

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures et des 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 :

**AKABLI Abdelhamid, ALEM Ibrahim, HAIBAOUI  
Mohammed**

-THEME-

---

**Analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum( $BaSO_4$ ) dans le champ de HMD (puits ONIZ432, MD660 et OL6)**

---

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

Jury :

<b>President:</b>	Mr. MILOUDI Mustapha.	M.C (B) Univ. Ouargla
<b>Examineur:</b>	Mr. ZEROUKI Ali Ahmed	M.A (A) Univ. Ouargla
<b>Encadreur :</b>	M <sup>elle</sup> . BOUFADDES. Djamilia	M.A (B) Univ. Ouargla

# REMERCIEMENTS

*Tout Nous remercions Allah tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.*

*On remercie vivement les membres de jury qui nous honore en jugeant notre mémoire de fin d'étude.*

*Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre encadreur  
M<sup>lle</sup> : BOUFADDES Djamilia, mine de savoir et d'expérience, pour sa grand soutien au travail.*

*Nous n'oublierons pas de remercier tous les nos enseignants du département de production des Hydrocarbure, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.*

*Enfin, grands merci à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés.*

*Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.*

*AKABLI Abdelhamid*

*HAIBAOUI Mohammed*

*ALEM Brahim*

# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A ceux qui m'ont donné la vie, l'espoir et l'amour, à ceux*

*Qui m'ont encouragé le long de mes études :*

*Ma très chère mère et mon très cher père,*

*Que le dieu me les protège et me les garde ;*

*A mes frères ;*

*Mes sœurs ;*

*A tous mes amis surtout Ahmed et Abd el Salam*

*A toute la famille HAIBAOUI*

*A tous les personnes qui m'ont aidé de proche*

*Ou de loin pour réaliser ce travail*

*HAIBAOUI*

*Mohammed*



# Dédicace

*Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et matériellement pendant les moments les plus difficiles et durant Toute ma vie.*

*A mes chers parents,*

*Mon frère,*

*Mes sœurs,*

*Mes collègues.*

*A tous mes amis surtout Abdelkader, Abdellah*

*A pour ma belle-famille : Akabli*

*Et en fin je n'oublier pas Mon oncle Abdel Salam qui m'ont donné le coup de main pour mon stage.*

*Abdelhamid*





## *Dédicaces*

*Tous d'abord je remercie le tous puissant dieu car  
c'est avec son aide qu'on a pu réaliser ce projet à la  
mémoire d'un homme à qui je dois tous ça :*

*Je dédie ce modeste travail*

*A mon très cher Père*

*A la seule femme de ma vie qui à énormément souffert pour faire  
de moi ce que je suis Ma MÈRE*

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans  
mes études*

*A ceux qui ont veillé pour mon bien être*

*A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de  
ma vie*

*A ceux que j'aime et je respecte infiniment*

*Le jour est venu pour leur dire Merci...*

*Ainsi qu'à mes chers frères*

*Et mes chères sœurs*

*A tous mes oncles et toutes mes tantes et mes cousins.*

*A toute la famille ALEM et KHALDI*

*A tous mes amis .*



*Brahim*

## ملخص

تعد ترسبات كبريتات الباريوم المشكل الأكثر خطورة بحقل حاسي مسعود والذي يتشكل اساسا من عدم التوافق بين ماء الحقن المستعمل عادة من اجل التنظيف والحفاظ على ضغط مستقر للبئر وماء الخزان. يهدف هذا العمل الى دراسة تشكل كبريتات الباريوم وكيفية الوقاية منها او معالجتها على مستوى حقل حاسي مسعود. وجدنا ان المثبط AD32 هو الحل الوقائي الاكثر استعمالا لمنع تشكل كبريتات الباريوم، اما في حالة تشكلها فتستخدم اما Milling او Scale Blaster .

**كلمات المفتاحية :** حاسي مسعود، عدم التوافق، كبريتات الباريوم، ترسبات، المثبط AD32، Milling، Scale Blaster.

## Résumé

Les dépôts de sulfate de baryum sont le problème la plus dangereuse dans le champ Massoud, qui se compose principalement de l'absence de compatibilité entre l'injection d'eau de l'utilisateur habituellement afin de nettoyer et de maintenir une pression stable du puits et le réservoir d'eau.

Ce travail vise à étudier la formation du sulfate de baryum et comment le prévenir ou le traiter au niveau du champ de Hassi Massoud.

Après les traitements des différents puits du champ HMD, Nous avons constaté que l'inhibiteur AD32 est le plus largement utilisé la solution préventive pour empêcher la formation de sulfate de baryum, Dans le cas de formation de dépôt, nous utilisons milling ou Scale blaster.

**Mots-clés :** Hassi Messaoud, incompatibilité, Sulfate de baryum, dépôts, l'inhibiteur AD32, préventive, milling, Scale Blaster.

## Abstract

Barium sulphate deposits are the most dangerous problem of the Hassi Messaoud field, which is mainly formed from the incompatibility between the injection water normally used for cleaning and maintaining stable pressure of well and reservoir water.

This work aims to study the formation of barium sulphate and how to prevent or treat it at the level of Hassi Messaoud field.

After the treatments of the different wells of the HMD field, we found that the AD32 inhibitor is the most widely used protective solution to prevent the formation of barium sulphate. If it is formed, we use either Milling or Scale blaster.

**Keywords:** Hassi Messaoud, incompatibility, Barium sulphate, deposits, AD32 inhibitor, milling, Scale Blaster.

## Liste des figures

---

<b>Figure</b>	<b>Page</b>
<b>Figure I.1 :</b> Représentation schématique de l'envahissement d'un réservoir par le fluide de forage lors de sa traversée.	04
<b>Figure I.2:</b> Schema d'un depot asphaltène	08
<b>Figure I.3 :</b> Dépôts de paraffines	09
<b>Figure I.4 :</b> Chlorure de sodium (NaCl)	10
<b>Figure I.5 :</b> Carbonate de calcium (CaCO <sub>3</sub> )	10
<b>Figure I.6 :</b> Sulfate de calcium (CaSO <sub>4</sub> )	12
<b>Figure I.7 :</b> Sulfate de strontium (SrSO <sub>4</sub> )	12
<b>Figure I.8 :</b> Sulfate de baryum (BaSO <sub>4</sub> )	13
<b>Figure II.1 :</b> Poudre blanche de sulfate de baryum	20
<b>Figure II.2 :</b> Structure cristalline du sulfate de baryum	20
<b>Figure II.3 :</b> Les emplacements possibles de déposition BaSO <sub>4</sub>	24
<b>Figure II.4 :</b> (a) Dispersion des nucléus formées et (b) Stabilisation des dépôts en croissance	27
<b>Figure II.5 :</b> L'inhibiteur de dépôt AD32	29
<b>Figure II.6 :</b> Outil de Milling	31
<b>Figure II.7 :</b> Sterling Beads	32
<b>Figure II.8 :</b> Jett Blaster	32
<b>Figure III.1 :</b> La carte géographique du champ de Hassi- Messaoud	35
<b>Figure III.2 :</b> Zonation du champ de Hassi-Messaoud	37
<b>Figure III.3 :</b> Carte de positionnement du puits MD660	38
<b>Figure III.4 :</b> Carte de positionnement de puits OL6	38
<b>Figure III.5 :</b> Carte de positionnement de puits ONIZ432	39
<b>Figure IV.1 :</b> Dépôt récupéré à l'entrée de séparateur ZCINA	40
<b>Figure IV.2 :</b> Solution de dosage AgNO <sub>3</sub>	42
<b>Figure IV.3 :</b> Solution de dosage EDTA	43
<b>Figure IV.4 :</b> PH mètre	45
<b>Figure IV.5 :</b> Type des dépôts dans puits ONIZ432	48
<b>Figure IV.6 :</b> Cahier de courbes de puits ONIZ432	49
<b>Figure IV.7 :</b> Type des dépôts dans puit MD660	51
<b>Figure IV.8 :</b> L'équipement utilisé pour le traitement matriciel	52
<b>Figure IV.9 :</b> Cahier de courbes de puits MD660	56
<b>Figure IV.10 :</b> Type des dépôts dans puits OL6	59
<b>Figure IV. 11 :</b> Cahier de courbes de puits OL6	62

## Liste des Tableau

---

<b>Tableau</b>	<b>Page</b>
<b>Tableau I.1:</b> Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate	13
<b>Tableau I.2 :</b> Produits de Solubilité Quelques Fréquents dépôts à HMD	14
<b>Tableau I.3 :</b> Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien	14
<b>Tableau II.1 :</b> Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température	21
<b>Tableau II.2 :</b> Solubilité de sulfate de baryum en fonction de température	21
<b>Tableau II.3 :</b> Formules développées des principaux inhibiteurs de dépôt	28
<b>Tableau II.4 :</b> Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD32	29
<b>Tableau IV.1 :</b> Résultats des tests de puit ONIZ432	46
<b>Tableau IV.2 :</b> Résultats des tests de jaugeage de puit ONIZ432	46
<b>Tableau IV.3 :</b> Les dernières opérations de puit ONIZ432	47
<b>Tableau IV.4 :</b> Résultats d'analyse d'un échantillon de puits ONIZ432	47
<b>Tableau IV.5 :</b> Résultats des tests de Jaugeage avant l'opération	48
<b>Tableau IV.6 :</b> Résultats des tests de Jaugeage après l'opération	49
<b>Tableau IV.7 :</b> Paramètres du puit MD660	50
<b>Tableau IV.8 :</b> Résultats des tests sur puits MD660 (DST et PFD)	50
<b>Tableau IV.9:</b> Résultats d'analyse d'un échantillon de puit MD660	51
<b>Tableau IV.10 :</b> Calendrier de pompage d'opération Tube Clean	54
<b>Tableau IV.11 :</b> Résultats des tests de Jaugeage de puit MD660	55
<b>Tableau IV .12 :</b> Augmentation de potentiel du puit MD660	55
<b>Tableau IV.13 :</b> Données du puits OL6	57
<b>Tableau IV.14 :</b> Résultats de test de Jaugeage de puits OL6	58
<b>Tableau IV.15 :</b> Résultats des tests du puits OL6	58
<b>Tableau IV.16 :</b> Résultats d'analyse d'un échantillon de puits OL6	59
<b>Tableau IV.17 :</b> Résultats du test de jaugeage après l'opération Milling	62



## Abréviations

<b>AD32</b>	Anti-dépôt
<b>BOP</b>	Blow Out Preventer
<b>CCE</b>	Tube concentrique.
<b><math>d_{dt}</math></b>	L'épaisseur du précipité en présence [AD32]
<b><math>d_{\bar{t}}^s</math></b>	L'épaisseur du précipité sans inhibiteur.
<b>DST</b>	Drill système test
<b>DTPA</b>	Diethylene Triamine Pentaacetic Acid
<b>E</b>	Efficacité de traitement.
<b>EDTA</b>	Ethylène Diamine Tetraacetic Acid
<b>EP</b>	Engineering Production
<b>HMD</b>	Hassi Messaoud
<b>HP</b>	haut pression
<b>HT</b>	haut température
<b>I%</b>	Pourcentage d'inhibition. (Taux d'inhibition).
<b><math>K_i</math></b>	la perméabilité relative
<b><math>K_e</math></b>	la perméabilité de la zone endommagé
<b>ppm</b>	partie par million
<b><math>Q_{avant}</math></b>	Débit avant traitement
<b><math>Q_{après}</math></b>	Débit après traitement
<b><math>r_e</math></b>	le rayon de la zone endommagé
<b><math>r_w</math></b>	le rayon de puits
<b>S</b>	Skin
<b>SCF</b>	Standard cubic foot
<b>Sep</b>	Séparateur
<b>Tbg</b>	Tubing
<b>TC</b>	Tube clean.
<b>TD</b>	Total depth
<b>TPC</b>	Tubing performance curve
<b>W-O</b>	Work Over

## Nomenclature

<b>C</b>	Concentration	<b>ppm</b>
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio	<b>sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup></b>
<b>P</b>	Pression	<b>psi ou Kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>P<sub>G</sub></b>	Pression de gisement	<b>psi ou Kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>P<sub>f</sub></b>	Pression au fond de puits	<b>psi ou Kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>PDF</b>	pression de fond dynamique	<b>psi ou Kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>P<sub>t</sub></b>	Pression en tête	<b>psi ou Kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>P<sub>b</sub></b>	Pression de bulle	<b>psi ou Kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>Q</b>	Débit	<b>bbbl/jour ou m<sup>3</sup>/h</b>
<b>S</b>	Solubilité	<b>g/l ou mol/l</b>
<b>T</b>	Température	<b>°C</b>
<b>V</b>	Volume	<b>L ou m<sup>3</sup></b>

## Table des matières

<b>Remerciement</b>	<b>I</b>
<b>Dédicaces</b>	<b>II</b>
<b>Résumé</b>	<b>III</b>
<b>Table des matières</b>	<b>IV</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>V</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>VI</b>
<b>Abréviations et nomenclature</b>	<b>VII</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>01</b>

## Etude bibliographique

### **Chapitre I: généralité sur les dépôts dans les puits de production**

I.1. Introduction	03
I.2. Définition de l'endommagement	03
I.3. Signification Physique de L'endommagement	03
I.4. Localisation de l'endommagement	03
I.5. Les différentes causes de l'endommagement	05
I. 6. Dépôts en général dans les puits de production du pétrole dans HMD	07
I.7. Formation des dépôts minéraux	15

### **Chapitre II : déposition et traitement des sulfates de baryum**

II.1.Introduction	19
II.2. L'Origine des sulfates de baryum	19
II.3. Caractéristiques des sulfates de baryum	19
II.3.1 Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum	19
II.3.2 Structure cristalline du sulfate de baryum	20
II.3.3 Solubilité du BaSO <sub>4</sub>	21
II.3. 4. Taux de saturation	23
II.4. Etapes de formation de dépôts sulfate de baryum	23
II.4.1 Période de germination	23
II.4.2 Période de croissance cristalline	23
II.5. Localisation des dépôts de sulfate baryum	24
II.6 Les principales causes de formation des dépôts	24
II.6.1 Chute de pression	24

II.6.2 Changement de température	25
II.6.3 Changement des caractéristiques minérales	25
II.6.4 Mélange des eaux incompatibles	25
II.7. Traitement Des Dépôt de sulfate baryum	25
II.7.1 Traitement préventif	25
II.7.2. Traitement curatif	30
II.8. Etat de l'art de traitement des dépôts de sulfates de baryum	33

## **Partie pratique**

### **Chapitre III : Présentation du champ de Hassi Messaoud**

III.1.1 Situation géographique du champ de Hassi- Messaoud	35
III.1.2 Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud	36
III.1.3 Historique du champ de Hassi-Messaoud	36
III.1.4 Zonation du champ Hassi Messaoud	37
III.1.5 Situation du puits	38
III.1.5.1. Puits MD660	38
III.1.5.2. Puits OL6	38
III.1.5.3 Puits ONZ432	39

### **Chapitre IV : étude de cas**

IV.1.Introduction	40
IV.2.Analyse des dépôts	40
IV.2.1 Le dépôt choisi	40
IV.2.2 Attaque acide	40
IV.2.3 Attaque alcaline	40
IV.2.4 Teneur NaCl	41
IV.2.5 Dosage Du Calcium	42
IV.2.6 dosage du magnésium	43
IV.2.7 Dosage du fer total	44
IV.3 Traitement préventif	46
IV.3.1 Cas du puits ONIZ432	46
IV.4 Traitement curatifs	50
IV.4.1 Cas du puits MD660	50
IV.4.2 Cas du puits OL6	57
Conclusion et recommandation	63

### **BIBLIOGRAPHIE**

### **ANNEX**



## Introduction générale

La demande mondiale en énergie augmente d'une année à une autre surtout sous l'effet de la croissance économique et démographique. Ce qui a entraîné le monde à être presque complètement dépendant de la première source d'énergie qui est le pétrole. Le pétrole demeure la principale matière première, dominante de toute l'industrie notamment la pétrochimie, le transport, l'industrie pharmaceutique, les cosmétiques, les matières plastiques et les peintures. [1]

Dans le champ pétrolier, la production de pétrole est exposée à de nombreux problèmes au fil du temps à cause de la déplétion naturelle ou à la suite d'un éventuel endommagement de la couche productrice aux abords et intérieur du puits qui provoque la diminution de la productivité du puits ; parmi ces problèmes est la précipitation de dépôts organique (asphaltènes, résines, paraffines, cires ...etc.) et dépôts minéraux (carbonates et sulfates).

La récupération secondaire dans le champ HMD est assistée par l'injection d'eau pour le maintien de pression de gisement et dissoudre les sels provoquant des dépôts sur les parois au fond du puits.

L'eau utilisée pour cette opération est soustraite de la nappe Albienne à une certaine profondeur à travers des puits producteurs d'eau, cette eau injectée riche en anions sulfate  $SO_4^{2-}$  et l'eau de gisements riches en cations alcalino-terreux (baryum  $Ba^{2+}$ , strontium  $Sr^{2+}$ ) donc l'incompatibilité entre ces eaux provoque des dépôts de sulfate de baryum  $BaSO_4$  au niveau de la roche réservoir, des alentours des puits, la colonne de production et les installations de surface.

L'objectif de notre travail est d'analyser les dépôts de sulfates de baryum dans le champ de HMD et d'étudier les méthodes de traitement de ces dépôts.

Afin de mieux positionner le sujet de ce mémoire, La première partie est consacrée à une étude bibliographique qui concerne les chapitres suivants : le chapitre 1 s'articule sur des généralités sur les types d'endommagement dans le champ HMD et en particulier l'endommagement qui dû par les dépôts de sels.

Dans le deuxième chapitre nous présentons les dépôts de sulfate de baryum, solubilité et les conditions de leur formation, ainsi nous décrivons les principales méthodes de

---

traitement de BaSo<sub>4</sub> curatives et préventives. Une synthèse bibliographique a été abordé sur quelque travaux réalisés sur le traitement de sulfate de baryum.

La deuxième partie de ce travail concerne une partie pratique sur le champ de HMD cette partie comporte deux chapitres. Chapitre 3 se rapport à la présentation géographique de champs HMD et ainsi les puits MD660, OL6, ONIZ432, le chapitre 4 se focalise sur une étude de cas sur l'analyse des dépôts au niveau de laboratoire (récupéré à l'entrée de séparateur ZCINA HP) et les traitements curatifs sur les puits MD660 (Scale Blaster) OL6 (Milling) et préventifs sur le puits ONIZ432 (par inhibiteur AD32).

**CHAPITRE I**

**GENERALITES SUR LES DEPOTS**

**DANS LES PUIITS DE PRODUCTION**



## I.1.Introduction

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif.

Donc L'endommagement de la formation est un problème indésirable, peut se produire pendant les diverses phases de l'exploitation des hydrocarbures. L'évaluation et prémédication de celui-ci contribuent à l'exploitation efficace du réservoir.

Dans ce chapitre nous passerons en revue la définition d'endommagement, sa localisation ainsi que les causes de l'endommagement.

## I.2.Définition de l'endommagement

Un endommagement indique la détérioration des qualités pétro-physiques par des dépôts minérales ou organiques pouvant altérer la liaison couche-trou ainsi que l'obturation des perforations.

## I.3.Signification Physique de L'endommagement

La profondeur de l'endommagement est difficile à déterminer au moyen des essais de puits. Seul un effet d'ensemble peut être apprécié avec un certain degré de précision.

Le rayon  $r_e$  et la perméabilité  $K_e$  de la zone endommagée sont reliés au coefficient de paroi  $S$  par l'expression suivante[2] :

$$S = \left( \frac{k_i}{k_e} - 1 \right) \ln \frac{r_e}{r_w} \quad [2]$$

## I.4.Localisation de l'endommagement

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous (Fig. I.1) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.[2]

### I.4.1 Au fond du puits

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

### I.4.2 A la paroi du puits

**Cake externe (zone 1) :** Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

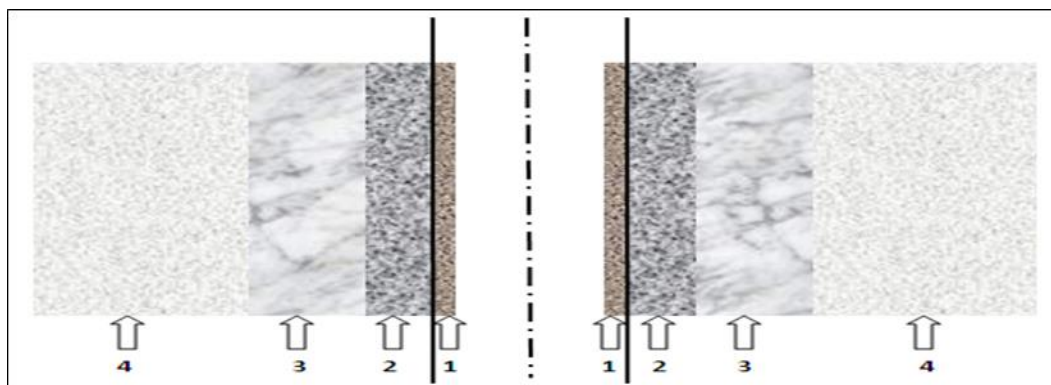
### I.4.3. Aux abords du puits

**Le cake interne (zone 2) :** Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

**La zone envahie (zone 3) :** Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer : Changement de mouillabilité ; Formation d'émulsions ; Gonflement et /ou délitage des argiles ; Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.[2]

### I.4.4. Accumulations de particules

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir.



**Figure I.1: Représentation schématique de l'envahissement d'un réservoir par le fluide de forage lors de sa traversée.[2]**

- **Zone 1 :** cake « externe » tapissant les parois du puits.
- **Zone 2 :** cake « interne » : solides ayant pénétrés dans le milieu poreux.
- **Zone 3 :** zone envahie par le filtrat.
- **Zone 4 :** zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

## **I.5. Les différentes causes de l'endommagement**

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vital pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum.

Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations d'intervention (Work-Over, Snubbing...) et les opérations de forage.

### **I.5.1. Durant la phase de forage**

#### **1. Broyage de la roche réservoir**

Cette action peut bloquer certains réservoirs en effet, la pulvérisation de nombreuses particules permet à ces dernières de boucher les pores. Ce phénomène touche principalement les roches carbonatées ou tendres.[2]

#### **2. Invasion par la boue**

L'endommagement par la boue de forage peut être causé par :

- ✓ Un effet physique : les particules solides de la boue ont entraîné par le filtrat vont causer l'obturation des pores et une réduction de la perméabilité.
- ✓ Un effet chimique : qui se traduit par des émulsions de fortes viscosités entre les fluides de forage et ceux du gisement ce qui cause une baisse notable de productivité.

#### **3. Cimentation du casing**

Le filtrat aqueux du laitier du ciment peut provoquer des endommagements similaires à ceux des fluides de forage.

#### **4. Neutralisation du puits**

Un squeeze directe sans trop de précautions sur l'injectivité et l'utilisation d'un fluide inadéquat dont la capacité de colmatage peut endommager la couche et provoquer une baisse de production.

#### **5. Gonflement des argiles**

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à

l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité, et peut causer des coincements des outils d'intervention ou de forage.....etc.[2]

### **I.5.2. Endommagement dû aux opérations sur puits**

En générale, Pour des normes de sécurité la plupart des opérations d'interventions sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère.[2]

#### **6. Colmatage des perforations**

Au cours des opérations de Work-Over ou de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

#### **7. Changement de mouillabilité**

La mouillabilité est l'aptitude de la roche à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

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

#### **8. Formation d'une émulsion**

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

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

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser.[2]

### **I.5.3. Endommagement dû à la Stimulation**

#### **9. Acidification**

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

soit en détruisant les agents générant le colmatage), mais aussi peut générer des nombreux problèmes tels que :

- ✓ Une attaque du ciment intergranulaire libérant des particules fines ou des grains de sable.
- ✓ Des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité.

## **10. Fracturation**

Le risque majeur est dans le développement vertical de la fracture qui est capable de mettre le puits en communication avec une zone contenant un fluide que l'on ne souhaite pas produire (fluide indésirable), à noter ici encore l'importance d'avoir une cimentation étanche pour ne pas initier une fracture dans une zone indésirable.[2]

### **I.5.4. Endommagement dû à l'exploitation**

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement choisie ; par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement. Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification ou frac acide ou autre.[2]

## **I.6. Dépôts en général dans les puits de production du pétrole dans HMD**

Dans la production du pétrole, plusieurs dépôts (organiques et minéraux) de différentes compositions sont encore rencontrés, en particulier sur les parois des installations de fond, et aux abords du puits causant ainsi des perturbations dans la production.

La formation de ces dépôts est due de la déplétion naturelle ou l'incompatibilité entre d'eau d'injection et d'eau de gisement.[3]

### **I.6.1. Les différents 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 différents types de dépôts organiques (asphaltènes, résines, paraffines, cires ...etc.), les quatre sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles bruts. Face à ces problèmes, il faut procéder au traitement d'une manière propre à chaque dépôt.[3]

### I.6.1.1. Les dépôts d'asphaltènes

Les asphaltènes sont des composés fonceés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils peuvent se déposer partout (matrice, les perforations, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression) 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.[3]



Figure I.2: schema d'un depot asphaltene[4]

### I.6.1.2. Les dépôts de paraffines

Ce sont des précipités des hydrocarbures lourds, ils sont généralement rencontrés dans l'ensemble du puits y compris le tubing et les perforations. Ainsi leurs conditions de formation dépendent de :

- ✓ La teneur en éléments lourds dans le puits.
- ✓ L'abaissement de température et de pression.
- ✓ Pompage d'un fluide froid par rapport aux éléments lourds du brut.

En générale, Les paraffines sont des alcanes, à savoir des molécules linéaires d'hydrocarbures saturés à chaîne droite (de formule brute  $C_nH_{2n+2}$ ).

On distingue principalement :

- Paraffine solide : cires ( $n = 20$  à  $40$ ).
- Paraffine liquide ( $n = 8$  à  $19$ ).

La formation de dépôts de paraffine dans les puits et la collecte 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 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.[2]



Figure. I.3: Dépôts des paraffines.[3]

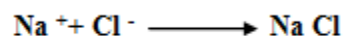
## I.6.2. Les différents Dépôts minéraux

Les eaux des gisements pétrolières sont en générale très chargées en sels et Même saturées. On y trouve en prédominance le chlorure de sodium, il est toujours accompagné de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium, en quantités très variables sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures.[6]

### I.6.2.1 Les sels solubles

#### I.6.2.1.1 Chlorure de Sodium (NaCl)

Dans certaines eaux la concentration en chlorure de sodium avoisine le taux de 350 g/l et être ainsi si proches de la saturation (à 0 °C la concentration est de l'ordre de 357g/l) qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de NaCl.[ 6]



Ce sont les dépôts de sel les moins gênants pour les producteurs, car la solubilité du chlorure de sodium est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts. [6]

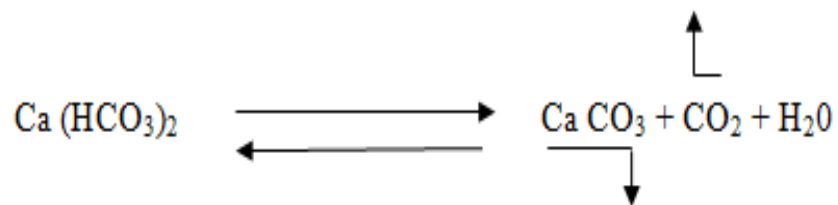


Figure I.4: Chlorure de sodium (NaCl).[3]

### I.6.2.2 Les sels peu solubles

#### I.6.2.2.1 Les Carbonates

La 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 selon la réaction :



✓ Parmi les moyens de lutte contre les dépôts de carbonate sont :

- L'acidification
- L'inhibition par les polyphosphates.

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



Figure I.5: Carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$ ).[3]



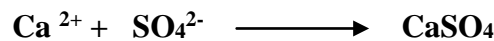
### I.6.2.3 Les sels insolubles

#### I.6.2.3.1 les dépôts de sulfates

Représente le problème généralement le plus rencontré dans le champ de HMD. Les Sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation soit pour l'adoucissement des puits salés ou pour le maintien de pression. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.[9]

##### I.6.2.3.1.1 Sulfate de calcium (CaSO<sub>4</sub>)

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 CaSO<sub>4</sub> 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.[9]



Le sulfate de calcium existe sous forme de trois composés chimiques d'hydratations différentes

- CaSO<sub>4</sub> 2H<sub>2</sub>O Gypse ou di hydraté (T, P)
- CaSO<sub>4</sub> ½ H<sub>2</sub>O Hémi hydraté.
- CaSO<sub>4</sub> Anhydre

La majeure partie du sulfate de calcium trouvé comme dépôts dans un champ pétrolier est sous forme de Gypse : CaSO<sub>4</sub> 2H<sub>2</sub>O.

✓ Moyens de lutte :

- L'acidification qui est efficace lorsque les dépôts ne sont pas trop anciens et donc pas trop durs.
- Les inhibiteurs à base de polyphosphates (traitement préventif) chimiques



Figure I.6: Sulfate de calcium (CaSO<sub>4</sub>)[3]

#### I.6.2.3.1.2 Sulfate de strontium (SrSO<sub>4</sub>)

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

L'évaporation de l'eau, l'élévation de température ou le mélange d'eaux non compatibles sont les trois méthodes par les quelle on peut obtenir la précipitation de SrSO<sub>4</sub> Les dépôts de SrSO<sub>4</sub> sont pratiquement inattaquables mêmes par les acides.[2]

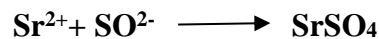


Figure I.7 : Sulfate de strontium (SrSO<sub>4</sub>) [9]

#### I.6.2.3.1.3 Sulfate de baryum (BaSO<sub>4</sub>)

Le sulfate de baryum BaSO<sub>4</sub> est un composé blanc très utilisé dans l'industrie depuis de nombreuses années. Il est présent en quantités sous forme de minerai, désigné par le terme "baryte". Il intervient dans la fabrication des verres, de certaines peintures, de revêtements de sols et dans l'industrie papetière.

Il est souvent considéré comme un précipité de référence dans l'étude de la précipitation (Pacary 2008), De nombreux travaux sont consacrés à l'étude de ce système (Aoun 1996 ; Wong 2001 ; Uehara-Nagamine 2001).

Mais le sulfate de baryum est surtout connu pour les problèmes qu'il pose sur les sites d'extraction, notamment offshore, du gaz et du pétrole.[5]

Les limites de solubilité de Sulfate de baryum sont très basses et les dépôts sont durs et compacts c'est pour ça il est le dépôt de sel le plus gênant

En 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 ( $\text{Ba}^{2+}$ ) et être mises en contact avec des eaux de formation, qui contiennent des ions de sulfates ( $\text{SO}_4^{2-}$ ). [4]

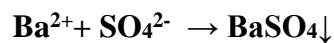


Figure I.8: Sulfate de baryum ( $\text{BaSO}_4$ ).[9]

### I.6.3. Comparaison entre les trois dépôts

A titre de comparaison, la solubilité du  $\text{BaSO}_4$  dans l'eau douce est de **2 mg/l**, c'est-à-dire **10** fois inférieur à celle du  $\text{CaCO}_3$ , **100** fois inférieur à celle du  $\text{SrSO}_4$  et mille fois inférieur à celle du  $\text{CaSO}_4$ , mais sa solubilité augmente avec la force ionique de l'eau et on peut trouver dans une eau de gisement jusqu'à **50 mg/l** de sulfates dissous.

D'autres parts, la taille des cristaux est d'autant plus grande que la sursaturation de la solution est faible.

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités du sulfate de baryum et de Sulfate de calcium, donc ce tableau montre que le premier qui se forme c'est le  $\text{BaSO}_4$ . [9]

Tableau I.1: Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate.[5]

Elément	$\text{BaSO}_4$	$\text{SrSO}_4$	$\text{CaSO}_4$
Produit de solubilité <b>Ksp</b>	$1,1 \cdot 10^{-10}$	$2,8 \cdot 10^{-7}$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
Solubilité 'S' (mol/l)	$1,05 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$

Tableau I.2 : Produits de solubilité de quelques fréquents dépôts à HMD.[8]

Nom du dépôt	Produit ionique	Produits de solubilité à 25°C
FeS	$[\text{Fe}^{2+}] \cdot [\text{S}^{-}]^2$	$3,2 \cdot 10^{-18}$
BaSO <sub>4</sub>	$[\text{Ba}^{2+}] \cdot [\text{SO}_4^{2-}]$	$1,1 \cdot 10^{-10}$
CaSO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O	$[\text{Ca}^{2+}] \cdot [\text{O}_4^{2-}]$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
SrSO <sub>4</sub>	$[\text{Sr}^{2+}] \cdot [\text{SO}_4^{2-}]$	$2,8 \cdot 10^{-7}$
Ba CO <sub>3</sub>	$[\text{Ba}^{2+}] \cdot [\text{CO}_3^{2-}]$	$8,10^{-9}$
CaCO <sub>3</sub>	$[\text{Ca}^{2+}] \cdot [\text{CO}_3^{2-}]$	$4,8 \cdot 10^{-9}$
Mg CO <sub>3</sub>	$[\text{Mg}^{2+}] \cdot [\text{CO}_3^{2-}]$	$1,0 \cdot 10^{-5}$

Tableau I.3: Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien.[8]

	ALBIEN	CAMBRIEN
	(mg/l)	(mg/l)
(HCO <sub>3</sub> ) <sup>-</sup>	170	0
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0
Cl <sup>-</sup>	420	210 000
(SO <sub>4</sub> ) <sup>2-</sup>	<b>600</b>	0
Ca <sup>2+</sup>	210	36 000
Mg <sup>2+</sup>	70	6 500
Ba <sup>2+</sup>	0	<b>800</b>
Sr <sup>2+</sup>	0	970.00
Na <sup>+</sup>	250	80 000
K <sup>+</sup>	40	6 000
<b>Fer total</b>	0	5 500

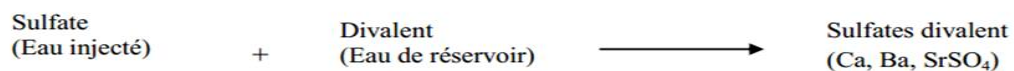
<b>PH</b>	7.0	3.5
<b>Densité à 25 °C</b>	1.00	1.23
<b>Profondeur (m)</b>	1050-1350	3300-3400

## I.7. Formation des dépôts minéraux

### I.7.1. Source et conditions de formation des dépôts

La formation des dépôts est due à :

- Les dépôts se forment à cause de l'incompatibilité entre les eaux de formation et celles d'injection lorsque la sursaturation est générée. Les eaux de formation sont chargées des cations Ca, Sr, Ba tandis que les eaux d'injection sont chargées en  $\text{SO}_4^{2-}$ , le mélange de ces eaux conduit à la formation des dépôts  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$ .**[5]**



- Changement des conditions thermodynamiques : la pression et la température diminuent le long du tube de production (du réservoir jusqu'à la surface), ce qui conduit à des changements des conditions thermodynamiques. Celles-ci favorisent la formation des dépôts.**[5]**
  - Chute de pression : L'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression. Lorsque la pression est suffisamment réduite, certains gaz dissous s'échappent. La diminution de la concentration d'un de ces gaz provoque un déséquilibre conduisant à la formation de dépôts.**[5]**
  - Changement de température : Certains équipements de surfaces s'échauffent, tels que les moteurs ou les échangeurs de chaleur des pompes ce qui provoque la formation de dépôts. En effet, à titre d'exemple, la formation de carbonate de calcium, dans certains équipements, est due à la diminution de sa solubilité avec l'augmentation de la température.**[5]**

Ceci étant, des études ont montré que s'agissant du  $\text{BaSO}_4$ , malgré l'augmentation de la solubilité avec l'augmentation de la température, le dépôt de sulfate de baryum se forme même à des températures élevées.[5]

De façon générale, une élévation de température de  $40^\circ$  à  $90^\circ$  C provoque une augmentation de la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  et une diminution des solubilités de  $\text{CaSO}_4$  et de  $\text{SrSO}_4$ . [5]

- L'évaporation : elle augmente la concentration des solides dissous, ce qui conduit à la saturation.
- La sursaturation est accélérée par la présence des points spécifiques (impuretés, parois rocheuse) permettant d'initier la précipitation des dépôts : la nucléation, formation de premier germe solide dans la solution, suivant les étapes de germination puis la croissance du dépôt tant que les conditions thermodynamiques sont favorables.

### **I.7.2. Influence des paramètres sur la formation des dépôts**

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

#### **1. Influence de la température**

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

#### **2. Influence de la pression**

Les variations de pression provoquent des variations de concentration des phases dissoutes, et dans ce cas des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation. En effet les grandes variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs, ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de  $\text{BaSO}_4$  et  $\text{CaSO}_4$  par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de  $\text{CaCO}_3$ . [ 16]

#### **3. Influence de pH**

Quand on est en présence d'un PH acide, l'activité de cation  $\text{H}^+$ , est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité. [ 16]

#### **4. Influence de la salinité**

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation des dépôts. Dans le cas des solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables.[ 16]

#### **I.7.3. Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers**

En général les dépôts de sels provoquent, au niveau des équipements des unités de traitement du brut, les inconvénients suivants :

- ✓ Diminution d'échange thermique ce qui implique une augmentation de la température
- ✓ Diminution de section de passage donc une diminution de la production et accroissement des pertes de charge Possibilité de la corrosion sous dépôts des installations de surface (tête des puits, les vannes, conduites ...) et du fond (casing, tubing ...)
- ✓ Diminution de l'écoulement des hydrocarbures dû à la réduction de la perméabilité
- ✓ Formation des dépôts conduit à des grands investissements de réparation et WorkOver des équipements du fond de puits producteurs et injecteurs
- ✓ Colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs.

#### **I.7.4. Détection et suivi des dépôts :**

Pour assurer les meilleures conditions de production, après avoir complété et raccordé le puits au réseau de production, une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux (2) fois par semaine).[ 6]

L'équipe de production, doit à chaque ronde, relever les paramètres suivants en tête de puits :

- ✓ Pression de tête.
- ✓ Pression de ligne (en aval de la dusse).
- ✓ 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 dusses (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).[ 6]



**CHAPITRE II**

**DEPOSITION ET TRAITEMENT DES**

**SULFATES DE BARYUM**

## II.1.Introduction

Le vieillissement d'un gisement conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits. La différence de pression entre le fond et la surface devenant insuffisante, il est indispensable d'utiliser des techniques d'aide à la production telles que :

- Le pompage pour les puits non éruptifs.
- Le gas-lift qui, par injection de gaz au fond du puits.
- Le drainage assisté par injection d'eau ou de gaz qui permet de maintenir la pression générale du réservoir.

Cette dernière technique, dite de récupération secondaire, pour des raisons techniques et économiques, est très employée. Malheureusement dans bien des cas, il existe une incompatibilité entre l'eau de formation et l'eau ou le mélange d'eaux injectées, ce qui entraîne la déposition de sulfate de baryum.

L'industrie pétrolière cherche des moyens plus efficaces pour traiter ces dépôts, il existe Plusieurs traitements plus ou moins coûteux à mettre en œuvre, dont on pourra citer les deux principaux : mécanique et chimique. Dans le procédé mécanique, les dépôts sont enlevés mécaniquement ou manuellement par des opérations de grattage, ou par une fracturation hydraulique, Le procédé chimique consiste à injecter dans le puits des espèces chimiques (inhibiteurs). [7]

## II.2. L'Origine des sulfates de baryum

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir de HMD (eau de gisement – Cambrien- qui est chargée en baryum  $Ba^{2+}$ ), et l'eau injectée (eau d'injection-Albien- qui est chargée en élément sulfate  $SO_4^{2-}$ ), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors le dessalage : bouchage des puits et corrosion des installations. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière.[9]

## II.3. Caractéristiques des sulfates de baryum

### II.3.1. Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum

Le sulfate de baryum a sa formule chimique  $BaSO_4$ . Il s'agit de cristaux orthorhombiques incolores ou blancs ayant une masse moléculaire relative de 233,4, une densité relative de 4,5 (15 °C), un point de fusion de 1580 °C et un indice de réfraction de 1,637. Il est presque insoluble dans l'eau avec une solubilité de 0,00022 à 18 °C et de 0,0041 à 100 °C. Il est légèrement soluble dans l'acide sulfurique concentré et soluble dans une solution de carbonate de métal alcalin dans laquelle il est converti en carbonate de

baryum il est insoluble dans d'autres types d'acides ou de bases. Dans la nature, il existe sous la forme minérale de baryte.[20]



Figure II.1: poudre blanche de sulfate de baryum [20]

### II.3.2. Structure cristalline du sulfate de baryum

Les cristaux de  $\text{BaSO}_4$  comme ceux du  $\text{SrSO}_4$  sont, d'une part, orthorhombiques à mailles très voisines, d'autre part, ils sont de nature poreuse avec tendance à absorber les ions étrangers qui peuvent co-précipiter. Par contre le  $\text{CaSO}_4$  est orthorhombique, monoclinique à mailles très différentes de celles du  $\text{BaSO}_4$  et du  $\text{SrSO}_4$ . [5]

Le sulfate de baryum cristallise dans le système orthorhombique (groupe Pmma). Ses paramètres de maille varient selon les auteurs. Miyake (Miyake et al. 1978) obtient :

$$a = 8,88 \text{ \AA} ; \quad b = 5,46 \text{ \AA} ; \quad c = 7,16 \text{ \AA}$$

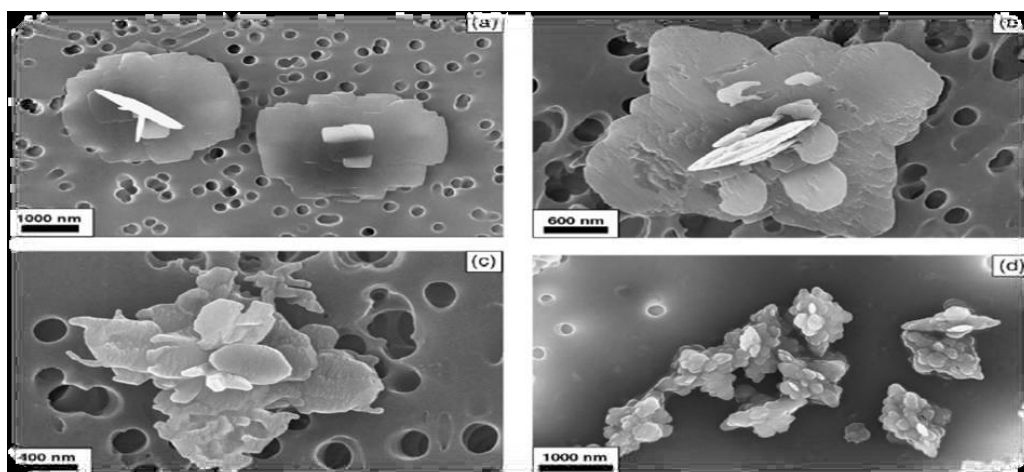


Figure II.2 : Structure cristalline du sulfate de baryum.[9]

### II.3.3. Solubilité du BaSO<sub>4</sub>

La solubilité est la capacité d'une substance, appelée soluté, à se dissoudre dans une autre substance, appelée solvant, pour former un mélange homogène appelé solution.

En thermodynamique, la solubilité est une grandeur physique notée **S** désignant la concentration massique maximale du soluté dans le solvant, à une température donnée. La solution ainsi obtenue est alors saturée. La solubilité s'exprime en g/L ou en mol/L.[9]

Le BaSO<sub>4</sub> est, en effet, le sel de sulfate qui a la plus faible solubilité. A 25 °C, Rosseinsky 1958 mesure par conductimétrie une solubilité égale à  $1,04 \times 10^{-5}$  mol/l soit 2,5 mg/l.

Le produit de solubilité du BaSO<sub>4</sub> à 25°C est égal à  $1,10 \cdot 10^{-10}$ .

La solubilité de BaSO<sub>4</sub> dans l'acide sulfurique concentré (densité 1,853) est de 15.89 g dans 100g de solution saturée à 25 °C. La solubilité chute rapidement quand la solution d'acide sulfurique est diluée (0,05 g par 100 g de solution diluée contenant 83 % d'acide concentré).

La solubilité a été mesurée par Kohlrausch dont voici les résultats exprimés en mg de sel par 100 cm<sup>3</sup> d'eau.[5]

**Tableau II.1 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température. [5]**

<b>T (°C)</b>	0,77	3,33	18	26,75	34
<b>BaSO<sub>4</sub> (mg)</b>	0,171	0,207	0,230	0,266	0,291

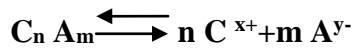
Nous avons vérifié que ces valeurs ne varient pas beaucoup d'un auteur à un autre, en particuliers on peut citer les données de Cowan et Weintritt (1976).

**Tableau II.2 : Solubilité de sulfate de baryum en fonction de température. [5]**

<b>T (°C)</b>	0°	10°	18°	30°	50°
<b>BaSO<sub>4</sub> (mg/100ml)</b>	0.115	0.20	0.226	0.285	0.336

#### ✓ Lois de solubilité

La solubilité des sels est régie par la loi d'action masse, l'équilibre de dissociation d'un sel du type **C<sub>n</sub> A<sub>m</sub>** est le suivant :



C : cation de valence X

A : anion de valence Y

(NX=MY)

La constante de dissociation s'écrit :  $\frac{[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m}{[C_n A_m]} = \text{constante}$

(Suivant des conditions thermodynamiques données)

Les valeurs entre crochets désignent les activités qui, dans le cas de solutions peu chargées en sel sont équivalentes aux concentrations des ions considérés. Par ailleurs, l'activité des espèces insolubles (cas de  $C_n A_m$ ) est unitaire. Dans ces conditions :  $[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m = S$  Cette constante S est appelée produit de solubilité, elle est caractéristique du sel et dès La solubilité du  $BaSO_4$  augmente avec l'augmentation de la température et la diminution de pH donne l'influence de la force ionique et de la température sur le produit de solubilité de  $BaSO_4$  dans l'eau distillée conditions thermodynamiques.

L'eau salée et la saumure ont prouvé que l'augmentation de la force ionique provoque l'augmentation de la solubilité de  $BaSO_4$ .

Le  $BaSO_4$  est insoluble dans les acide et les bases ce qui explique les bouchages des puits après formation de dépôt.[9]

#### ✓ Le produit de solubilité

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques ; tous variation de ces derniers fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc des précipitations. Pour amorcer un début de germination, il est nécessaire de dépasser le produit de solubilité. Ce dépassement est caractérisé par le degré de saturation défini comme suit :

$$\Phi = \frac{C_{\text{Sel}}}{C_{\text{P Sel}}} = \frac{\text{produit des activité des ions au temps}(t = 0)}{\text{produit des activité des mêmes ions à l'équilibrethermodynamique}}$$

$\Phi$  : Degré de saturation

$C_{\text{Sel}}$  : Concentration du sel à  $t=0$

$C_{\text{P Sel}}$  : Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.[9]

### II.3.4. Taux de saturation

L'aptitude à précipiter peut-être mesurée dans un certain nombre de formes indice de saturation (SI), sursaturation (S) et taux de saturation (SR). Le modèle de prévision thermodynamique de multiples dépôts, utilisé dans cette étude, se base sur les taux de saturation définis par l'équation :

$$SR = \frac{[Ba^{2+}]_0 [SO_4^{2-}]_0}{K_{sp}}$$

$[Ba^{2+}]_0$ : Concentration initiale d'ion baryum (mol/l)

$[SO_4^{2-}]_0$ : Concentration initiale de l'ion sulfate (mol/l)

$K_{sp}$ : Produit de solubilité de sulfate de baryum, dépend de la température T, du pH et des forces ioniques. SR: dépend d'un certain nombre de conditions expérimentales, y compris le mélange eau d'injection et de formation, la température (T), le pH et la force ionique des espèces en solution.[9]

## II.4. Etapes de formation de dépôts sulfate de baryum

### II.4.1. Période de germination

La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions (par exemple  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$ ) ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon.

Dans une solution sursaturée par rapport à une phase, celle-ci peut précipiter plus ou moins rapidement en fonction des conditions du milieu de croissance :

- ✓ Valeurs de la sursaturation et de la concentration,
- ✓ Nature et concentration des impuretés, etc.

Il existe deux types de La germination :

- Homogène (spontané) dominant à la sursaturation élevée
- Hétérogène induite par les particules étrangères ou des impuretés dissoutes dans le système.[9]

### II.4.2. Période de croissance cristalline

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

- a. La fréquence avec laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé, cette fréquence est d'autant plus grande que leur concentration dans la solution

est grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus vite si les concentrations des ions sont plus importantes.

- b. La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers.[9]

## II.5. Localisation des dépôts de sulfate baryum

La précipitation de sulfate baryum  $BaSO_4$  n'est toutefois pas limitée à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut (voir figure II.3)

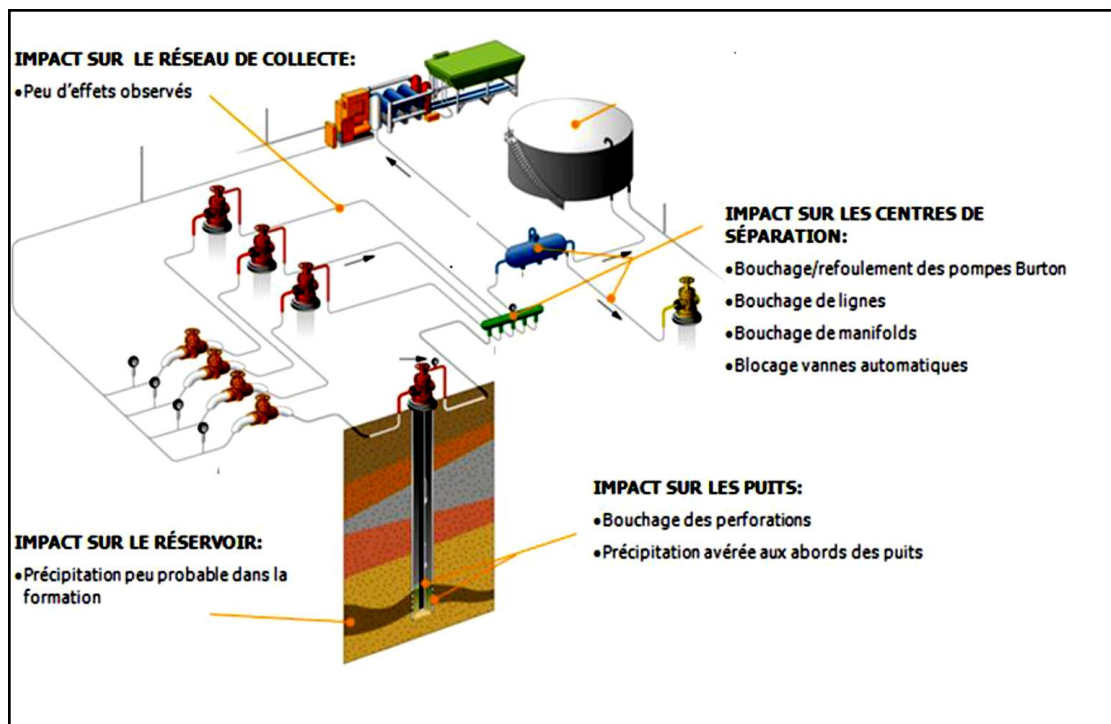


Figure II.3 : Les emplacements possibles de déposition  $BaSO_4$  [8]

## II.6. Les principales causes de formation des dépôts

### II.6.1. Chute de pression

L'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression. Lorsque la pression est suffisamment réduite, certains gaz dissous s'échappent.

La diminution de la concentration d'un de ces gaz provoque un déséquilibre conduisant à la formation de dépôts. [5]

### II.6.2. Changement de température

Certains équipements de surfaces s'échauffent, tels que les moteurs ou les échangeurs de chaleur des pompes ce qui provoque la formation de dépôts.

Ceci étant, des études ont montré que s'agissant du  $BaSO_4$ , malgré l'augmentation de la solubilité avec l'augmentation.

De façon générale, une élévation de température de  $40^\circ$  à  $90^\circ$  C provoque une augmentation de la solubilité de  $BaSO_4$  et une diminution des solubilités de  $CaSO_4$  et de  $SrSO_4$ . [5]

### II.6.3. Changement des caractéristiques minérales

Un changement dans les caractéristiques minérales des eaux, pourrait conduire à la formation de dépôts en raison du changement des forces ioniques des ions en solution.

La concentration totale des sels (sels totaux) contenus dans l'eau constitue un facteur important.

La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau est également favorisée par la présence des sels étrangers dissous. [5]

### II.6.4. Mélange des eaux incompatibles

Lors de la récupération secondaire, l'eau des puits de production, contenant divers minéraux, mélangée après la percée, à de l'eau d'injection provoque un changement dans les caractéristiques minérales en raison de l'incompatibilité des deux eaux qui conduit à la formation de dépôt.

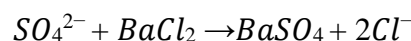
Dans notre cas, l'instabilité par rapport au sulfate de baryum est une conséquence directe de cet amalgame comme il est souvent le cas dans les champs d'hydrocarbures de la mer du Nord. En effet, lorsque deux eaux incompatibles, eau de formation contenant des ions de baryum et l'eau de mer contenant des ions sulfates sont mélangées, le dépôt de sulfate de baryum est formé. [5]

## II.7. Traitement Des Dépôt de sulfate baryum

### II.7.1. Traitement préventif

#### II.7.1.1. Le procédé soustractif

Par élimination des ions formateurs de dépôts ; exemple élimination des ions sulfates  $SO_4^{2-}$  contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par  $BaCl_2$  suivant la réaction suivante [5] :





### II.7.1.2. Le procédé additif (par Injection Continue d'un inhibiteur)

La méthode d'injection continue d'un inhibiteur est effectuée dans des puits injecteurs et des puits producteurs. Cette technique permet de pomper sans interruption d'un inhibiteur en bas de la concentrique à une certaine profondeur. L'inhibiteur est dilué pour réaliser une bonne distribution et pour éviter la précipitation aux abords de puits provoquée par l'inhibiteur concentré.[21]

### II.7.1.3. Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation

La technique du "squeeze" d'inhibiteur consiste en l'arrêt de la production du puits à traiter, puis injection d'un certain volume de solution aqueuse inhibitrice dans le réservoir et fermeture de celui-ci pour laisser l'inhibiteur s'adsorber sur la roche. Cette opération peut durer de quelques jours à quelques semaines avant de remettre le puits en production, selon l'état d'endommagement par précipitation de la zone de réservoir aux abords des puits. Lors de la reprise de la production, l'inhibiteur est progressivement libéré dans l'eau.

Toutefois, pour être efficace, il doit être libéré dans les eaux de production à un taux suffisant qui permet de prévenir la formation des dépôts. Cette valeur est appelée la concentration minimale d'inhibition (MIC) : concentration la plus basse d'inhibiteur pour laquelle les dépôts ne se forment pas/ne croissent pas.

Ce mécanisme est appelé aussi « effet de seuil », définit comme l'inhibition de la précipitation de dépôts par des concentrations très faibles. Au-delà, le produit perd son action d'inhibition par le phénomène de désorption en réagissant comme agent séquestrant (complexant).[5]

### II.7.1.4. Les mécanismes d'action des inhibiteurs

Les mécanismes d'action des inhibiteurs sont classés en trois catégories, décrites ci-dessous :

- **Inhibition de la nucléation** : déstabilisation thermodynamique des nucléé par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.
- **Dispersion des cristaux déjà formés** : maintien en suspension des agrégats formés Par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly électrolytes, sur leur surface (Figure a).
- **Ralentissement/Blocage de la croissance des cristaux** : par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation. (Figure b). [10]

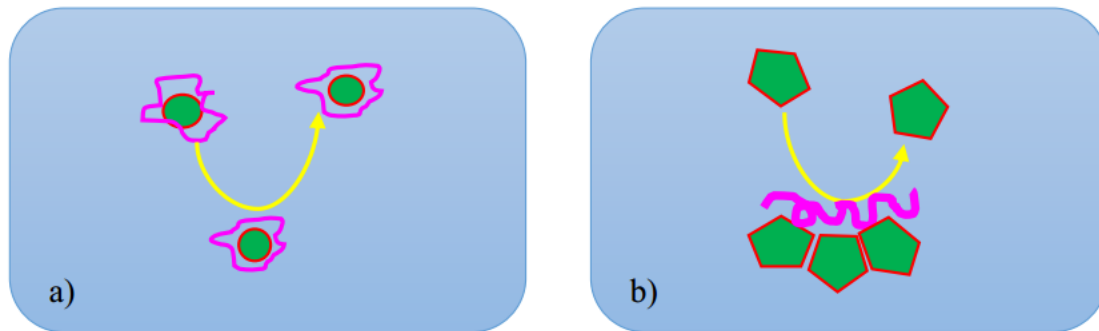


Figure II.4 :(a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance [10]

#### II.7.1.5. Propriétés des inhibiteurs de dépôts

- L'activité inhibitrice se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction de précipitation.
- Une bonne stabilité se caractérise par le fait que l'inhibiteur n'évolue pas dans les conditions opératoires (thermodynamiques : pression et température) pour éviter la perte de son efficacité.
- L'inhibiteur de dépôts doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours du traitement.
- L'inhibiteur de dépôts choisi doit respecter les conditions de sécurité (toxicité) et de respect de l'environnement (biodégradabilité).
- Même si l'inhibiteur possède toutes les priorités et caractéristiques citées ci-dessus, il doit être compétitif du point de vue coût pour ne pas constituer une lourde charge pour le procédé de production.[5]

#### II.7.1.6. Types d'inhibiteurs

##### ❖ Les inhibiteurs de formulation minérale

Sont utilisés le plus souvent en milieu proche de la neutralité, voire en milieu alcalin, et plus rarement en milieu acide. Les produits se dissocient en solution et ce sont leurs produits de dissociation qui assurent les phénomènes d'inhibition (anions ou cations).

##### ❖ Les inhibiteurs de dépôts de formulation organique

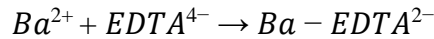
Existents en plusieurs variétés dans le commerce. Les principaux sont les suivantes : Les amines ; les polyphosphates ; les esters phosphoriques ; les polyesters et les acides polyacryliques.

Les produits anti-dépôts les plus connus sont :

- **L'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA)** : c'est un agent complexant connu, qui interagit avec une multitude de cations. L'EDTA est souvent utilisée

pour étudier la solubilité des dépôts comme le sulfate de baryum, ou les sulfates de calcium. Différentes techniques sont utilisées pour élucider le mécanisme de l'interaction entre les surfaces de l'EDTA et le sulfate de baryum.

La chélation entre l'EDTA et  $Ba^{2+}$ , est réalisée suivant la réaction :



La constante d'équilibre donne par :

$$K_{Ba-EDTA} = \frac{[Ba-EDTA^{2-}]}{[Ba^{2+}][EDTA^{4-}]}$$

$$K_{Ba-EDTA} = 6,02 \times 10^7 \text{ à } 25^\circ C. [5]$$

- **Les phosphates à chaîne linéaire** : ce sont les premiers inhibiteurs utilisés, Ils sont caractérisés par des liaisons p-o-p ; les composés les plus connus dans cette classe sont :
  - Les pyrophosphates, les méta-phosphates et les polyphosphates.
  - Les esters des phosphates organiques sont des inhibiteurs efficaces.
  - Les phosphonates

Les formulations de ces inhibiteurs sont illustrées dans le tableau ci-dessous :

**Tableau II.3 : Formules développées des principaux inhibiteurs de dépôt.[5]**

Nom de l'inhibiteur	Formule développée
EDTA (Éthylène diamine tétra acétique de sodium)	
Les polyphosphates	
Les organophosphates	
Les polyacrylates	

<p>Les esters des phosphates organiques R : radicale hydrocarbure (Méthyle, Ethyle....etc.)</p>	$\begin{array}{c} \text{O} \quad \text{O} \\ \parallel \quad \parallel \\ \text{R}-\text{O}-\text{P}-\text{O}-\text{P}-\text{O}-\text{R} \\   \quad   \\ \text{OH} \quad \text{OH} \end{array}$
<p>Phosphonates R : radicale (Méthyle, Ethyle....etc.)</p>	$\begin{array}{c} \text{O} \\ \parallel \\ \text{R}^1\text{O}-\text{P}-\text{R}^3 \\   \\ \text{OR}^2 \end{array}$

**✚ L'inhibiteur AD32**

L'inhibiteur AD32 est un inhibiteur de dépôt utilisé pour le traitement des circuits d'eau afin d'éviter la précipitation des sels de calcium, de strontium, de baryum, de fer et d'autres cations en association avec des sulfates, des carbonates et des oxydes. L'inhibiteur AD32 est particulièrement recommandé pour les lignes de pétrole brut et pour les circuits d'injection d'eau afin de contrôler l'entartage du tubing, des pompes, des conduites...etc.[3]



**Figure II.5: L'inhibiteur de dépôt AD32. [17]**

**✚ Mode d'emploi d'inhibiteur AD32**

Injecté directement dans le système à inhiber, pur ou dilué dans l'eau, de préférence en injection continue à l'aide d'une pompe doseuse.

**Tableau II.4 : Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD32. [8]**

Nature	Phosphonate
Aspect	Liquide
Température de solidification	-5 °C

PH	6 – 8
Matière active	25%
Point d'éclair	100°C (NF T 60-103)
Masse volumique	1230-1280 Kg/m <sup>3</sup>
Viscosité	10 m Pa/s

## II.7.2. Traitement curatif

### II.7.2.1. Milling

Il s'effectue par partage mécanique à l'aide de racleur, Il est utilisé pour gratter les parois sur lesquels déposé le sulfate de baryum mais il peut causer des fissures au niveau de tubing au cours de l'opération Cette opération est réalisée par les unités Wire lien, Work Over, snubbing.[9]

#### Work Over

Le Work Over est un terme anglais désigne reconditionnement d'un puits, toute opération pratique sur un puits soit de réparation ou d'équipement ou d'entretien pour améliorer ou rectifier leur production, ces opérations nécessitent la mise en œuvre d'appareil et des équipements devers tel que (appareil de forage...).[8]

#### Les objectifs de Work Over

- Élimination des dépôts de fond (sédiments).

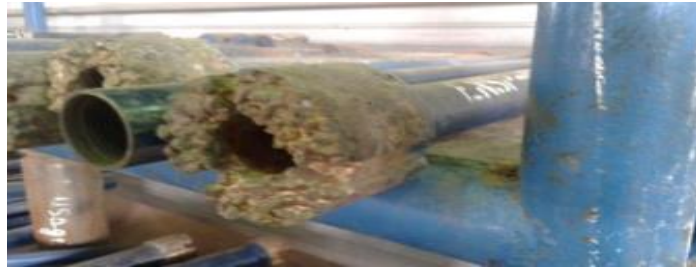
Renouvellement des équipements de fond et de surface (packeranchor- seal, tubing, tête de puits).

#### Snubbing

Le snubbing est une technique utilisée pour manœuvrer les tubes obturés utilisant des BOPs afin d'obtenir une étanchéité tout autour dans un puits sous pression. [8]

L'unité peut effectuer les opérations suivantes :

- Circulation et nettoyage des dépôts et sédiments à l'intérieur du puits
- Acidification et nettoyage des perforations
- Opérations de fraisage



**Figure II.6 : Outil de Milling [8]**

### **II.7.2.2. Jetting (jet hydraulique)**

pour accéder aux dépôts dans le puits d'effectuer une opération **Scale Blaster** avec Coiled Tubing qui s'est avérée efficace en novembre 1999 pour le nettoyage intérieur des crépines et des ouvertures. [14]

#### **Coiled tubing**

Les unités de Coiled Tubing sont des appareils d'intervention sur puits, utilisant un tubing en acier, continu et flexible, de faible diamètre qui est introduit dans un tubing de production sous pression, le tubing est stocké et enroulé sur un touret. [8]

#### **Opérations réalisées au Coiled Tubing**

Cette unité peut être utilisée à l'intérieur de la colonne de production pour les opérations suivantes :

- Pour le nettoyage de bouchon de sable ou de paraffine
- Pour stimuler la formation (acidification)
- Pour des opérations de forage ou de fraisage

#### **Scale Blaster**

Scale Blaster est un traitement mécanique par l'unité coiled tubing employé principalement pour le nettoyage des dépôts de sulfate de baryum au niveau des perforations et des obstructions à l'intérieur de tubing, il consiste à utiliser un fluide visqueux avec un sable et à haute pression. [15]

**Scale Blaster = Jet Blaster + gel + sable artificiel (Sterling Beads)**

#### **Les propriétés de Sterling Beads**

- N'est pas abrasive
- Plus efficace sur, les dépôts très durs, les bouchons de ciment
- Pour enlever les dépôts durs et inertes tels que BaSO<sub>4</sub>
- Nettoyage positif et à un seul passage.
- Technique sécurisée.



Figure II.7: Sterling Beads [15]

### Jett Blaster

L'outil utilisé pour l'opération de Scale Blaste compose d'un nozzle en tête qui assure leur passage, deux (2) nozzles latérale provoquent la rotation du l'outil et un drift pour le control de nettoyage. [15]

- Investigation du 360deg du puits assuré par la rotation commandée de l'axe.
- L'axe est rempli de fluide visqueux briseur.
- Une grande puissance hydraulique fournie aux Jetting nozzles.
- Nettoyage positif en un seul passage.
- Contrôle de la taille des éléments coupants (incisifs).



Figure. II.8 : Jet Blaster. [15]

## II.8. Etat de l'art de traitement des dépôts de sulfates de baryum

Ces dernières décennies, l'inhibition de la précipitation de sulfate de baryum a été largement étudiée en utilisant un grand nombre de techniques.

F. Jones et al. ont étudié l'effet d'une série de molécules de phosphonate sur la précipitation du sulfate de baryum. Ils ont trouvé que l'augmentation du nombre de groupes phosphonate dans ces molécules entraîne généralement une forte inhibition de la précipitation du sulfate de baryum. [22]

F. Jones et al. ont utilisé l'acide éthylène diamine tétra-acétique (EDTA) pour inhiber la formation des sulfates de baryum. [23]

Yu T. et al, les méthodes de gravimétrie et de spectrométrie d'absorption atomique ont été utilisées pour étudier la capacité de détartrage et les mécanismes d'action des agents détartrants de type carboxyle-ammonium. Les agents détartrants sont l'acide nitrilotriacétique (NTA), l'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA), et l'acide diéthyltriamine penta acétique (DTPA). [24]

Mavredaki E. et al. ont examiné l'effet de l'acide polyphosphino carboxylique (PPCA) et de l'acide di éthylène triamine-penta-méthylène phosphonique (DETPMP) qui sont deux inhibiteurs commerciaux sur certains plans cristallins de sulfate de baryum [25].

F. Jones et al ont étudié l'effet des inhibiteurs de dépôt NTMP (acide nitrilo tri (méthylène phosphonique) et NTA (acide nitrilo tri-acétique) sur la précipitation des sulfates de baryum. [26]

LARBAOUI Karima a étudié le pouvoir inhibiteur de deux familles de composés et leur effet sur la déposition des sulfates de baryum. Ces composés sont pour la première famille, des poly électrolytes à base de phosphonates et pour la seconde des polyacrylates-esters qui sont des inhibiteurs de dépôt commerciaux. [5]

CHRISTIAN Roque a étudié la maîtrise des paramètres d'utilisation et de contrôle de l'agent inhibiteur afin de résoudre rapidement les problèmes d'extrapolation liés à un futur traitement anti-dépôts généralisé l'ensemble du champ de TFT. [7]



M. Bounoughaz et al Ont été étudié l'effet des trois produits commerciaux (produits A, produit B, produit C) sur l'inhibition des dépôts de sulfates de baryum. Le produit A assuré une efficacité supérieure à 90% pour des concentrations allant entre 100 et 250 ppm. L'inhibiteur de dépôt sélectionné permet de maintenir les particules de  $BaSO_4$  en suspension durant le transfert de l'eau et donc empêcher le bouchage des canalisations et des tubings utilisés. [27]

**CHAPITRE III**  
**PRESENTATION DU CHAMP DE**  
**HASSI MESSAOUD**

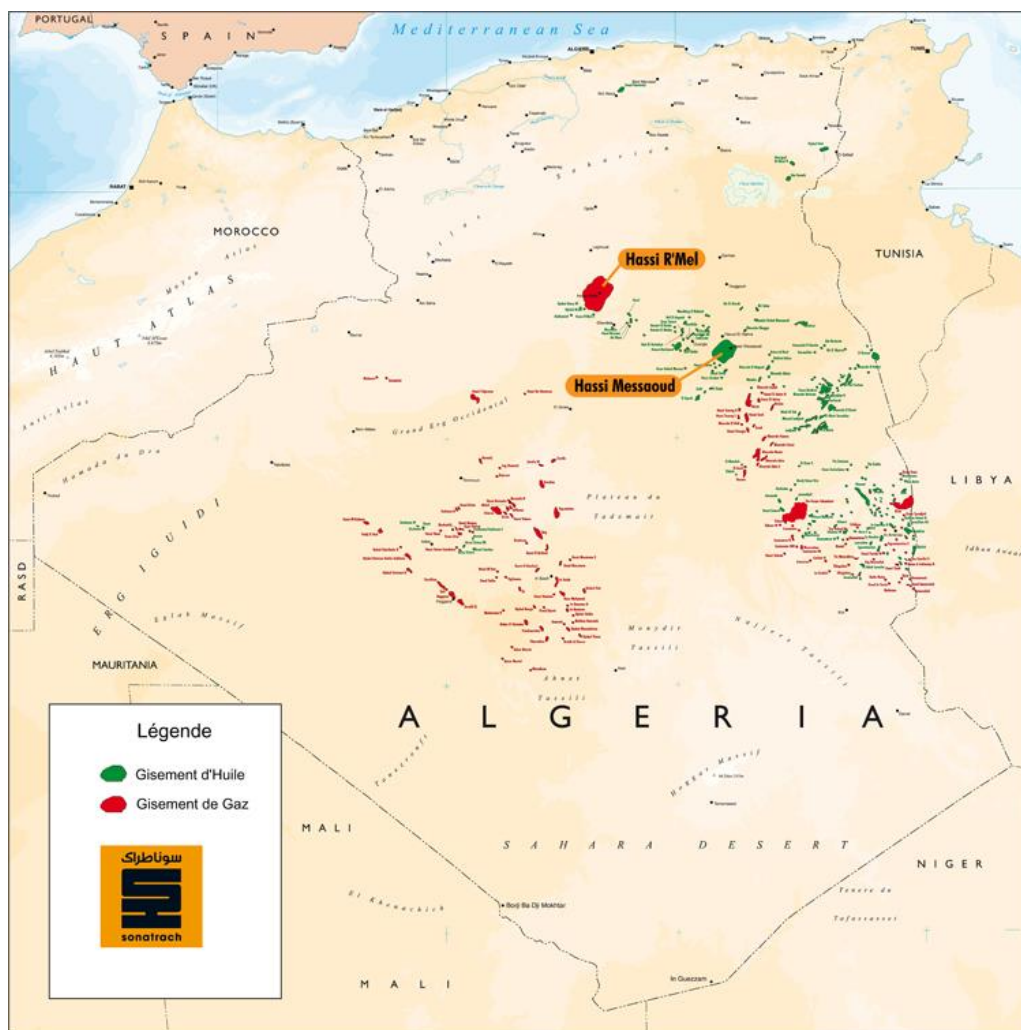
### III.1 Présentation du champ de Hassi-Messaoud

#### III.1.1. Situation géographique du champ de Hassi- Messaoud

La région de Hassi- Messaoud représente la zone stratégique pour la société SONATRACH, car elle dispose du plus grand gisement de pétrole en Algérie. Elle occupe la partie centrale de la plateforme saharienne.

Le champ de Hassi- Messaoud se situe à environ 850 km au Sud Est d'Alger et à 350km de la frontière tunisienne. Aussi bien, elle se situe environ à 86 km au Sud Est d'Ouargla et à 172 km au Sud de Touggourt (voir la figure qui suit).

La figure qui suit nous montre aussi, que le gisement de pétrole se trouve dans Hassi-Messaoud et le gisement de gaz se situe dans le champ de Hassi-Rmel.[11]



**Figure III.1. La carte géographique du champ de Hassi-Messaoud.[11]**

En outre, la zone de Hassi-Messaoud a pour coordonnées Lambert12 :

X : 790 000 à 840 000 m

Y : 110 000 à 150 000 m

**III.1.2. Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud**

Le gisement de Hassi-Messaoud est situé dans le nord du Sahara Algérien, et se trouve sur un large dorsal, bordée au nord-ouest et au sud-est par des dépressions. Le champ est un prolongement vers le nord de la dorsale d'Amghid el biod : élément structural majeur qui dépasse les 800 km de longueur, étudié par Heybroek. Ce vaste est limité :

- ✓ Au Nord, par la structure Djamaa-Touggourt
- ✓ A l'Ouest par la dépression d'Oued Mia
- ✓ A l'Est par la dépression de Dahar
- ✓ Au sud, par la dépression d'Amguid

Aussi bien, Le champ de Hassi-Messaoud est caractérisé par ces puits productifs d'huile, essentiellement dans les réservoirs cambriens, qui se trouve à une profondeur de 3400 m.

Ces réservoirs se distinguent par une très grande variabilité des propriétés pétro physiques. La superficie de ce champ est environs de 2000 km<sup>2</sup>. En outre, le champ de Hassi-Messaoud est subdivisé en deux zones : la zone 1-A qui est située dans la partie sud-ouest du champ de Hassi-Messaoud.

Le réservoir principal dans cette zone est le drain D4 qui se caractérise par une variation des faciès mal connus et très hétérogènes par rapport aux autres drains. Les mauvaises caractéristiques des réservoirs sont liées au faciès du drain D4, à la position structurale très basse et à la proximité du plan d'eau.[12]

On ce qui concerne La zone II, elle se situe aussi dans le sud-ouest du champ de Hassi-Messaoud, les terrains d'âge paléozoïque traversés par tous les puits forés, dans cette zone sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables.[11]

**III.1.3. Historique du champ de Hassi-Messaoud**

Plusieurs puits ont été réalisés dans la région de Hassi-Messaoud, le premier a été découvert en 1956 par la société française SN Repal, porte le nom de MD1, sur une profondeur de 3338. Un deuxième puits a été foré en 1957 pour terminer le premier gisement. À la fin de l'année 1958, 20 puits ont été réalisés et la mise en exploitation du champ a permis la production d'environ de 0,5 millions de tonnes.[11]

À la fin de l'année 1964, 153 puits ont été mise en exploitation dont le démarrage des deux premières stations de réinjection de gaz à haute pression. Ensuite sept puis d'injection ont été équipés. Une moyenne de puits a été réalisée entre 1963 à 1967 d'environ 8 puits par année. À la fin de l'année 1975, 262 puits ont été réalisés dont 222 sont exploitables.

En 2000, le nombre des puits forés atteint les 1096 donc 783 producteurs d'huile, 100 puits injecteurs de gaz et 37 puits injecteurs d'eau. Aussi bien, on a 129 puits secs et 47 producteurs d'eau. Plusieurs études ont été effectuées dans ce domaine pour donner une bonne connaissance sur la structure du champ de Hassi-Messaoud.

Le champ de Hassi-Messaoud représente un grand gisement d'hydrocarbures qui s'étend sur une superficie d'environ 2000 km<sup>2</sup>. La couche productrice gréseuse, d'âge cambrien (réservoir) située à une profondeur moyenne de 3400 m, se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétro physiques (porosité et perméabilité). Et qui sont liées directement à la productivité des puits (porosité, argilosité et perméabilité). Malgré les connaissances géologiques accumulées sur plus de 800 puits au cours des quarante dernières années, les prévisions sur les puits restent difficiles. Plusieurs phases orogéniques ont affecté cette région 6 :

- Phase néocalédonienne précoce, antétrémadocienne
- Phase calédonienne majeure ( $\approx 400$  Ma) ;
- Phase hercynienne majeure ( $\approx 225$  à 250 Ma) ;
- Phase autrichienne ( $\approx 110$  Ma).[11]

#### III.1.4. Zonation du champ Hassi Messaoud

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production (Figure I.2). Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux mais pas avec ceux des zones voisines, et se comportent de la même manière de point de vue pression de gisement.[8]

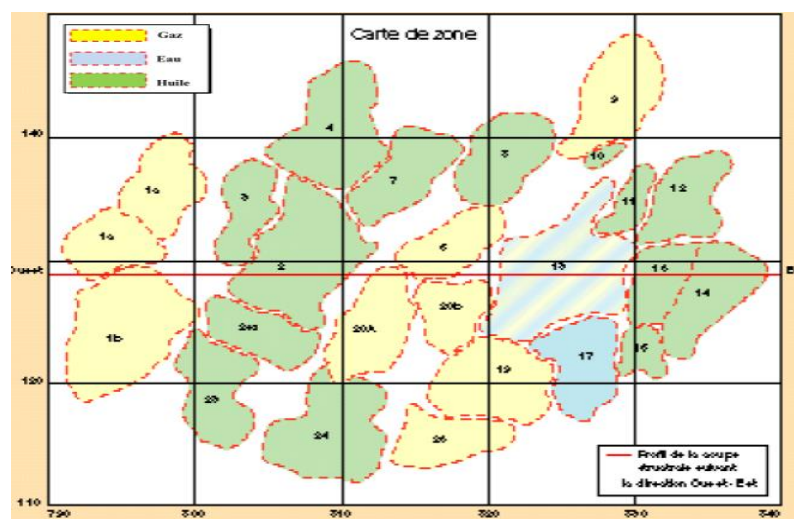


Figure III.2: Zonation du champ de Hassi-Messaoud.[8]

III.1.5. Situation du puits

III.1.5.1. Puits MD660

Le puits MD660 est un puits vertical a été foré le 08/09/2013 dans la zone 16 comme illustré sur la carte ci-dessous, actuellement complétée par LCP 4 "1/2 et tubing 4" 1/2

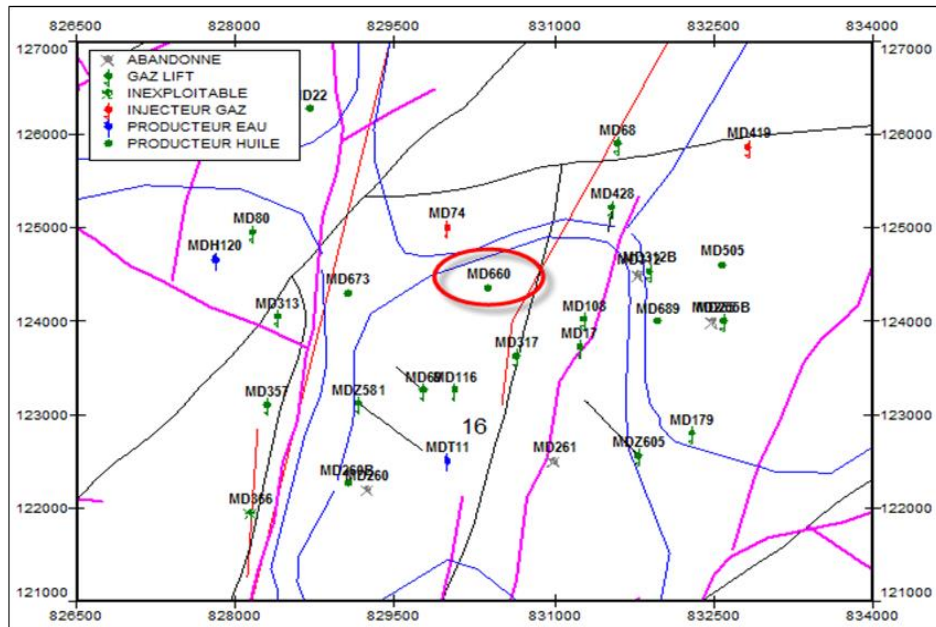


Figure III.3 : Carte de positionnement du puits MD660.[18]

III.1.5.2. Puits OL6

OL6 est un puits producteur d’huile qui a été complété le 15/09/2007 avec 4<sup>1/2</sup>" du LCP (liner cimenté perforé) et il était équipé d'un tube de 2<sup>7/8</sup>" pour améliorer le débit de production, ce puits est situé dans la zone HZP-OL.

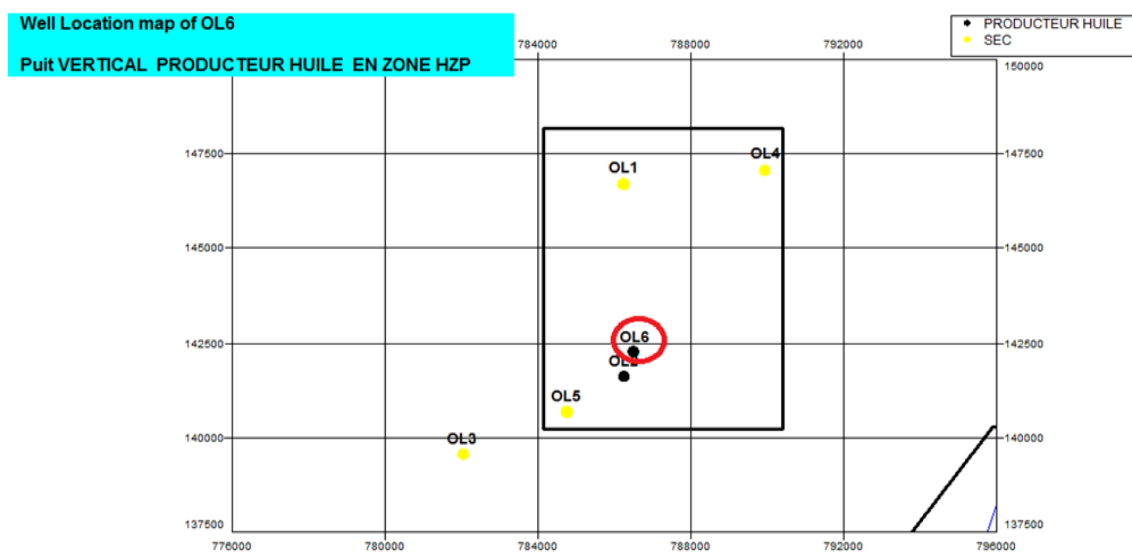


Figure III.4 : Carte de positionnement de puits OL6.[18]

III.1.5.3 Puits ONZ432

Le puits ONZ432 est un puits producteur d'huile, il a été foré le 06/06/2008 située dans la zone HZN.

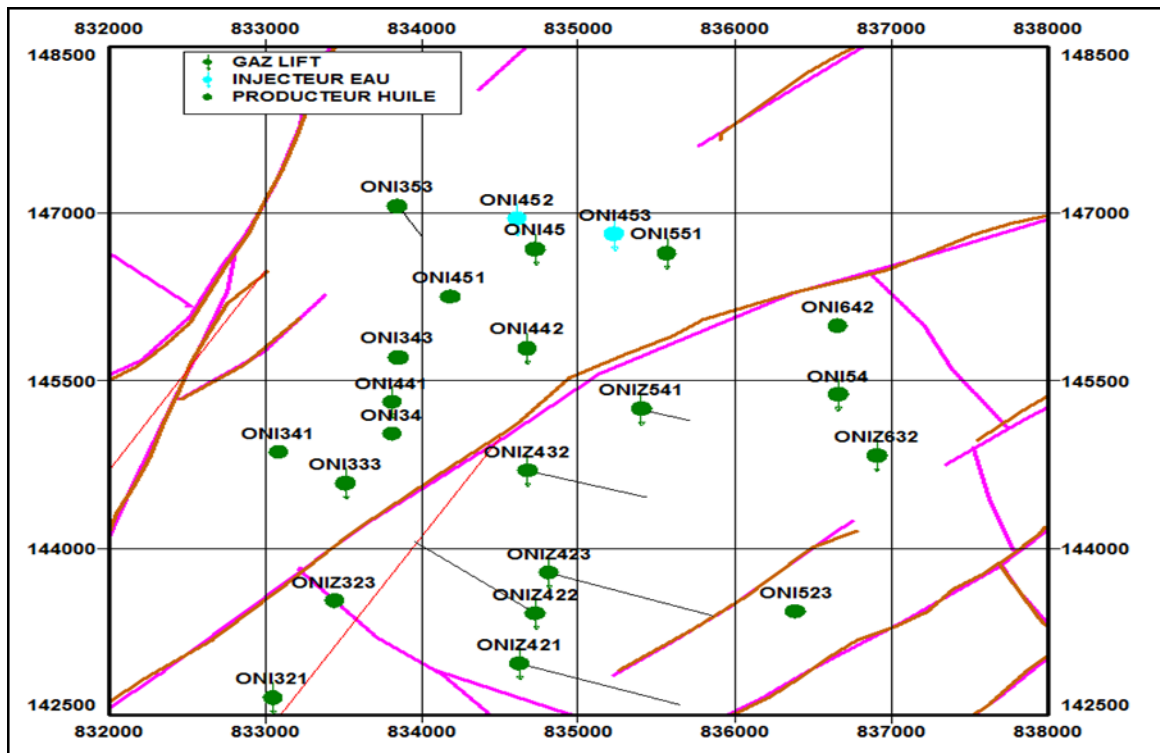


Figure III.5 : Carte de positionnement de puits OL6.[18]

# **CHAPITRE IV**

## **ETUDE DE CAS**



## IV.1 Introduction

Ce présent chapitre est décomposé en trois parties, la première est réservée au l'analyse d'un dépôt de séparateur ZCINA, la seconde est réservée au traitement préventif pour empêcher la formation de sulfate de baryum et la troisième aux traitements curatifs.

## IV.2 Analyse des dépôts

### IV.2.1 Le dépôt choisi



Figure IV.1 : dépôt récupéré à l'entrée de séparateur ZCINA. [17]

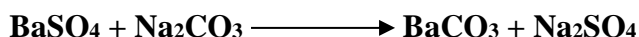
### IV.2.2 Attaque acide

1. Laver, Sécher et broyer l'échantillon,
2. Prélever 1g de l'échantillon dans 60 ml d'eau régale (40 ml de HCl +20 ml de  $\text{HNO}_3$ ) évaporer complètement la solution
3. 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.
4. 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.

### IV.2.3 Attaque alcaline

1. Le résidu insoluble, est calciné au four à moufle à  $800^\circ\text{C}$  dans un creuset en platine.
2. Peser le contenu du creuset
3. Ajouter 5 à 6 g de carbonate de sodium. Faire la fusion au moufle à  $900^\circ\text{C}$  pendant 30'.

4. Retirer le creuset et laisser refroidir au dessiccateur



5. Faire bouillir environ 200 cc d'eau distillée dans un bécher.  
 6. Introduire le creuset dans le bécher et laisser bouillir jusqu'à ce qu'il se décolle.  
 7. Après filtration (le filtrat contient de la silice et du sulfate de sodium et le filtre le carbonate de baryum), dissoudre le contenu du filtre avec HCl conc, un bécher de 250 ml. Etendre avec une d'eau distillée et faire bouillir la réaction suivante  
 8. Après ébullition ajouter H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 10 N. Un précipité blanc se forme nous indiquant la présence de sulfate de baryum. Laisser reposer une nuit ensuite filtrer, laver, sécher, et calciner au four à 800°C.



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

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

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

$$P_{\text{creuset+1g de dépôt avant calcination}} = 39.134\text{g}$$

$$P_{\text{creuset+1g de dépôt après calcination}} = 38.3383\text{g}$$

$$P_1 = 39,134 - 38,3383 = 0.8\text{g}$$

Donc il y a 80 % (BaSO<sub>4</sub> + silices)

$$P_2 = 0.69\text{g donc}$$

$$\% \text{BaSO}_4 = 0.69 \times 100 = 69 \%$$

$$\% \text{SiSO}_2 = (0.8 - 0.69) \times 100 = 11 \%$$

#### IV.2.4 Teneur NaCl

1. Peser 1g de l'échantillon (séché et broyé)
2. Dissoudre dans un volume d'eau avec chauffage
3. Filtrer la solution puis compléter à 100 ml d'eau distillée
4. Prélever 5ml et doser par AgNO<sub>3</sub> (0.1 N ou 0.01 N) en présence d'indicateur K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub>.  
 ✓ Soit v le volume dépenser d'AgNO<sub>3</sub>.

$$\% \text{NaCl} = 58,45.N.V.10/5$$

$$\% \text{NaCl} = 58,45 \times 0,1 \times 0,85 \times 10/5$$

$$\% \text{NaCl} = 9,9365 \%$$



Figure IV.2 : Solution de dosage  $\text{AgNO}_3$  [19]

#### IV.2.5 Dosage Du Calcium

1. Prélever une prise d'essai de l'échantillon
2. Ajouter 5ml de  $\text{NaOH}$  1N ( $\text{pH} = 13$ ) + murexide, la solution devient rose
3. Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au violet, soit  $V_1$  le volume versé.

$$[\text{Ca}^{++}] = 40,08. M.1000.V_1. D/Pe$$

40.08 g : Massa molaire du calcium

M : Molarité de l'EDTA

$V_1$  : le volume d'EDTA écoulé

Pe : Prise d'essai

D : facteur de dilution

$[\text{Ca}^{++}]$  =est exprimée en mg/l

$$[\text{Ca}^{++}] = 40,08 \times 0,01 \times 1000 \times 1,4 / (20 \times 4) = 7,014 \text{mg/l}$$

1 mole de Ca  $\longrightarrow$  1 mole de CaSO<sub>4</sub>

40.08g  $\longrightarrow$  136.14g

7,014mg  $\longrightarrow$  Y

$Y = 7,014 \times 136,14 / 40,08 = 23.8245 \text{mg}$

23.8245mg  $\longrightarrow$  1000mg

X  $\longrightarrow$  100mg

$X = 2,38245 \text{mg}$  donc  $[\text{CaSO}_4] = 2,38245\%$



**Figure IV.3 : Solution de dosage EDTA [17]**

#### IV.2.6 dosage du magnésium

1. Prélever une prise d'essai de l'échantillon
2. Ajouter 5ml de tampon ammoniacal (ph=10) + noir euriochrome T, la solution devient rouge-vin
3. Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au bleu, soit V2 le volume versé.

$$[\text{Mg}^{++}] = 24, 3. \text{ M.}1000 (V2-V1) \text{ D/Pe}$$

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 = 1/4

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

$$[Mg^{++}] = 24,3 \times 0,01 \times 1000 \times 3 \times 1 / (20 \times 4) = 9,41625 \text{ mg/l}$$

1 mole de Ca  $\longrightarrow$  1 mole de CaSO<sub>4</sub>

24.3g  $\longrightarrow$  120g

9,41625mg  $\longrightarrow$  Y

$$Y = 9,41625 \times 120 / 24,3 = 46,5 \text{ mg}$$

46.5mg  $\longrightarrow$  1000mg

X  $\longrightarrow$  100mg

$$X = 4,65 \text{ mg donc } [MgSO_4] = 4,65\%$$

#### IV.2.7 Dosage du fer total

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

1. Ajouter 2 gouttes d'HCl conc à l'échantillon
2. Etendre avec de l'eau distillée puis ajouter 2 à 3 gouttes de ferrocyanure de potassium
3. K<sub>4</sub>Fe (CN)<sub>6</sub>, la couleur bleue indique la présence du fer.
4. Prélève 25ml du filtrat dans un bécher de 250ml
5. Oxyde le milieu avec HNO<sub>3</sub> à chaud
6. Laisser refroidir, on élève le ph avec NaOH puis on rajoute l'acide acétique dilué et d'acétate de sodium pour amener le pH entre 3 et 3.5



**Figure IV.4 : PH mètre. [17]**

7. Ajouter ensuite 5ml d'indicateur (Acide sulfo salicylique)
8. Titrer par l'EDTA 0.1M ou 0.01M selon la concentration du fer jusqu'à virage pourpre au jaunâtre.

$$[\text{Fer}] = \frac{M.V. \cdot 55,85 \cdot 1000 \cdot D}{P_e}$$

55.85 g : Masse molaire du fer

V : le volume d'EDTA versé

Pe : Prise d'essai

D : Facteur de dilution

[Fer] est exprimée en mg/l

$$[\text{Fer}] = 0,01 \cdot 4,5 \cdot 55,85 \cdot 1000 / (4,50)$$

$$[\text{Fer}] = 12,56 \text{ mg/l}$$



$$55,85 \longrightarrow 116\text{g}$$

12.56 mg → Y

$$Y = 12,56 \cdot 116 / 55,85 = 26,1 \text{ mg}$$

26.1mg → 1000mg

X → 100mg

$$X = 2,61 \text{ mg donc } [\text{FeCO}_3] = 2,61 \%$$

### IV.3 Traitement préventif

#### IV.3.1 Cas du puits ONIZ432

##### IV.3.1.1 Résultats des tests de puits

Tableau IV.1 : Résultats des tests de puit ONIZ432. [18]

Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	30/04/2008	408.18	373.36	172.3	Huile 18.32	1.004	2210	140	..	-.15	9.53	.
BUILD UP	28/03/2011	342	214.66	35	Huile 2.65	.024	..	.	21	-.63	9	Pfd @ -2954 m, Enregistrement perturbe
PFS	02/05/2012	266.75	..	..	..	..	..	.	.	.	.	PFS.

##### IV.3.1.2 Test de Jaugeage

Le but principal de test est de mesurer le débit de production, la pression en tête, en pipe et en séparateur tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres tels que le GOR, la température d'huile. Les résultats des tests de Jaugeage du puits ONIZ432 sont montrés dans le tableau 4.2

Tableau IV.2 : Résultats des tests de Jaugeage du puits ONIZ432. [18]

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°c)
				Tête	Pipe	Sép	
18/09/2016	15	3.05	1162	26.49	17.73	17.19	22
22/12/2016	15.08	0.25	41221	24.1	21.1	—	—
21/02/2017	15.08	2.13	1360	33.4	17.6	—	—
11/04/2017	15.08	0.95	2288	25.75	15.92	16.38	21
07/07/2017	15.08	0.15	5218	32	18	5.3	34
18/07/2017	15.08	1.39	530.27	381	26.1	13.6	34

31/07/2017	15.08	0.16	9953	17.4	12.13	14.29	36
26/08/2017	15.08	0.63	2024	23.3	9.19	–	27
03/09/2017	15.08	0.83	1187	18.2	10.1	–	33

**IV.3.1.3 Les dernières opérations**

**Tableau IV.3 : Les dernières opérations de puit ONIZ432. [18]**

Date début	Date fin	Type opération
02/06/2008	06/06/2008	COMPLETION
12/02/2010	03/05/2010	WORKOVER
28/04/2010	28/04/2010	DIAGRAPHIE
08/03/2017	23/03/2017	SNUBBING
16/04/2018	16/04/2018	WIRELINE
20/04/2018	20/04/2018	OPERATION_SPECIALE

**IV.3.1.4 Problème du puits**

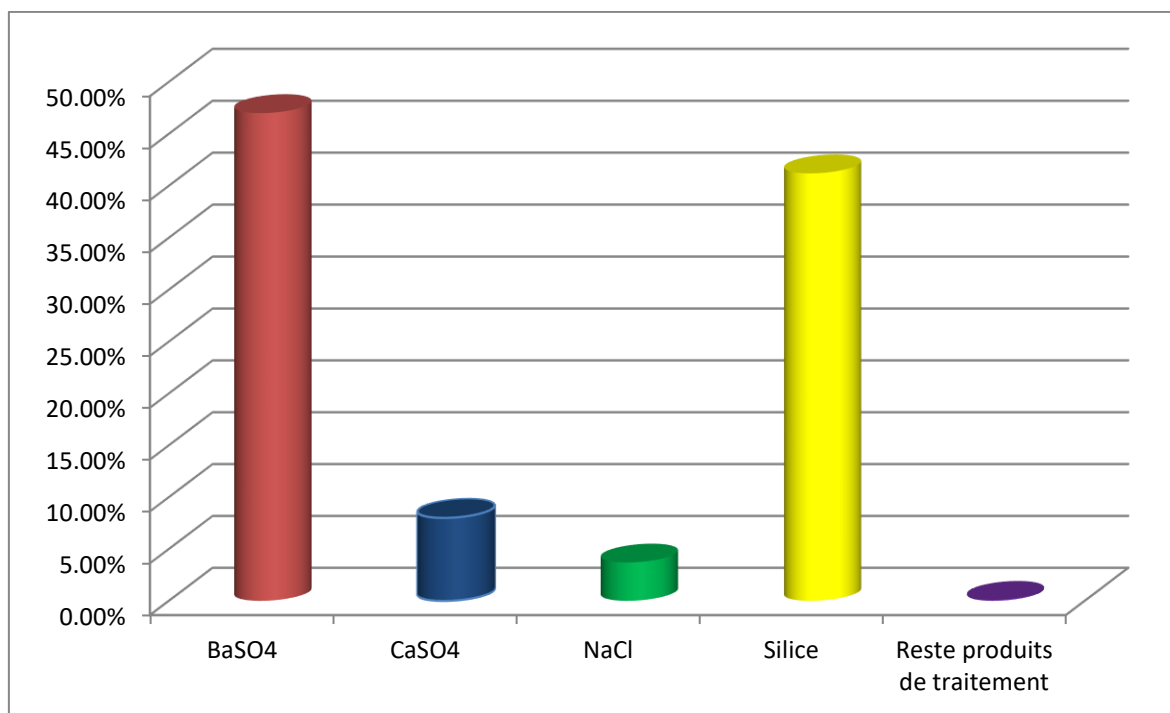
On a constaté une chute de potentiel du puits ONIZ432 à partir de 31/07/2017.

A l'aide des résultats d'analyse en Laboratoire on a confirmé l'existence de BaSO<sub>4</sub>, Silice, sels (NaCl) et CaSO<sub>4</sub>, dans le tubing et aux abords du puits. Il est suspecté en raison de l'incompatibilité de l'eau injectée (contient du sulfate) et l'eau de formation (contient du baryum) crée un dépôt de BaSO<sub>4</sub>.

**Tableau IV.4 : Résultats d'analyse d'un échantillon de puits ONIZ432. [18]**

PUITS	Lieu d'échantillonnage (cote)	Date Echantillonnage	Résultats
ONIZ432	3099 m	16/03/2017	3,7% Sels (NaCl) ,8 % CaSO <sub>4</sub> 47% BaSO <sub>4</sub> 41,2 % silice, Reste produits de traitement





**Figure IV. 5 : type des dépôts dans puits ONIZ432**

D'après les résultats du test Jaugeage, On peut conclure que :

- La perturbation du débit de production durant la période (18/09/2016 jusqu'à 18/07/2017).
- La diminution du débit de 1.39 m<sup>3</sup>/h jusqu'au 0.16 m<sup>3</sup>/h correspond à une chute de 1.23m<sup>3</sup>/h durant (18/07/2017 au 31/07/2017) à cause de la précipitation de dépôts de sulfates de baryum.
- La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs du débit de production.

Avant de connecter le puits à le skid ONI (avant le traitement par l'inhibiteur AD32) :

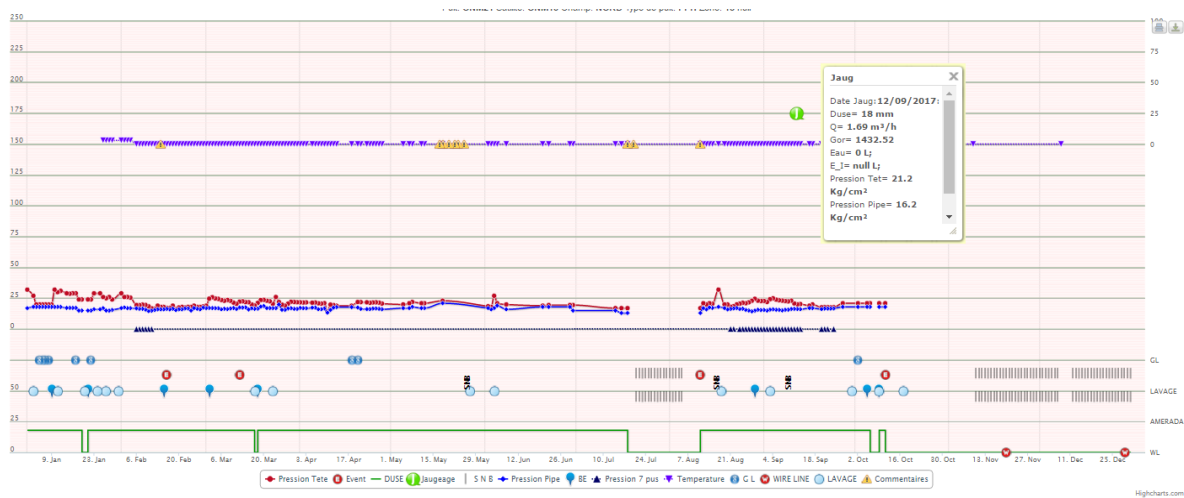
**Tableau IV. 5 : Résultats des tests de Jaugeage avant l'opération. [18]**

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°c)
				Tête	Pipe	Sép	
31/07/2017	15.08	0.16	9953	17.4	12.13	14.29	36

Après de connecter le puits à le skid ONI (après le traitement par l'inhibiteur AD32) :

**IV .6 : Résultats des tests de Jaugeage après l'opération. [18]**

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m³/h)	GOR (sm³/sm³)	Pression (Kg/cm²)			T huile (°c)
				Tête	Pipe	Sép	
26/08/2017	15.08	0.63	2024	23.3	9.19	–	27
03/09/2017	15.08	0.83	1187	18.2	10.1	–	33



**Figure IV. 6 : Cahier de courbes de puits ONIZ432. [18]**

**IV.3.1.5 Interprétation des résultats**

L’augmentation de débit de production à partir de 26/08/2017 et stabilisation à un bon débit pour un mois, cette augmentation est justifiée par l’élimination de l’endommagement causé par le sulfate de baryum, donc notre puits est stimulé.

**IV.3.1.6 Efficacité de Traitement**

La détermination de l’efficacité de traitement se fait par la relation suivante :

$$E = (Q_{\text{après}} - Q_{\text{avant}}) / (Q_{\text{avant}})$$

**E** : efficacité de traitement.

**Q<sub>après</sub>** : débit après traitement.

**Q<sub>avant</sub>** : débit avant traitement.

Le calcul de l’efficacité de traitement est :  $E = (0.63 - 0.16) / 0.16 = 3.9375$

$$\text{L'efficacité de traitement est : } E = 393.75 \%$$

## IV.4 Traitement curatifs : (Cas du puits MD660 et OL6)

### IV.4.1 Cas du puits MD660

#### IV.3.1.1 Données de puits

Tableau IV.7 Paramètres du puit MD660. [18]

<b>Tubing</b>	4-1/2in N80 13.5#, sabot @ 2312m TR
<b>Hallib L Nipple 'R'</b>	2954.80m
<b>Hallib L Nipple 'RN'</b>	2970.17m
<b>7in Casing</b>	3430m TR
<b>TD</b>	3495.60m
<b>4-1/2in Liner</b>	Top liner LCP@ 2972.60m Bot liner LCP @ 3495m
<b>BHP</b>	<b>DST (26/08/2013)</b> PG = 261kg/cm <sup>2</sup> , PFD=236.56kg/cm <sup>2</sup> <b>PFD Test (20/12/2015)</b> PFD=164.49kg/cm <sup>2</sup> <b>PFD Test (08/08/2017)</b> PFD=140.78kg/cm <sup>2</sup>

#### IV.4.1.2 Résultats des tests de puits

Tableau IV.8 : Résultats des tests sur puits MD660 (DST et PFD). [18]

Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw* Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	26/08/2013	261	236.56	72.06	Huile 7.12	1.558	847	-	--	-3.69	9.53	Test @ Td : 3512m, PFD @ -2894m .
PFD	20/12/2015	null	164.49	53.59	Huile 9.9	--	-	-	--	-	14	PFD @ -3258.7m
PFD	08/08/2017	null	140.78	14	Huile 7.36	--	-	-	--	-	14	PFD @ -2819.75 m

#### IV.4.1.3 Problème du puits

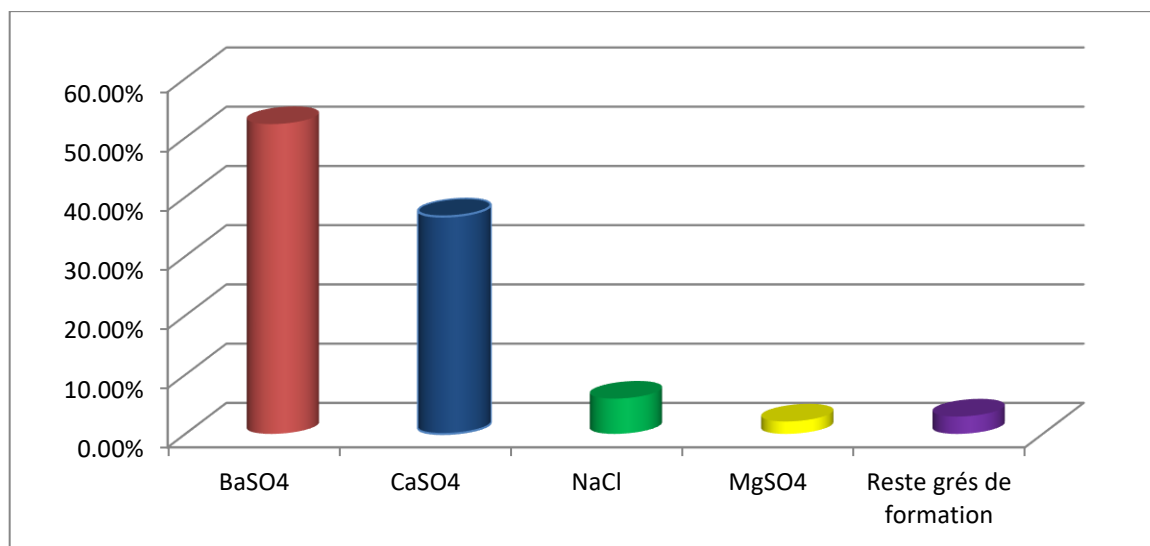
On a constaté une chute de potentiel du puits MD660 à partir de février 2018.

A l'aide des résultats d'analyse en Laboratoire on a confirmé l'existence de BaSO<sub>4</sub>, CaSO<sub>4</sub> et sels (NaCl), MgSO<sub>4</sub>, dans le tubing et aux abords du puits. Il est suspecté en raison de

l'incompatibilité de l'eau injectée (contient du sulfate) et l'eau de formation (contient du baryum) crée un dépôt de BaSO<sub>4</sub>.

**Tableau IV.9: Résultats d'analyse d'un échantillon de puit MD660. [18]**

PUITS	Lieu d'échantillonnage (cote)	Date Echantillonnage	Résultats
MD660	2975 m	28/04/2017	52,3% BaSO <sub>4</sub> 36,7% CaSO <sub>4</sub> 5,96% Sels (NaCl) 2,1MgSO <sub>4</sub> , Reste grés de formation



**Figure IV. 7 : type des dépôts dans puit MD660**

#### IV.4.1.4 Discussion et recommandations

Selon les résultats d'analyse en laboratoire, on observe un grand pourcentage de BaSO<sub>4</sub> Pour cela, nous proposons d'effectuer les interventions suivantes :

- Exécution du Coiled tubing pour réaliser un traitement de Scale blaster en utilisant l'impact mécanique du jet abrasif (outil rotatif à haute pression),
- Effectuer un Tube Clean et un jet d'eau traité dans le tubing et à travers les intervalles de perforation,
- Pomper l'azote pour décharger l'acide utilisé.

#### IV.4.1.5 Objectif du traitement

Le but principal des traitements Scale Blaster et Tube Clean est éliminer l'endommagement causé par les dépôts minéraux (sulfate de baryum, sulfate de calcium, sulfate de magnésium et sel) dans le tubing et le long de liner LCP.

#### IV.4.1.6 Exécution du travail

##### IV.4.1.6.1 Équipements et outil

- Une (01) unité de Coiled Tubing.
- Une (01) unité de pompage haute pression
- Un (01) convertisseur N2 haute pression
- Deux (02) Réservoirs pour le transport et le mélange de produits
- Un (01) mélangeur discontinu
- Un (01) outil de traitement Scale Blaster (jet blaster Tool).

##### IV.4.1.6.2 Des produits

- 27 m<sup>3</sup> de saumure traitée
- 07 m<sup>3</sup> de Sterling beads slurry (fluide à base de gel + Sterling beads).
- 294 kg Sterling beads
- 02 m<sup>3</sup> de liquide de gel.
- 04 m<sup>3</sup> Tube Clean HCl 7,5%
- 16 m<sup>3</sup> d'azote liquide.

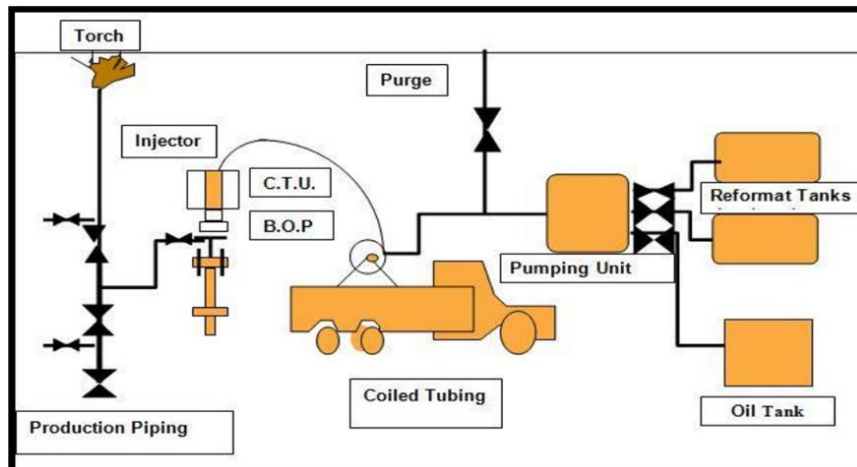


Figure IV.8 : L'équipement utilisé pour le traitement matriciel [8]

**IV.4.1.6.3 Procédure de travail (Traitement Scale Blaster)**

1. Vérifiez les connexions de la tête de puits et de la surface ainsi que la ligne de torche.
2. Placez unité de CT, unité de pompage à haute pression, unité de N<sub>2</sub>, mélangeur discontinu et réservoirs pour mélanger des produits chimiques.
3. Montez les lignes de (pumping line, bleed-off line, and kill line).
4. Fixer les unités de CT, d'azote et de pompage de liquide, les flushes lines et la bobine de CT avec de l'eau et tester toutes les lignes de surface à 5000 psi, selon les normes.
5. Installez l'outil jet Blaster et effectuez un test de fonctionnement, enregistrez le résultat.
6. Ouvrez le puits à la ligne de torche et notez le WHP.
7. Démarrez RIH lentement à travers l'arbre de Noël que d'augmenter la vitesse à 25 m / min tout en pompant l'eau traitée nitrifiée au débit minimum (0,5 bpm + 500 scfm).
8. Faites un pull test tous les 500m ou au besoin. A 2000m TR, si le puits n'a pas de retour arrêt et attendre, augmenter le débit d'azote si nécessaire.
9. Chaque fois que vous rencontrez une restriction dans le puits de forage (tagging, frottement) en raison de suspicion de sel. Augmentez le débit de pompage à (1,5bpm + 500scfm) tout en essayant de casser le dépôt.
10. lorsque le CT arrive à la profondeur 3300m TR augmentez le débit de pompage de l'eau traitée nitrifiée à (1.5bpm + 500scfm), continuez la descente pour tag TD à 3510m TR. Ralentissez avant tagging TD.
11. Commencez le pompage sterling bead slurry, commencez le nettoyage de l'intervalle cible (3480 - 3510) m TR. Volume total de la boue 7m<sup>3</sup> avec le débit (1.1bpm + 500scfm), déplacez l'outil blaster de haut en bas à travers l'intervalle avec la vitesse autour de 3m / min.

**Remarque**

- ✓ Pendant le lavage de l'intervalle, surveiller le retour du liquide pour assurer l'obtention du liquide en continu.
12. Déplacez le volume de CT avec de l'eau traitée nitrifiée. Faire circuler 2m<sup>3</sup> de gel pour balayer et nettoyer le puits.

**IV.4.1.6.4 Tube clean traitement**

1. Continuez le traitement Tube Clean avec les séquences ci-dessous. Effectuez un mouvement alternatif du CT à travers l'intervalle cible (3480m - 3510m) TR à un débit de (1,5 bbl / min + 500 scf / bbl). Choke le puits à environ 300psi.

**Tableau IV.10 : Calendrier de pompage d'opération Tube Clean. [18]**

	<b>Fluide</b>	<b>Volume (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Vitesse CT (m/min)</b>	<b>Temps (min)</b>	<b>Distance (m)</b>	<b>CT du (m)</b>	<b>CT au (m)</b>
1	<b>TC HCL Nitrifié 7.5%</b>	2	3	7	30	3510	3480
2	<b>Eau Traitée Nitrifiée</b>	2	3	7	30	3480	3510
3	<b>TC HCL Nitrifié 7.5%</b>	2	3	7	30	3510	3480
4	<b>Eau Traitée Nitrifiée</b>	2	3	7	30	3480	3510

2. Le CT à TD, pomper 1m<sup>3</sup> d'azote à débit maximale, puis réduire le débit d'azote et commencer à sortir de la coiled tubing tout en gardant l'azote en circulation.

3. Arrêtez le TC une fois atteint la profondeur 2500m, continuez à pomper l'azote si nécessaire, qui selon dépend à Réponse de puits, assurez que tous les fluides traités sont récupérés à la ligne de torche, confirmer avec le retour observer sur la torche.

4. Tirez la coiled tubing vers la surface.

**IV.4.1.7 Evaluation technique de l'opération de Scale blaster du puits MD660 :****IV.4.1.7.1 Test de Jaugeage**

Le but principal de test est de mesurer le débit de production, la pression en tête, en pipe et en séparateur tout de même ce test nous a permet d'obtenir d'autre paramètres tels que le GOR, la température d'huile. Les résultats sont montrés dans le Tableau IV.11

Tableau IV.11 Résultats des tests de Jaugeage de puit MD660. [18]

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°c)
				Tête	Pipe	Sép	
09/07/2017	14	7.6	303	40.8	14.4	13.56	28
06/09/2017	14	6.86	296	42	12.5	5.01	36
17/09/2017	14	7.4	259	39.1	13	-	32
04/12/2017	14	6.22	338	40.3	12.2	-	23
07/12/2017	14	7.95	294	39.9	13.2	13.15	30
14/02/2018	14	3.02	223	45	14	3.57	19
27/03/2018	14	7.27	145	26	12.8	12.24	22

D'après les résultats du test Jaugeage, On peut conclure que :

- La perturbation du débit de production durant la période (09/07/2017 jusqu'à 07/12/2017).
- La diminution du débit de 7.95 m<sup>3</sup>/h jusqu'au 3.02 m<sup>3</sup>/h correspond à une chute de 4,93m<sup>3</sup>/h durant (07/12/2017 au 14/20/2018) à cause de la précipitation de dépôts de sulfates de baryum.
- La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs du débit de production.
- L'augmentation de débit de production à partir de 28-02-2018 et cette augmentation est justifier par l'élimination de l'endommagement causé par les sulfate de baryum, donc notre puits est stimulé.

Tableau IV .12 : augmentation de potentiel du puit MD660. [18]

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°c)
				Tête	Pipe	Sép	
27/03/2018	14	7.27	145	26	12.8	12.24	22

Le débit de production pour ce puits est 3.02 m<sup>3</sup>/h avant le traitement et après le traitement est 7.27 m<sup>3</sup>/h.



Les résultats des débits d'huile de jaugeage avant et après le traitement scale blaster montre un gain de 4.25 m3/h, donc notre puits est stimulé.



Figure IV. 9 : Cahier de courbes de puits MD660 [18]

#### IV.4.1.8 Efficacité de Traitement

La détermination de l'efficacité de traitement se fait par la relation suivante :

$$E = (Q_{\text{après}} - Q_{\text{avant}}) / (Q_{\text{avant}})$$

**E** : efficacité de traitement.

**Q<sub>après</sub>** : débit après traitement.

**Q<sub>avant</sub>** : débit avant traitement.

Le calcul de l'efficacité de traitement est :  $E = (7.27 - 3.02) / 3.02 = 1.407$

**L'efficacité de traitement est : E = 140.72 55 %**

## IV.4.2 Cas du puits OL6

## IV.4.2.1 Données du puits

Tableau IV.13 Données du puits OL6. [18]

<b>NOME DE PEUITS</b>	<b>OL-6</b>
Type de puits	Oil Producer
Type de roche	Sandstone
Pression de Réservoir	455.3 kg/cm <sup>2</sup> (6475psi) @ 3200m
Gradient de frac	0.75 psi/ft (to be confirmed)
Température de Réservoir	117 deg C
GOR	84 (sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
La profondeur totale	3,590 mTR
L'intervalle de perforation	3550m-3558m 3563m-3568m to be isolated
<b>COMPLETION DE PUITIS</b>	
Casing	9 5/8, 53 #ft de surface jusqu'à 3350mTR 7in, 32 #/ft, de 2535.0m jusqu'à 3542 mTR
Tubing	4.5in, 13.5#/ft, de surface jusqu'à 3433.50mTR
Liner	4.5in, 13.5#/ft, de 3435.5 jusqu'à 3590mTR
Restriction	ID 3.688" OTIS L. Nipple "R" 4 1/2" NV 3417.25m RT

## IV.4.2.2 Test de Jaugeage

Tableau IV.14 Résultats de test de Jaugeage de puits OL6. [18]

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°c)
				Tête	Pipe	Sép	
26/03/2016	9	4.14	44	29.5	23.5	--	18.6
24/04/2016	9	3.55	90	28.8	24.6	--	18
17/06/2016	9	5.53	86	35.2	24.7	--	36
14/07/2016	9	2.23	81	26.6	24	--	32
24/08/2016	9	2.36	26	32.3	22.8	3.57	23
01/09/2016	9	1.98	48	35	16	3.57	25
19/09/2016	9	2.21	78	26	22.5	--	43
29/10/2016	9	3.97	65	31	15	4.08	22
21/11/2016	9	3.61	93	30.8	22.7	--	27
05/02/2017	9	2.8	78	34	21.5	3.26	14
11/08/2017	9	2.82	86	33.3	25.4	--	38.6
22/08/2017	9	3.76	84	36.7	25.1	--	--

## IV.4.2.3 Résultats des tests du puits

Tableau IV.15 Résultats des tests du puits OL6. [18]

Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw* Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	03/09/2007	478.06	431.83	170.9	Huile 42.8	.813	1580	-	--	-.81	12.7	-
BUILD UP	24/11/2007	478.27	435.2	201	Huile 15.48	.302	1500	258	--	-1.31	7	-
PFS	22/10/2014	455.3	--	103.5	--	--	-	-	--	-	-	-

## IV.4.2.4 Le problème du puits

Le puits souffre de dépôt sulfate de baryum dans le tubing de 2<sup>7/8</sup>" et aux abords du puits causant une diminution du débit de production.

Tableau IV.16: Résultats d'analyse d'un échantillon de puits OL6. [18]

PUITS	Lieu d'échantillonnage (cote)	Dat Echantillonnage	Résultats
OL6	3488 m	29/092016	85% BaSO <sub>4</sub> 13% Sels (NaCl) 2% silice

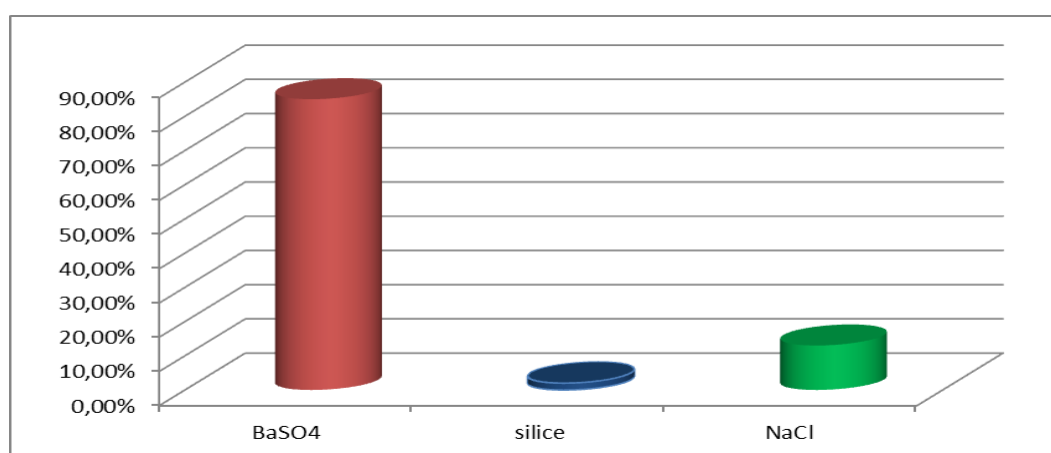


Figure IV.10 : Type des dépôts dans puits OL6

#### IV.4.2.5 Discussion et recommandations

- ✚ Le puits OL6 a été complété avec du LCP4<sup>1 / 2"</sup>, le puits souffre de la production d'eau de formation (salinité élevée).
- ✚ Le puits est équipé de CCE 2<sup>7 / 8</sup>in pour le dessalage. Il est suspecté en raison de l'incompatibilité de l'eau injectée (contient du sulfate) et l'eau de formation (contient du baryum) crée un dépôt de BaSO<sub>4</sub>.
- ✚ L'analyse en laboratoire des échantillons montrés la présence de BaSO<sub>4</sub>.

#### IV.4.2.6 Objectif de traitement

L'objectif de traitement (Traitement Milling) est le reforge de dépôt BaSO<sub>4</sub> précipité au niveau de tubing 2<sup>7 / 8</sup>" et aux abords du puits par l'unité de coiled tubing pour augmenter le débit de production.

**IV.4.2.7 Procédure de travail (Traitement Milling)**

1. Vérifier les types de connexion pour la tête de puits et la ligne de torche, etc. avant le travail.
2. Établir les équipements sur le site.
3. Tenir une réunion de sécurité avant le travail. Assurer tout le personnel ; comprendre les procédures à suivre. Assurer que tout le personnel est au courant de ses tâches opérationnelles et des mesures à prendre en cas d'urgence. Sensibiliser tout le personnel aux risques chimiques impliqués.
4. Raccorder tous les équipements de Coiled Tubing et toutes les lignes de traitement.
5. Préparer le connecteur externe de weather ford et installer le pull test sub et marquez la pipe au connecteur, pull test à 25 K livres
6. Avec le Pull test Sub installé, procéder au remplissage du CT avec de l'eau traitée et tester le CT à 6000 psi pendant 5 minutes.
7. Débrancher le pull test sub et installer des nozzles régulières pour agir comme un récupérateur de billes pour la dérive de tubing
8. Raccorder le (BOP + Stuffing box+ tête d'injecteur) sur la tête du puits pour faire dériver le CT en fermant la reel li-torc, orienter la reel pour garantir que la vanne est en position verticale.
9. Ouvrir l'orifice de Ball drop et placer déconnexion hydraulique steel Ball, fermer l'orifice et pressuriser la ligne de traitement à 1500 psi, une fois sous tension, ouvrir le lo-torc et chasser la balle avec une capacité de reel de 08-1 bbl / min.
10. Procéder pour déconnecter la stack form du puits à partir de BOP
11. Installer le reste de la MHA, mesurer la OD et la longueur, effectuer un test de la fonction de l'outil sur la surface avec un taux déferent et enregistrer les pressions associées. Une fois sont stables.
12. Raccorder les graisseurs au-dessus du BOP, constituer suffisamment de risers pour accommoder le MHA total pour effectuer le travail.
13. Effectuer un test de pression sur la whole stack à 5000 psi et maintenir-le pendant 15 minutes, puis effectuer le test d'entrée (inflow) à 1500 psi.
14. Vérifier la pression de tête actuelle du puits, égaliser la pression à travers la vanne Swab et ouvrir le puits pour enregistre les nombres de tours.
15. RIH à 15 m / min jusqu'à l'assemblage de la tête de puits.

16. Augmenter la vitesse du RIH à 20-25 Ft / min tout en effectuant une circulation de coupure pour s'assurer que le MHA ne soit pas bouché et maintenir la pression sur la CoiledTubing, et effectuer un Pull test tous les 500 m.
17. Ralentir la vitesse CT à 3m / min 3500 où le TS / 3,509 m, Tag doucement et ramasser 5-10 m au-dessus de TS.
18. Commencer à pomper par un débit et une pression recommandés par le pêcheur, laisser les paramètres de pompage stabilisés avant que le RIH atteigne la vitesse minimale possible.
19. Une fois le bit à TS / 3,509m. Commencer à broyer en prenant la première bouchée de 20m. Ne pas dépasser le WOB recommandé par le pêcheur.
20. Une fois les 20 m de progrès réalisés POOH 25m pour balayer avec 0,5-1 M3 de gel pilule.  
Répétez les étapes 19 et 20 pour continuer à broyer en TD. Dans le cas du calage du moteur, arrêter de pomper et laisser la pression tomber à moins de POOH 5-10 m et retourner à la pompe en ligne à des paramètres stables pour reprendre le fraisage.  
Ne pas dépasser la taille de la morsure (longueur) de 25 m.
21. Assurer que des retours de fluide constants sont observés en surface pendant toute la durée du travail.
22. CT à 3,581 m TD et le fraisage est réalisé, préparer à laisser tomber la balle pour ouvrir le sous-port de circulation pour circuler
23. Laisser la reel avec le drop port en position verticale, fermer la lo-torc reel valve, enchaîner la reel et purger la pression d'après la ligne de fer. Abaisser la balle dans le port et la pressuriser à 2000 psi et ouvrir la bobine lo-torc, chasser la balle en utilisant 1 m3 de gel pilule déplacer avec de l'eau traitée à débit maximale jusqu'à ce que la capacité de la reel soit atteinte.
24. Une fois que la sous-pompe en circulation est déclenchée, la pompe 1 descend plus bas que celle suivie avec 1 m3 N2 à débit élevé.
25. Diminuer le débit de N2 à 30-25 l / min et démarrer le POOH à 10 m / min pour éviter que le MHA ne soit accroché à l'extrémité du tubing de 2-7 / 8 ".
26. Continuer POOH jusqu'à 2 500 m pour observer le débit du puits
27. Si le puits coule sur son propre POOH à la surface.
28. POOH CT à la surface et fermer swab valve bleed de pression
29. Monter l'équipement et sécuriser la tête de puits.

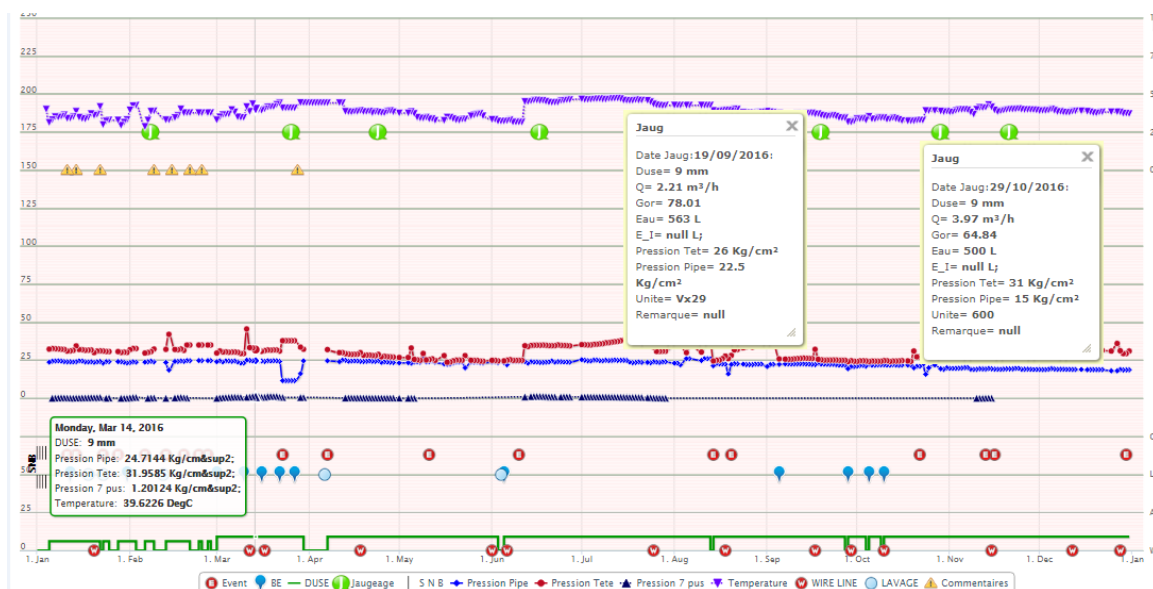


Figure IV. 11 : Cahier de courbes de puits OL6 [18]

IV.4.2.8 Evaluation du traitement

Tableau IV.17 Résultats du test de jaugeage après l’opération Milling. [18]

Date Opération	Traitement	Débit Avant	Débit Après	Remarque
10-06-16	Scale Blaster par CT	3.85	5.53	Puits Stimulé
21-10-16	Milling par CT	2.21	3.97	Puits Stimulé
23-06-17	Scale Blaster par CT	2	2.82	Puits n’est pas Stimulé

Remarque

D’après les résultats de tableau ci-dessus, on a constaté l’augmentation de la productivité après le traitement Scale Blaster avec un gain de 1.68. Ainsi une augmentation de production après l’opération de Milling avec un gain de 1.76.

Par contre après le dernier traitement scale blaster qui a été fait le 23/06/2017 on remarque une légère augmentation de débit, donc on peut conclure que le réservoir endommagé par le BaSO<sub>4</sub> au niveau des perfos. Nous proposons donc la fracturation hydraulique.

### Conclusion et recommandations

La formation des dépôts Sulfates de baryum constitue l'un des problèmes les plus fréquents dans le champ de HMD. Ces dépôts minéraux résultant à l'incompatibilité entre l'eau injectée (albien) riche en sulfates  $\text{SO}_4^{2-}$  et L'eau de formation (cambrien) riche en baryum  $\text{Ba}^{+2}$ .

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

Au niveau de laboratoire on a fait sur les dépôts récupérés à l'entrée de séparateur ZCINA, cette dernière est divisée en deux parties qualitative (aspect physique et chimique) et quantitative (attaque acide et attaque alcaline) et le résultat est la majorité de dépôt est  $\text{BaSO}_4$ .

Dans cette étude on explique deux types de traitement des dépôts des sulfates de baryum qui sont traitement préventive par l'inhibiteur AD32 au niveau de puit ONIZ432 et traitement curative soit par Scale Blaster au niveau de puit MD660 soit par Milling au niveau de puit OL6.

Nous avons conclu que l'opération de Scale Blaster est Plus utilisée que le Milling puisqu'il est moins chère et efficace (zone de nettoyage élevé).

Nous avons proposé également des solutions radicales pour empêcher la formation de ces composés de sulfate par :

- ✓ Construction deux grands réservoirs (un au nord et l'autre au sud de HMD) remplis d'eau traitée par l'anti-dépôt pour l'utiliser dans les bouchons d'eau.
- ✓ Surveillance permanente de l'état des pompes BSB.
- ✓ Contrôle le débit d'eau et le dosage de l'inhibiteur AD 32.
- ✓ Utiliser l'eau séparée à huile pour dessalage.



## Références bibliographiques

- [1] HARCHECHE Sara «Suivi de la séparation de brut émulsionné au niveau de la région TFT», Rapport de fin de formation, SONATRACH TFT ,2017.
- [2] BELKADA Khadija « étude et évaluation de la fracturation hydraulique du puits RDC9,Mémoire de fin de formation, IAP ,2018.
- [3] LEMBARKI Ali « L’impact des dépôts sur la production » mémoire de fin de formation, IAP, 2017.
- [4] BENCHAA Abderrahmane et Oubira Anouar « étude de problème des asphaltènes caractérisant dans la zone 1(champ de Hassi Messaoud) », Mémoire 2<sup>eme</sup> master, 2017.
- [5] LARBAOUI Karima.Djallal « Étude de l’efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique», thèse de doctorat, Boumerdes ,2017.
- [6] ALIA KHaoula & CHENGUEL Rym «Optimisation des paramètres d’inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud» Mémoire master, Université d’El Oued 2014.
- [7]CHRISTIAN Roque , Prévention et inhibition des dépôts de sulfate dans les installations pétrolières « Une application sur un champ saharien » IFP France .
- [8] ARBAOUI Mostapha, MOUSSA Abdennour, MANSOURI Med Yassin «Optimisation De Traitement Des Dépôts De Sulfate De Baryum Dans Le Champ de Hassi Messaoud Par L’utilisation De La Nouvelle Technique ENMAX» mémoire 2<sup>eme</sup>master production Université de Ouargla, 2017.
- [9]BOUKELMOUNE Omar el Isslem, BOUAOUNE Sara, TAMMA Sabrina «Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfate de baryum dans le champ HGA» mémoire 2<sup>eme</sup>master production , Université de Ouargla,2017.
- [10] R. VILLATTE, « Étude des mécanismes de libération d’actifs Nano disperses Application au traitement de puits », Thèse de doctorat, Université Bordeaux I école doctorale des sciences chimiques,
- [11] LOUKIL Leila, «environnement et développement durable en Algérie étude de cas de la région de Hassi-Messaoud» thèse de Doctorat, Université d’Oran 2,2016
- [12]HADJ ABBAS Abbas «Les bourbiers des forages pétroliers et des unités de production : Impact sur l’environnement et technique de traitement» mémoire pour l’obtention du diplôme de MAGISTER,2011
- [13][http://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2002/06/kherfellah\\_v57n6.pdf](http://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2002/06/kherfellah_v57n6.pdf) page 2 jour du vue 2018

- [14] Schlumberger, "Blaster Services" présentation.
- [15] BOUTERCHA Hanane, LAHBIL Nassira «Les problèmes de récupération secondaire de pétrole en Algérie étude de cas du champ HMD» mémoire 2<sup>ème</sup> master production, Université de Ouargla, 2016.
- [16] MEDDAHI khalida, «contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt», Mémoire de Magister, Boumerdes, 2014.
- [17] laboratoire de salinité base IRARA.
- [18] DATA banc SONATRACH.
- [19] <https://www.indiamart.com/proddetail/silver-nitrate-8003127988.html>
- [20] [https://www.chemicalbook.com/Barium\\_sulfate\\_Chemical\\_Properties,\\_Uses,\\_and\\_Production](https://www.chemicalbook.com/Barium_sulfate_Chemical_Properties,_Uses,_and_Production)
- [21] HALLIBURTON BEST PRACTICES "Scale Prevention".
- [22] Jones F, Oliveira A., Rohl A.L, Parkinson G.M., Ogden M.I. and Reyhani M.M., investigation into the effect of phosphonate inhibitors on barium sulfate precipitation J. Cryst Growth, 237-239-424-429.
- [23] Jones.F, Jones, P, Ogden M.I, Richmond W.R, Rohl, A.L, Saunders M. The interaction of EDTA With barium sulphate. Journal of colloid and interface science 316, 553-561.
- [24] Yu T, Yang X, Yuan J. Guo L, Wu X, and Wang H., Preparation and Performance Evaluation of a Highly Effective Barium Sulfate Descaling System Based on Ammonium Carboxy Chelating Agent DTPA, Russian Journal of Applied Chemistry, Vol. 89, No. 7, pp. 1145-1157.
- [25] Mavredaki E, Neville A, Sorbie K Sm Initial stages of barium sulfate formation at surfaces in the presence of inhibitors., Cryst Growth.
- [26] Jones F, Stanley A, Oliveira A, Rohl A.L, Reyhani M.M, Parkinson G.M. And Ogden M.I., The role of phosphonate speciation on the inhibition of barium sulfate precipitation, J. Cryst. Growth, 249 (2003) 584-593.
- [27] M. Bounoughaz, N. Touabi, K. Kada, Traitement de l'eau associée au pétrole avant sa réinjection dans le réservoir, congrès 2012, Tunisie

FigureA.1 : Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt

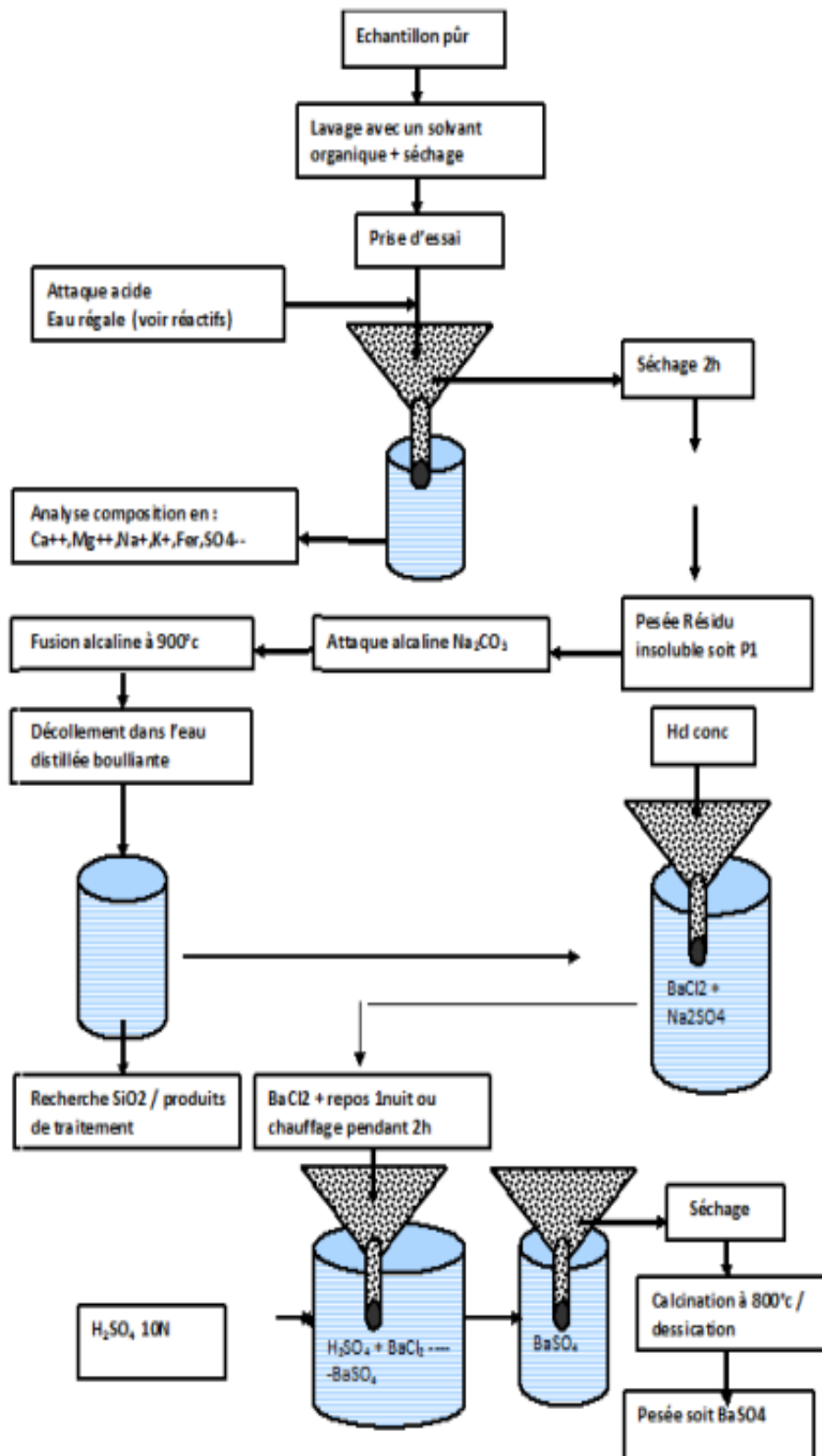


Tableau A.1 : Résultats complet des tests de Jaugeage de puit OL6

Date Mesure	Diam. Duse (m)	Unité Sépara	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Tem p. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tête	Press. Pipe	Press. Sépara			Récupéré	Injectée	
02/09/2007	12.7	1440	42.8	6628.51	155	170.9	20	9.32	56	.3874	0	0	-----
27/10/2007	7	720	14.12	1601.49	113	208.8	23.4	3.98	34	.4909	0	0	-----
20/11/2007	7	720	15.48	1901.39	123	190	21	5.4	23	.4076	0	0	-----
03/12/2007	7	655	12.63	1752.46	139	201	21.3	7.34	28	.5284	0	0	-----
02/03/2008	7	600	13.82	1452.51	105	185	23	7.14	28	.4444	0	0	-----
03/07/2008	7	-	12.92	1216.28	94	162	26	7.14	36	.4164	0	0	-----
14/10/2008	7	-	12.21	1180.58	97	142	23.8	6.42	31	.3861	1130	390	-----
18/10/2008	7	720	5.95	907.19	152	136.3	25	3.87	34	.7607	2300	0	-----
22/10/2008	7	1440	6.69	771.12	115	120	25	4.08	31	.5956	1300	0	-----
29/03/2009	9	655	6.06	320.58	53	76	25.5	3.32	21	.6542	300	0	-----
01/06/2009	9	655	5.55	449.62	81	50	26.3	3.06	25	.4706	3700	0	-----
11/06/2009	9	655	8.28	987.11	119	72	25	4.28	30	.454	1800	900	-----
30/09/2009	9	-	6.35	605.45	95	50	26	3.47	23	.411	0	240	-----
16/11/2009	9	600	6.32	739.95	117	58.8	26	4.69	28	.486	600	400	-----
04/05/2010	9	-	7.14	689.34	96	66	25	4.28	23	.4822	1280	480	-----
30/07/2011	9.5	-	5.56	443.62	80	39	21	4.69	22	.4034	0	800	-----
12/01/2012	9.5	Vx29	4.02	338.10	84	27.2	22.9	--	--	.3469	487	0	-----
25/02/2012	9.5	600	5.05	214.27	42	35.8	22.1	3.87	15	.4078	400	0	-----
03/05/2012	9.5	1440	5.35	178.52	33	35.6	23.7	24.98	24	.3829	1014	0	-----
12/11/2012	9	Vx29	5.07	350.10	69	29.8	23.3	--	--	.2978	715	0	-----
06/02/2013	9	Vx29	4.45	317.67	71	34.7	22.8	--	11	.407	1398	0	-----
31/08/2013	9	600	1.98	216.71	109	29.5	24	3.16	25	.7267	1060	0	-----
19/10/2013	9	600	2.73	247.10	90	29	25	3.57	26	.4714	0	0	-----
26/04/2015	9	1440	4.4	441.03	100	29.2	24.1	24.37	26	.3181	540	0	-----
24/07/2015	9	600	3.18	275.92	87	28	21	4.28	21	.4594	0	0	-----
08/02/2016	6	Vx29	3.91	300.60	77	30.6	24.4	--	--	.1881	703	0	-----
26/03/2016	9	Vx29	4.14	183.10	44	29.5	23.5	--	18.6	.3557	795	0	-----
24/04/2016	9	Vx29	3.55	319.07	90	28.8	24.6	--	18	.3672	679	0	-----
17/06/2016	9	Vx29	5.53	474.38	86	35.2	24.7	--	36	.3323	649	0	-----

14/07/2016	9	Vx29	2.23	180.93	81	26.6	24	--	32	.4674	0	0	-----
24/08/2016	9	-	2.36	61.02	26	32.3	22.8	3.57	23	.7154	550	0	-----
01/09/2016	9	-	1.98	94.41	48	35	16	3.57	25	.9227	437	900	-----
19/09/2016	9	Vx29	2.21	172.73	78	26	22.5	--	43	.5177	563	0	-----
29/10/2016	9	600	3.97	257.61	65	31	15	4.08	22	.4073	500	0	-----
21/11/2016	9	Vx29	3.61	337.14	93	30.8	22.7	--	27	.4449	914	0	-----
05/02/2017	9	-	2.8	219.97	78	34	21.5	3.26	14	.6332	402	0	-----
11/08/2017	9	Vx29	2.82	242.20	86	33.3	25.4	--	38.6	.6089	2664	0	-----
22/08/2017	9	Vx29	3.76	316.50	84	36.7	25.1	--	--	.5101	2665	0	-----

Tableau A.2 : Résultats complets des tests de Jaugeage de puit MD660

Date Mesure	Diam. Duse (m)	Unité Sépara	Débit (m³/h)		GO R	Pression (kg/cm²)			Tem p. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tête	Press. Pipe	Press. Sépara			Récupéré	Injectée	
24/08/2013	9.53		7.12	1296.04	182	72.06	10	6.5	38	.5852	0	0	
25/12/2013	11		7.99	1365.48	171	64	12.2	4.28	16	.5998	0	0	
25/02/2014	11	600	8.1	1720.81	212	62	13	5.2	28	.5734	0	0	
21/03/2014	11		7.94	4134.32	521	61	14	4.59	23	.5755	0	0	
02/05/2014	11	655	7.55	1448.45	192	60	12	4.28	22	.5952	0	0	
04/08/2014	11	Vx29	7.72	1522.30	197	56.7	11.3		43	.5502	0	0	
14/11/2014	11	Vx29	7.79	1597.83	205	57.5	12.7		26.7	.553	0	0	
12/01/2015	11	600	7.54	1724.88	229	63.2	12.7	5.51	24	.6282	0	0	
13/03/2015	11	1440	7.44	1890.81	254	65.8	13.1	13.05	20	.6624	0	0	
24/04/2015	14	1440	10.67	3105.00	291	63	13	8.26	28	.6828	0	0	
20/06/2015	14	1440	9.83	2952.35	300	60.9	14.2	14.17	36	.7165	0	0	
30/07/2015	14	655	9.22	3194.02	347	59	12	4.69	36	.7402	0	0	
22/09/2015	14	600	9.04	2547.84	282	54.1	15.5	5	34	.6921	0	0	
10/12/2015	14	Vx29	9.9	2464.67	249	51.2	14.4		22	.5979	0	0	
29/01/2016	14		9.4	2410.10	256	49.1	14.3		12	.6041	0	0	
06/04/2016	14	1440	8.23	2343.30	285	47	14.2	13.97	28	.6606	0	0	

04/06/2016	14	FastQ	8.53	2609.45	306	47.7	13.15		29	.6469	50	0	
29/08/2016	14	Vx29	7.96	2240.32	281	45.5	14.5		33	.6607	0	0	
24/09/2016	14	FastQ	8.22	2770.15	337	50.6	13.15		26	.7116	0	0	
01/12/2016	14	1440	7.35	2386.12	325	41	14.2	13.46	28	.6451	0	0	
13/01/2017	14		7.8	2127.73	273	42.4	14.7	14.58	26	.6281	0	0	
07/02/2017	14		8.88	2532.39	285	40.2	13.4		29	.5233	0	0	
09/05/2017	14		8	2568.10	321	40	13.8		33.33	.5781	0	0	
09/07/2017	14	1440	7.6	2301.22	303	40.8	14.4	13.56	28	.6203	0	0	
06/09/2017	14	600	6.86	2031.45	296	42	12.5	5.1	36	.7077	0	0	
17/09/2017	14		7.4	1919.75	259	39.1	13		32	.6107	470	0	
04/12/2017	14		6.22	2104.56	338	40.3	12.2		23	.7487	120	0	
07/12/2017	14	1440	7.95	2340.54	294	39.9	13.2	13.15	30	.5804	0	0	
14/02/2018	14	600	3.02	673.08	223	45	14	3.57	19	1.7218	0	0	
27/03/2018	14		7.27	1052.34	145	26	12.8	12.24	22	.4134	580	0	

Tableau A.1 : Résultats complet des tests de Jaugeage de puit ONIZ432

Date Mesure	Diam. Duse (m)	Unité Séparateur	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tête	Press. Pipe	Press. Séparateur			Récupéré	Injectée	
28/04/2008	9.53		18.2	4878.11	268	172.3	10	6.42	51	.5477	0	0	
21/07/2008	9		11.77	1656.35	141	130	17.5	4.59	36	.5765	630	0	
18/08/2008	9	600	11.08	2399.05	217	107	15.8	4.28	36	.5042	0	0	
24/11/2008	9	720	7.84	1176.90	150	75	18.6	5.71	37	.4996	0	0	
02/03/2009	9	655	6.73	812.11	121	65.2	17.6	4.89	26	.5057	0	0	
14/06/2010	9		5.94	750.85	126	51	20	4.79	26	.4483	0	0	
27/06/2010	9		3.98	480.30	121	45	20	4.28	20	.59	0	0	
17/10/2010	9		3.98	490.03	123	41	22	4.28	20	.5376	0	0	
13/03/2011	9	720	2.61	493.22	189	35	24.2	5	12	.7006	0	0	

18/04/2015	12.7	1440	.23	2606.11	113 56	27	20.4	20.5	36	11.3422	0	0	
03/01/2016	12.7		4	2551.14	637	49	21	4.59	14	1.1874	0	0	
30/04/2016	12.7		2.33	538.30	231	49	9.1	5	25	2.0417	0	0	
18/09/2016	15	1440	3.05	3543.40	116 2	26.49	17.73	17.19	22	1.1372	40	0	
22/12/2016	15.08	Vx29	.25	10387.60	412 21	24.1	21.1			10.3858	0	0	
21/02/2017	15.08		2.13	2892.10	136 0	33.4	17.6			2.0764	807	0	
11/04/2017	15.08	1440	.95	2176.35	228 8	25.75	15.92	16.38	21	3.5782	0	0	
07/07/2017	15.08		.15	768.86	521 8	32	18	5.3	34	28.7007	0	0	
18/07/2017	15.08	Vx29	1.39	530.27	381	26.1	13.6		34	2.4805	822	0	
31/07/2017	15.08		.16	1609.72	995 3	17.4	12.13	14.29	36	14.2191	0	0	
26/08/2017	15.08		.63	1280.62	202 4	23.3	9.19		27	4.8667	1810	0	
03/09/2017	15.08	Vx29	.83	983.45	118 7	18.2	10.1		33	2.9036	804	0	
31/10/2017	15.08	1440	.74	3281.75	441 6	38.04	13.64	13.7	20	6.7645	1560	0	
18/12/2017	15.08	1440	1.44	1272.93	882	20.8	12.1	11.22	14	1.9041	135	0	
26/12/2017	15.08		.55	1655.44	302 9	26.4	13.8	13.26	10	6.3833	0	0	
09/03/2018	15.08	Vx29	.06	721.59	126 29	23	14.1		32	53.2037	3731	0	

### Historique d'intervention du puits ONIZ432 :

20/04/2018 au 20/04/2018 OPERATION\_SPECIALE Clean out,

16/04/2018 au 16/04/2018 WIRELINE Controle

08/02/2018 au 08/02/2018 OPERATION\_SPECIALE Clean Out with Reformat

12/12/2017 au 12/12/2017 WIRELINE Grattage Controle

27/09/2017 au 27/09/2017 WIRELINE Controle

29/08/2017 au 29/08/2017 OPERATION\_SPECIALE Clean out,

27/07/2017 au 27/07/2017 OPERATION\_SPECIALE Clean out,

12/07/2017 au 12/07/2017 WIRELINE Controle

05/06/2017 au 05/06/2017 OPERATION\_SPECIALE Clean out  
03/06/2017 au 03/06/2017 WIRELINE Repêchage  
02/06/2017 au 02/06/2017 WIRELINE -----  
13/03/2017 au 13/03/2017 OPERATION\_SPECIALE Clean Out during snubbing  
intervention07  
08/03/2017 au 23/03/2017 SNUBBING -----  
20/02/2017 au 20/02/2017 OPERATION\_SPECIALE Clean Out  
18/02/2017 au 18/02/2017 OPERATION\_SPECIALE Clean Out  
26/06/2016 au 26/06/2016 OPERATION\_SPECIALE Clean Out  
16/04/2016 au 16/04/2016 OPERATION\_SPECIALE Clean Out  
10/03/2016 au 10/03/2016 OPERATION\_SPECIALE Clean Out au Reformat  
02/03/2016 au 18/03/2016 SNUBBING -----  
08/02/2016 au 08/02/2016 WIRELINE Controle  
31/01/2016 au 31/01/2016 OPERATION\_SPECIALE OPERATION\_SPECIALE  
31/01/2016 au 31/01/2016 OPERATION\_SPECIALE KICK-OFF/ CCE  
31/01/2016 au 31/01/2016 OPERATION\_SPECIALE OPERATION\_SPECIALE  
13/09/2015 au 13/09/2015 WIRELINE Grattage Controle  
12/06/2015 au 12/06/2015 OPERATION\_SPECIALE CCE Kick Off  
25/02/2015 au 25/02/2015 WIRELINE Instrumentation  
23/02/2015 au 23/02/2015 WIRELINE Controle Concentrique  
31/12/2014 au 31/12/2014 OPERATION\_SPECIALE CCE Kick Off  
14/05/2014 au 31/05/2014 SNUBBING  
27/04/2014 au 27/04/2014 OPERATION\_SPECIALE Clean out  
17/02/2014 au 17/02/2014 OPERATION\_SPECIALE clean out  
12/12/2012 au 12/12/2012 OPERATION\_SPECIALE Clean out  
02/05/2012 au 02/05/2012 WIRELINE Mesure de pression PFS  
25/04/2012 au 25/04/2012 OPERATION\_SPECIALE Clean out  
18/05/2011 au 18/05/2011 OPERATION\_SPECIALE Clean out  
28/03/2011 au 28/03/2011 WIRELINE Mesure de pression LBU  
12/03/2011 au 12/03/2011 WIRELINE Mesure de pression LBU  
11/03/2011 au 11/03/2011 OPERATION\_SPECIALE C out  
22/02/2011 au 22/02/2011 OPERATION\_SPECIALE Clean out



12/02/2011 au 12/02/2011 OPERATION\_SPECIALE CLEAN OUT  
22/01/2011 au 22/01/2011 WIRELINE Controle  
22/12/2010 au 22/12/2010 OPERATION\_SPECIALE CLEAN OUT  
15/11/2010 au 15/11/2010 OPERATION\_SPECIALE C out  
08/11/2010 au 08/11/2010 OPERATION\_SPECIALE C out  
29/10/2010 au 29/10/2010 OPERATION\_SPECIALE CLEAN OUT  
12/10/2010 au 12/10/2010 OPERATION\_SPECIALE Clean out  
20/08/2010 au 20/08/2010 OPERATION\_SPECIALE Clean out  
27/07/2010 au 27/07/2010 OPERATION\_SPECIALE OPERATION\_SPECIALE  
01/06/2010 au 01/06/2010 OPERATION\_SPECIALE Mise en production  
28/04/2010 au 28/04/2010 DIAGRAPHIE -----  
13/04/2010 au 13/04/2010 DIAGRAPHIE -----  
13/02/2010 au 13/02/2010 WIRELINE Controle  
12/02/2010 au 03/05/2010 WORKOVER -----  
22/01/2010 au 22/01/2010 OPERATION\_SPECIALE Neutralisation en vue WO  
02/05/2009 au 02/05/2009 OPERATION\_SPECIALE CLEAN OUT  
11/04/2009 au 11/04/2009 OPERATION\_SPECIALE CLEAN OUT  
01/04/2009 01/04/2009 OPERATION\_SPECIALE CLEAN OUT  
14/02/2009 au 14/02/2009 OPERATION\_SPECIALE CLEAN OUT  
02/06/2008 au 06/06/2008 COMPLETION -----  
16/04/2008 au 25/04/2008 DIAGRAPHIE -----

### **Historique d'intervention du puits MD660 :**

20/12/13, Kick off du puits.

11/07/15, opération Wire line, descente calibre (86-44mm) Tag à 2950mCC.

14/07/15, CT clean out, Tag à TD 3495m.

14/09/15, CT clean out + squeeze d'eau traitée, Tag TD à 3495m.

02/04/16, opération Wire line, descente calibre (86mm) Tag a 2977mCC

02/09/16, Tube clean jet blaster, Tag TD a 3495m. La production s'est améliorée à partir de 7.96 m<sup>3</sup>/h. to 8.22m<sup>3</sup>/h.

22/09/16, opération Wire line, descente calibre (86mm) Tag à 2972mCC.

25/11/16, opération Wire line, descente calibre (86mm) Tag à 2970mCC.  
28/11/16, CT clean out, étiqueté Top liner a 2972.60m, essayer de passer plusieurs fois négatif.  
03/12/16, opération Wire line, descente calibre, récupérer la pierre (majorité BaSO<sub>4</sub>).  
17/12/16 - 24/12/16, opération snubbing le but est clean out le puits et créer le passage.  
31/12/16, opération Wire line, descente calibre (50mm), laissé le câble à l'intérieur du puits.  
03/01/17, opération Wire line, outil de traction récupérer l'ensemble du câble.  
20/01/17, CT clean out après snubbing Tag TD a 3483m.  
28/04/17, opération Wire line, descente calibre (86-50mm) Tag à 2975mCC, descente bailer, récupérer un échantillon.  
28/04/17, Analyse d'échantillon : 52, 3% BaSO<sub>4</sub> + 36, 7%CaSO<sub>4</sub> + 5, 96%Sels (NaCl) + 2,1MgSO<sub>4</sub>.  
26/05/17, Analyse d'échantillon : 24.89% sels, Reste : sable.  
10/09/2017, CT clean out : Tag TD 3495m, whp=43bars  
16/03/2018, CT clean out : Tag TD 3495m, whp=260psi.  
20/03/2018, CT Tube clean avec jet blaster '3m<sup>3</sup> HCL', Tag TD 3495m

#### **Historique d'intervention du puits OL6 :**

Plusieurs CT Matrix Mud Acid et Scale Blaster ont été réalisés.  
Plusieurs opérations d'amortissement ont été effectuées pour faire l'entretien du puits afin de remplacer le tube concentrique.  
La dernière opération était Snubbing achevée le 16 janvier pour remplacer la tubulure 2<sup>7/8</sup> in, la configuration actuelle avec une fin de 2<sup>7/8</sup> in tbg à 3537.80m VM (3544.30m TR).  
Le 01/06/16, Slickline court avec des tailles 56mm et 44mm, marquées respectivement à 3480m et 3540m.  
10/06/16, Scale blaster et tube clean, tag dur 3535m augmenter le taux de TW pour passer jusqu'à TD 3583m. la production de pétrole est passée de 3,55 à 5,53 m<sup>3</sup> / h.  
13/08/16, Nettoyer, essayer de passer plusieurs fois sans résultat.  
20/08/16, Nettoyer et Tube Clean, progression difficile à 3517m, essayer de passer sans résultat.  
22/10/16, Fraisage BaSO<sub>4</sub> avec outil de fraisage 1 "11/16 à TD 3583m. La production est passée de 2,21 à 3,97 m<sup>3</sup> / h.  
16/11/16, Tube clean à TD 3583m.  
30/12/16, Nettoyer avec TW à TD @ 3581m.  
28/01/17, Nettoyer avec TW à 3542m, friction dure de 910 à 1120m.  
19/04/16, Nettoyage (travail annulé en raison d'une restriction dans le passage), étiquette à la surface.  
20/04/16, WL avec calibre 57mm et 27mm, haut 400m et 1006m respectivement.

**Figure A.2 : Fiche technique du puits OL6**

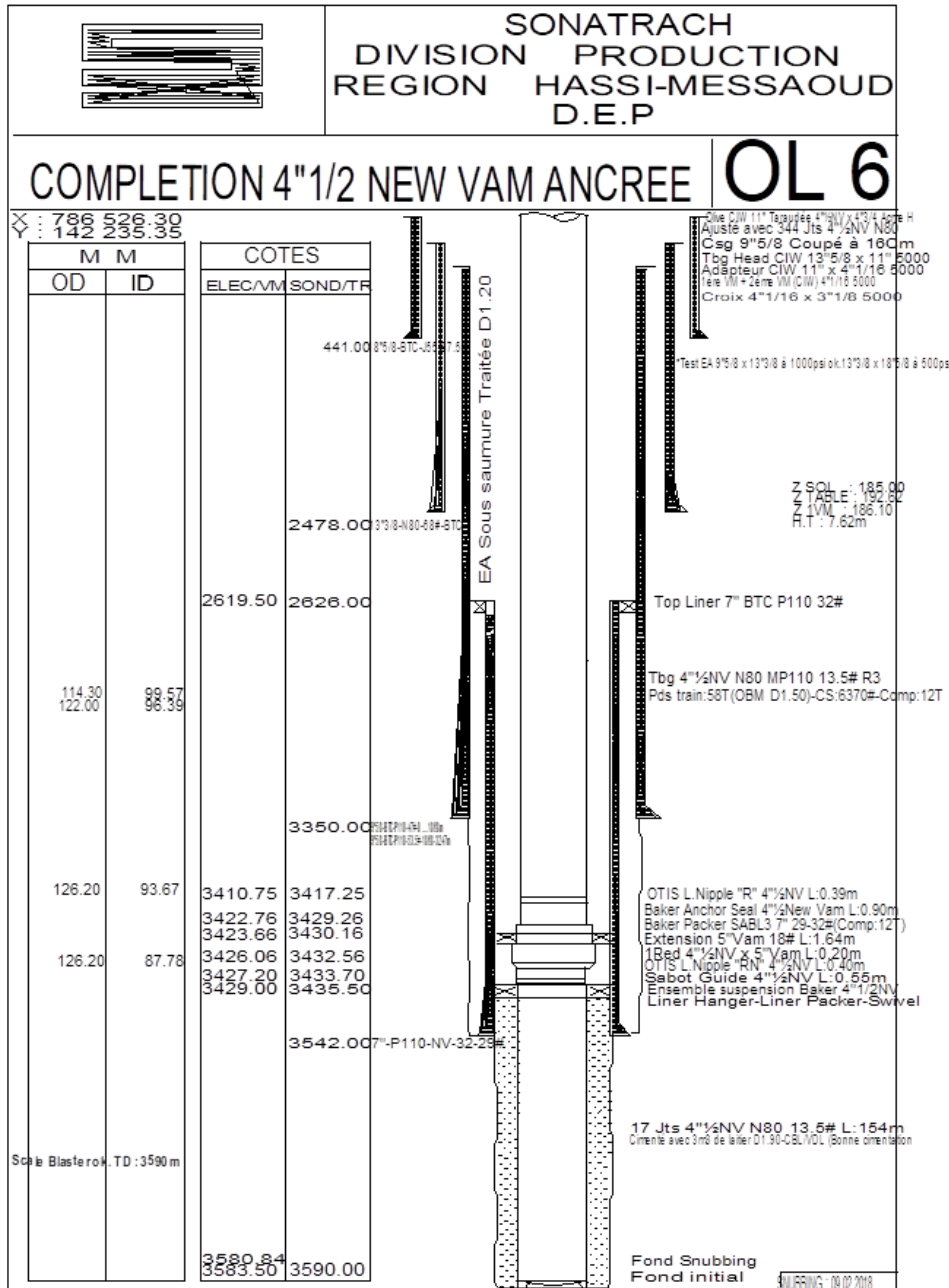


Figure A.3 : Fiche technique du puits MD660

