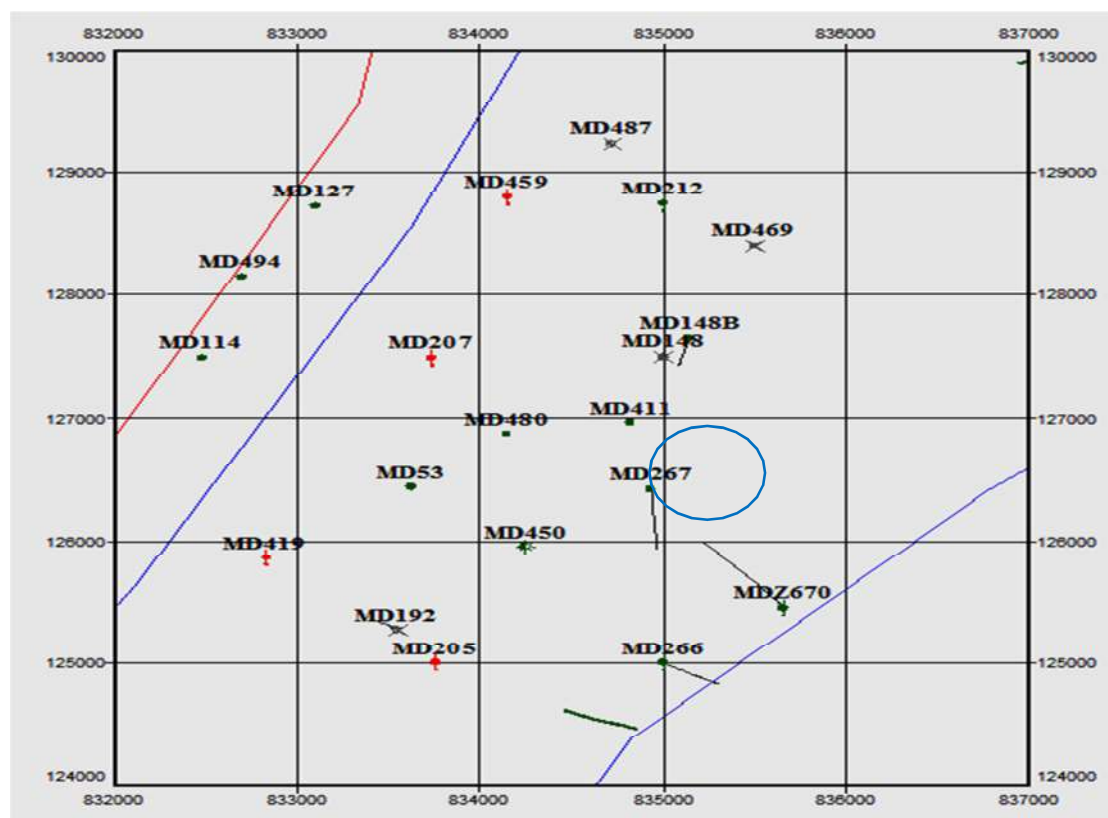


Figure (3.9) : MD411 Carte de localisation. [IX]



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.

### 5.2- 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 fréquent du tubing qui a engendré une chute du potentiel du puits.

- **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 (3.3).

**Tableau (3.3) :** Résultats des tests de Jaugeage. [IX]

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<sup>3</sup>/h** jusqu'au **7.46 m<sup>3</sup>/h** correspond à une chute de **2.96 m<sup>3</sup>/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 scaleBlaster durant cette période de Snubbing. les traitements mécanique et chimique ont provoqué une légère amélioration de production.

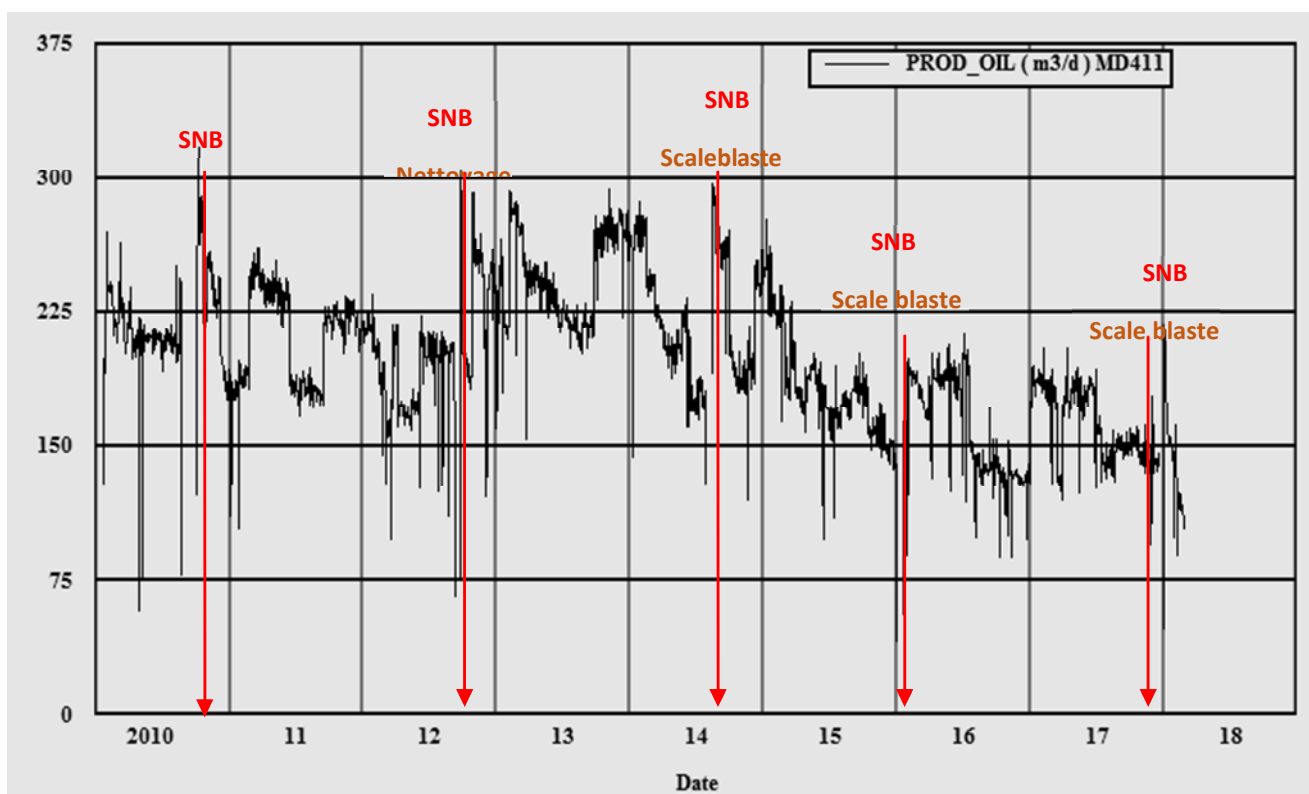
- La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de production (ajustement inverse).
- **Les Dernières opérations**

**Tableau (3.4) : Dernières opérations. [IX]**

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

### 5.3- Traitement du puits MD411 :

Pour éviter les problèmes de dépôt de  $BaSO_4$ , 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. 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 (3.10) :** Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD411.

[IX]

Tableau (3.5) : Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32.[IX]

DATE	PUITS	ARRIVE E (Albien)	SORTIE (Cambrien + Albien)					
		INAD32	PH	ALE (g/l)	e	INAD 32	% Albien estimé	AD résiduel 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

Le BaSO<sub>4</sub> 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 ScaleBlaster, après chaque traitement on observe une amélioration de la production.

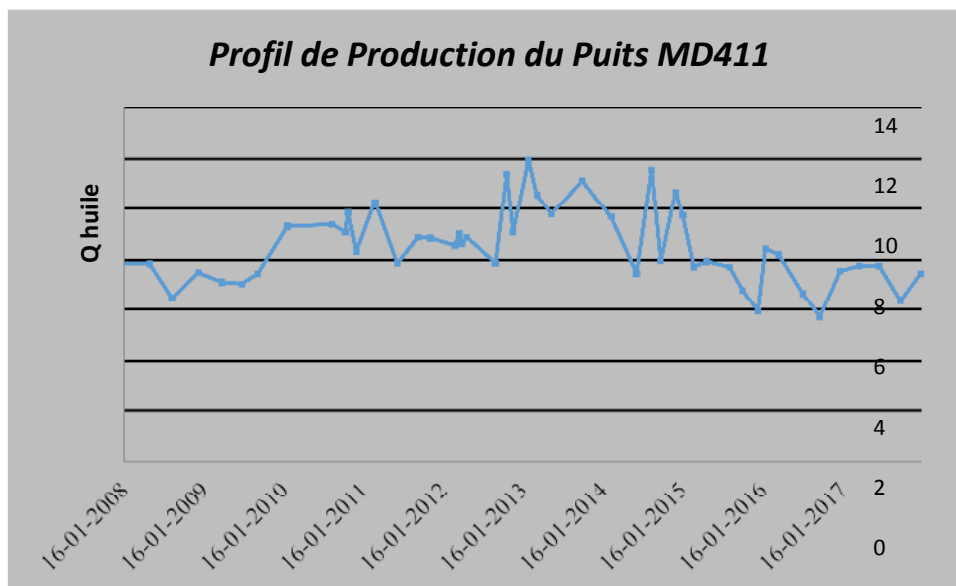


Figure (3.11) : Jaugeage du puits MD411.

Figure (3.11) : Jaugeage du puits MD411. [IX]

5.4- L'impact du problème sur la production :

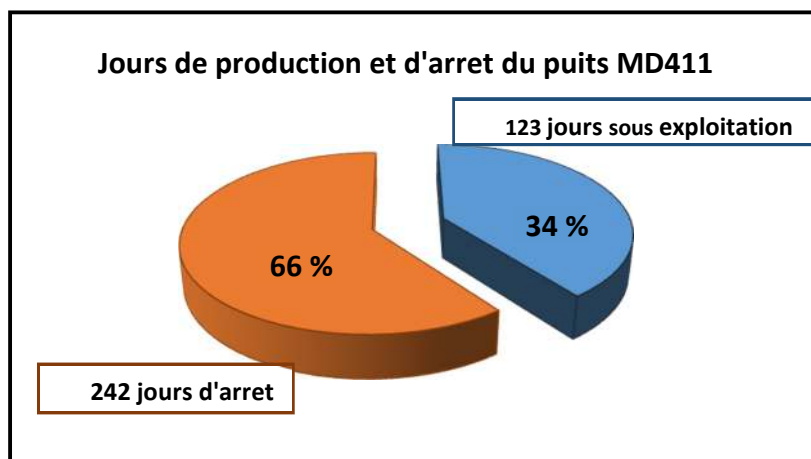


Figure (3.12) : le pourcentage des jours de production et d'arrêt du puits MD411. Année 2017. [IX]

L'étude production du puits MD411 depuis l'année 2017 est représenté dans

la figure ci- dessous. On voit qu'environ **66%** de cette période est considère-comme un temps mort. C'est à cause de dépôt de sulfate du 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 cout 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 Bild Up.

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

Tentative de nettoyage au CTU sans résultat, a1262m

❖ **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.

## 6- Problème de la salinité DU PUITES MD409

### 6.1- Historique du puits :

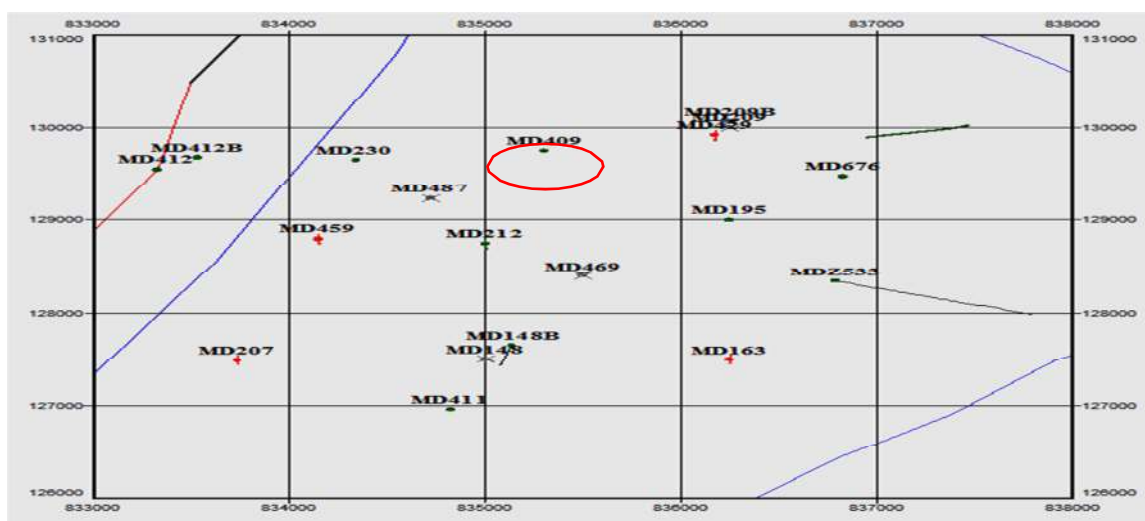


Figure (3.13) : Carte de localisation MD409. [IX]

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.

**6.2- 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.

**6.3- 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 (3.6) : Résultats des tests de Jaugeage. [IX]**

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.

#### 6.4- Les Dernières opérations :

**Tableau (3.7) : Dernières opérations. [IX]**

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

#### 6.5- 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.

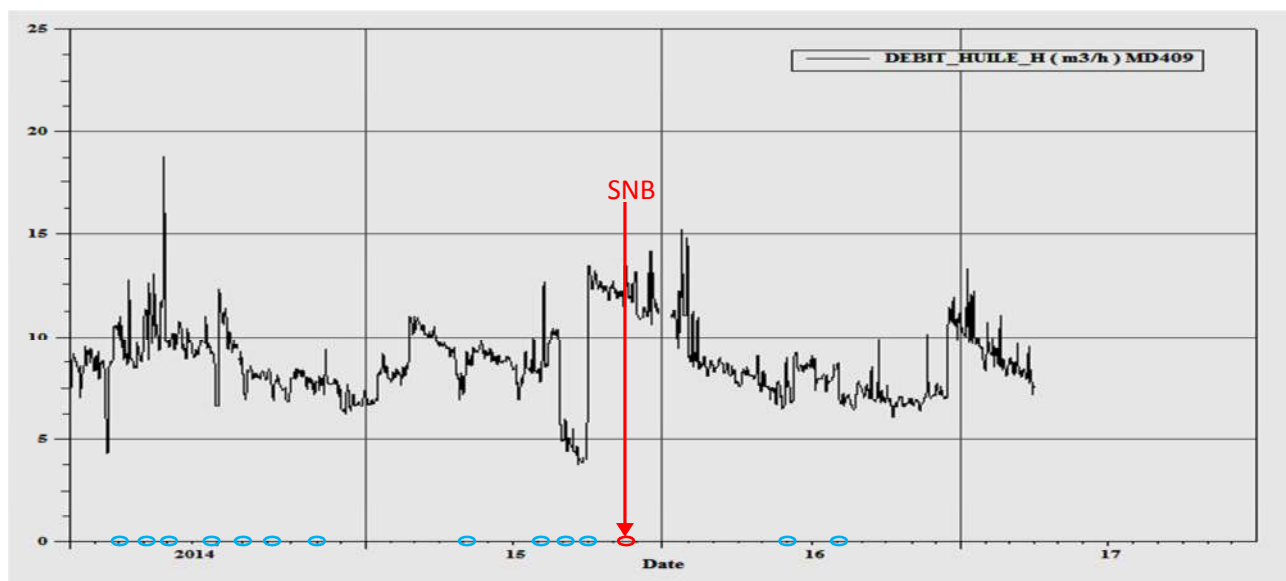


Figure (3.14) : Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD409. [IX]

6.6- L'impact de dépôts de sels sur la production du puits MD409 :

L'état de production du puits MD409 depuis l'année 2017 est représenté dans la figure ci- dessous :

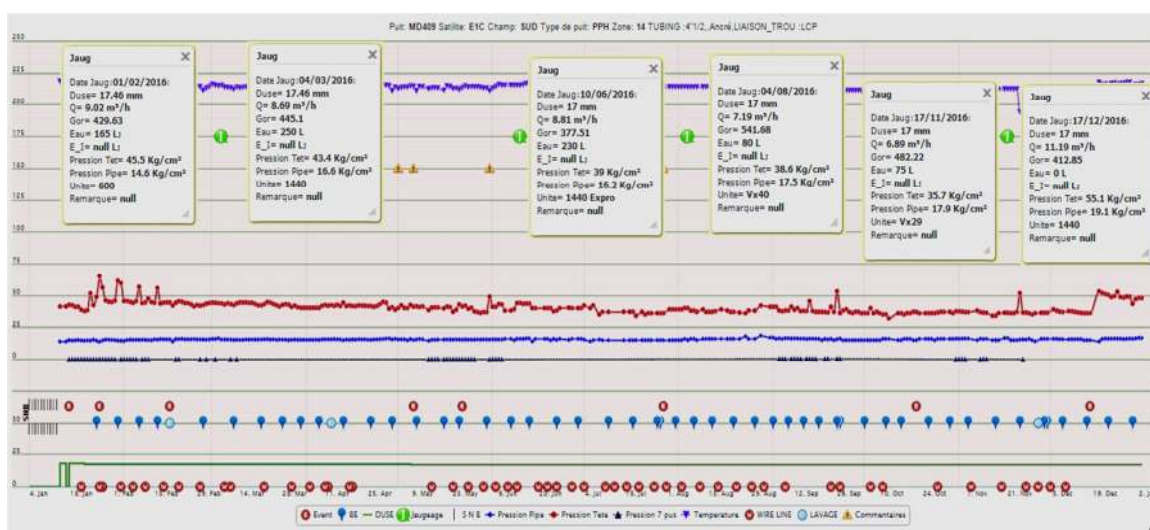


Figure (3.15) : Cahier de courbe 2017 (MD409). [IX]

On voit qu'environ 4 fois par mois la fréquence des bouchons d'eau fermé est considérée 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 des dépôts 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 évité les coincements des outils Wire Line et Coiled tubing à l'intérieur du puits.

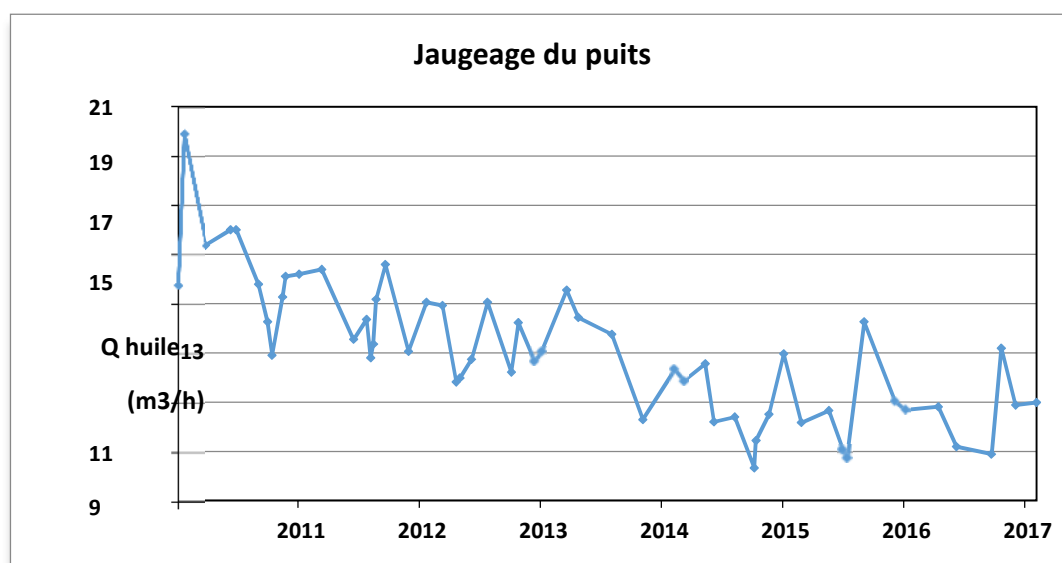


Figure (3.16) : Jaugeage du puits MD409. [IX]

#### 6.7- 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 (3.8) : Les arrêts et le MAP due aux bouchons d'eau. [IX]

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

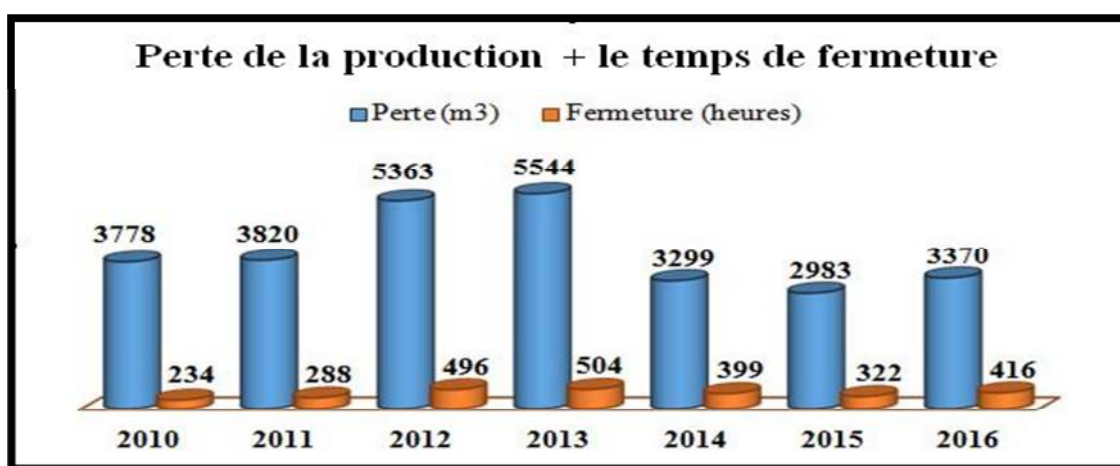


Figure (3.17) : MAP et le temps de fermeture de puits MD409 due aux bouchons d'eau.[IX]

## **7- Conclusion :**

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

## Résultats et discussions :

- Les analyses effectuées sur l'eau Albien (eau d'injection) et l'eau Cambrien (eau de gisement) nous avons confirmé l'incompatibilité causée par l'existence des ions Sulfate ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) dans Albien et les ions de Baryum ( $\text{Ba}^{2+}$ ) et Strontium ( $\text{Sr}^{2+}$ ) dans Cambrien, ce qui a pour résultat formation de dépôts minéraux.
  
- L'analyse effectuée sur les échantillons de dépôts de puits (MD411,MD409) donne la possibilité de reconnaître son type et son taux. En plus de cela, le meilleur moyen de lutte/éviter leurs formation. 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 cout 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 Bild Up.
  
- L'évaluation des données citées auparavant en utilisant le logiciel DownHOLE SAT a permis de donner les résultats ; Chaque fois que nous augmentons le rapport d'eau Albien dans le mélange binaire, le dépôt de  $\text{BaSO}_4$  augmente sans recul, mais les autres dépôts ne causent aucun problème.
  
- Concernant l'inhibiteur de dépôt, il doit être maintenu dans des conditions de contrôle et des paramètres physico-chimique étudié pour obtenir l'efficacité recherchée.

---

## Conclusion et Recommandations :

Le but principal du Thème de notre sujet est de prédiction de la formation de dépôts inorganique et de définir ses effets sur la production du champs de HASSI MESSAOUD en tenant compte des différents interactions qui peuvent avoir lien entre les dépôts et le système de production .

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

- ❖ L'injection d'eaux usées présente plusieurs avantages équivalents aux dommages : le puits est lavé de la formation de sels lors de la production pour éviter la formation de dépôts salins tels que le **NaCl**, **CaCO<sub>3</sub>** , **SrSO<sub>4</sub>** , **CaSO<sub>4</sub>** , **BaSO<sub>4</sub>** mais dans cette procédure, la formation de baryte est due à une incompatibilité entre l'eau injectée et l'eau de gisement .
- ❖ L'étude de prédiction de la formation de dépôts salins entre l'eau Albien de puits (MDHA11) et l'eau Cambrien a clairement montré la cause de l'incompatibilité actuellement présente entre ces eaux dont albien contient SO<sub>4</sub> et cambrien contient Ba, qui provient le dépôt salin le plus sérieux BaSO<sub>4</sub>.
- ❖ Pour éviter le dépôt de NaCl, le lavage à l'eau (périodique or continu), paraît 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.
- ❖ 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 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 :

- Activation du projet de désulfatation pour éliminer le sulfate existant dans l'eau Albien pour éviter la formation de dépôt minéral associé au sulfate.
- 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.
- Optimiser le diamètre de la duse.
- Il est très important de continuer à rechercher des nouvelles technologies pour améliorer les conditions de production des puits salés.

---

## Références bibliographiques :

- I. Mme hasenazibiri ( les déférent dépôts dans champs hassemassouad ) projet professionnelle de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingenieur en production i.a.p promotion juillet 2017.
- II. MATRIX TRAITEMENT GUIDE SCHLUMBARGER .
- III. Mémoire Magister en chimie et physique des polymères ; Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt ; Melle MEDDAHI Khalida (2013/2014) .
- IV. Fightingscale – removal&prevention (Article OilfieldReview); Autumn 1999 .
- V. SCALE TREATMENT SCHLUMBARGER
- VI. Christian ROQUE (« Prévention et inhibition des dépôts de sulfate dans les installations pétrolières ») IFP
- VII. DownHole SAT software modelsoilfieldbrines, wells, and mixtures. Model mineralscale, corrsion, and inhibitors.
- VIII. Mémoire Master en Production des hydrocarbures ; Analyse et Traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile – Champ Hassi Messaoud M. BENGANA Atik et M. TATI Saif Eddine (2018/2019).
- IX. DATA BANCK ; SONATRACH HASSI-MESSAOUD
- X. Mémoire de fin d'étude Master : Etudes des caractéristiques pétro-physiques d'un réservoir cambro-ordovicien du champ de H.M.D, TOUAG Kermani / MENANA Thinhinane, Université Abderrahmane Mira de Bejaia.

# Annexe :

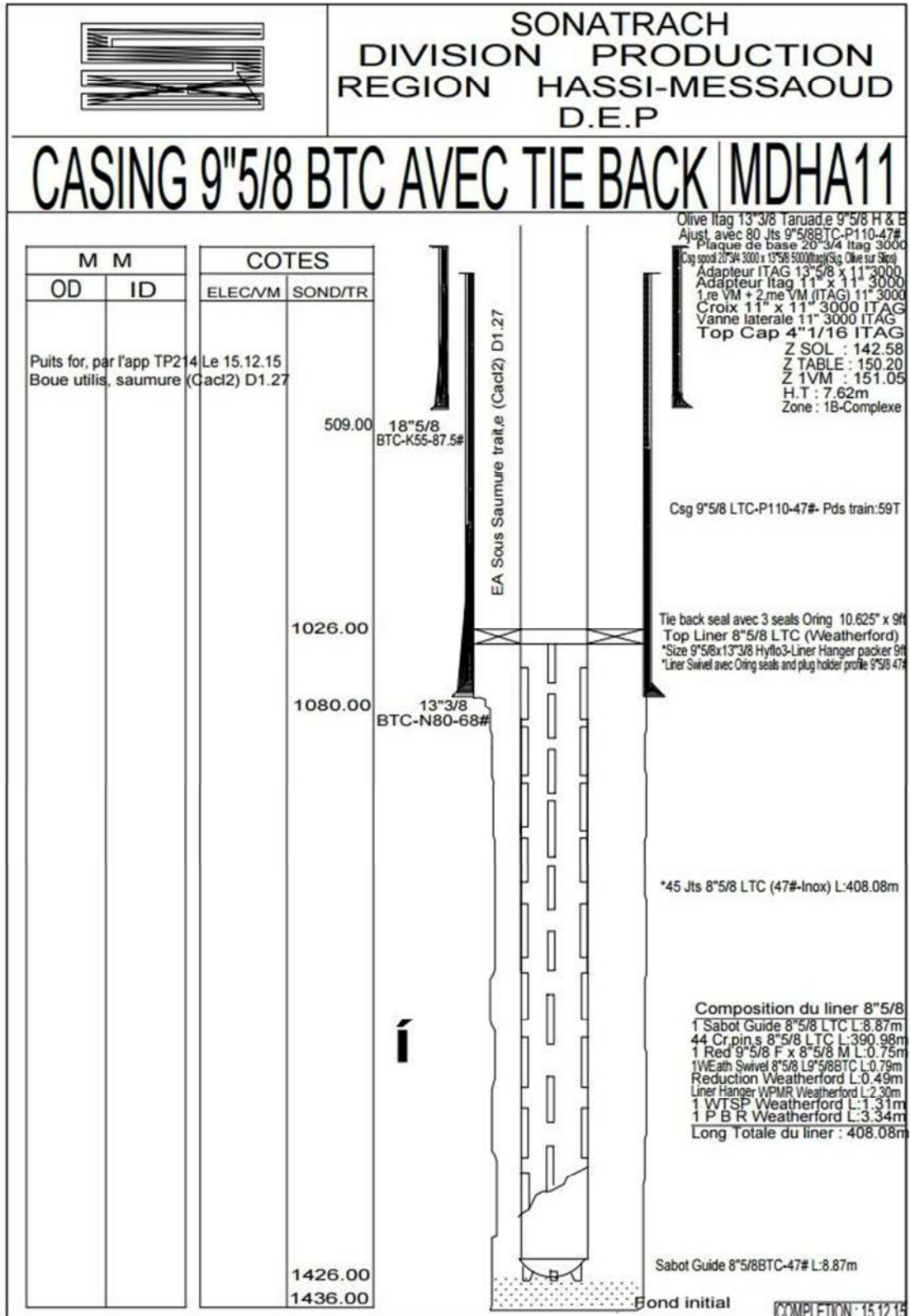
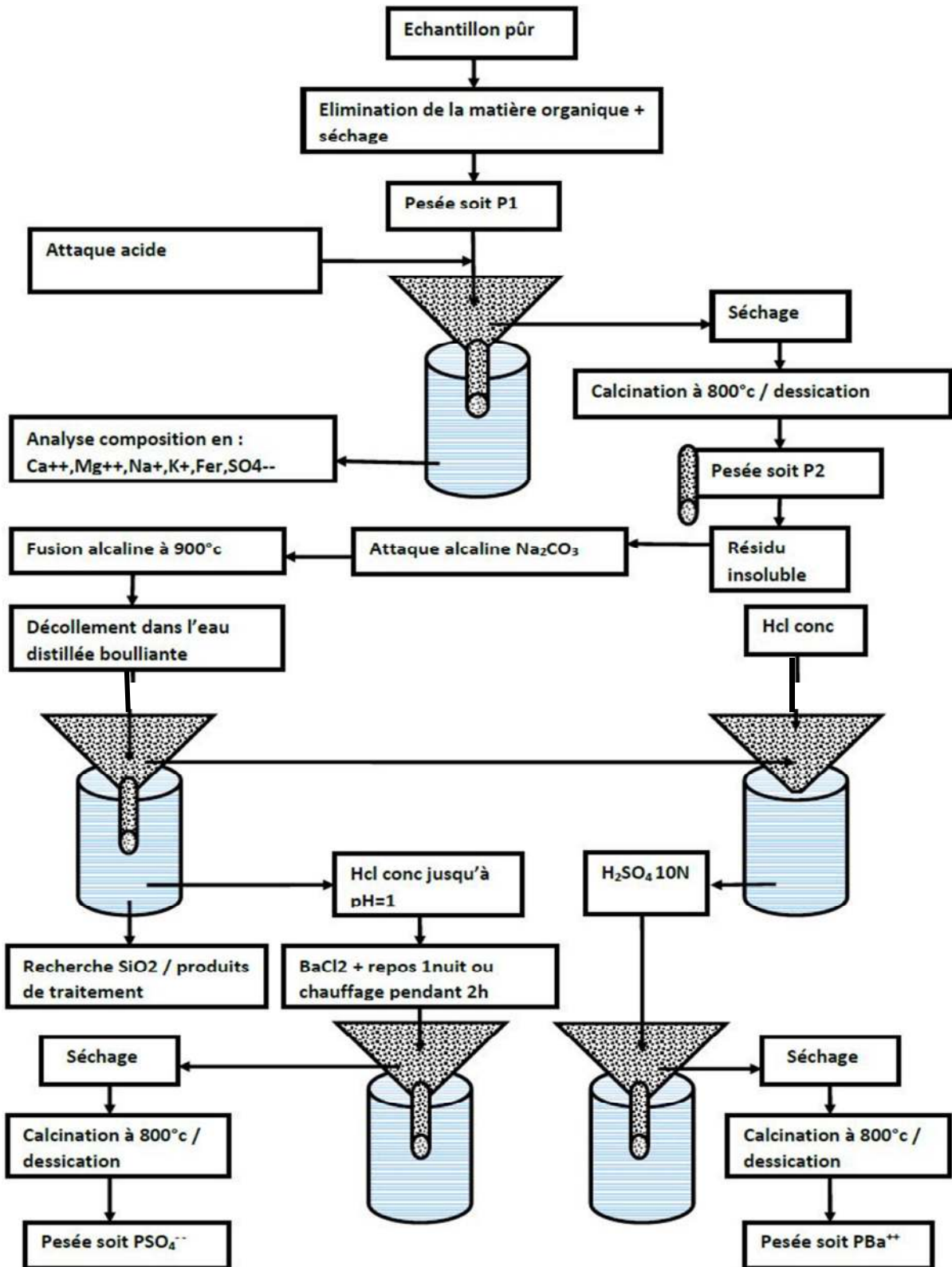


Figure Annexe A-1 : Complétion du puits MDHA11

**Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt :**



---

## Analyse de dépôt

### Attaque acide :

- Laver, Sécher et broyer l'échantillon.
- Prélever 1g de l'échantillon dans 60 ml d'eau égale (40 ml de HCl + 20 ml de HNO<sub>3</sub>) évaporer complètement la solution.
- Ajouter 20 ml de HCl et évaporer à sec, puis 10 ml d'eau distillée laisser bouillir pendant 1 mn, répéter l'opération précédente en ajoutant 20 ml d'eau bouillir pendant 10 mn et enfin 100 ml d'eau distillée et une ébullition de 15 mn, puis filtrer.
- Après filtration le précipité est gardé et le filtrat est ramené à un volume de 250 ml, pour doser le calcium, le magnésium, le fer, les sulfates, les phosphates, les sulfures, le sodium ...etc.

### Attaque alcaline :

- Le résidu insoluble, est calciné au four à moufle à 800°C dans un creuset en platine.
- Peser le contenu du creuset.
- Ajouter 5 à 6 g de carbonate de sodium. Faire la fusion au moufle à 900°C pendant 30'. Retirer le creuset et laisser refroidir au dessiccateur.
- Faire bouillir environ 200 cc d'eau distillée dans un bécher.
- Introduire le creuset dans le bécher et laisser bouillir jusqu'à ce qu'il se décolle.
- Après filtration (le filtrat contient de la silice et du sulfate de sodium et le filtre le carbonate de baryum), dissoudre le contenu du filtre avec HCl conc, un bécher de 250 ml. Etendre avec une d'eau distillée et faire bouillir.
- Après ébullition ajouter H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 10 N. Un précipité blanc se forme nous indiquant la présence de sulfate de baryum. Laisser reposer une nuit ensuite filtrer, laver, sécher, et calciner au four à 800°C.

Soit P<sub>2</sub> le poids du précipité obtenu :

$$\% \text{BaSO}_4 = P_2 \times 100$$

$$\% \text{SiSO}_2 = (P_1 - P_2) \times 100$$

### - % EN MATIERES ORGANIQUES

L'échantillon séché dans l'étuve à une température de 150° à 200° pendant environ 2 heures est broyé dans un mortier en porcelaine.

On prélève 5g dans nacelle en porcelaine préalablement séchée et pesée à l'aide d'une balance analytique.

Le dépôt sera ensuite calciné dans un four à moufle à 800° pendant 1 heure, on refroidit la nacelle dans un dessiccateur puis on la pèse.

Soit :

P : la prise d'essai.

---

$n_v$  : poids de la nacelle vide  
 $n_c$  : poids de la nacelle après calcination.  
Le pourcentage en matières organiques est :  
 $\% M.org = (p - (n_c - n_v)) \cdot 100/p.$

### Teneur en NaCl :

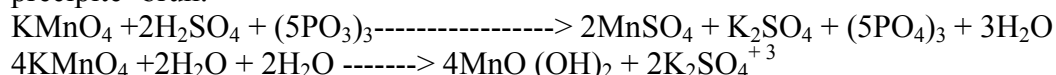
On prend 1g (séché et broyé) est dissous dans un volume d'eau avec chauffage. La solution sera ensuite filtrée, on complète à 100 ml par l'eau distillée. On prélève 5ml d'une fiole conique et on les dose par  $AgNO_3$  (0.1 ou 0.01n) en présence d'indicateur  $K_2CrO_4$ .  
Soit  $v$  le volume dépenser d' $AgNO_3$   $\% NaCl = 2.58.45.V.N$

### Dosage de la concentration de l'anti-dépôt (phosphonates) :

#### Mode opératoire :

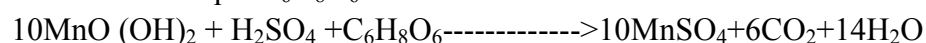
##### - Oxydation des phosphates :

Dans un bécher ajouter à la prise d'essai 3ml de  $H_2SO_4$  10N et 1ml de  $KMnO_4$  0.2N compléter à 50ml avec l'eau distillée et chauffer la solution Jusqu'à l'apparition d'un précipité brun.

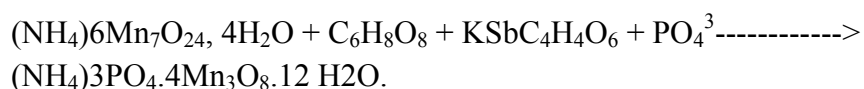


##### - Décoloration de la solution :

Le précipité brun gêne la suite de l'analyse il sera décoloré par quelques gouttes d'acide ascorbique  $C_6H_8O_6$  A 4%



Transvaser la solution dans une fiole jaugée de 50ml , ajouter 5ml de molybdate d'ammonium à 2% et 4ml de la solution réductrice (50% d'Antimoine tartrate de potassium et 50% d'acide ascorbique); on obtient un complexe bleu .



Laisser reposer une demi-heure et passer au photo colorimètre (longueur d'onde = 650 nm) on relève le zéro avec l'eau distillée puis on relève la valeur de l'absorbance de l'échantillon.

La concentration en phosphate exprimée en ppm d'inhibiteur de dépôt est analysée par un spectrophotomètre UV-Visible.