

N° Série: 2018/2019

Université KasdiMerbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**BOURSAS Abderrezzaq, BOURENANE Yasser, AOUFFI Hicham**

-THEME-

---

# **Etude et Analyse des dépôts des sels au champ de HMD**

---

Soutenue le : 18/06/ 2019 devant la commission d'examen

**JURY :**

- ❖ OUZZAZI Mohamed
- ❖ REMITA. Abed Raouf

**Encadreur :**

- ALI ZERROUKI Ahmed

## RESUME

### Résumé

Dans le domaine d'industrie pétrolière, on rencontre plusieurs problèmes, tel que la perte partielle ou totale de production, venu d'eau, problème d'éboulement, les dépôts asphaltènes et les dépôts de sel. Dans ce mémoire, on s'intéresse d'étude les dépôts de sel, plus de détail, on donne les sels rencontrés dans les puits pétroliers (Chlorure de sodium, Carbonate de calcium...), lois de la salinité, conditions de formation des dépôts, localisation des dépôts, détection et suivi des dépôts et moyens de destruction et de prévention ...etc.

Enfin, on donne quelques solutions tels que le traitement par inhibiteurs, traitement chimique par solvants, les lavages à l'eau douce, l'injection continue, les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche, les produits chimiques et des opérations par exemple, le travail au câble (wire-line) ou Coiled tubing.

**Mots clés:** les sels, production, HMD, la solubilité, les dépôts, traitement.

### Abstract

In the field of petroleum industry there are several problems such as partial or total loss of production, water coming, landslide problem, asphalt deposits and salt deposits. In this work, we are interested in studying the salt deposits, more details are given the salts encountered in the oil wells (sodium chloride, calcium carbonate ....), and salinity laws deposit formation conditions, location of deposits, detection and monitoring of deposits and means of destruction and prevention.

Finally, we give some solution such as inhibitors treatment, chemical solvent treatment, freshwater washes, injection continues, injection (squeezes) of fresh water into the rock, chemicals and operations by for example wire work ( wire-line) or coiled tubing.

**Key words:** the salts, production, HMD, solubility, deposits, treatment.

### ملخص :

وفي مجال صناعة النفط، هناك عدة مشاكل، مثل الخسارة الجزئية أو الكلية في الإنتاج، من المياه، ومشكلة الانهيارات الأرضية، ورواسب الأسفلت، ورواسب الملح. في موجز، ينظر واحدة في الدراسة من ملح رواسب، كثير تفصيل، واحدة يعطي الأملاح يؤسس في زيت بئر (صوديوم كلوريد، كالسيوم كربونات...), قانون الملوحة، شروط التكوّن الرواسب، موقعة الرواسب، الكشف عن الرواسب ووسائل التدمير والوقاية ورصدها ... الخ. وأخيراً، يتم إعطاء بعض الحلول مثل علاج مثبطات، ومعالجة المذيبات الكيميائية، والمياه العذبة التخلص، والحقن المستمر، وحقن (الضغط) من المياه العذبة في الصخور والمواد الكيميائية والعمليات التي تقوم بها على سبيل المثال، عمل سلك خط أو الأنابيب ملفوف.

**الكلمات الرئيسية:** الأملاح، الإنتاج، HMD، الذوبان، الودائع، العلاج.

## PRODUCTION

# Remerciements

- ❖ *Tout d'abord, nous remercions Dieu qui nous a donné la force  
Pour terminer ce modeste travail.*
- ❖ *Toutes nos infinies gratitudees à notre promoteur, Monsieur  
**Zerrouki Ali** pour son encadrement et ses aides précieuses.*
- ❖ *Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du département :  
génie des procédés chimiques et pharmaceutiques qui n'ont  
ménagé aucun effort tout le long de notre cursus universitaire.*
- ❖ *Nos remerciements vont aussi à notre encadreur,  
Madame **Zobiri Hassina** , **sara Berrahal**, et à toute son équipe du  
département.*
- ❖ *Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribués de près ou de  
loin à l'élaboration de ce modeste travail, et qu'ils trouvent ici  
l'expression de notre profonde gratitude et respects.*



# Dédicace

*Je dédie ce modeste de travail*

*A la mémoire de mon très cher et défunt père*

*Si ce modeste travail peut le rendre fière là où il est, je  
serais un fils comblé*

*Ce travail est pour moi l'occasion de lui rendre un très  
grand hommage et de lui dire que s'est à son  
enseignement que je puise mon éducation.*

*A ma très chère et tendre maman, que dieu tout-puissant  
là protège et la récompense pour ses efforts et pour  
avoir cru en moi*

*Je trouve ici l'occasion de lui transmettre mon amour*

*A mes frères : WAIL, ALI, MOUHAMED,  
LAKHEDAR, MOURAD, IPRAHIM et  
ABDERRAOUF*

*A mes sœurs*

*A ma famille et amis*

*A tous ceux qui me sont chers*

**ABDERREZZAQ BOURSAS**

# *Dédicace*

*À ceux qui m'ont indiqué la bonne voie, À ceux qui attendent  
patiemment le fruit de leur Éducation...*

*À mes parents, pour leurs encouragements, leurs conseils et  
leurs sacrifices ; Je dédie à vos pleurs, à vos sourires, mes  
plus belles*

*pensées... J'espère que vous trouverez dans ce travail ma  
profonde*

*reconnaissance et mon grand amour pour vous. Leurs  
prières ont*

*sans aucun doute contribué à mes succès.*

*Et que Dieu leur accorde longue vie.*

*Ce travail est dédié aussi À mes grands-parents.*

*A mes chers Amis, les étoiles sur terre qui illumine ma vie:*

*Yasser, Abderrezzaq et Salah. J'espère qu'ils trouveront  
dans ce mémoire tout*

*l'amour que je leur porte.*

*Aux hommes de ma vie, mes exemples éternels, mes sources  
de joie et*

*de bonheur : Mes chers frères Ayoub et Othmane.  
que Dieu vous garde.*

*Sans oublier :Kamel, Issam, Abdelwahab, Zeyd.  
Ahmed, Imad et Sofiane.*

*A dédie ce modeste travail à l'ensemble de ma promo des  
ingénieures spécialité production professionnelle 2014*

*A tous ceux qui m'aime.*

***Hicham AOUI***

# Dédicace

*Je dédie ce modeste de travail  
A la mémoire de mon très cher et défunt père  
Si ce modeste travail peut le rendre fière là où il est, je  
serais un fils comblé*

*Ce travail est pour moi l'occasion de lui rendre un très  
grand hommage et de lui dire que s'est à son enseignement  
que je puise mon éducation.*

*A ma très chère et tendre maman, que dieu tout-puissant là  
protège et la récompense pour ses efforts et pour avoir cru  
en moi*

*Jetrouve ici l'occasion de lui transmettre mon amour*

*A mes frères : TOUFIK, RIAD, et FATEH*

*A mes sœurs*

*A ma famille et amis*

*A tous ceux qui me sont chers*

# Sommaire

Remerciement.....	i
Dédicace.....	ii
Sommaire.....	iii
Liste des figures .....	ix
Liste des tableaux .....	xiv
Abréviation.....	xvi
<b>Introduction générale.....</b>	<b>01</b>

## **CHAPITRE I: PRESENTATION DE CHAMP DE HMD**

I.1. Introduction.....	03
I.2. Situation Géographique .....	03
I.3. Structure du champ de HMD.....	04
I.4. Zonation du champ et numérotation des puits.....	05
I.5. Description du réservoir.....	06
I.6. Géologie du réservoir de HMD.....	07
I.7. Le champ périphérique de HMD.....	12
I.8. Conclusion.....	12

## **CHAPITRE II: LES DEPOTS DES SELS**

II.1. Introduction.....	13
II.2. Les dépôts.....	14
II.2.1. Les dépôts organiques.....	14
II.2.1.1. Les dépôts d'asphaltènes.....	14
• Composition des asphaltènes.....	15
• Localisation des dépôts d'asphaltènes.....	15
II.2.1.2. Les dépôts de paraffines.....	16
II.2.2. Dépôts des sels.....	17
II.2.2.1. Les sels rencontrés dans les puits pétroliers.....	17
• Chlorure de sodium.....	17
• Carbonate de calcium (CaCO <sub>3</sub> ).....	17

• Sulfate de calcium (CaSO <sub>4</sub> ).....	18
• Sulfate de strontium (SrSO <sub>4</sub> ).....	18
• Sulfate de baryum (BaSO <sub>4</sub> ).....	19
II.2.2.2.Solubilité des dépôts de sels.....	19
A-La Solubilité de NaCl.....	21
B-Solubilité du BaSO <sub>4</sub> .....	21
II.2.2.3.Conditions de formation des dépôts.....	23
II.2.2.4.Influence des divers paramètres.....	23
A. Température.....	23
B. Pression.....	24
II.2.2.5.Localisation des dépôts.....	25
II.2.2.6.Détection et suivi des dépôts.....	26
II.2.2.7.Moyens de destruction et de prévention.....	26
1-Le travail au câble (wire-line).....	26
2-Les lavages a l'eau douce.....	26
3-Les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche.....	29
4-Les produits chimiques.....	29
5-Coiled tubing.....	30
II.3.Impact des dépôts sur le champ HMD.....	30
II.3.1.manque à produire engendré par les dépôts.....	30
II.3.2.Traitement Des Dépôts Dans Hmd.....	30
II.3.2.1.Traitement curatif .....	31
II.3.2.2.Traitement préventif.....	31
II.3.3.Les inhibiteurs.....	31
❖ Domaine d'utilisation.....	32
II.3.4.Les stations de traitement chimique.....	32
II.3.4.1.Station de lavage des puits huile salés.....	33
II.3.4.2.Station de maintien de pression.....	33

### **Chapitre III : ÉTUDE DE CAS**

III.1.Introduction.....	34
III.2.Méthodes d'analyses et matériels utilisés.....	35
III.2.1. Analyse de dépôt.....	36
• Attaque acide.....	36



• ATTAQUE ALCALINE.....	36
• MATIERES ORGANIQUES.....	37
• Teneur Nacl.....	37
• Dosage du Calcium.....	38
• Dosage du magnésium.....	38
• Dosage du fer total.....	39
III.2.2. Contrôle de la concentration de l'inhibiteur de dépôt injecté.....	40
III.3. Puits MD299.....	41
III.3.1. Généralité sur Le puits MD299.....	41
III.3.2. Problème de puits MD299.....	42
III.3.3. Le traitement de puits MD299.....	44
III.3.4.L'impact du problème de dépôt du sel sur la production.....	46
III.3.5.Les conséquences de ce problème sont les suivantes.....	46
III.4. Puits HGAW-1.....	47
III.4.1.Historique du puits HGAW-1.....	48
III.4.2. Identification du problème de puits.....	49
III.4.3. l'Impact du problème sur la production.....	51
III.5.Les conséquences de ce problème sont les suivantes.....	52
<b>Conclusion générale</b> .....	53
<b>Références bibliographiques</b> .....	54
<b>ANNEXES</b>	

## Liste de Figures

Figure	Titre de figure	Page
Fig.I.1	Situation géographique du champ de HMD	04
Fig.I.2	Zonation du champ de Hassi Messaoud	05
Fig.I.3	Coupe géologique de Hassi Messaoud	07
Fig.I.4	Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne	08
Fig.I.5	Colonne stratigraphique du champ de HMD	11
Fig.II.1	Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production	15
Fig.II.2	Schéma d'une composition d'asphaltènes	15
Fig.II.3	Dépôts d' paraffines	16
Fig.II.4	Chlorure de sodium (NaCl)	17
Fig.II.5	Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites	18
Fig.II.6	Sulfate de strontium (SrSO <sub>4</sub> )	19
Fig.II.7	La solubilité de NaCl dans l'eau en fonction de profondeur	21
Fig.II.8	Effet de la température sur la solubilité de NaCl	23
Fig.II.9	l'effet de pression sur la solubilité de NaCl	24
Fig.II.10	Sulfate de baryum (BaSO <sub>4</sub> )	30
Fig.II.11	Station de traitement	32
Fig.III.1	Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt	35
Fig.III.2	Four à moufle	37
Fig.III.3	pH mètre	39
Fig.III.4	Contrôle de la concentration de l'anti-Dépôt par le spectro-photomètre UV-Visible	41
Fig.III.5	Localisation de puits MD299	42
Fig.III.6	Jours de production et d'arrêt du puits MD299 durant les années 2017, 2018 et 2019	46
Fig.III.7	les dépôts de sel	47
Fig.III.8	Les dépôts de sulfate de baryum	47
Fig.III.9	Les dépôts asphaltés	48
Fig.III.10	Localisation du puits HGAW-1.	48
Fig.III.11	Les jours de production et d'arrêt du puits HGAW-1 année 2012	51
Fig.III.12	Jours de production et d'arrêt du puits HGAW-1 Année 2013	52

## Liste des Tableaux

Tab.II.1	SOLUBILITE QUELQUES FREQUENTS DEPOTS A HMD	20
Tab.II.2	NOMENCLATURE DES DEPOTS AUX CHAMPS PETROLIERS	20
Tab.II.3	La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau (Pascal)	22
Tab.II.4	La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau (Cowan et Weintritt 1975)	22
Tab.II.5	Une comparaison des solubilités du $\text{CaCO}_3$ , $\text{BaSO}_4$ et de $\text{CaSO}_4$	22
Tab.II.6	l'effet de température sur solubilité de $\text{NaCl}$	24
Tab.II.7	l'effet de pression sur la solubilité de $\text{NaCl}$	25
Tab.III.1	Résultats des tests de jaugeage	43
Tab.III.2	Les opérations spéciales	44
Tab.III.3	contrôle grattage	45
Tab.III.4	Teste jaugeage avants et après clean out	45
Tab.III.5	Résultats des tests de Jaugeage	49
Tab.III.6	Résultats des dernières opérations	50

## LISTE DES ABREVIATIONS

---

# Liste des Abréviations

HMD : Le champ de Hassi-Messaoud

S : La solubilité (mol/l)

Ks : Produit de solubilité

P : Pression

T: temperature

p : la prise d'essai .

nv : poids de la nacelle vide

nc : poids de la nacelle après calcination.

MAP : Manque à produire

PCI : Pompe Centrifuge Immergée

BE : Bouchon d'eau

SSSV : Subsurface safety valve

CTU : Coilde tubing

SNB : Snubbing

NaCl : Chlorures de Sodium

CaSO<sub>4</sub> : Sulfate de calcium

SrSO<sub>4</sub> : Sulfate de Strontium

CaCO<sub>3</sub> : Carbonates de calcium

BaSO<sub>4</sub> : Sulfate de Baryum

Na<sup>+</sup> : Ion de sodium (cation)

Cl<sup>-</sup> : Ion chlorure (anion)

LCT : Liaison Couche Trou

SO<sub>4</sub> : Ions de sulfate

Ca<sup>++</sup> : Ions calcium

Ba<sup>2+</sup> : Ions baryum

Ba : Baryum

Sr : Strontium

S : Soufre

O : Oxygène

---

**PRODUCTION**

## LISTE DES ABREVIATIONS

---

Pg : Pression de gisement [Kg/cm<sup>2</sup>]  
Psat : Pression de saturation [Kg/cm<sup>2</sup> (Psia)]  
GOR : Rapport du gaz sur l'huile [sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>]  
D : Densité [API / Kg/cm<sup>3</sup>]  
P : Pression [Kg/cm<sup>2</sup> (Psia)]  
Psep : Pression de séparateur [kg/cm<sup>2</sup>]  
Pt ! Pression de tête [kg/cm<sup>2</sup>]  
T : Température de gisement [°C]  
Tf : Température de fond [°C]  
Tr : Température de réservoir [°C]  
Tt : Température de tête [°C]

INTRODUCTION

GENERALE

### Introduction générale :

L'exploitation des gisements de pétrole nécessite des investissements très coûteux, en plus des dépenses liées à l'exploitation, qui consistent essentiellement en forages, équipements de puits et installations de surface. L'ensemble des équipements doit être amorti sur plusieurs années, éventuellement complétés et maintenus constamment en bon état. Le gisement, tout spécialement, fait l'objet d'une attention particulière dans le but de lui assurer une durée de vie la plus longue possible, avec une productivité économiquement acceptable et de bonnes perspectives de récupérations secondaires et tertiaires.

Les ingénieurs doivent, par conséquent, veiller à conserver en bon état d'exploitation aussi bien le réservoir proprement dit que les équipements de puits et les installations de surface. Le gisement est un système complexe caractérisé par la roche réservoir et l'huile brute. Les paramètres pétro-physiques, telles que la porosité et la perméabilité, la composition chimique du pétrole brut, ainsi que les conditions thermodynamiques, qui diffèrent d'un gisement à un autre. Certains bruts manifestent des phénomènes d'instabilité, se traduisent par des dépôts organiques ou inorganiques qui peuvent apparaître dans les installations de surface, dans le tubing de production, dans la formation elle-même, c'est-à-dire dans la zone de drainage d'un puits de production.

L'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement pendant la récupération secondaire, provoque des dépôts de sels et donc des baisses de productivité. La production des hydrocarbures par injection de gaz et tout particulièrement l'injection de CO<sub>2</sub> ou des gaz enrichis au propane présentent aussi des risques de formation de dépôts de matières organiques solides.

Nous nous intéressons ici en particulier au problème des dépôts. Dans le tubing et les installations de surface, ces dépôts sont la cause de pertes de charge qui diminuent les débits et engendrent des dépenses supplémentaires d'entretien. Dans la roche réservoir, aux abords des puits, l'endommagement par colmatage causé par des dépôts, aboutit à une réduction de la perméabilité du milieu poreux. Cette situation conduit à la baisse de productivité du gisement et dans les cas les plus graves, elle peut être la cause de fermeture de puits.

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

## INTRODUCTION GENERALE

---

Cet état d'équilibre est rompu dès qu'on met un puits en production, même si le gisement ne subit qu'une lente chute de pression. L'effluent est soumis à de dures épreuves lorsqu'il pénètre dans le puits sur des distances de plusieurs centaines de mètres. Il produit alors d'importante chute de pression et de température entraînant l'évaporation d'une partie du pétrole et de l'eau, ce qui provoque la cristallisation des paraffines et des sels minéraux qui s'accrochent sur les tuyaux de production et s'empilent, causant peu à peu le bouchage des canalisations et des zones comme : les vannes, les pompes, les dusses....etc.

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

C'est pour cette raison, que des ingénieurs et des chercheurs ont orienté leurs études, depuis plus de trente ans, vers une meilleure connaissance de ces constituants lourds du pétrole et de leurs propriétés. Ce travail de recherche a été envisagé initialement à cause de l'importance de la productivité de plusieurs puits appartenant à des zones du champ de Hassi Messaoud en Algérie. Déjà dans les années précédentes les dépôts avaient été constatés dans certains puits, au niveau du tubing. Ensuite, parallèlement à la déplétion du réservoir, donc une baisse de productivité, la situation s'est aggravée pour plusieurs puits, et dans les années suivantes un nombre important d'entre eux a été fermé.

Les objectifs de cette thèse sont les suivants :

- ✓ Étude sur les dépôts inorganiques dans le champ de Hassi-Messaoud Sud
- ✓ Les problèmes et les moyens de lutte contre les dépôts inorganiques Hassi Messaoud Sud
- ✓ L'impact des dépôts inorganiques sur la production
- ✓ Etude des cas (MD299- HGAW1)

On fait dans cette mémoire trois chapitre nécessaire, à chaque chapitre contient des éléments nécessaire, pour le premier chapitre nous racontons un le HMD et nous donnons des généralité sur le champ et pour le deuxième chapitre elle était une détaille sur les dépôts du sels, les conditions de leur formation, les moyennes de prévention et de destructions la finissions de notre travail sa était par une étude des cas sur deux puits MD299 et HGAW1.

On précise les problèmes qui rencontrent sur les deux puits par les analyses de laboratoire, on mentionne au l'impact de ces dépôts sur la production et les traitements du ces problèmes.



# « CHAPITRE I

# Présentation du champ HMD

**I.1.Introduction :**

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres petrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

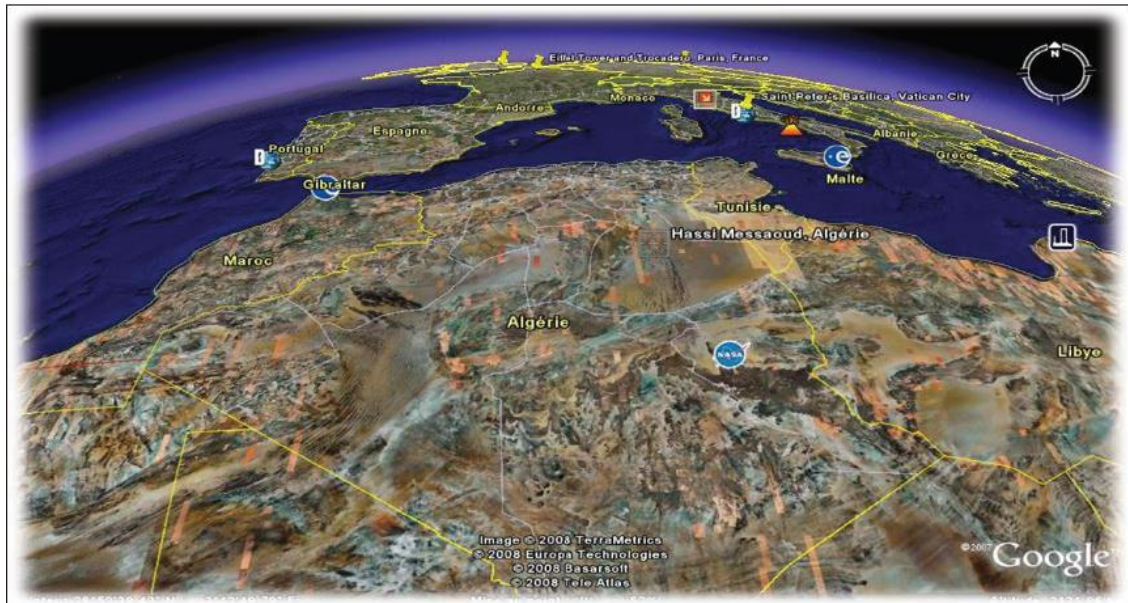
La superficie de ce champ atteint 2500 km<sup>2</sup>, il est découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

**I.2.Situation Géographique :**

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>. [1]

Ce gisement est limité :

- Au Nord, par la structure Djemaa-Touggourt.
- Au Sud, par le haut-fond d'Amguid-El Biod.
- A l'Est, par les dépressions de Dahar et de Ghadamès.
- A l'Ouest, par la dépression d'Oued Mya.



**Figure.I.1.** Situation géographique du champ de HASSI MESSAOU. [1]

### **I.3. Structure du Champ de HMD :**

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. [1]

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. [1]

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.

### I.4.Zonation du Champ et Numerotation des Puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones, dites se production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Les puits d'une m<sup>e</sup>me 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.

Le champ de HassiMessaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone Nord et la zone Sud, chacune ayant sa propre numérotation établie par les premières sociétés détectrices du champ(Figure.2).

1) **Champ Nord** : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omn 43.

**O** : Majuscule, permis d'Ouargla.

**m** : Minuscule, carreau ou la superficie de la zone à huile : 1600 km<sup>2</sup>.

**n** : Minuscule, carré ou la superficie de la zone à huile de 100 km<sup>2</sup>.

**4** : Abscisse, et **3** : ordonnée

2) **Champ Sud** : elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisse et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert

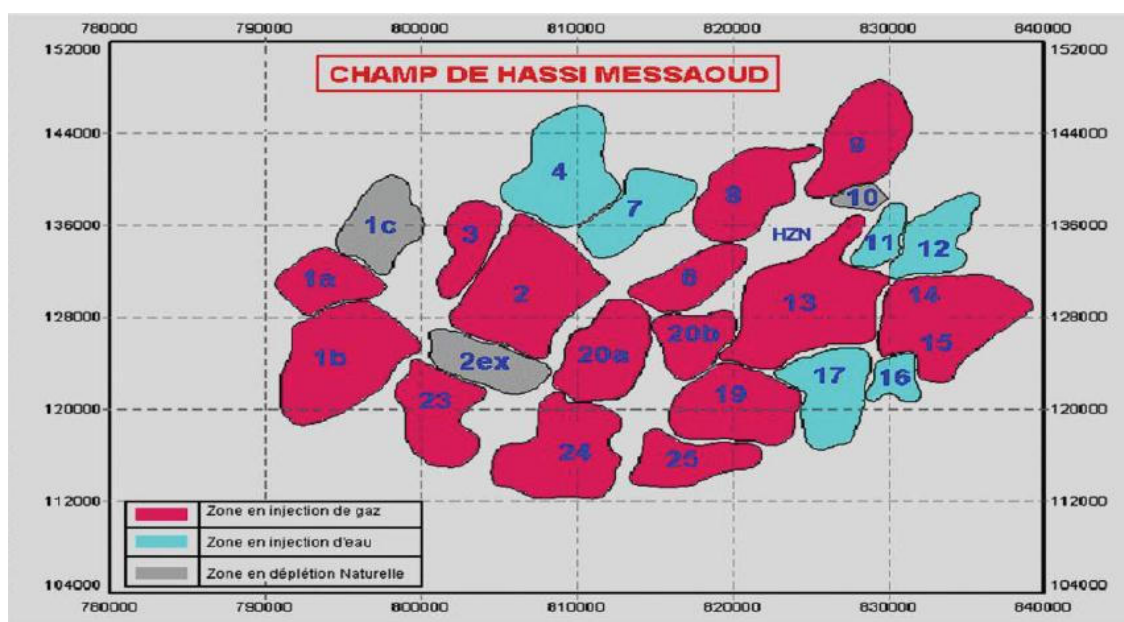


Figure.I.2. Zonation du champ de Hassi Messaoud. [1]

**I.5. Description du réservoir :**

Le gisement de Hassi Messaoud a une profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion poste paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ.

Il se subdivise de haut en bas de:

• **Ri** : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.

• **Ra** : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.

• **R2** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.

• **R3** : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro-conglomématique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab.

**I.6. Géologie du réservoir de Hassi-Messaoud :**

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

La série sédimentaire devient plus complète vers la périphérie. [1]

**I.6.1. Le Socle :**

Il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

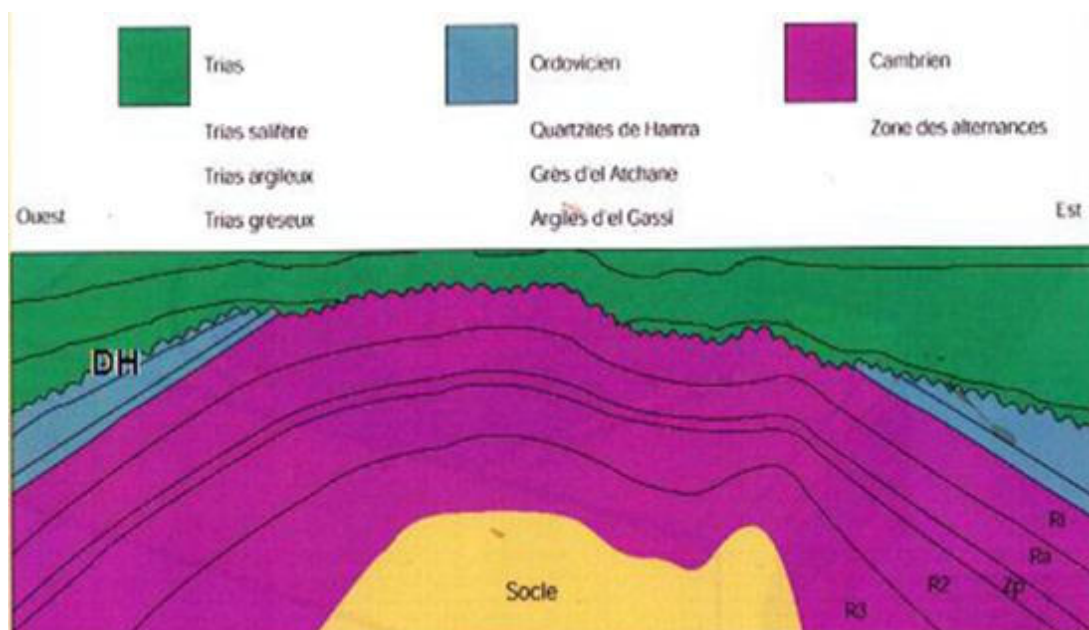


Figure.I.3.Coupe géologique de Hassi Messaoud.

### I.6.2.Le Paleozoïque :

#### a) L'infra-cambrien :

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord de la structure, il est constitué de grès argileux rouge.

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle à travers la discordance panafricaine.

De la base au sommet on distingue

#### b) le Cambrien :

Il est essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés.

On y distingue trois (3) lithozones [R1 (Ra+Ri) , R2, R3]

- **Lithozone R3** : son épaisseur moyenne est de 370 mètres.

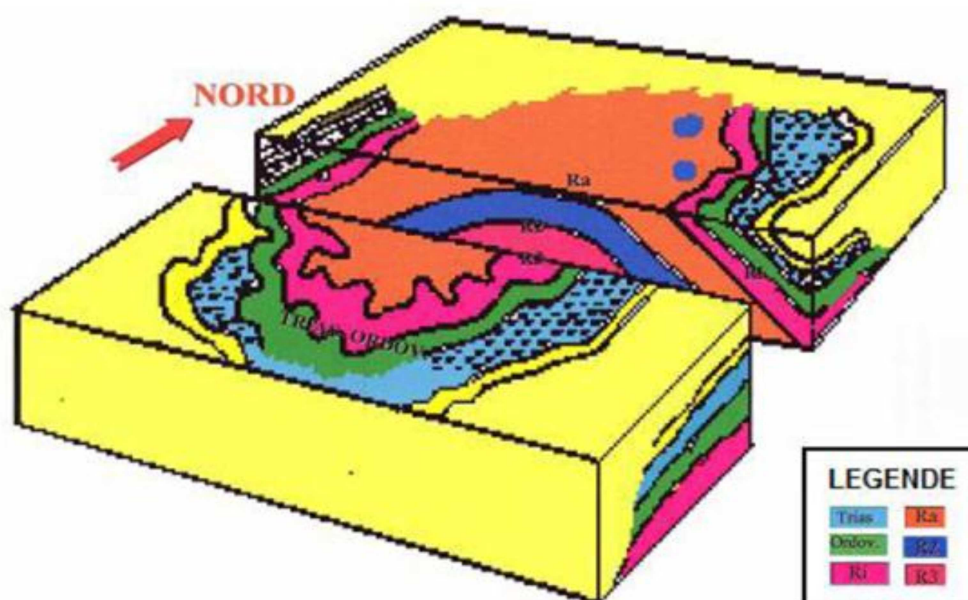
Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Elle repose soit sur l'infra-cambrien, soit directement sur le socle granitique, elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse. [2]

- **Lithozone R2 :**

Son épaisseur moyenne est de 100 mètres. Elle se compose de grès moyen à grossier micacés, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques. [2]

- **Lithozone Ra :**

Son épaisseur moyenne est de 120 mètres. Elle représente le réservoir principal. Ce sont des grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, possédant des nombreuses intercalations de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ. [2]



**Figure.I.4.** Bloc diagramme de la couche géologique sous la discordance hercynienne.

- **Lithozone Ri :**

Son épaisseur moyenne est de 50 mètres, elle représente le réservoir isométrique. Elle se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites. [2]

- **Zone des alternances :** Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désigné ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques.

**c) L'Ordovicien :**

On distingue de la base au sommet trois (03) unités lithologiques.

- **Argiles d'El Gassi :** Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (Graptolites) indiquant un milieu de dépôts marin.

Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

- **Les grès d'El Atchane** : Ils ont une épaisseur moyenne qui varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux avec de nombreuses passées argileuse et silteuses.

- **Les quartzites de Hamra** : Leur épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

### **I.6.3. Le Mésozoïque:**

#### **a) Le Trias :**

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien sur les flancs de la structure. Il est subdivisé en trois (3) unités:

- **Trias-Gréseux** : Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagné par des coulées éruptives. Son épaisseur varie de 0 à 75 m.
- **Trias Argileux** : Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet. Son épaisseur moyenne est de 113 m.
- **Trias Salifère** : Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques. Son épaisseur moyenne est de 340 m.

#### **b) Le Jurassique :**

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux, à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias). Son épaisseur moyenne est de 844 m.

- **Le Lias** : Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B, qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur. Son épaisseur moyenne est de 300 m.
- **Le Dogger** : Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet. Son épaisseur moyenne est de 320 m.



- **Le Malm** : Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 225 m.

**c) Le Crétacé :**

Son épaisseur moyenne est de 1620 m. Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- **Le Néocomien** : Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles. Le terme supérieur est argileux, représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie. Son épaisseur est de 182 m.
- **Le Barrémien** : Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique. Son épaisseur moyenne est de 280 m.
- **L'Aptien** : Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique. Son épaisseur est de 25 m.
- **L'Albien** : Constitué de grès et sables fins, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère d'eau douce. Son épaisseur moyenne est de 350 m.
- **Le Cénomanién** : Son épaisseur moyenne est de 145 m. Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.
- **Le Turonien** : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 m, alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.
- **Le Sénonien** : Son épaisseur moyenne est de 450 m. A la base, ou à une série lagunaire, présentant des bancs massifs de sel avec des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise. Au sommet on a une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

**I.6.4. Le Cénozoïque:** Son épaisseur moyenne est de 360 m. Il est constitué de calcaire dolomitique, d'âge Eocène, recouvert par des sables Mio-Pliocène.

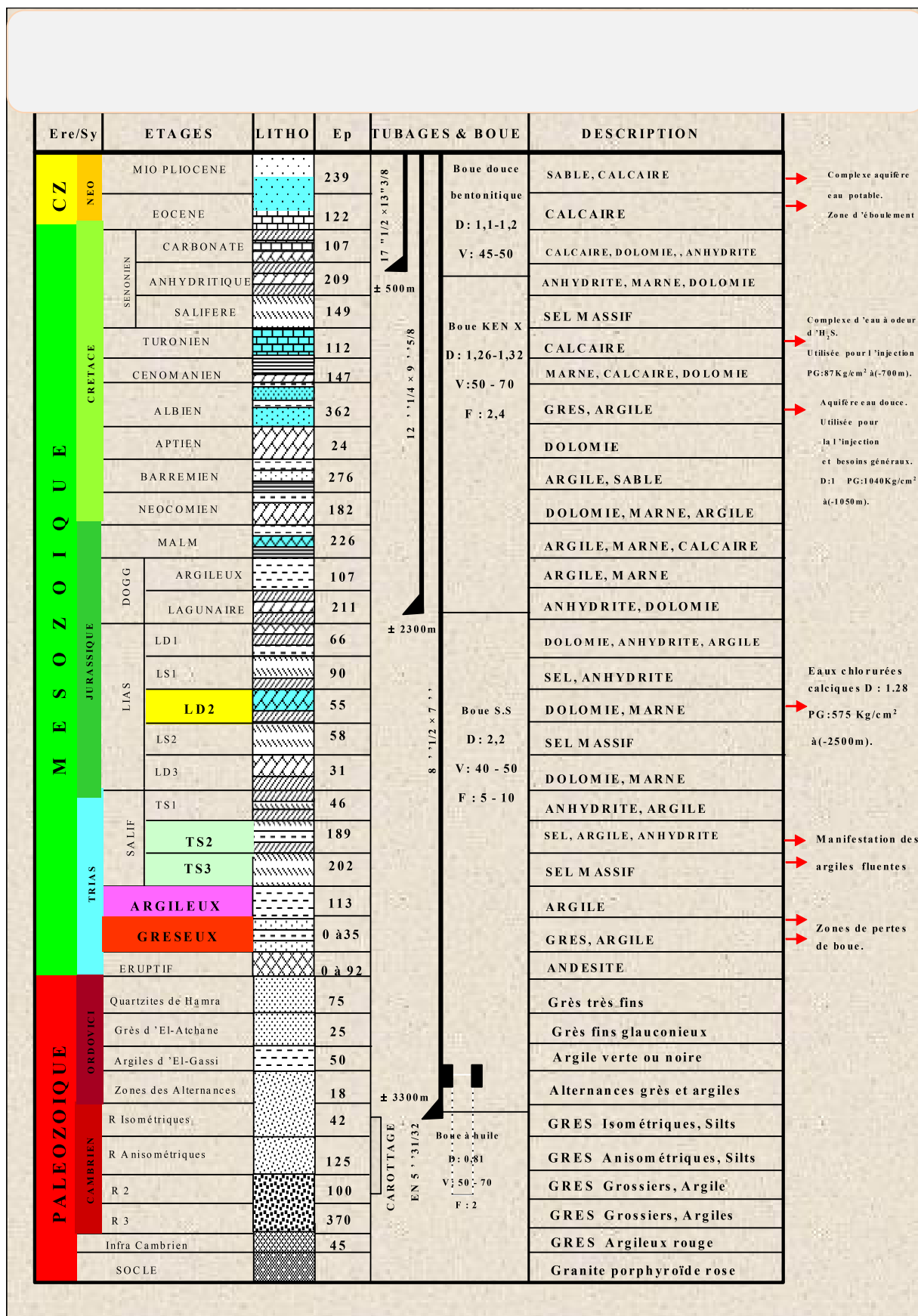


Figure.I.5.Colonne stratigraphique du champ de HMD

### **I.7. Les champs périphériques de Hassi Messaoud**

Les champs périphériques de Hassi Messaoud, sont répartis selon leurs positions géographiques comme suit :

- Périphérie sud : champs de Hassi Guettar (HGA), Hassi Guettar west (HGAW), Hassi Khbiza (HKZ), Hassi Terfa (HTF) et HASSI D'Zabat (HDZ)
- Périphérie nord : champs de Rhourde Chegga (RDC), Garet Benchentir (OL)
- Upside nord de Hassi Messaoud
- Périphérie est : champs de Bhiret Aissa (BRA) et Draa Eddaoui (DAD)

### **I.8. Conclusion :**

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

- Hétérogène sur une le plan verticale et horizontal;
- Anisotrope par la présence de silts ;
- Discontinu par l'écoulement des fluides.

Ces facteurs (hétérogénéité, discontinuité, anisotropie) vont provoquer une diminution de la récupération par rapport à un milieu homogène idéal, et vont entraîner une difficulté d'interpolation des valeurs des paramètres au puits.

Les principaux problèmes d'exploitation du champ de Hassi Messaoud sont :

- Les dépôts de sel, asphaltènes et sulfate de baryum
- Percées de gaz et d'eau
- Corrosion de la collecte

Le gisement de Hassi-Messaoud a atteint un degré d'exploitation élevé mais non encore définitive. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole.

# CHAPITRE II

## Généralité

sur les dépôts

de sels

**II.1.Introduction :**

Dans l'industrie du pétrole, les dépôts qui se forment au cours de l'exploitation représentent un véritable casse-tête contre lequel les producteurs du pétrole luttent depuis plusieurs décennies avec plus ou moins de succès. Il s'agit de constituants minéraux ou organiques, des eaux ou du pétrole. Ils se trouvent tous dans un état d'équilibre thermodynamique dans le gisement.

Cet état d'équilibre est rompu dès qu'on met un puits en production, même si le gisement ne subit qu'une lente chute de pression, l'effluent est soumis à de dures épreuves lorsqu'il pénètre dans le puits sur des distances de plusieurs centaines de mètres. Ils se produisent alors d'importantes chutes de pressions et de températures entraînant l'évaporation d'une partie du pétrole et de l'eau, ce qui provoque la cristallisation des paraffines et des sels minéraux qui s'accrochent sur les tuyaux de production et s'empilent, causant peut à peut le bouchage des canalisations et des zones comme : les vannes, les pompes, les dusses....etc.

Il existe deux genres de dépôts au niveau de l'anneau d'huile de la région de HMD:

- Dépôts organiques :

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

- ✓ Les paraffines et cire, fractions lourdes des HC paraffiniques.
- ✓ Les asphaltées et résines d'HC naphthénique et aromatiques.

Ces dépôts peuvent se présenter seuls ou mélangés à d'autres de nature minérale. [3]

Les conditions de formation de ces dépôts sont :

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

Pour lutter contre ce problème on injecte des solvants non colorés (kérosène, toluènes, xylène, benzène),..., des solvants colorés (tétra chlorure de sodium), les mélanges solvants, les fluides chauds (l'eau à 90°C). [3]

- dépôts des sels :

Les sels ont comme origines les eaux produites en même temps que le pétrole ; Ces eaux qui peuvent provenir soit de l'aquifère se trouvant à la base du gisement pétrolifère soit de la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités importantes. Ces eaux sont généralement très chargées en sels et quelquefois jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné, en quantités très variables, de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium, sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures.[3]

Pour éviter le dépôt de NaCl, le lavage à l'eau périodique en continu, paraît la solution la plus indiquée ; ce problème ne devrait d'ailleurs pas se poser lorsque l'eau produite contient moins de 80% d'eau de gisement. Cependant, un risque plus grave de perte de productivité des puits d'endommagement des installations est causé par la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium.

## **II.2. Les dépôts:**

### **II.2.1. Les dépôts organiques :**

Les hydrocarbures sont en condition supercritique dans le réservoir. Leur évacuation vers la surface provoque alors une sursaturation des alcanes les plus lourds. Il existe deux différents types de dépôts organiques, l'un est composé de paraffines et l'autre d'asphaltènes, les deux sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles brutes. Face à ces problèmes, il faut procéder au traitement d'une manière propre à chaque dépôt.

#### **II.2.1.1. Les dépôts d'asphaltènes :**

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normale et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène, etc.). Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées.

La partie centrale des micelles d'asphaltènes consiste en un composant de grande masse moléculaire. Ce dernier est entouré et peptisé par des résines neutres de masse plus petite et des hydrocarbures paraffiniques de petite masse moléculaire et hydrophile aux aromatiques et aux résines. Leur structure chimique est un anneau aromatique avec de l'oxygène, de l'azote et du soufre présents dans les ramifications hétérocycliques et de l'oxygène dans les groupements alkyles(Figure.II.1).



Figure.II.1.Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production

✓ **Composition des asphaltènes**

Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de Carbone et d'Hydrogène. D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le Soufre, Azote(N), et l'Oxygène avec des quantités significatives, tandis que les métaux, comme, le Nickel et le Vanadium sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables(Figure.II.2). [4]

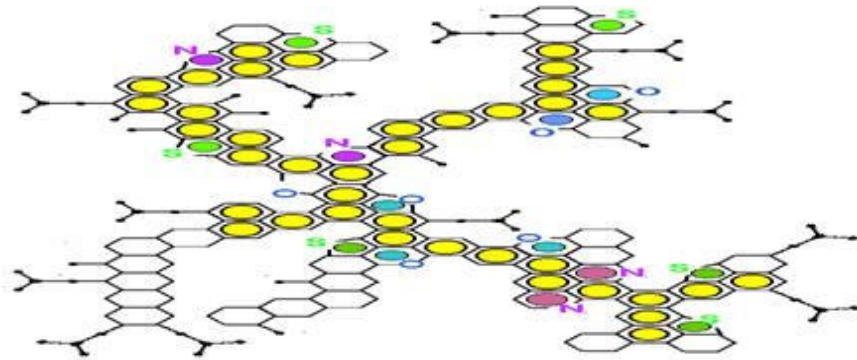


Figure.II.2.Schéma d'une composition d'asphaltènes [4]

✓ **Localisation des dépôts d'asphaltènes :**

La précipitation d'asphaltènes est toutefois pas limité à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut .

### II.2.1.2. Les dépôts de paraffines

Ici il s'agit de dépôts cristallins d'une autre nature. Considérons des pétroles contenant de 2 à 15% de paraffines se solidifiant jusqu'à 20° c. ces dernières sont constituées d'hydrocarbures contenant de 10 à 40 atomes de carbone, liés soit en chaîne droite (ce sont les paraffines normales) soit en chaîne ramifiées ( ce sont les iso paraffine ), soit une chaîne terminée par un cycle ( et sont les cycloparaffines ) Selon le nombre de carbone qu'elle contiennent, Elle cristallisent dans plusieurs systèmes et certaines d'entre elle changent de système cristallin avec le temps. Ainsi les hydrocarbures en C<sub>18</sub> à C<sub>20</sub>, de même que ceux contenant plus de 40 atomes de carbone, cristallisent directement dans le système orthorhombique (Figure.II.3). [4]

D'autre part, il est à noter que les molécules symétriques telles que le benzène, les paraffines à chaîne droite les structures à cycle condensé ( naphthalène, anthracène ) ont un point de congélation élevé il suffit de casser la symétrie de ces molécules ( par exemple en additionnant une chaîne latérale ), pour abaisser considérablement leur point de congélation.

La formation de dépôts de paraffine dans les puits et les collets est favorisée par :

- ✓ la baisse de pression qui provoque un refroidissement par effet de détente, en même temps qu'un départ des fractions légères qui sont les meilleurs solvants
- ✓ le contact avec des parois froides ;
- ✓ la rugosité des ces parois ;
- ✓ le régime laminaire d'écoulement ;
- ✓ la présence de dépôts minéraux (carbonates, sulfates) qui augmentent leurs consistances
- ✓ et pour les sondes en gaz-lift, le gaz qui sèche la paraffine et la durcit. [4]



Figure.II.3. Dépôts d' paraffines [4]



## II.2.2. Dépôts des sels

Le dépôt de sels, 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 saharien, 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 producteur que dans les installations de surface et autres canalisations.

### II.2.2.1. Les sels rencontrés dans les puits pétroliers

- **Chlorure de sodium**

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

Ce sont les dépôts de sels les moins gênants pour les producteurs, car la solubilité du chlorure de sodium est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts (Figure.II.4). [5]

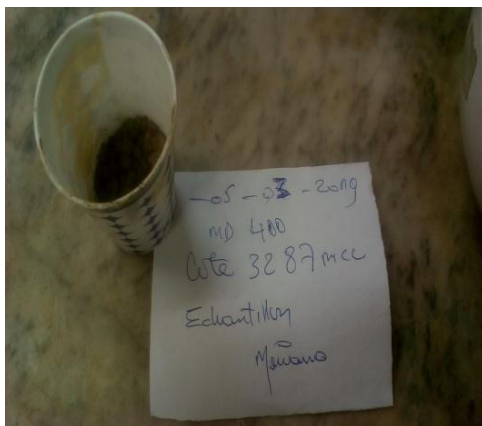


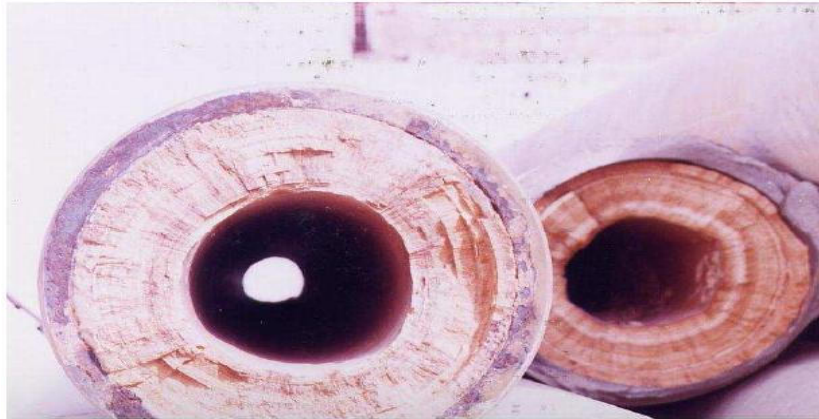
Figure.II.4. Chlorure de sodium (NaCl) [4]

- **Carbonate de calcium (CaCO<sub>3</sub>)**

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



Une chute de pression favorise le dégagement de  $\text{CO}_2$ , déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du  $\text{CaCO}_3$  insoluble. L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter ; Lorsque ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts (chimiques) (Figure.II.5). [5]



**Figure.II.5.**Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites [6]

- **Sulfate de calcium ( $\text{CaSO}_4$ )**

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

Une cause principale de la formation de  $\text{CaSO}_4$  est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite.

Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux. [5]

- **Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ )**

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

La précipitation de  $\text{SrSO}_4$  peut se produire par évaporation de l'eau, l'élévation de température, ou mélange d'eaux non compatibles. Les dépôts de  $\text{SrSO}_4$  sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides (Figure.II.6).

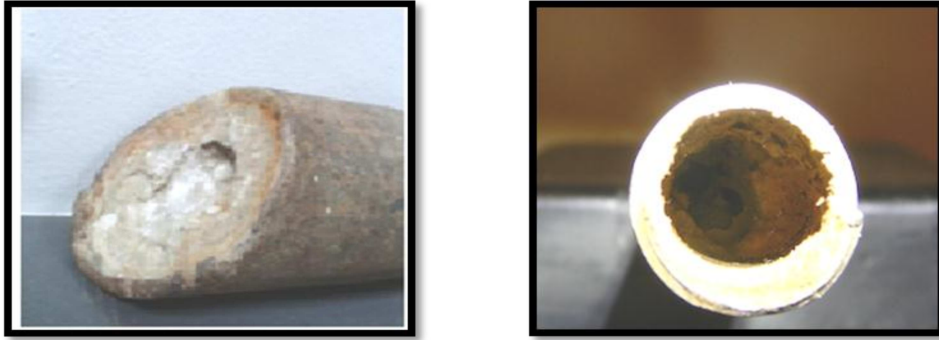


Figure.II.6.Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ )

- **Sulfate de baryum ( $\text{BaSO}_4$ )**

C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts sont durs et compacts. En règle générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du gisement peuvent contenir des ions baryum ( $\text{Ba}^{++}$ ) et être mises en contact avec des eaux, qui contiennent des ions de sulfates ( $\text{SO}_4^{2-}$ ). La solubilité du sulfate de baryum (à titre d'exemple) est cent fois inférieure à celle du sulfate de calcium. Toutefois la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  augmente avec la force ionique de l'eau. Un excès d'ions sulfate tend à coaguler le précipité alors qu'un excès d'ions de baryum tend à le disperser.

Le niveau de saturation est un élément important qui règle pour le sulfate de baryum la vitesse de cristallisation. Plus le niveau de sursaturation est grand, plus la précipitation est rapide. [7]

### II.2.2.2.Solubilité des dépôts de sels

La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre ; alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{K}_2\text{SO}_4$  et  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$  un certain nombre de sels sont partiellement solubles et d'autres insolubles comme le  $\text{BaSO}_4$ . Dans le cas d'un composé ionique solide ( $\text{AB}$ ) qui se dissocie en  $\text{A}^-$  et  $\text{B}^+$  indiquent la concentration en gramme ions/litre, la constante d'équilibre de la réaction de dissolution est appelée **produit de solubilité** et est notée  $K_s (T)$ , elle ne dépend que de la température et en générale, elle augmente avec celle-ci.

La solubilité S est en fonction de ce produit de solubilité et varie dans le même sens. Le produit de solubilité permet d'expliquer et de prévoir si une réaction de précipitation se vérifie et si la précipitation est complète. Lorsque le produit des concentrations des deux ions en solution est supérieur à la valeur du produit de solubilité du sel correspondant, la précipitation de sel se poursuit jusqu'à ce que le produit des concentrations de ces deux ions en solution n'égale le produit de solubilité (Tableau.II.1). [4]

**TABLEAU.II.1.SOLUBILITE QUELQUES FREQUENTS DEPOTS A HMD :**

Nom du dépôt	Produit ionique	Produitsde solubilité à 25°C
FeS	$[Fe^{2+}].[S^{-}]^2$	$3,2 \cdot 10^{-18}$
BaSO <sub>4</sub>	$[Ba^{2+}].[SO_4^{2-}]$	$1, 1 \cdot 10^{-10}$
Ca SO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O	$[Ca^{2+}].[SO_4^{2-}]$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
SrSO <sub>4</sub>	$[Sr^{2+}].[SO_4^{2-}]$	$2,8 \cdot 10^{-7}$
Ba CO <sub>3</sub>	$[Ba^{2+}].[CO_3^{2-}]$	$8,10^{-9}$
CaCO <sub>3</sub>	$[Ca^{2+}].[ CO_3^{2-}]$	$4,8 \cdot 10^{-9}$
Mg CO <sub>3</sub>	$[Mg^{2+}].[ CO_3^{2-}]$	$1,0 \cdot 10^{-5}$

La composition des dépôts varie suivant la nature d'eau produise, les principaux dépôts connus aux champs pétroliers sont établis en bas (Tableau.II.2) : [4]

**TABLEAU.II.2: NOMENCLATURE DES DEPOTS AUX CHAMPS PETROLIERS.**

Nom chimique	Formule chimique	Nom minéral
Chlorure de sodium	NaCl	Halite
Carbonate de calcium	CaCO <sub>3</sub>	Calcite
Carbonate de fer	FeCO <sub>3</sub>	Siderite
Sulfite de fer	FeS	Trolite
Oxyde de ferreux	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Hematite
Oxyde ferrique	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	Magnetite
Sulfate de calcium	CaSO <sub>4</sub>	Anydrite
Sulfate calcium hydrate	CaSO <sub>4</sub> . 2 H <sub>2</sub> O	Gypse
Sulfate de barium	BaSO <sub>4</sub>	Barite
Sulfate de strontium	SrSO <sub>4</sub>	Selstil

**a- La Solubilité de NaCl :**

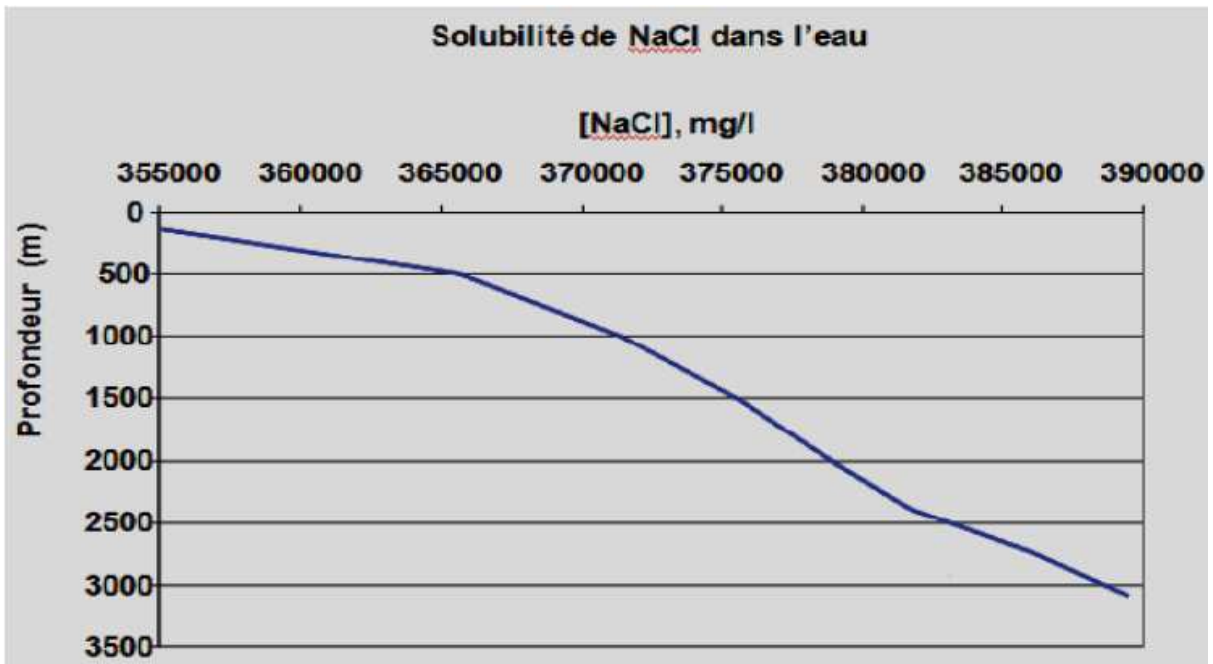
Étant donné que l'eau douce est la meilleure solution des dépôts de sel, alors que la solubilité de NaCl dans l'eau est importante.

La solubilité de NaCl est régie par la loi d'action de masse, l'équilibre de dissociation de sel est le suivant :



$\text{Na}^+$  : ion de sodium (cation).

$\text{Cl}^-$  : ion chlorure (anion).



**Figure.II.7.**La solubilité de NaCl dans l'eau en fonction de profondeur [8]

**b-Solubilité du BaSO4**

La solubilité est définie comme la quantité limite de corps dissous cela peut se dissoudre dans un dissolvant sous un ensemble donné des conditions physiques.

La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre : alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le Na2SO4. Un certain nombre de sels partialement solubles et d'autres insolubles comme le sulfate de baryum.

La solubilité S est en fonction de produit de solubilité et varie dans le même sens. [8]

La solubilité du sulfate de baryum exprimée en mg de sel pour 100 ml d'eau donnée par Pascal est la suivante :

**Tableau.II.3:** La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau (Pascal)

T °C	0.77	3.33	18	26.75	34
BaSO <sub>4</sub> (mg/L)	0.171	0.207	0.230	0.266	0.291

Nous avons vérifié que ces valeurs ne varient pas beaucoup d'un auteur à un autre, en Particulier on peut citer les données de COWAN et WEINTRITT (1975) (Tableau.II.4).

**Tableau.II.4:** La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau (Cowan et Weintritt 1975)

T °C	0	10	18	30	50
BaSO <sub>4</sub>	0.115	0.20	0.226	0.285	0.336

Le BaSO<sub>4</sub> est insoluble dans les acides et les bases ce qui explique les bouchages des puits après formation de dépôt. [8]

Le tableau ci-dessous donne une comparaison des solubilités du carbonates de calcium, Sulfate de baryum et de sulfate de calcium, donc ce tableau montre que le premier qui se Forme c'est le BaSO<sub>4</sub>. (Voir Tableau.II.5)

**Tableau.II.5:** Une comparaison des solubilités du CaCo<sub>3</sub>, BaSO<sub>4</sub> et de CaSo<sub>4</sub> [8]

Dépôts	Solubilité (mg/l)
Gypse	2080.0
Carbonate de calcium	53.0
Sulfate de baryum	2.3

### II.2.2.3. Conditions de formation des dépôts

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. [4]

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. [9]

### II.2.2.4. Influence des divers paramètres

#### A. Température

Elle a une action très importante sur la solubilité des sels. En règle générale une élévation de température augmente la solubilité des sels. D'après les analyses d'eau de formation on trouve que 1l d'eau dissout 345 g de sel à 20°C et plus de 390 g à 100 °C. L'eau produite est salée saturée dans une température de fond très élevée ; lorsque la température commence à chuter la solubilité diminue, ainsi les dépôts de sel commencent à se former mais il existe des exceptions comme :  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$  qui sont moins solubles a chaud (Figure.II.8). [4]

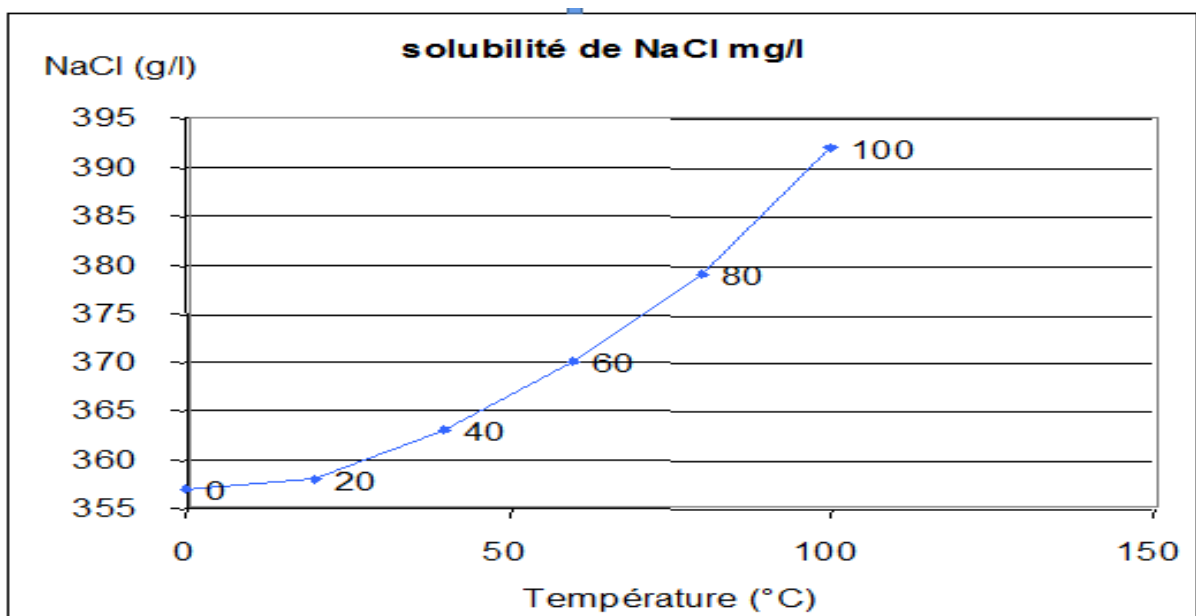


Figure.II.8. Effet de la température sur la solubilité

Ce tableau montre que pour un litre d'eau produite, plus de 50 g de NaCl sont déposés du font à la surface, l'importance des dépôts est proportionnelle au volume d'eau produite, ce qui explique la présence des grands dépôts dans les puits a fort débit d'eau (Tableau.II.6).

Tableau.II.6: l'effet de température sur solubilité de NaCl

température °F	concentration de NaCl g/l	quantité dépite mg/l
T° de fond 220	392	26847
T° de surface 70	345	11250

**B. Pression**

En général, la solubilité de NaCl est liée proportionnellement avec la pression c'est à dire plus la pression est élevée, plus l'eau peut contenir de sel dissout et l'inverse, ce qu'explique la présence des dépôts ou il existe des réductions de diamètre qui provoquent une chute de pression. Ainsi que la diminution de pression en cœur de la remonté vers la surface (Figure.II.9). [4]

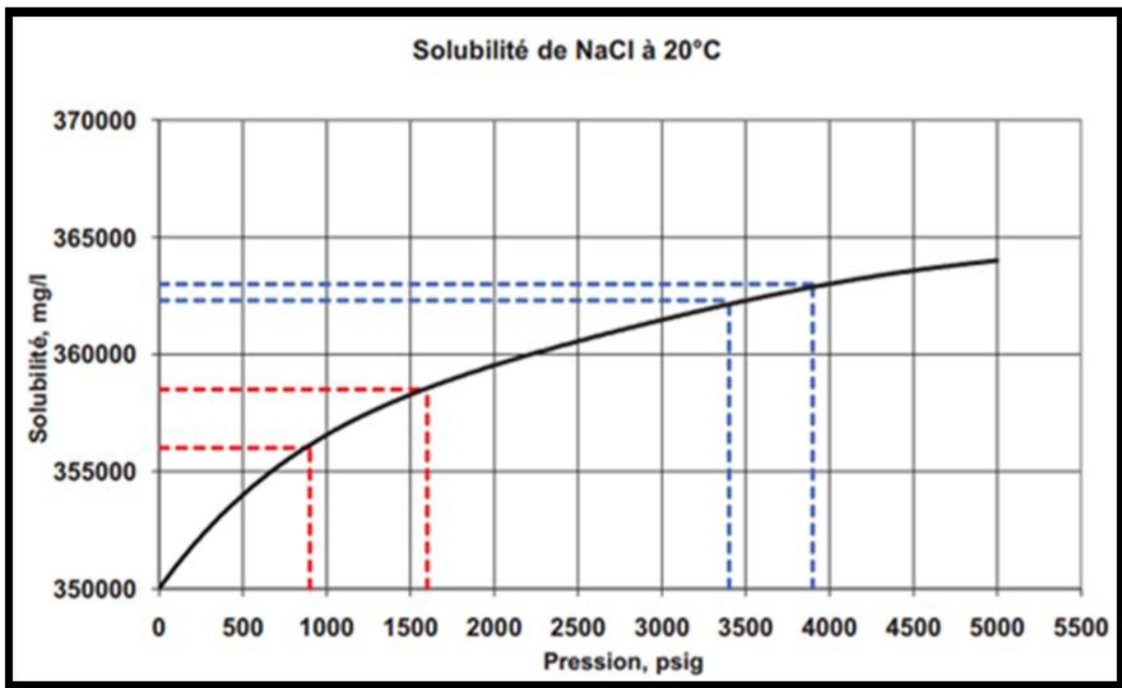


Figure.II.9.l'effet de pression sur la solubilité de NaCl



Tableau.II.7: l'effet de pression sur la solubilité de NaCl

Pression		Concentration de NaCl	Quantité dépôte
psi		mg/l	mg/l
pression de réservoir	1600	358500	2500
pression de fond dyna	900	356000	
pression de réservoir	3900	363000	700
pression de fond dyna	3400	362300	

### II.2.2.5. Localisation des dépôts

D'une manière générale, et en particulier pour le chlorure de sodium, la solubilité varie dans le même sens que la température et la pression.

Il est donc logique de penser que les cristallisations de sel se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression : le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface.....

Ceci ne veut pas dire d'ailleurs que les dépôts se produisent nécessairement à ces endroits. En effet, pour qu'il y est dépôts, il faut en plus que les conditions locales soient favorables, c'est-à-dire, par exemple :

- Parois rugueuses pour permettre l'accrochage.
- Turbulences favorisant le contact des cristaux avec les parois.
- Potentiel électrique des parois de signe contraire de celui des gouttelettes d'eau chargé de cristaux.
- Vitesse d'écoulement modérée permettant les dépôts des cristaux lorsque ceux-ci ont atteint une certaine taille,.....

Il est donc pas possible de prévoir, par raisonnement seulement, l'endroit où ces dépôts se produisent.

**II.2.2.6. Détection et suivi des dépôts**

Une fois complété et raccordé au réseau de production, les meilleures conditions de production doivent être assurées. Pour cela une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux (2) fois par semaine).

En tête de puits, l'équipe de production, a chaque ronde, relève les paramètres suivants :

- ✓ Pression de tête.
- ✓ Pression de ligne (en aval de la duse).
- ✓ Température de l'effluent.

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

- ✓ L'examen des pressions des espaces annulaires.
- ✓ La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage.
- ✓ L'état des duses (éventuellement).
- ✓ C'est en cas de non-correspondance des résultats que l'on peut détecter la présence d'un bouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante). [10]

**II.2.2.7. Moyens de destruction et de prévention**

La lutte contre les dépôts de sel consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux de sels dans de l'eau externe. Les moyens existant pour lutter contre les dépôts de sels sont :

**1-Le travail au câble (wire-line)**

C'est la méthode qui met en œuvre les moyens d'intervention les plus légers et les plus rapides. Le matériel de travail au câble utilisé permet de gratter le tubing et les équipements de fond, de casser par battage les bouchons de sel rencontrés et de contrôler le puits jusqu'au fond.

**2-Les lavages à l'eau douce**

Ils se font : soit en continu (objectif préventif); soit en discontinu (objectif curatif):

**2-1-Le lavage périodique**

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production. L'opération consiste à envoyer des bouchons d'eau au fond du puits. Un volume (allant jusqu'à 10 m<sup>3</sup> ou parfois plus) d'eau traitée (eu douce) est pompé en tête de puits (puits fermé), tout en surveillent la pression en tête afin de ne pas noyer le puits. Le bouchon descend par gravité à travers le tubing en dissolvant avec son passage les ponts de sel rencontrés. Il perce le bouchon généralement au bout de 8 heures. Après cela le puits est remis en production en le dégageant, par le biais de la torche, pour le dégager du bouchon d'eau.

**2-2-L'injection continue**

S'impose lorsque les accumulations sont importantes. Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum nécessaire) au fond du puits pour abaisser la concentration de l'eau de gisement. Cette opération a le mérite de ne pas interrompre la production.

- Sur les puits à faible débit, on injecte l'eau par un tube de faible section descendu dans le tubing de production.
- Sur les puits à gros débit, l'eau est amenée au fond du puits par le tubing et la production est assurée par l'annulaire.

**❖ Les différentes complétions pour l'injection continue de l'eau :****• Complétion concentrique :**

Cette complétion permet l'injection continue de l'eau dans les puits complétés de manière classique (tubing-packer). Elle est choisie pour exploiter un puits par un procédé préventif (pour empêcher les formations des dépôts).

**Avantages**

- ✓ Injection de l'eau sous le packer, lavage du découvert.
- ✓ La cote d'arrêt du macaroni est choisie en fonction de la hauteur des sédiments et de la côte supposée produire de l'eau.
- ✓ Possibilité d'accès au wire line au découvert et de contrôler le fond.

**Inconvénients**

- ✓ Perte de production par diminution de la section de passage de l'effluent et augmentation des pertes de charge (de l'ordre de 4 à 10 %).
- ✓ Équipement limité au tubings de diamètre supérieur à 3"1/2.
- ✓ Interventions de wire-line délicates, comportant des risques de coincement ou de rupture du câble. Possibilités de cuillérage des sédiments limitées.
- ✓ Impossibilité d'effectuer des mesures Améradas (le diamètre 1"050 à exclure).
- ✓ Aucun moyen de contrôle de l'espace tubing-macaroni.
- ✓ Circulation de fluides difficiles à gros débits.

**• Complétion double par tubings parallèles****Avantages**

- ✓ Annulaire isolé.
- ✓ Pas de réductions de passage des fluides et donc pas de pertes en production.
- ✓ Possibilité de contrôle wire-line dans les deux (2) tubings.

**Inconvénients**

- ✓ Contraintes dans le choix des diamètres des deux tubings; il faut s'assurer que la somme des diamètres extérieurs des tubings soit inférieure au diamètre intérieur du casing afin de pouvoir les incorporer.
- ✓ La reprise de ces puits nécessite un appareil lourd.
- ✓ La modification complète de la tête de puits et du packer.

**• Complétion avec l'ensemble BAKER-CAMCO (pour l'injection sous packer):****Avantages**

- ✓ Pratiquement pas de pertes de production par réduction de section de passage de l'effluent.
- ✓ Possibilité de descendre des outils dans le découvert pour son contrôle.
- ✓ Possibilité de retirer la vanne d'injection avec des outils de repêchage.

### Inconvénients

- ✓ À une grande profondeur la vanne d'injection se détériore rapidement.
- ✓ Une grande expérience dans le travail au câble est requise pour effectuer la pose et le retrait de la vanne d'injection.

**N.B :** Le taux optimal d'eau injectée est compris entre 5 et 7 % du volume à traiter. En deçà, le lavage perd son efficacité par défaut de contact, car la phase interne va être dispersée.

### **3-Les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche:**

Où elle peut dissoudre les cristaux de sel s'i y en a ; mais ça agit surtout du fait qu'il reste en partie de l'eau adsorbée dans la roche et sert de diluant de l'eau de gisement après la mise en production. L'effet de cette opération peut prendre une longue période.

### **Remarque**

Cette opération comporte le risque de noyage du puits c'est pourquoi elle est à éviter.

### **4-Les produits chimiques :** Que l'on peut classer en deux groupes :

**4-1-Les filmogènes** dont le rôle est d'enduire les parois métalliques d'un film qui réduit leur rugosité. Ils peuvent aussi être attirés sur les surfaces des cristaux : ils empêchent par la suite ces derniers de s'agglomérer.

**4-2-Les modificateurs de morphologie cristalline**, tels que les sels de cadmium, de plomb ou les ferrocyanures.

Il existe aussi comme solution chimique l'emploi des antidépôts. Ce sont des composés ayant des concentrations nettement inférieures à la stoechiométrie. L'inhibition de la formation des dépôts a commencé depuis 1930 par une première application qui est l'utilisation de 1 à 10 ppm d'hexamétaphosphate de sodium pour retarder la précipitation d'une solution sursaturée en carbonate de calcium.

Depuis, les polyphosphates ont été largement utilisés pour empêcher la formation des dépôts de sels de calcium. Et plus récemment de nouveaux types e molécules ont fait leur apparition comme par exemple :

- Les acides polycarboxyliques.
- Les phosphonates.
- Les aminophosphonates.

- Les amines grasses.

L'emploi de ces produits chimiques se fait par squeeze dans la formation, et très rarement, par des bâtonnets ou des granulés mis en place au fond du puits par gravité ou ils se dissolvent lentement.

#### **5-Coiled tubing:**

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puit. Cette intervention consiste à faire circuler dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité coiled tubing, ce qui permet de dissoudre les dépôts et les bouchons de sel dans le tubing. L'opération peut durer quelques minutes, et même des heures, selon la taille du bouchon de sel.

### **II.3.Impact des dépôts sur le champ HMD :**

#### **II.3.1.manque à produire engendré par les dépôts :**

On peut résumer ce problème dans les points suivants:

- Réduction de la productivité des puits
- Bouchages des tubings et des lignes entraînant des arrêts
- Pertes en production (en tonnes) Cas E1C
- Dysfonctionnement des équipements



**Figure.II.10.**Sulfate de baryum ( $BaSO_4$ )

#### **II.3.2.Traitement Des Dépôts Dans Hmd :**

Pour éviter le dépôt de  $NaCl$ , le lavage à l'eau périodique en continu, parait la solution la plus indiquée ; ce problème ne devrait d'ailleurs pas se poser lorsque l'eau produite contient moins de 80% d'eau de gisement. Cependant, un risque plus grave de perte de productivité des puits d'endommagement des installations est causé par la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium. [4]

- ✓ Il existe plusieurs possibilités de prévenir les dépôts:

### II.3.2.1. Traitement curatif :

Ce sont des opérations de nettoyage des puits par :

- Bouchon d'eau
- WireLine
- Snubbing
- Traitement par réformât en cas de dépôts organiques
- Acidification en cas de dépôts de carbonates

### II.3.2.2. Traitement préventif:

L'eau de lavage est traitée par des produits chimiques de traitement appelés inhibiteurs de dépôts, ils sont additionnés à l'eau de lavage 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 comme l'indique sa fiche technique. [4]

### II.3.3. Les 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.

L'entartrage dans des puits de gaz et de pétrole est un terrain commun et problème persistant pendant la production, traitement, transport.

L'inhibition de cet entartrage est une priorité. Les la plupart matériaux minéraux communs des dépôts, sont :  $\text{CaCO}_3$  ;  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$ ,  $\text{FeCO}_3$ ,  $\text{NaCl}$ , et zinc et fer sulfures ( $\text{Zn/FeS}$ ).

La chimie de saumure d'université de riz Le consortium a passé plusieurs années examinant la nucléation et les taux de précipitations et continue à faire ainsi, la recherche a été sur le mécanisme de l'inhibition minérale de dépôt. En fait, l'entartrage et l'inhibition sont intimement reliés entre eux, par exemple, un principe de base est cela Les inhibiteurs de dépôts sont les sels en général insolubles d'un des ions minéraux de treillis. [4]

**❖ Domaine d'utilisation :**

Les produits anti-dépôts sont des composés 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 du 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 procédées industriels, eau de chaudière...etc.

Actuellement l'inhibiteur utilisé dans les stations de traitement est L'INIPOL AD32 de la firme CECA. 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. [4]

**II.3.4.Les stations de traitement chimique :**

Les unités (stations pour l'injection des produits chimiques) de traitement d'eau ont pour but de traiter l'eau de lavage des puits huiles salés ainsi que le traitement de l'eau de maintien de pression. Elles sont au nombre de huit (08) et sont localisées sur des différentes zones sur le site de Hassi-Messaoud (Figure.II.11).



Figure.II.11.Station de traitement



**II.3.4.1. Station de lavage des puits huiles salés :**

**1. Station Z14** située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur de la base IRARA), et traite les puits huiles salés de la zone Est.

- Elle Comprend 6 cuves de 1000 litres

**2. Station CINA** située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur du centre Industriel Nord) et traite les puits huiles salés de la zone Nord.

- Elle Comprend 5 cuves de 1000 litres et une de 2000 litres.

**3. Station W1C** située en zone Ouest du champ de HMD (l'intérieur de la Station satellite W1C) et traite les puits huiles salés de la zone 1.

- Elle Comprend 6 cuves de 1000 litres et une de 3000 litres

**4. Station CIS** située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur du centre Industriel Sud) et traite les puits huiles salés de la zone Sud-Ouest.

- Elle Comprend 5 cuves de 1000 litres et une de 2000 litres

**5. Station HGA** située en zone Complexe du champ de HMD et traite les puits huiles salés du champ HGA.

- Elle Comprend 3 cuves de 1000 litres

**II.3.4.2. Station de maintien de pression :**

**1. Station E2A** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteur de la zone Est.

- Elle Comprend 4 cuves de 3000 litres

**2. Station OMP 53** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord-Est.

- Elle Comprend 2 cuves de 3000 litres et 2 cuves de 5000 litres

**3. Station OMN 77** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord.

- Elle Comprend 4 cuves de 5000 litres

# CHAPITRE III

## Etude de cas

**III.1. Introduction**

Dans cette partie, l'étude a été faite sur 2 puits à savoir : MD299, HGAW1. On a commencé par l'étude de laboratoire pour déterminer la nature de dépôts dans le puits et l'équipement de l'intervention de nettoyage de chaque puits.

Pour chaque puits on a présenté :

- Généralité sur le puits :
  - Historique sur le puits.
  - Informations générales.
  
- Problème de puits :
  - Type d'endommagement.
  - Identifier le problème de puits.
  - Résultats du test de jaugeage.
  - Les dernières opérations.
  
- Le traitement de puits :
  - Opération spécial.
  - Une comparaison.
  - Impact de dépôt sur la production.

## III.2.Méthodes d'analyses et matériels utilisés

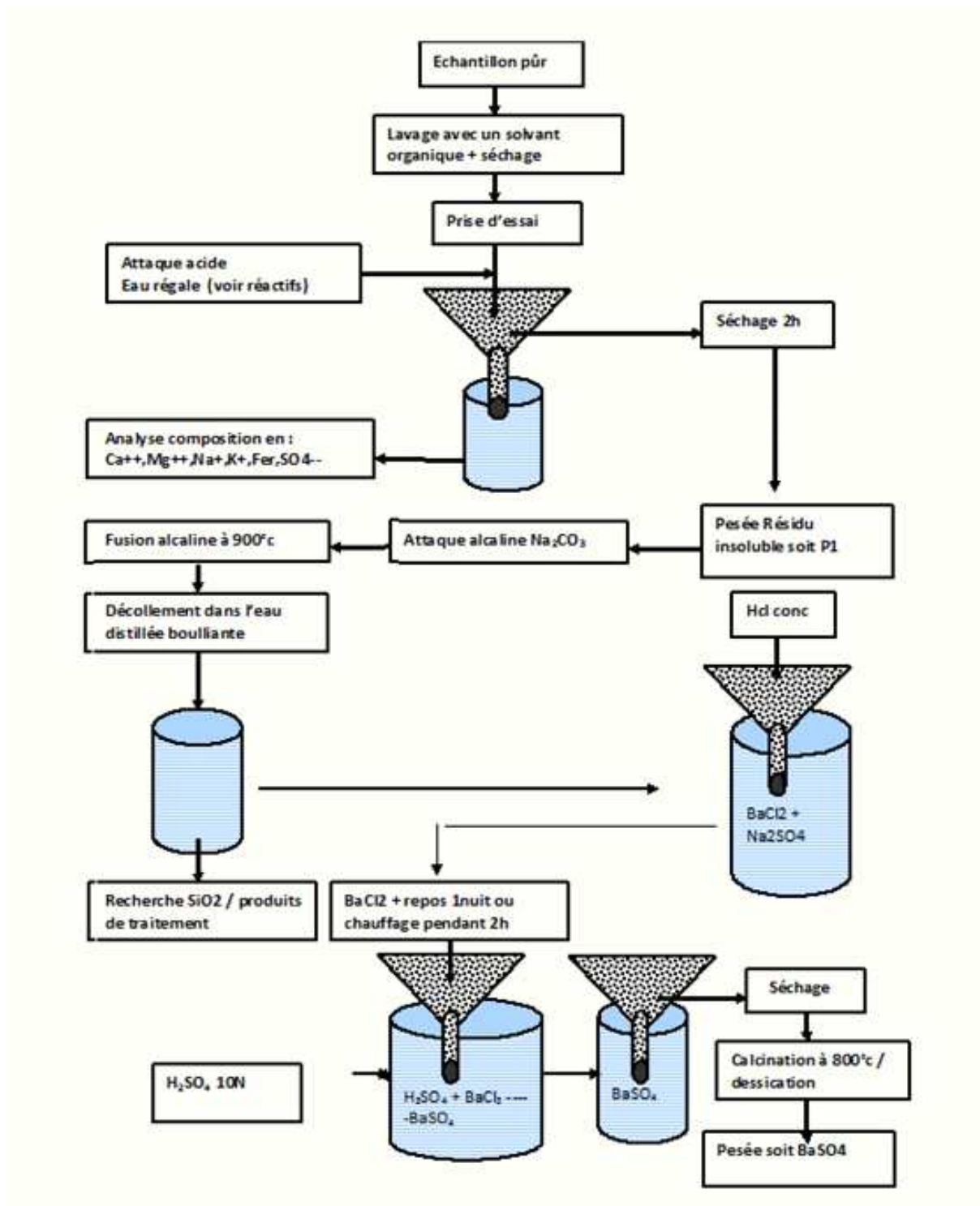


Figure.III.1. Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt

### III.2.1. Analyse de dépôt

#### ➤ Attaque acide

- Laver, Sécher et broyer l'échantillon.
- Prélever 1g de l'échantillon dans 60 ml d'eau régale (40 ml de HCl +20 ml de HNO<sub>3</sub>) évaporé complètement la solution.
- Ajouter 20 ml de HCl et évaporer à sec, puis 10 ml d'eau distillée, laisser bouillir pendant 1mn, répéter l'opération précédente en ajoutant 20 ml d'eau bouillir pendant 10mn et enfin 100ml d'eau distillée et une ébullition de 15mn, 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. [11]

#### ➤ 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 un 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. [11]

Soit P2 le poids du précipité obtenu :

$$\% \text{BaSO}_4 = P2 \times 100$$

$$\% \text{SiSO}_2 = ( P1 - P2 ) \times 100$$

## ❖ MATIÈRES 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. [11]

Soit :

**p** : la prise d'essai.

**nv** : poids de la nacelle vide

**nc** : poids de la nacelle après calcination.

Le pourcentage en matières organiques est :

$$\% \text{ M.org} = (p - (nc - nv)) \cdot 100 / P$$



Figure.III.2. Four à moufle

## ➤ Teneur Na cl

- Peser 1g de l'échantillon (séché et broyé).
- Dissoudre dans un volume d'eau avec chauffage.
- Filtrer la solution puis compléter à 100 ml d'eau distillée.
- Prélever 5ml et doser par  $\text{AgNO}_3$  (0.1 N ou 0.01 N) en présence d'indicateur  $\text{K}_2\text{CrO}_4$ .
- Soit V le volume dépenser d' $\text{AgNO}_3$ .

$$\% \text{ Na cl} = 58,45 \cdot N \cdot V \cdot 10 / 5$$

**➤ Dosage du Calcium**

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon.
- ajouter 5ml de solution de NaOH 1N (ph = 13) et une pincée de murexide la solution devient rose.
- Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au violet, soit V1 le volume versé. [12]

$$[\text{Ca}^{++}] = 40.08 \times M \times 1000 \times V1 \times D / \text{Pe}$$

**40.08 g** : Masse molaire du calcium

**M** : Molarité de l'EDTA

**V1** : le volume d'EDTA écoulé

**Pe** : Prise d'essai

**D** : facteur de dilution

**[Ca<sup>++</sup>]** = est exprimée en mg/l

**➤ Dosage du magnésium**

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon
- ajouter 5ml de solution tampon ammoniacale ph = 10 et une pincée du noir euriochrome t (NET), la solution devient rouge-vin
- Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au bleu, soit V2 le volume versé. [12]

$$[\text{Mg}^{++}] = 24.3 \times M \times 1000 \times (V2 - V1) \times D / \text{Pe}$$

**24.3** : Masse molaire de du Magnésium

**M** : Molarité d'EDTA

**V** : Volume d'EDTA écoulé

**Pe** : Prise d'essai (20ml)

**D** : Facteur de dilution

**[Mg<sup>++</sup>]** est exprimée en mg/l

## ➤ Dosage du fer total

Avant de doser le fer il faut s'assurer de sa présence

- Ajouter 2 gouttes d'HCl conc à l'échantillon
- Etendre avec de l'eau distillée puis ajouter 2 à 3 gouttes de ferrocyanure de potassium
- $K_4Fe(CN)_6$ , la couleur bleue indique la présence du fer.
- Prélève 25ml du filtrat dans un bécher de 250ml
- Oxyde le milieu avec  $HNO_3$  à chaud
- Laisser refroidir, on élève le pH avec NaOH puis on d'acide acétique dilué et d'acétate de sodium. [12]



Figure.III.3. pH mètre

- Ajouter ensuite 5ml d'indicateur (Acide sulfasolycylique)
- Titrer par l'EDTA 0.1M ou 0.01M selon la concentration du fer jusqu'à virage pourpre au jaunâtre. [12]

$$[Fe] = M \cdot V \times 55.85 \times 1000 \times D/Pe$$

**55.85g** : Masse molaire du fer

**V** : le volume d'EDTA versé.

**Pe** : Prise d'essai

**D** : Facteur de dilution

[Fe] est exprimée en mg/l



### III.2.2. Contrôle de la concentration de l'inhibiteur de dépôt injecté

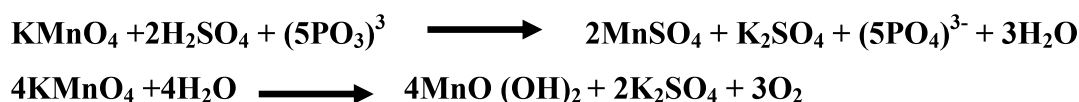
#### ❖ Principe du dosage

L'anti-dépôt utilisé est à base de phosphorâtes donc la méthode est basée sur l'oxydation des phosphorâtes  $(\text{PO}_3)^{3-}$  en phosphates  $(\text{PO}_4)^{3-}$  en utilisant le molybdate d'ammonium  $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24}\cdot 4\text{H}_2\text{O}$  en présence de l'antimoine tartrate de potassium  $(\text{KSb}_5\text{C}_4\text{H}_4\text{O}_6)$  un complexe bleu apparaît qui est absorbé dans un spectrophotomètre à une longueur d'onde de 640nm. [12]

#### ❖ Mode opératoire

Oxydation des phosphorâtes :

Dans un bécher ajouter à la prise d'essai 3ml de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  10N et 1ml de  $\text{KMnO}_4$  0.2N compléter à 50ml avec l'eau distillée et chauffer la solution jusqu'à l'apparition d'un précipite brun. [12]

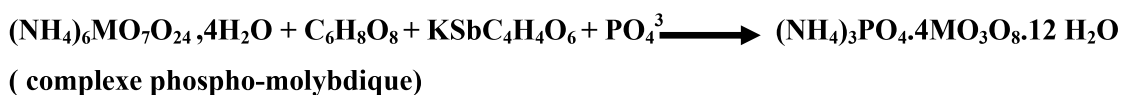


#### ✓ Décoloration de la solution

Le précipite brun gêne la suite de l'analyse il sera décoloré par quelques gouttes d'acide ascorbique  $\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_6$  A 4% [12]



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. [12]



Laisser reposer une demi-heure et passer à la 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 puis la concentration. [12]



**Figure.III.4.** Contrôle de la concentration de l'anti-Dépôt par le spectro-photomètre UV-Visible

### III.3. Puits MD299

#### III.3.1. Généralité sur Le puits MD299

##### Historique

Le puits MD299 est foré le 23/09/1978, comme un puits vertical. En 2010 un work over est réalisé pour sidetrack (liner endommagé production des cailloux en percée de gaz) et récomplétion en en LCP.

Le puits est fracturé en 2013. Un autre W O est réalisé en 2017 pour dexente LPP 2 $\frac{7}{8}$  et recompletion de puits avec tubing 4 $\frac{1}{2}$  ancré. Actuellement le puits est fermé pour une opération SNB dont l'objectif est de dexendre un CCE pour dessalage par ce que le puits est très salé. Le puits se situe dans la zone 1B-complexe. [13]

<b>Puits :MD299</b>
<b>Zone :1B-complex</b>
<b>Date Forage :23/09/1978</b>
<b>X :853642.0136Y :180608.1454</b>
<b>FOND :3443(m)</b>
<b>Appareil :TP202</b>
<b>Situation :PRODUCTEUR HUILE</b>
<b>Etat :ouvert</b>
<b>Manifold :EPF-RDC Sous/Manifold :OMP57</b>

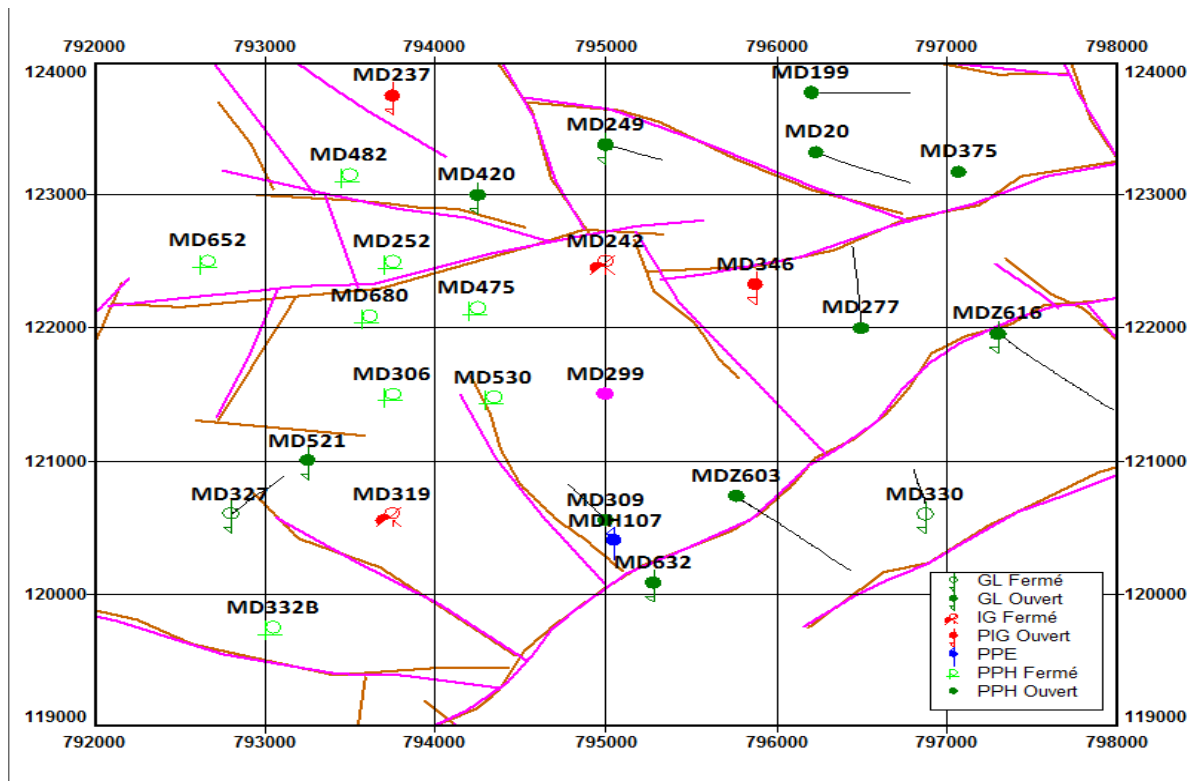


Figure.III.5. Localisation de puits MD299 [13]

### III.3.2. Problème de puits MD299

#### ❖ Type d'endommagement

Le puits MD299 est connu par les problèmes des sels (NaCl), qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing qui a engendré une chute de la production du puits. [13]

#### ❖ Identifier le problème du puits

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

- Test de jaugeage
- Test de puits

❖ **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 permet d’obtenir d’autres paramètres caractérisant le brut tels que le GOR, la température d’huile ainsi que la salinité de l’eau. Les résultats sont montrés dans le tableau suivant : [13]

**Tableau.III.1.Résultats des tests de jaugeage**

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h)	GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile
		Huile		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	(°C)
16/02/2017	13	2.72	2676	24.2	14.2	--	22.2
29/03/2017	13	1.14	2809	41.9	15.2	--	31
08/06/2017	12.7	2.37	1647	52	17	5.1	26
01/07/2017	12.7	2.2	2667	18	15	3.98	34
31/08/2017	12.7	2.21	1589	66	16	15.81	34
06/10/2017	12.7	2.13	1465	48.9	14.8	--	20.4
10/12/2017	12.7	1.14	1955	37.4	15	15.09	15
03/01/2018	12.7	2.34	3365	19.4	15	--	24
26/03/2018	12.7	1.31	2607	18.5	16.6	16.62	14
06/12/2018	10	1.11	6052	15.5	13.8	--	27
14/01/2019	10	2.01	1658	62	15	3.82	11

D’après les résultats de jaugeage, On peut mentionner les interprétations suivantes :

- Dans les 4 premiers tests de jaugeage on remarque que le débit de production est faible (2.72, 1.14, 2.37, 2.2), ce qui montre l’intensité de ce problème. La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs de débit de production.

### Les dernières opérations

Puits : MD299		
Date debut	Date fin	Type opération
12/04/2003	24/04/2003	COMPLETION
19/02/2013	19/02/2013	DIAGRAPHIE
05/12/2016	14/01/2017	WORKOVER
25/12/2018	07/01/2019	SNUBBING
30/01/2019	30/01/2019	OPERATION_SPECIALE
12/02/2019	12/02/2019	WIRELINE

### III.3.3. Le traitement de puits MD299

➤ **Le traitement recommandé :**

Afin de maintenir la productivité de puits MD299 et enlever le dépôt dans le tube qui restreint le passage de l'effluent, l'intervention suivante est recommandée :

- ❖ BEF (bouchon d'eau fermé) avec fréquence de 8 jours.
- ❖ Grattage et contrôle (Wire line).
- ❖ Nettoyage (tubing) à l'eau traité avec l'unité du coiled tubing.
- ❖ Squeeze à l'eau traitée(fond).
- ❖ Snubbing pour nettoyage fond et descente CCE en vue injection eau continue (dessalage). [13]

➤ **Opération spécial**

Tableau.III.2.Les opérations spéciales [13]

Opérations effectuées sur le puits MD299			
Date début	Date fin	Opérations	Sous/opérations
12/02/2019	12/02/2019	WIRELINE	Grattage Contrôle
22/11/2018	22/11/2018	OPERATION_SPECIALE	Clean out
16/04/2018	16/04/2018	OPERATION_SPECIALE	Clean Out + Squeeze ET

➤ **Opération wire line (contrôle grattage)**

Enfin et comme une procédure préventive un Wire line (contrôle grattage) a été effectuée chaque période : [13]

**Tableau.III.3.** contrôle grattage

Opérations effectuées Sur md299			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
12/02/2019	12/02/2019	WIRELINE	Grattage Contrôle
17/07/2018	17/07/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
30/06/2018	30/06/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
23/04/2018	23/04/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
15/04/2018	15/04/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
30/03/2018	30/03/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
09/02/2018	09/02/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
13/01/2018	13/01/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
03/12/2017	03/12/2017	WIRELINE	Grattage Contrôle
14/10/2017	14/10/2017	WIRELINE	Grattage Contrôle
07/02/2017	07/02/2017	WIRELINE	Grattage Contrôle

**Tableau.III.4.** Teste jaugeage avants et après clean out [13]

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m3/h)	GOR (sm3/sm3)	Pression (Kg/cm2) tête Pipe	T huile (°c)
Avants une opération special (10/12/2017)	12.7	1.14	1955	19.4	15
Après une operation special (03/01/2017)	12.7	2.34	3365	37.4	24

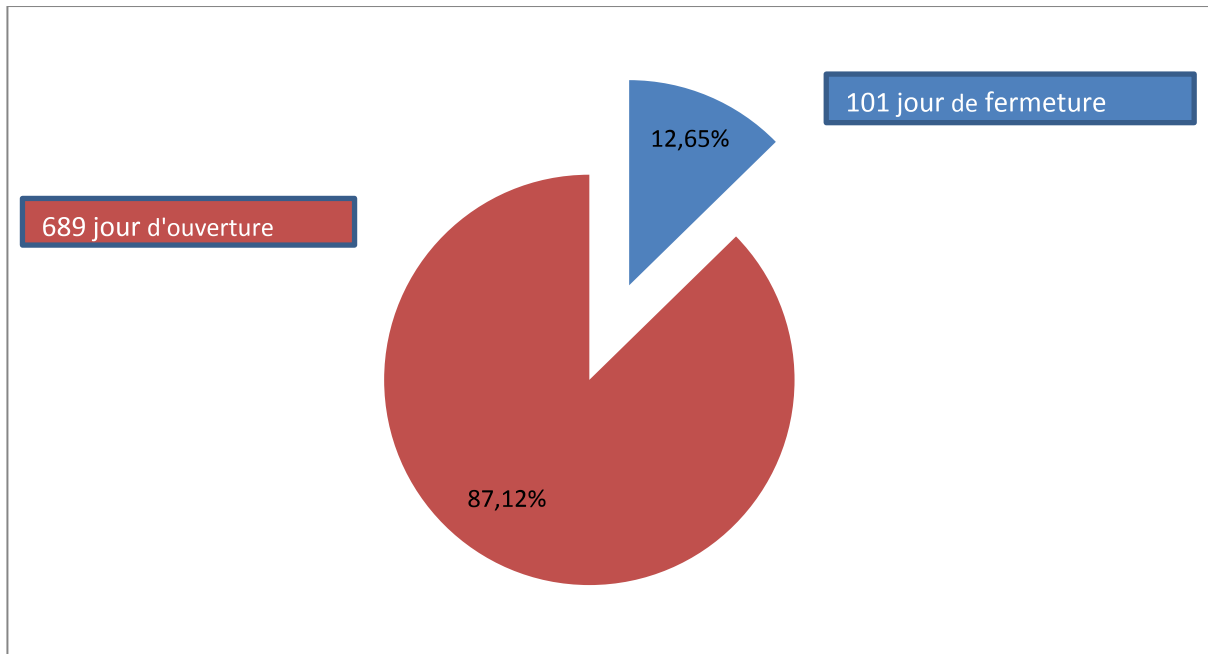
➤ D'après les résultats de Jaugeage (avants et après clean out), On peut mentionner les

Interprétations suivantes :

- Une augmentation importante de débit de production (de 1.48 m3/h vers 2.34 m3/h).
- Une augmentation importante de pression de tête (de 19.4 Kg/cm2 vers 37.4 Kg/cm2).
- Une augmentation importante de température (de 15 (°c) vers 24 (°c)).

### III.3.4.L'impact du problème de dépôt du sel sur la production

Nous avons étudié le cas de puits MD299 durant les années 2017, 2018, 2019. Nous avons conclu qu'il souffrait des sels, il était traité par les bouchons d'eau. On voit qu'environ 12.65% de cette période est considéré comme un temps mort. C'est à cause de dépôt des sels dans les perforations et le tubing de ce puits.



**Figure.III.6.**Jours de production et d'arrêt du puits MD299 durant les années 2017, 2018 et 2019

### III.3.5.Les conséquences de ce problème sont les suivantes :

- Baisse du débit de production moyen de 2.72 à 1.14 m<sup>3</sup>/h .
- Perte de production d'au moins 2720 L/h (minimum 3 million et 539040 \$ avec un débit moyen de 2.72 m<sup>3</sup>/h et un prix de baril de 73.5 \$).
- Augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits et des arrêts.
- Augmentation des dépenses d'exploitation (pompage des eaux douce).
- Le cout des interventions sur le puits.
- Coincement des outils WireLine à l'intérieur du puits.
- Difficulté de réaliser des opérations de mesure de Build Up.

III.4. Puits HGAW-1

❖ Choix du puits

Les histogrammes suivants représentent les dépôts les plus fréquents au champ de HMD. Suite au résultat, nous constatons que le puits HGAW-1 présente des dépôts minéraux (sulfates de baryum  $BaSO_4$  et sels  $NaCl$ ) et des dépôts organiques (Asphaltènes), pour cela une modeste étude statistique sur ce puits est faite dans le but de voir l'impact de ces dépôts sur la production et l'impact du traitement.



Figure.III.7: les dépôts de sel

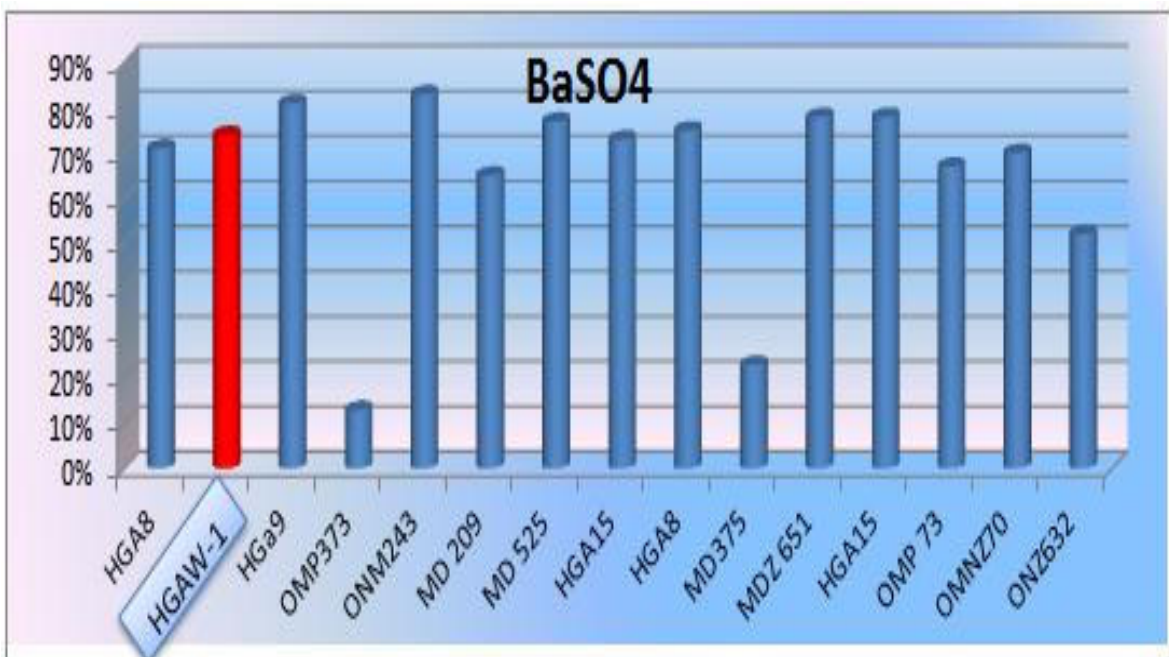


Figure.III.8: Les dépôts de sulfate de baryum



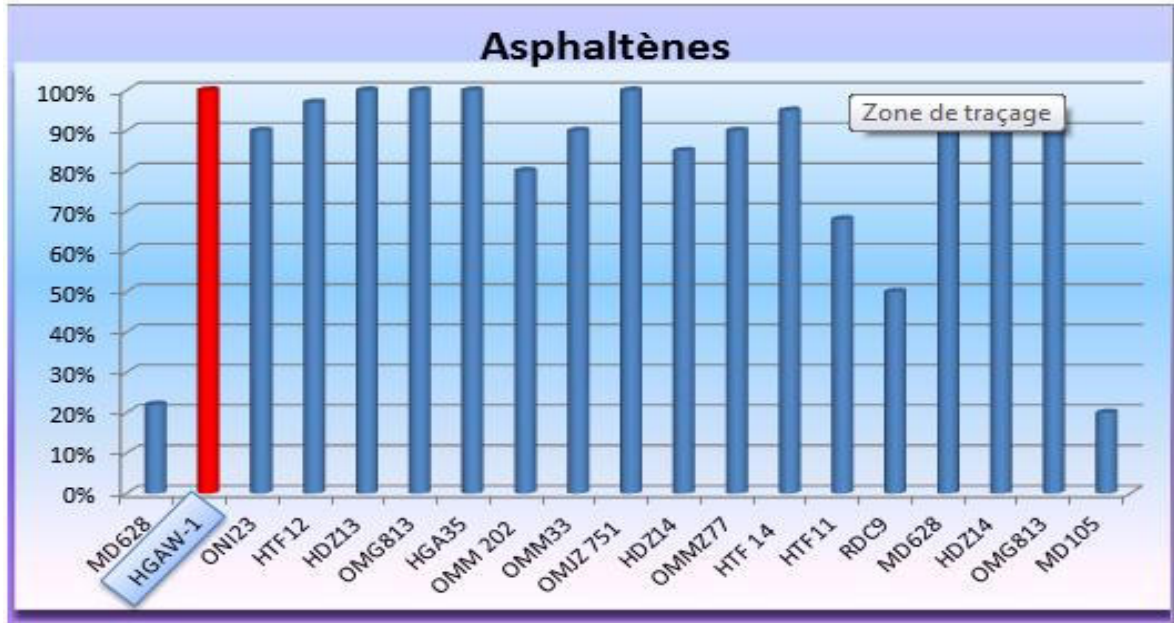


Figure.III.9: Les dépôts asphaltés

### III.4.1. Historique du puits HGAW-1

Le puits HGAW-1 est un puits producteur d'huile vertical foré en 05/2005 (date fin de forage) à une profondeur de 3570 m dans la zone Hassi Guettar dans la partie Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud. [13]

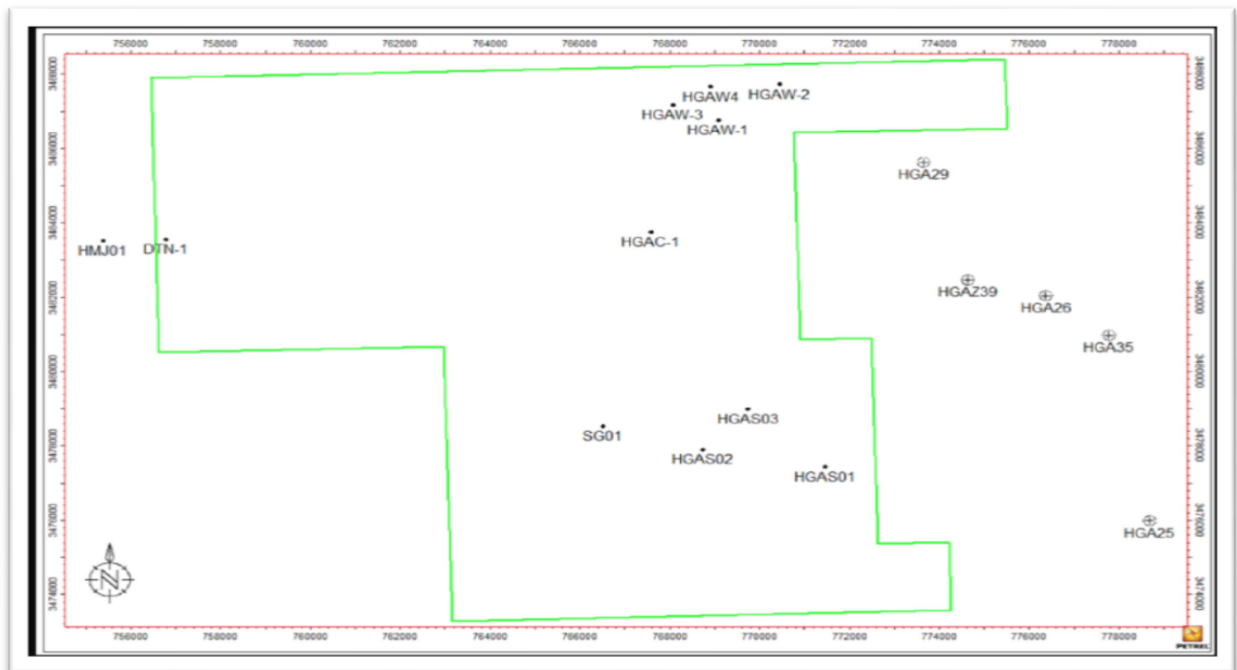


Figure.III.10 : Localisation du puits HGAW-1.

Le puits HGAW-1 est connu par les problèmes des asphalténés et du sel (Na Cl) et des dépôts de sulfates de baryum, qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing, ce qui a engendré une chute de la production du puits. [13]

### III.4.2. Identification du problème de puits :

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

- ✓ Test de jaugeage
- ✓ Test de puits

#### A. Résultat de test de jaugeage :

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même, ce test nous permet d'obtenir d'autres paramètres caractérisant le brut, tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le **tableau.III.5.** [13]

**Tableau.III.5.** Résultats des tests de Jaugeage

PUITS: HGAW													
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
08/08/2015	11	Vx29	6.37	846.00	133	35.1	19.7	--	35.4	.4129	491	0	-----
01/11/2015	11	600	4.75	425.56	90	35.25	29.5	4.59	25	.4993	0	0	-----
30/12/2015	11	-	3.99	515.48	129	33.6	28.5	4.08	18	.5546	0	0	-----
28/02/2016	11	655	4.4	430.63	98	37.2	31.7	5	14	.5515	0	0	-----
23/04/2016	11	-	6.74	847.85	126	44.8	32.1	5.71	25	.4982	0	0	-----
09/07/2016	11	Vx29	5.05	598.13	118	37	31.8	--	39.9	.4702	0	0	-----
24/07/2016	11	-	3.56	351.73	99	36	32.5	3.57	26	.5668	0	0	-----
16/08/2016	11	-	5.53	405.08	73	29.5	12.5	4.28	28	.3995	0	0	-----
04/09/2016	11	1440	5.7	500.81	88	32.5	19.7	16.72	31	.4271	0	0	-----
22/10/2016	11	Vx29	4.7	530.44	113	26.9	19.5	--	25	.4286	194	0	-----
21/11/2016	11	-	4.77	355.30	74	28	16	5.3	21	.4394	0	0	-----
15/01/2017	11	-	7.2	719.87	100	40	23	4.28	15	.4161	0	0	-----
30/03/2017	11	Vx29	5.36	680.63	127	31.2	17.3	--	32	.4361	174	0	-----
09/04/2017	11	-	4.8	325.63	68	32	21	3.47	16	.4998	0	0	-----
29/07/2017	11	1440	4.82	495.20	103	32	16.2	15.3	31	.4977	0	0	-----
06/08/2017	11	Vx29	4.94	608.30	123	33.1	12	--	38.1	.5019	0	0	-----
16/10/2017	11	-	5.35	722.88	135	33.1	8.9	--	28.8	.4634	0	0	-----
04/12/2017	11	Vx29	5.34	621.40	116	47.9	11.7	--	19	.6721	0	0	-----
31/12/2017	11	-	5.02	523.26	104	35.1	10.71	10.61	19	.5241	0	0	-----
12/01/2018	11	-	4.62	501.56	109	38.8	10.1	10.2	14	.6291	0	0	-----
05/02/2018	11	Vx29	3.98	467.85	117	35.9	8.9	--	16	.6749	0	0	-----
28/03/2018	11	FastQ	3.56	1061.76	298	29.4	9.68	--	15	.6186	0	0	-----
17/04/2018	11	Vx29	4.73	664.46	140	28.4	11.6	--	25	.4497	586	0	-----
07/07/2018	11	-	4.45	428.14	96	24.6	9.7	9.79	30	.4137	0	0	-----
18/08/2018	11	-	4.15	370.19	89	22	10	10.1	32	.3968	0	0	-----
28/09/2018	11	-	4.44	290.49	65	22.3	11.1	--	29	.3759	0	0	-----
16/10/2018	11	-	3.47	319.86	92	21.5	10.6	10.71	21	.4642	67	0	-----
04/12/2018	11	-	4.15	385.84	93	23	10.2	9.96	19	.4153	10	0	-----
26/12/2018	11	600	3.39	374.61	110	20.5	8.9	2.55	17	.4525	0	0	-----
23/02/2019	11	-	4.38	255.19	58	24	9.5	4.28	19	.4101	0	0	-----

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

- Une diminution excessive de débit de 7.2 m<sup>3</sup>/h jusqu'au 3.39 m<sup>3</sup>/h correspond à une chute de 3.81 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 directement proportionnelle aux valeurs de débit de production.

### B. Les dernières opérations

Tableau.III.6: Résultats des dernières opérations

Puits : HGAW1		
Date debut	Date fin	Type opération
15/05/2005	null	COMPLETION
16/02/2013	17/05/2013	WORKOVER
23/04/2015	08/06/2015	SNUBBING
12/06/2017	12/06/2017	DIAGRAPHIE
18/02/2019	18/02/2019	WIRELINE
26/02/2019	26/02/2019	OPERATION_SPECIALE

### C. Traitement du puits HGAW-1

PUITS: HGAW1													
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
08/08/2015	11	Vx29	6.37	846.00	133	35.1	19.7	--	35.4	.4129	491	0	-----
01/11/2015	11	600	4.75	425.56	90	35.25	29.5	4.59	25	.4993	0	0	-----
30/12/2015	11	-	3.99	515.48	129	33.6	28.5	4.08	18	.5546	0	0	-----
28/02/2016	11	655	4.4	430.63	98	37.2	31.7	5	14	.5515	0	0	-----
23/04/2016	11	-	6.74	847.85	126	44.8	32.1	5.71	25	.4982	0	0	-----
09/07/2016	11	Vx29	5.05	598.13	118	37	31.8	--	39.9	.4702	0	0	-----
24/07/2016	11	-	3.56	351.73	99	36	32.5	3.57	26	.5668	0	0	-----
16/08/2016	11	-	5.53	405.08	73	29.5	12.5	4.28	28	.3995	0	0	-----
04/09/2016	11	1440	5.7	500.81	88	32.5	19.7	16.72	31	.4271	0	0	-----
22/10/2016	11	Vx29	4.7	530.44	113	26.9	19.5	--	25	.4286	194	0	-----
21/11/2016	11	-	4.77	355.30	74	28	16	5.3	21	.4394	0	0	-----
15/01/2017	11	-	7.2	719.87	100	40	23	4.28	15	.4161	0	0	-----
30/03/2017	11	Vx29	5.36	680.63	127	31.2	17.3	--	32	.4361	174	0	-----
09/04/2017	11	-	4.8	325.63	68	32	21	3.47	16	.4998	0	0	-----
29/07/2017	11	1440	4.82	495.20	103	32	16.2	15.3	31	.4977	0	0	-----

## D. Interprétations de résultats

Le débit huile (production d'huile exprimé en m<sup>3</sup>/h) chute après formation de dépôt, un traitement curatif est effectué par SNB (Snubbing) qui dure de 02 mois et plus entraînant des arrêts de production ou par traitement au réformât en cas de dépôts organiques, après chaque traitement on observe une amélioration de la production

### ➤ Le traitement recommandé :

Afin de maintenir la productivité de puits MD299 et enlever le dépôt dans le tube qui restreint le passage de l'effluent, l'intervention suivant est recommandée :

- ✓ BEF (bouchon d'eau fermé) avec fréquence de 10 jours.
- ✓ Grattage et contrôle (Wire line).
- ✓ Nettoyage (tubing) a l'eau traité avec l'unité du coiled tubing.
- ✓ Snubbing pour nettoyage fond.
- ✓ Injection eau continue Amont Duse (A/D). [13]

### III.4.3. l'Impact du problème sur la production :

L'état de production du puits HGAW-1 en 2012 est représenté dans la figure ci-dessous. On voit qu'environ 66 % de cette période est considérée comme un temps mort. C'est à cause de dépôt d'asphaltes dans les perforations et le tubing de ce puits. [13]

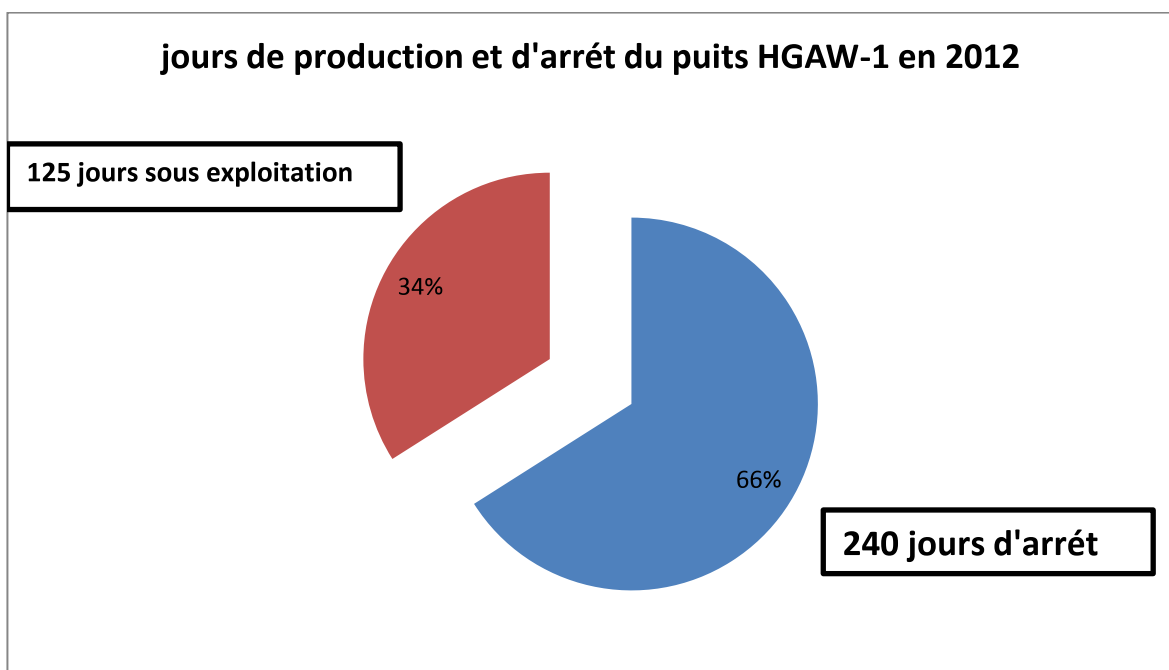
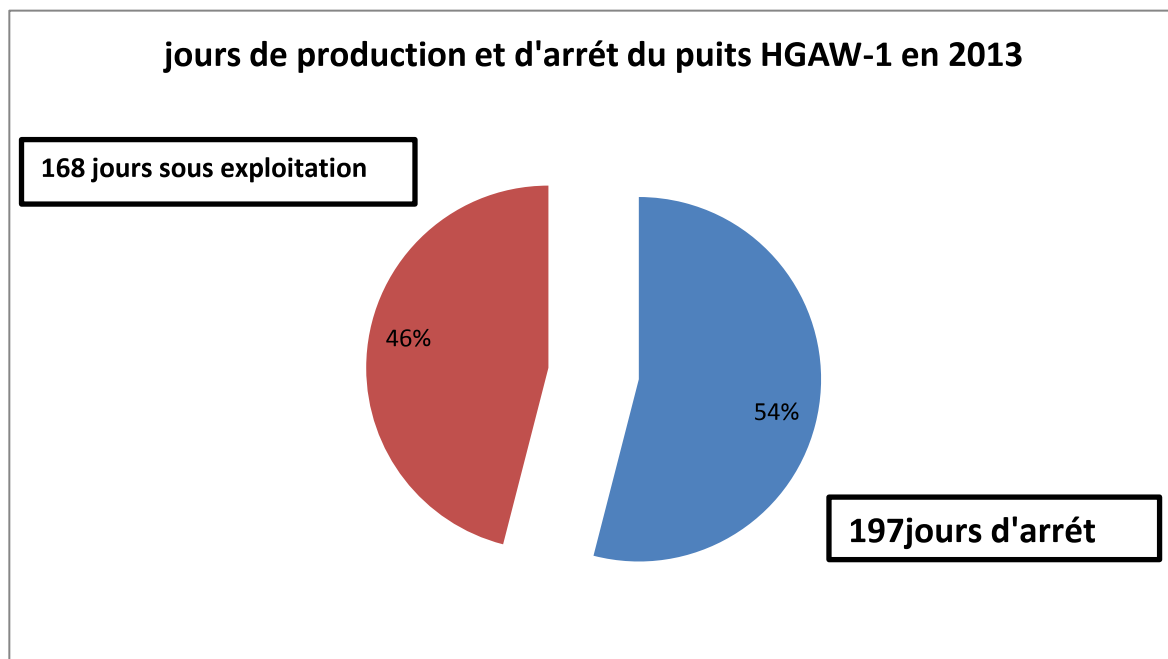


Figure.III.11 : Les jours de production et d'arrêt du puits HGAW-1 année 2012



**Figure.III.12** : Jours de production et d'arrêt du puits HGAW-1 Année 2013

### **III.5. Les conséquences de ce problème sont les suivantes**

- ✓ Baisse du débit de production moyen de 4 m<sup>3</sup>/h
- ✓ Perte de production d'au moins 20000 m<sup>3</sup>
- ✓ Augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits et des arrêts
- ✓ Augmentation des dépenses d'exploitation
- ✓ Coincement des outils WireLine à l'intérieur du puits
- ✓ Difficulté de réaliser des opérations de mesure de Build Up.

# CONCLUSION GENERALE

---

## Conclusion général

---

### Conclusion générale

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

Les sels ont comme origine les eaux produites en même temps que le pétrole ; Ces eaux qui peuvent provenir soit de l'aquifère se trouvant à la base du gisement pétrolifère ; soit de la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités importantes (70% de Na Cl et 30% autres sels). Ces eaux sont généralement très chargées en sels et quelquefois jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné, en quantités très variables, de sels de calcium (2000 mg/l), potassium, magnésium, baryum (85 à 100 mg/l), strontium, sous forme de sulfates (960 mg/l), carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures.

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre et déterminer la nature de dépôt de sel, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation du solvant adéquate pour le traitement. Après avoir testé la solubilité des dépôts, dans différents solvants. Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés. D'après cette étude, on constate qu'il existe plusieurs solutions contre les dépôts de sels tels que les solvants qui sont plus utiles.


# *Bibliographique*

- [1] : Projet professionnelle de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur en production IAP promotion juillet 2017.
- [2] :M.Moussawi, S.Bralla, «Géologique de champ Hassi Messaoud,SH/DG», Hassi Messaoud, (1993).
- [3] : Documents internet..
- [4] : Documents sonatrach (departement technique de production et contrôle de puits).
- [5] : optimisation des puits sales non eruptifs « choix d'une completion adequate (22/06/2013).
- [6] : B. KORIBA, «Prévention et lutte contre le phénomène d'entartrage dans les conduites d'eau dans la région de Ouargla – Touggourt : étude sur site.», Mémoire magister, Université Kasdi Merbah Ouargla, (2007) p 64-65.
- [7] :Z. LALMI,«Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations Industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud», Mémoire de magister, (2008.), p 14-16.
- [8] : Matrix Traitement Guide Schlumbarger .
- [9] : Traitement des dépôts, Edition Technip...
- [10] :M. BENSEDDIK et S.MADACI, «Optimisation des puits sales non éruptifs choix d'une complétion adéquate », Mémoire master,Université Kasdi Merbah Ouargla, (2013), p 25,30.
- [11] : Rapport sur l'activité du service contrôle gisement (laboratoire),Réalisé par : MLLE HEMAIDIA Warda , Hassi Messaoud le : 06/06/2009
- [12] : Rapport de training (departement technique de production), DIR.REG.HMD
- [13] : Département contrôle puits (service surveillance sud)



# L'ANNEXE

## FICHES TECHNIQUES MD299 :



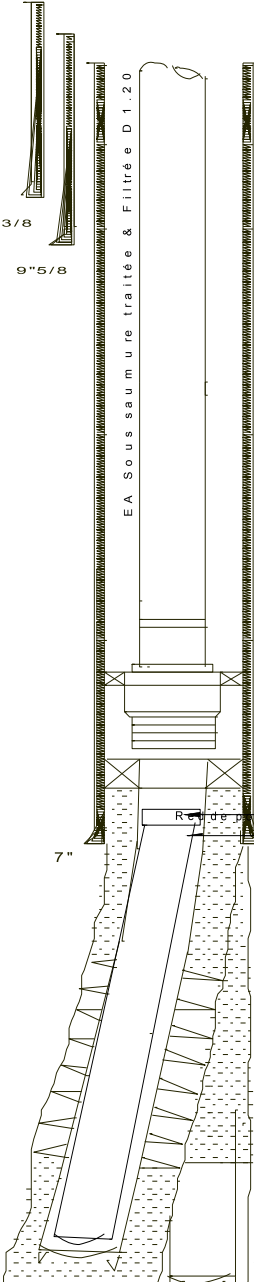
**SONATRACH**  
**DIVISION PRODUCTION**  
**REGION HASSI-MESSAOUD**  
**D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE
MD299

X : 795 000.63-5Deg48'32" 31  
 Y : 121 499.61-31Deg38'58" 13

Olive FMC Taraud.e 4"1/2 NV B x 4"3/4 Acme H  
 Ajusté avec 349 Jts + 3PJ 4"1/2 NV P110 13.5#  
 Coup, Csg 7" ... 1.4Cm  
 Tbg Head FMC 11" x 7"1/16 5000  
 Adpteur FMC 7"1/16 x 4"1/16 5000  
 1.re VM + 2.me VM (FMC) 4"1/16 50.00  
 Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000  
 Vanne latérale 3"1/8 5000 (CIW)  
 Porte d use réglable 3"1/8 5000

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
			379.00
			2350.40
114.30	99.57		
122.20	96.39		
126.20	93.67	3229.86	3234.16
139.60	103.20	3241.93	3246.23
144.10	101.60	3242.83	3247.13
126.20	87.78	3245.42	3249.72
		3246.70	3251.00
		3248.20	3252.50
		3255.70	3260.00
			3351.00
114.30	99.57		
122.20	96.39		
		3436.70	3441.00
		3437.70	3443.00



Z SOL : 145.50  
 Z TABLE : 151.10  
 Z 1VM : 146.43  
 H.T : 5.60m  
 Zone : 1B

\*Test Csg 7" ok. Test EA 7" x 9"5/8 ... 1500psi ok

Tubing 4"1/2 NV P110 13.5# Range2  
 Pds trim : 57T(OBM D1.02)-Cs 6370#-Comp 20T

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2 NV L:0.4m  
 1PJ L:2.47m + 1Tbg 4"1/2 NV P110 L:9.20m  
 Hallib Ratch Latch 4"1/2 NV L:0.90m  
 Hallib Packer MHR 7" 32-38# (Comp:20T)  
 Millout Extension 5"Vam 18# L:1.89m  
 Red 4"1/2 NV B x 5"Vam F L:0.24m  
 OTIS L.Nipple "R N" 4"1/2 NV L:0.44m  
 Sabot guide 4"1/2 NV L:0.60m  
 Ensemble de suspension 4"1/2 LTC Baker Hyflo 3  
 Liner Hanger-Liner Packer-Swivel  
 Réglage de 2"7/8 NV B x 4" Acme H G L:0.26m -ID:44mm  
 19 Tbg 2"7/8 Vam Préperforé L:180.51m

\*Fraisage liner de 3297m ... 3363m  
 \*Pose BDC ... 3363m V:1.6m3-D2.10  
 \*Reforage ciment de 3238m ... 335.3m(KDP)  
 \*Turboforage en 5"7/8 de 3353m ... 3443m  
 Incl:19Deg00-Az N111Deg00-TVD 3440.21m-VS:17.50m

19 Jts 4"1/2 LTC N80 L:193.16m  
 (Ciment avec 3.6m3-D1.90-CBL(Moyenne ... bonne))

Sabot guide 4"1/2 LTC L:0.60m  
 Fond Initial

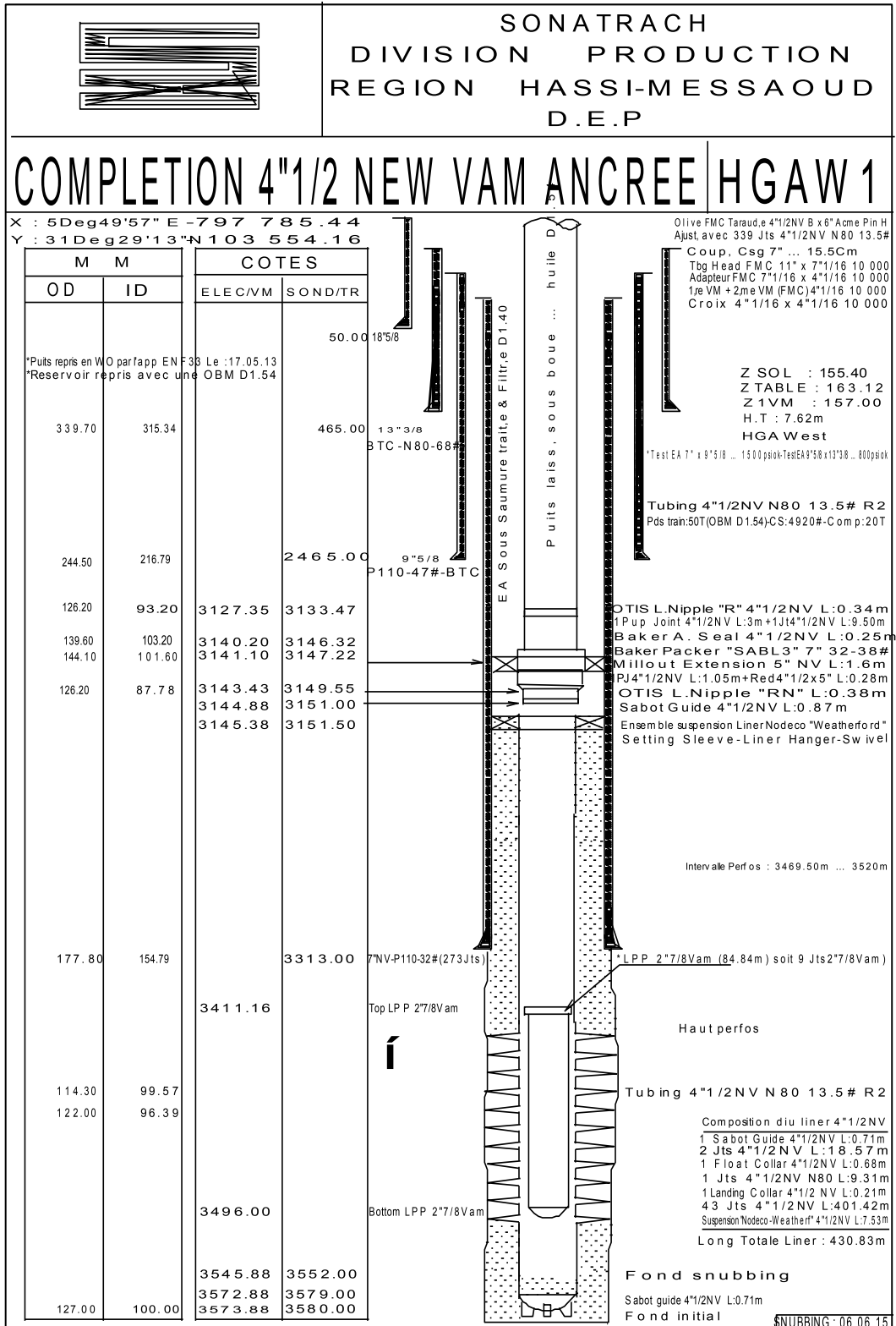
Puits repris en WO par l'appar ENF 24 le 14.01.17  
 Réservoir repris avec OBM D1.02

\*TD:3443m-TVD:3440.21m-Az N111Deg-Incl:19Deg00-VS:17.50m

WORK OVER : 14.01.17

# L'ANNEXE

## FICHES TECHNIQUES HGAW1 :



# L'ANNEXE



Figure .1. Cahier de courbe 2017



Figure.2. Cahier de courbe 2018

# L'ANNEXE

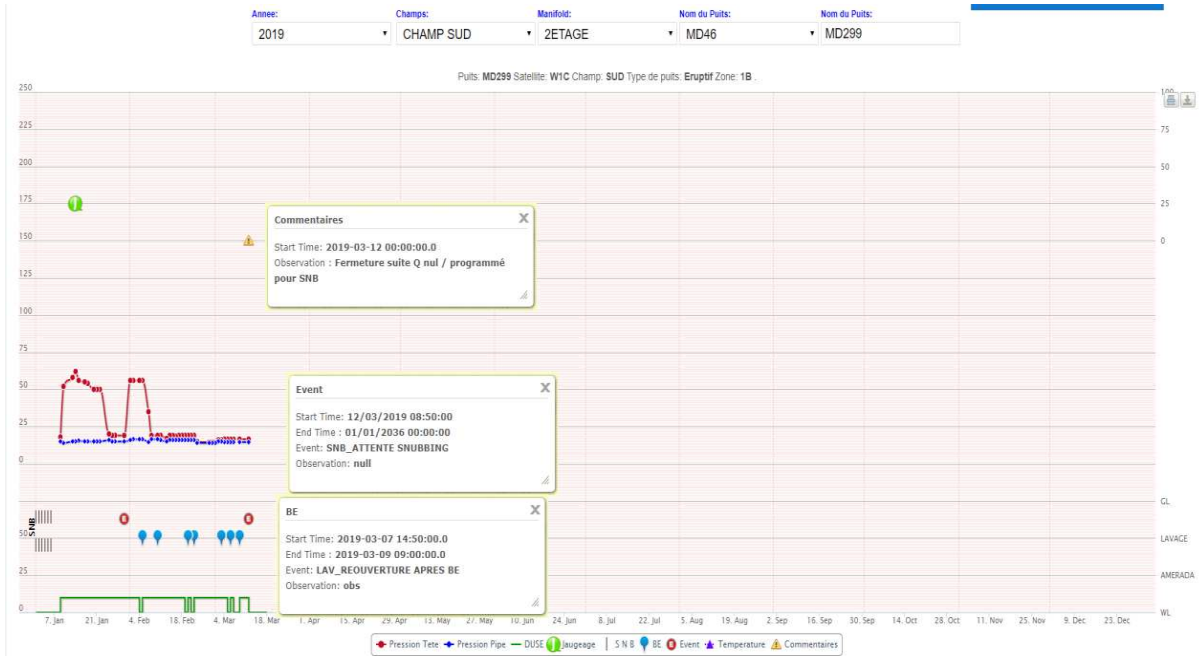


Figure.3.Cahier de courbe 2019

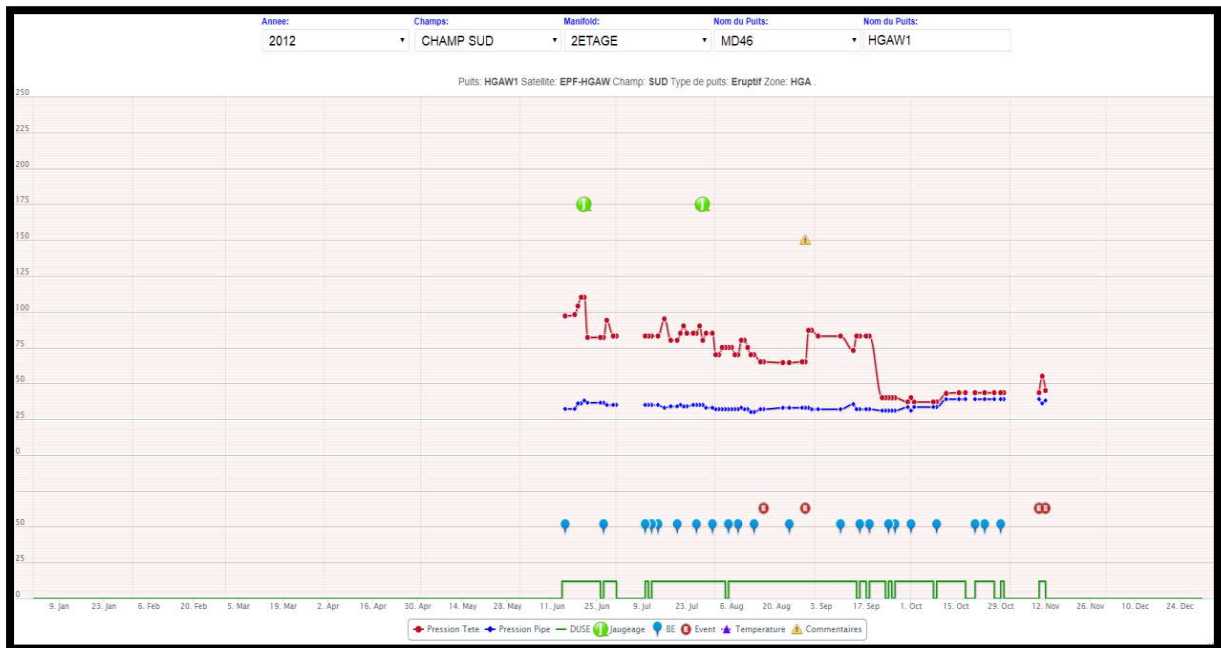


Figure .4.Cahier de courbe 2012

# L'ANNEXE



Figure .5.Cahier de courbe 2013