

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série : /2020

UNIVERSITE 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

TOUMI IBRAHIM

Thème

**Contribution à l'analyse et traitement des dépôts de sulfates de
baryum dans les puits MD 480 et MD 525 au niveau de champ HMD**

Soutenu le : devant la commission d'examen

Jury :

| | |
|--|---------------------|
| Président : | Univ. Ouargla |
| Examineur : | Univ. Ouargla |
| Encadreur : Mme, Boufades Djamilia. | (MAA) Univ. Ouargla |
| Co-encadreur: Mr, Adjou Zakaria | Univ. Ouargla |

Année universitaire : 2019/2020

REMERCIEMENTS

D'abord je remercie Allah tout puissant qui m'a donné le courage
Et la volonté et me avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce
travail.

Je tiens aussi à remercier mon encadreur Madame Boufades
Djamila pour son appui, son orientation et ses conseils qui m'ont
été très précieux.

Je n'oublie pas de remercier tous les enseignants du département
de production des Hydrocarbures pour les efforts qu'ils ont
fournis durant mon cursus afin de me amener jusqu'au bout de
la formation.

Je remercie vivement les membres de jury qui m'honorent en
jugant ma mémoire de fin d'étude.

Mes remerciements aussi vont à toute l'équipe de la direction
Engineering et Production de Hassi Messaoud.

Enfin, grands merci à ma famille respectives et mes amis qui
m'ont aidés.

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

IBRAHIM



Dédicace

Je dédie ce modeste travail

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

A 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 mon frère et ma sœur

A tous mes amis et mes collègues

A toute la famille TOUMI

*A tous les personnes qui m'ont aidé de proche ou de loin pour
réaliser ce travail.*



TOUMI IBRAHIM

Résumé :

Les dépôts de sulfates de baryum ou baryte c'est le problème le plus sérieux 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 soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression et l'eau de formation.

L'inhibiteur AD 32 c'est la solution la plus utilisée dans le champ de HMD pour le traitement des circuits d'eau afin d'éviter la formation des dépôts de sulfates de baryum, mais cette méthode n'est pas efficace en raison de plusieurs problèmes.

Donc il faut trouver une autre méthode de traitement, dans notre travail on a proposé la nouvelle technique ENMAX, ce dernier a prouvé son efficacité dans le puits MD 525

Mots clés : sulfates de baryum, dépôts, inhibiteurs, AD 32, ENMAX.

Abstract:

Deposition of barium sulphates or baryta is the most serious problem in the field of HMD. Sulphates are deposits that are difficult to remove chemically. They are formed mainly because of the incompatibility between the water of injection, which used for softening the salt wells or for maintaining pressure and the water of reservoir.

They can be present in tubing, surface installation, in perforations and even in reservoir.

The AD 32 inhibitor is the most widely used solution in the HMD field for the treatment of water circuits to avoid the formation of barium sulphates deposits. However, this method is not effective due to several problems.

Therefore, we must find another method of treatment; in our work, we propose the new ENMAX technique, which proved its effectiveness in the MD 525 well.

Keywords: barium sulphates, deposits, inhibitors, AD 32, ENMAX.

ملخص:

ترسبات كبريتات الباريوم او البارييت هي المشكل الأكثر خطورة في حقل حاسي مسعود. الكبريتات هي ترسبات صعبة الإزالة كيميائيا وتتشكل أساسا بسبب عدم التوافق بين مياه حقل الآبار والتي تستعمل عادة من اجل تنظيف الآبار المالحة والمحافظة على استقرار ضغط الآبار ومياه الخزان.

المثبط AD 32 هو الحل الأكثر استعمالا في حقل حاسي مسعود من اجل معالجة تدفق الماء لكي يمنع تشكل ترسبات كبريتات الباريوم, لكن هذه الطريقة غير فعالة بسبب عدة مشاكل, لذا يجب البحث عن حل آخر.

في مذكرتنا قمنا باقتراح تقنية جديدة والمتمثلة في ENMAX, التي اتبنت فعاليتها في البئر MD 525

الكلمات المفتاحية: كبريتات الباريوم, الترسيبات, المثبط, AD 32, ENMAX.

Liste des figures

| Figure | page |
|---|-------------|
| Figure I.1 : Localisation du colmatage. | 04 |
| Figure I.2 : Dépôts des asphaltènes. | 07 |
| Figure I.3 : Dépôts des paraffines. | 08 |
| Figure I.4 : Chlorure de sodium (NaCl). | 09 |
| Figure I.5 : Carbonate de calcium ($CaCO_3$). | 10 |
| Figure I.6 : Sulfate de calcium ($CaSO_4$). | 11 |
| Figure I.7 : Sulfate de strontium ($SrSO_4$). | 11 |
| Figure I.8 : Sulfate de baryum ($BaSO_4$). | 12 |
| Figure I.9 : Formation des dépôts à l'intérieur des conduites. | 15 |
| Figure II.1 : Sulfate de baryum ($BaSO_4$). | 17 |
| Figure II.2 : Poudre blanche du sulfate de baryum. | 18 |
| Figure II.3 : Les endroits de précipitation du $BaSO_4$. | 22 |
| Figure II.4 : Outil de milling. | 22 |
| Figure II.5 : Outil de jetting. | 23 |
| Figure II.6 : Outil ENMAX CPRS. | 25 |
| Figure II.7 : Station de traitement (Z14). | 27 |
| Figure III.1 : La carte géographique du champ de Hassi-Messaoud. | 31 |
| Figure III.2 : Zonation du champ de Hassi-Messaoud. | 33 |
| Figure III.3 : Carte de localisation du puits MD 480. | 33 |
| Figure III.4 : Carte de localisation du puits MD 525. | 34 |
| Figure IV.1 : Dépôt récupéré du puits MD 480. | 35 |
| Figure IV.2 : Type des dépôts dans le puits MD 480. | 36 |
| Figure IV.3 : Cahier de courbe du puits MD 480. | 39 |
| Figure IV.4 : Type des dépôts dans le puits MD 525. | 41 |
| Figure IV.5 : Outil ENMAX. | 44 |
| Figure IV.6 : Installation de l'outil ENMAX sur la ligne du puits MD525. | 45 |
| Figure IV.7 : Démontage de l'outil ENMAX. | 46 |
| Figure IV.8 : Dépôt en amont ENMAX. | 46 |
| Figure IV.9 : Dépôt en aval ENMAX. | 46 |
| Figure A.1 : La fiche technique du puits MD 480. | |
| Figure A.2 : La fiche technique du puits MD 525. | |

Liste des tableaux

| Tableau | Page |
|--|-------------|
| Tableau II.1 : Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts des sulfates | 19 |
| Tableau II.2 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température. | 19 |
| Tableau II.3 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température. | 19 |
| Tableau II.4 : Solubilité des dépôts. | 20 |
| Tableau II.5 : Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD 32. | 26 |
| Tableau IV.1 : Résultats d'analyse de dépôt récupéré. | 36 |
| Tableau IV.2 : Résultats des tests de puits MD 480. | 37 |
| Tableau IV.3 : Les dernières opérations d'interventions. | 37 |
| Tableau IV.4 : Résultats des tests de Jaugeage. | 38 |
| Tableau IV.5 : Résultat de test de Jaugeage avant le traitement du puits. | 39 |
| Tableau IV.6 : Résultat de test de Jaugeage après le traitement du puits. | 39 |
| Tableau IV.7 : Résultats d'analyses des dépôts récupérés. | 42 |
| Tableau IV.8 : Résultats des tests de Jaugeage. | 42 |
| Tableau IV.9 : Résultats d'Analyses des dépôts. | 47 |
| Tableau IV.10 : Comparaison entre l'outil ENMAX et les inhibiteurs. | 47 |

Abréviations

| | |
|--------------------------|--|
| AD32 | Anti- Dépôts |
| BU | Build up |
| BOP | Blow out Preventer |
| CCE | Tube concentrique. |
| CECA | Communauté européenne du charbon et de l'acier |
| CPRS | Corrosion prévention removal system |
| DST | Drill système test |
| E | Efficacité de traitement. |
| GOR | Gas Oil Ratio |
| HMD | Hassi Messaoud |
| HKP | Conductivité |
| IP | Indice de productivité |
| IAP | Institut Algérien du Pétrole |
| ppm | Partie par million |
| PH | Le potentiel hydrogène |
| Q_{avant} | Débit avant traitement |
| Q_{après} | Débit après traitement |
| Sep | Séparateur |
| Tbg | Tubing |
| EDTA | Ethylène diaminetétraacétique |
| DTPA | Diéthylène triamine penta acétique |
| SRU | Sulphate Removal Unit |
| NF | Nanofiltration |
| OI | Osmose inverse |

Nomenclature

| | | |
|-----------------------|----------------------------|----------------------------------|
| GOR | Gas Oil Ratio | sm ³ /sm ³ |
| P | Pression | psi ou Kg/cm ² |
| P_g | Pression de gisement | psi ou Kg/cm ² |
| P_{FD} | Pression de fond dynamique | psi ou Kg/cm ² |
| P_{FS} | Pression de fond statique | psi ou Kg/cm ² |
| P_t | Pression en tête | psi Kg/cm ² |
| Q | Débit | m ³ /h |
| S | Solubilité | g/l ou mol/l |
| K_{sp} | Produit de solubilité | mol/l |
| T | Température | °C |

Table des matières

| | |
|------------------------------|-------------|
| Remerciement | I |
| Dédicaces | II |
| Résumé | III |
| Table des matières | IV |
| Liste des figures | V |
| Liste des tableaux | VI |
| Abréviations | VII |
| Nomenclature | VIII |
| Introduction générale | 01 |

Etude bibliographique

Chapitre I : l'endommagement et formation des dépôts dans le champ de HMD

| | |
|---|----|
| Introduction | 03 |
| I.1. Endommagements au champ pétrolier | 03 |
| I.2. Les différents dépôts organiques | 07 |
| I.3. Les différents dépôts minéraux | 08 |
| I.4. Source et conditions de formation des dépôts minéraux | 12 |
| I.5. Influence des paramètres sur la formation des dépôts | 13 |
| I.6. Détection et suivi des dépôts | 14 |
| I.7. Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers | 15 |

Chapitre II : Déposition et traitement des sulfates de Baryum

| | |
|---|----|
| Introduction | 16 |
| II.1. Les dépôts de sulfates de baryum ($BaSO_4$) | 17 |
| II.2. Effet de certains paramètres sur la formation du ($BaSO_4$) | 19 |
| II.3. Les conditions de formation des sulfates de baryum | 20 |
| II.4. Etapes de formation des dépôts de sulfates de baryum | 21 |
| II.5. Localisation des dépôts de sulfates de baryum | 21 |
| II.6. Méthodes de traitement des sulfates de Baryum | 22 |
| II.6.1. Traitement curatif | 22 |
| II.6.2. Traitement préventif | 25 |

Partie pratique

Chapitre III : Présentation du champ de Hassi Messaoud

| | |
|---|----|
| Introduction | 30 |
| III.2. Situation géographique | 31 |
| III.3. Zonation du champ Hassi Messaoud | 31 |
| III.4. Situation des puits | 33 |
| III.4.1. Puits MD 480 | 33 |
| III.4.1. Puits MD 525 | 34 |

Chapitre IV : étude de cas

| | |
|---|----|
| Introduction | 35 |
| IV.1. L'échantillonnage au laboratoire | 35 |
| IV.2. Etude du Puits MD 480 | 36 |
| IV.2.1. Problème du puits | 36 |
| IV.2.2. Les données du puits | 36 |
| IV.2.3. Traitement préventif du sulfate de baryum par l'inhibiteur AD 32 | 38 |
| IV.2.4. Efficacité du Traitement | 40 |
| IV.3. Etude du Puits MD 525 | 41 |
| IV.3.1. Etude statistique sur le choix du puits | 41 |
| IV.3.2. Les données du puits | 41 |
| IV.3.3. Traitement du puits par dispositif de prévention (ENMAX) | 43 |
| IV.3.3.1. Objectif de traitement | 44 |
| IV.3.3.2. Le principe de fonctionnement d'ENMAX | 44 |
| IV.3.3.3. Description du circuit de test ENMAX | 44 |
| IV.3.3.4. Moyens et méthodes utilisés | 45 |
| IV.3.3.5. Evaluation du traitement | 46 |
| IV.3.4. Comparaison entre l'utilisation de l'outil ENMAX et les inhibiteurs | 47 |
| Conclusion et recommandation. | 49 |
| BIBLIOGRAPHIE. | |

Le pétrole et le gaz constituent la matière première la plus demandée dans le monde entier, donc ils jouent un rôle très important dans l'économie mondiale, soit pour les pays consommateurs soit pour les pays producteurs. [01]

L'exploitation de ces richesses qui se trouvent à des cotes profondes nécessite l'installation d'un système qui va assurer la production de ces réserves vers la surface avec un débit optimum en toute sécurité. [01]

Néanmoins, cette production peut être diminuée à cause de la chute de pression ou de la diminution de la section de tubing. Cette dernière peut être le résultat de précipitation des matières minérales dans les parois comme les dépôts de sulfates de baryum qui se forment au cours de l'exploitation, ce problème est influé gravement sur la production et le transport des fluides pétrolifères aussi en plus de l'endommagement de la formation, un bouchage dans la colonne de production et les installations de surface. [02]

Ces dernières années, le problème de dépôt du sulfate de baryum semble généraliser presque sur tous les champs pétroliers algériens où de nombreux puits ont vu leur potentiel tellement réduit que certains parmi eux sont fermés. [03]

La recherche d'une solution aux problèmes liés à la présence de l'ion du Sulfate SO_4^{2-} dans l'eau d'albien et des ions de baryum Ba^{+2} dans l'eau de cambrien, demande une meilleure connaissance de leurs structures, une étude du comportement de sulfates de baryum et une bonne compréhension du processus agrégation/déposition pour l'établissement des programmes de production et le développement des inhibiteurs et des dispersants pour éviter et/ou réduire au minimum les pertes de production provoquées par ces dépôts de sulfates de baryum. [03]

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 premier chapitre s'articule sur des généralités sur les types d'endommagement dans le champ de HMD et en particulier l'endommagement qui dû par les dépôts de sels.

Introduction générale

Dans le deuxième chapitre on présente les dépôts de sulfates de baryum, solubilités et les conditions de leur formation, ainsi nous décrivons les principales méthodes de traitement du BaSO₄ curatives et préventives.

La deuxième partie de ce travail concerne une partie pratique sur le champ de HMD cette partie comporte deux chapitres. Le troisième chapitre représente brièvement quelques généralités sur le champ de HMD.

Dans le quatrième chapitre on a étudié les deux puits MD 480 et MD 525 et on a fait une comparaison entre les résultats des traitements réalisés sur les deux puits avant et après le traitement curatif et préventif des dépôts de sulfates de baryum par l'utilisation d'outil ENMAX sur le puits MD 525 et l'utilisation de l'inhibiteur AD 32 sur le puits MD 480.

CHAPITRE I

**L'ENDOMMAGEMENT ET
FORMATION DES DEPOTS DANS
LE CHAMP DE HMD**

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 négatif.

Donc L'endommagement de la formation est un problème indésirable, peut se produire pendant les diverses phases de l'exploration des hydrocarbures.

L'évaluation et prémédication de celui-ci contribuent à l'exploitation efficace du réservoir. [04]

I.1. Endommagements au champ pétrolier :

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production. [04]

I.1.1. Localisation de l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, la figure ci-dessous (Fig-I-1) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits. [05]

A/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). [05]

B/ Aux abords du puits :

- **Cake externe :** Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou pour consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation. [05]
- **Le cake interne :** 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. [05]

- **La zone envahie** : 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. [05]

C/ Accumulation des particules :

Divers types de particules organiques résultant des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir. [05]

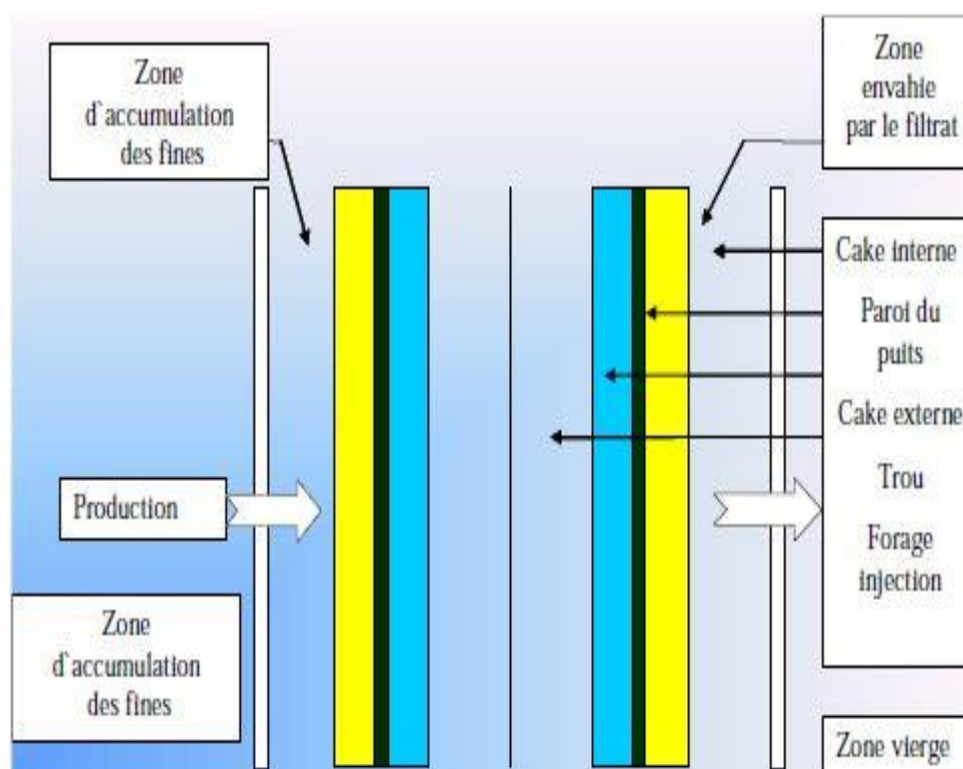


Figure I.1 : Localisation du colmatage. [05]

I.1.2. Les causes d'endommagement :

L'endommagement peut avoir plusieurs origines et se manifeste par une réduction de la perméabilité relative à l'huile. Ce phénomène est le résultat du colmatage de la matrice par des dépôts de matières minérales et organiques ou d'une inversion de la mouillabilité de la roche réservoir. [06]

Les différentes causes de l'endommagement sont :

I.1.2.1. Endommagement dû aux Opérations de Work-Over et de Snubbing :

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, Work-Over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère : [05]

❖ Le Colmatage des Perforations :

Au cours des opérations de Work-Over ou de Snubbing, un filtrat de cake se forme toujours dans les perforations. [05]

❖ Filtrat du Fluide de Forage (Invasion par la boue) :

L'endommagement par la boue peut être causé par :

01/ Un effet physique des particules de la boue qui remplissent la porosité matricielle, réduise la perméabilité.

02/ Un effet chimique des produits dans la boue qui peuvent causer une émulsion avec les fluides de formation et/ou un changement de mouillabilité de la roche. [05]

❖ Changement de Mouillabilité :

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau. Les solvants et les tensioactifs présentent surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation des sludges ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile. [05]

❖ Water block :

Le phénomène de water blocking peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir et il est causé par l'augmentation de l'eau aux abords du puits ainsi cette augmentation se traduit par une baisse de perméabilité relative à l'huile ou au gaz.

Il se produit par suite de l'invasion de la boue dans la formation au cours du forage ou pendant les travaux de chantier (Work-Over, snubbing) ou bien pendant la production avec un WOR élevé. [05]

❖ Formation des Émulsions :

L'invasion de la formation par le filtrat de boue provoque la formation d'une émulsion visqueuse avec les fluides de formation. Elle 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. [05]

I.1.2.2. Endommagement dû aux perforations :

La plus part des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits. [05]

I.1.2.3. Endommagement dû à la stimulation :

Les fluides utilisés lors de la stimulation peuvent provoquer des réactions secondaires avec les constituants des roches réservoirs, les sels et les effluents du gisement. Aussi des additifs mal sélectionnés peuvent engendrer un colmatage de formation. [06]

I.1.2.4. Endommagement dû à l'injection d'eau :

L'injection d'eau dans le champ de Hassi Messaoud est très nécessaire soit pour le maintien de pression ou bien pour le dessalage. Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir tels que :

- ✓ Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- ✓ Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et Celle de la formation. [05]

I.1.2.5. Endommagements dû à la Formation des dépôts :

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 (utilisé pour la récupération de pétrole ou pour dessalage) et d'eau de gisement. [07]

I.2. 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 des 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. [08]

I.2.1. Les dépôts d'asphaltènes :

Les dépôts d'asphaltènes causent un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation. [05]

Bien que les mécanismes de déposition des asphaltènes soient nombreux, les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette floculation :

- ✓ Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perfos, tubing) à cause du Changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression)
- ✓ Le mouvement de l'huile dans la matrice durant la production peut créer un champ électrique qui dépend de son débit d'écoulement. Ce genre de champ peut activer l'entassement des asphaltènes.
- ✓ Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites d'accumulation pour les asphaltènes. [05]



Figure I.2 : Dépôts des asphaltènes. [09]

I.2.2. Les dépôts des paraffines :

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing. [05]

La formation des dépôts de paraffines 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 des dépôts minéraux (carbonates, sulfates) qui augmentent leurs consistance
- Et pour les sondes en gaz-lift, le gaz qui sèche la paraffine et la durcit. [10]



Figure I.3 : Dépôts des paraffines. [09]

I.3. Les différents dépôts minéraux :

Les eaux des gisements pétrolifères 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. [11]

La composition des dépôts varie suivant la nature d'eau produite, les principaux dépôts Connus et communs aux champs pétroliers sont établis comme suit : [11]

I.3.1. Les sels solubles :

- **Chlorure de sodium (NaCl) :**

Le chlorure de sodium est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Certaines eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 350 g/l de NaCl, et atteindre un état de saturation. Ils sont causés par :

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

C'est toutefois le dépôt de sel le moins gênant pour le producteur, car la solubilité du chlorure de sodium est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche ces dépôts de se former. [12]

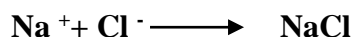


Figure I. 4: Chlorure de sodium (NaCl). [09]

I.3.2. Les sels peu soluble :

- **Carbonate de calcium (CaCO₃) :**

La formation des cristaux de carbonates de calcium, s'explique par l'existence dans l'eau de gisement une forme soluble de sel (bicarbonate de calcium). Ce dernier est stable dans les conditions de pression et de température existantes au fond du puits.

La chute de pression favorise le dégagement de CO₂, déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du CaCO₃ insoluble selon la réaction : [12]



Parmi les moyens de lutte contre les dépôts de carbonates 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 aura recours à l'utilisation de produits antidépôts (chimiques). [12]



Figure I.5 : Carbonate de calcium (CaCO₃). [08]

I.3.3. Les sels insolubles :

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, Ils sont de trois types : [01]

- **Sulfate de calcium (CaSO₄) :**

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

Une cause principale de la formation du CaSO₄ est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui en provoquant une évaporation partielle de l'eau conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à précipitation rapide par la suite. Enfin le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux. [12]

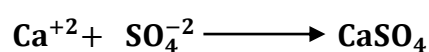




Figure I.6 : Sulfate de calcium (CaSO₄). [08]

- **Sulfate de strontium (SrSO₄) :**

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température. [11]



La précipitation du SrSO₄ peut se produire par évaporation de l'eau, l'élévation de température, ou mélange d'eaux non compatibles. Les dépôts de SrSO₄ sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides. [11]



Figure I.7 : Sulfate de strontium (SrSO₄). [01]

- **Sulfate de baryum ($BaSO_4$) :**

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

Les eaux de gisement peuvent contenir des ions de baryum et être mises en contact avec les eaux d'injections, soit de lavage. Soit de maintien de pression qui elles contiennent des ions du sulfate. C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts durs et compacts, à titre de comparaison, rappelons que la solubilité du sulfate de Baryum dans l'eau douce est près de cent fois inférieure à celle du sulfate de strontium et mille fois inférieure à celle du sulfate de calcium. [11]

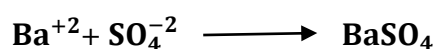


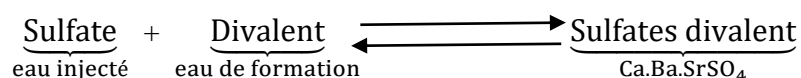
Figure I.8 : Sulfate de baryum ($BaSO_4$). [01]

I.4.Source et conditions de formation des dépôts minéraux :

La formation des dépôts est due à :

I.4.1.L'incompatibilité :

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 de Ca^{+2} , Sr^{+2} , Ba^{+2} tandis que les eaux d'injection sont chargées en SO_4^{-2} le mélange de ces eaux conduit à la formation des dépôts $CaSO_4$, $SrSO_4$, $BaSO_4$. [13]



I.4.2. 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. [13]

I.4.3. L'évaporation :

Elle augmente la concentration des solides dissous, ce qui conduit à la saturation. [13]

I.4.3. La sursaturation :

Elle 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 des dépôts tant que les conditions thermodynamiques sont favorables. [13]

I.4.4. 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 des dépôts. [14]

I.4.5. 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 des 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. [14]

Ceci étant, des études ont montré que s'agissant du $BaSO_4$, malgré l'augmentation de la solubilité avec l'augmentation de la température, le dépôt du sulfate de baryum se forme même à des températures élevées. [14]

D'une façon générale, une élévation de température de 40° à 90° C provoque une augmentation de la solubilité du $BaSO_4$ et une diminution des solubilités du $CaSO_4$ et du $SrSO_4$. [14]

I.5. Influence des paramètres sur la formation des dépôts :

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

I.5.1. 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 du CaSO_4 , SrSO_4 et CaSO_4 , mais au contraire, elle provoque une grande dissolution du BaSO_4 . [13]

I.5.2. Influence de la pression :

Les variations de pression provoquent des variations de concentration des gaz dissout, et dans ce cas des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation. En effet les 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 du BaSO_4 et CaSO_4 par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts du CaCO_3 . [13]

I.5.3. Influence de PH :

Quand on est en présence d'un PH acide, l'activité de cation 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 de dépôt et diminue la solubilité. [13]

I.5.4. 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. [13]

I.6. Détection et suivi des dépôts :

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

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. [11]

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). [11]

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). [11]

I.7. 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 : [13]

- ✓ 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 Work-Over des équipements du fond de puits producteurs et injecteurs.
- ✓ Colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs. [13]



Figure I.9 : Formation des dépôts à l'intérieur des conduites. [13]

CHAPITRE II
DEPOSITION ET TRAITEMENT
DES SULFATES DE BARYUM

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 gaz-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. [15]

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 du sulfate de baryum. [15]

L'industrie pétrolière cherche des moyens plus efficaces pour traiter ces dépôts.

Il existe Plusieurs traitements plus ou moins couteux 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). [15]

II.1. Les dépôts de sulfate de baryum (BaSO_4) :

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 du 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. [01]



FigureII.1 : Sulfate de baryum (BaSO_4). [01]

II.1.1. Définition du sulfate de baryum :

Le sulfate de baryum ou baryte BaSO_4 est un composé blanc très utilisé dans l'industrie depuis de nombreuses années. Est un minérale très lourde. C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car il forme des bouchons imperméables, colmatant, inattaquables à l'acide et aux bases car ses limites de solubilité sont très basses (2 à 3 mg/l dans l'eau distillé). [02]

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. [14]

Certaines analyses chimiques ont utilisé la formation du précipité du BaSO_4 pour déterminer la concentration en SO_4^{-2} dans une solution. Il a été reconnu plus tard que dans telles procédures. Le BaSO_4 est contaminé par différents ions étrangers quand il précipite dans certains systèmes de mélanges de sels. [14]

II.1.2. 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 g/mol, une densité relative de 4,5 à (15°C), un point de fusion de 1580 °C et un indice de réfraction de 1,637. [02]

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. [02]



Figure II.2 : poudre blanche du sulfate de baryum. [02]

II.1.3. Structure cristalline du sulfate de baryum :

Les cristaux du BaSO_4 comme ceux du 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 précipiter. [14]

La masse molaire du BaSO_4 est égale à 233,4 g/mol, sa masse volumique est de 4500 kg/m^3 et son volume molaire de 19,3.103 m^3 /mol. [14]

II.1.4. Solubilité du BaSO_4 :

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 saturée. La solubilité s'exprime en g/L ou en mol/L. [01]

Chapitre II : Déposition et traitement des sulfates de baryum

Le BaSO_4 est en effet le sel du sulfate qui a la plus faible solubilité.

A 25 °C, Rosseinsky 1958 mesure par conductimétrie une solubilité égale à $1,04 \times 10^{-5} \text{ mol/l}$ soit 2,5 mg/l. [14]

Le produit de solubilité du BaSO_4 à 25°C est égal à $1,10 \cdot 10^{-10}$. (Sohnel et Garside, 1992). Le tableau ci-après regroupe quelques produits de solubilité à 25°C de certains sulfates rapportés dans la littérature. [14]

Tableau II.1 : Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts des sulfates. [14]

| Elément | BaSO_4 | SrSO_4 | CaSO_4 |
|------------------------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| Produit de solubilité Ksp | $1,1 \cdot 10^{-10}$ | $2,8 \cdot 10^{-7}$ | $6,1 \cdot 10^{-5}$ |
| Solubilité (S) (mol/L) | $1,05 \cdot 10^{-5}$ | $5,3 \cdot 10^{-4}$ | $7,8 \cdot 10^{-3}$ |

La solubilité du BaSO_4 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 cm³ d'eau (Moghadashi 2003). [14]

Tableau II.2 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température. [14]

| T (°C) | 0,77 | 3,33 | 18 | 26,75 | 34 |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| BaSO_4 (mg) | 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.3 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température. [14]

| T (°C) | 0° | 10° | 18° | 30° | 50° |
|----------------------------|-------|------|-------|-------|-------|
| BaSO_4 (mg/100ml) | 0.115 | 0.20 | 0.226 | 0.285 | 0.336 |

II.2. Effet de certains paramètres sur la formation du BaSO_4 :

II.2.1. La température :

La solubilité du BaSO_4 augmente avec l'augmentation de la température. Ainsi les expériences montrent que la solubilité du sulfate de baryum dans l'eau distillée à 25°C est entre 2,3 mg/l et 3,9 mg/l. Moins de précipitation se produit à des

températures élevées, (BinMerhdah, A.B.M. 2008, 2010 et 2012). Il est à noter que l'inverse a été observé pour $SrSO_4$ (Yuan, M.D., 1994 ; Nancollas, G.H., 1985). [14]

II.2.2. Les sels dissous :

Les sels dissous dans l'eau favorisent la solubilité du $BaSO_4$, comme dans le cas du $CaCO_3$ et du $CaSO_4$. Par exemple, 100 mg/l de NaCl augmentent la solubilité du $BaSO_4$ de 2,03 à 31 mg/l à 25°C et de 3,9 à 65 mg/l à 95°C (Bin Merdhah A.B.M, 2007). [14]

II.2.3. Le PH :

La solubilité des sels augmente avec la diminution du pH et cela est dû à la forte activité des ions H^+ . En effet, en présence d'un pH acide, l'activité du H^+ est si forte qu'elle attaque facilement le dépôt, par contre avec un pH basique il est constaté la formation des hydroxydes qui augmentent la masse de dépôt et diminuent la solubilité. [14]

La présence des sels dans la solution diminue les coefficients d'activité des ions Ba^{2+} et SO_4^{-2} et augmente donc la solubilité du $BaSO_4$. Cette diminution des coefficients d'activité a pour conséquence la diminution de la sursaturation (Flouret J, 2013). [14]

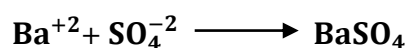
Le tableau ci-dessous donne la solubilité du carbonate de calcium, du sulfate de baryum et du sulfate de calcium.

Tableau II.4 : Solubilité des dépôts. [14]

| Dépôts | Solubilité (mg/L) |
|----------------------|-------------------|
| Gypse | 2080,0 |
| Carbonate de calcium | 53,0 |
| Sulfate de baryum | 2,3 |

II.3. Les conditions de formation du sulfate de baryum :

D'une façon générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfates de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Eaux de gisements (cambrien) contiennent des sels de baryum en solution, si ces eaux viennent en contact avec une eau de surface qui contient des sulfates, le baryum précipite. Sa formation a lieu suivant la réaction suivante :



La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau douce est de 2 mg/l, c'est-à-dire dix fois inférieure à celle du carbonate de calcium, cent fois inférieur à celle du sulfate de strontium et mille fois inférieur à celle du sulfate de calcium. [01]

II.4. Etapes de formation des dépôts de sulfates 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. [01]

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. [01]

II.4.2. Période de croissance cristalline :

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

- 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. [01]
- 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. [01]

II.5. Localisation des dépôts de sulfates de baryum :

La précipitation du sulfate de 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. [02]

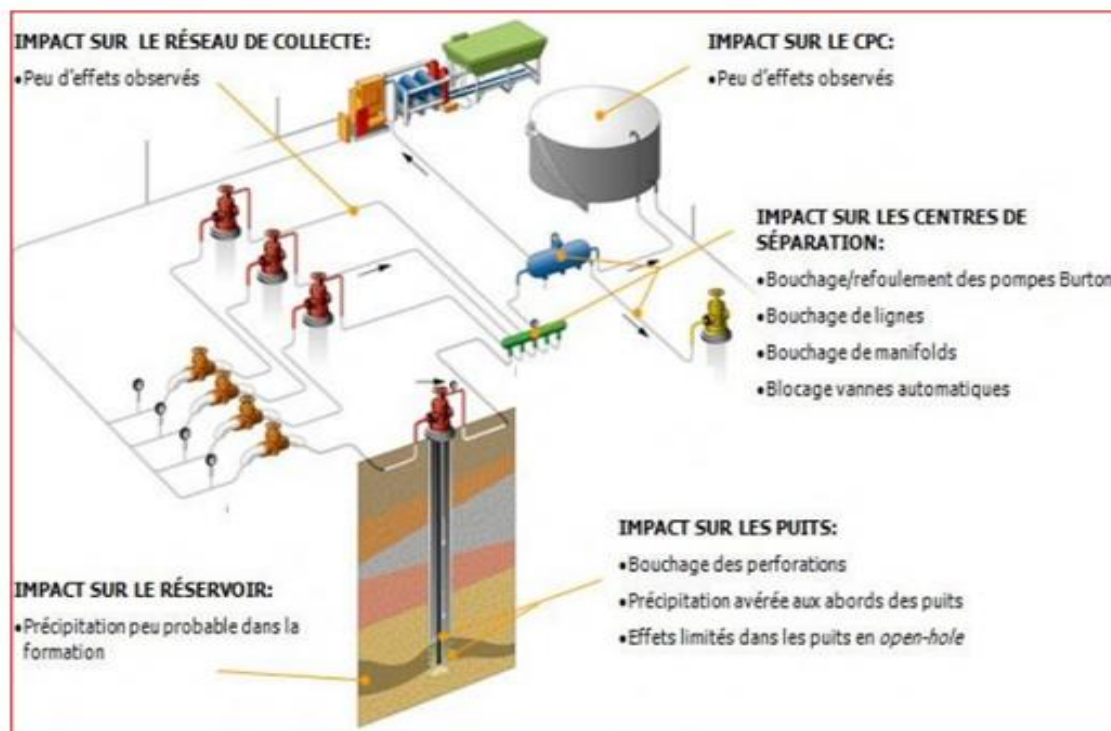


Figure II.3 : Les endroits de précipitation du BaSO_4 . [02]

II.6. Méthodes de traitement des sulfates de Baryum :

II.6.1. Traitement curatif :

II.6.1.1. 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-Line, Work-Over, snubbing. [02]



Figure II.4 : Outil de milling. [02]

II.6.1.2. Jetting (jet hydraulique) :

Il est utilisé pour l'élimination de tartre inerte $BaSO_4$, c'est un outil de nettoyage souple au jet à haute pression descendu par le coiled tubing. [02]



Figure II.5 : Outil de jetting. [02]

II.6.1.3. Scale Blaster :

Scale Blaster est un traitement mécanique par l'unité coiled tubing employé principalement pour nettoyage des dépôts du sulfate de baryum au niveau des perforations et des obstructions à l'intérieur de tubing, il consiste à utiliser un outil Jett Blaster avec un fluide visqueux avec un sable à haute pression. [02]

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

Nous pouvons faire les opérations précédentes par :

✓ 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 divers tel que (appareil de forage...). [02]

❖ 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). [02]

✓ **Slick-Line :**

Le travail au câble ou "SLICK-LINE " c'est une technique qui permet l'intervention dans le puits en exploitation, on utilise une ligne en fil d'acier pour introduire, descendre, et repêcher dans le tubing les outils et les instruments de mesures à une exploitation rationnelle. [02]

❖ **Les objectifs de slick-Line :**

- Contrôle et nettoyage (grattage) du tubing, au fond du puits, diamètre intérieur corrosion, encrassement top sédiment.
- Manœuvre la vanne de circulation SSD.
- Démarrage de puits par le pistonnage. [02]

✓ **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. [03]

❖ **Les objectifs de Snubbing :**

- Circulation et nettoyage des dépôts et sédiments à l'intérieur du puits.
- Acidification et nettoyage des perforations.
- Opérations de fraisage. [03]

✓ **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. [03]

❖ **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. [03]

II.6.1.4. Outil ENMAX CPRS :

Le système de prévention et d'élimination de la corrosion ENMAX est une série complète d'unités constituées de métaux dissemblables dans un procédé breveté pour la prévention et l'élimination des dépôts. D'écailles, de paraffines, d'asphaltènes et de rouille dans la production de pétrole et de gaz. [03]



Figure II.6 : Outil ENMAX CPRS. [03]

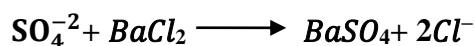
❖ **Les fonctions ENMAX CPRS :**

- Prévention et élimination de la paraffine.
- Prévention et retrait des dépôts, ou ralentissement des dépôts.
- Prévention et élimination de la corrosion par oxydation comme rouille.
- Changer la tension superficielle de la phase gaz / liquide pour améliorer l'efficacité du dégazage (H_2S , CO_2). [03]

II.6.2. Traitement préventif :

II.6.2.1. Traitement d'eau d'injection par chlorure de baryum $BaCl_2$ (Le procédé soustractif) :

Par élimination des ions formateurs des dépôts ; exemple élimination des ions de sulfates SO_4^{-2} contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par $BaCl_2$ suivant la réaction suivante : [02]



II.6.2.2. Traitement par inhibiteur dans les stations de traitement chimique :

L'eau de dessalage est traitée par des produits chimiques de traitement appelés inhibiteurs des dépôts, ils sont additionnés à l'eau de dessalage dans le but d'inhiber la formation du sulfate de baryum, cet inhibiteur n'est pas efficace seulement pour la formation des sulfates de baryum mais aussi pour les carbonates et les oxydes. [16]

➤ Les inhibiteurs :

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes des dépôts. Ce sont des composés dont l'action est d'inhiber une réaction chimique c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter. [16]

Les inhibiteurs des dépôts minéraux appelés aussi anti dépôts sont des composés utilisés à des concentrations nettement inférieures à la stœchiométrie pour l'inhibition contre la formation des dépôts cristallins. En général, ils sont utilisés dans le domaine industriel, En particulier dans le domaine pétrolier (puits producteur, réservoirs d'hydrocarbures, circuits d'eau, et installation de production en général). Les inhibiteurs des dépôts sont aussi utilisés dans le traitement des eaux (eau sanitaire, eau de procédés industriels, eau de chaudière...etc.). [16]

➤ L'inhibiteur AD 32 :

Actuellement l'inhibiteur utilisé dans les stations de traitement de champ de Hassi Messaoud est L'INIPOL AD 32.

L'inhibiteur AD 32 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 AD 32 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. [02]

❖ Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD 32 :

Tableau II.5 : Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD 32. [02]

| | |
|-------------------------------|-----------------------------|
| Nature | Phosphonates |
| 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 ³ |
| Viscosité | 10 Pa/s |

❖ 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.

La figure ci-dessous représente le mode d'emploi d'inhibiteur AD 32 dans une station de traitement (Z14). [03]



Figure II.7 : Station de traitement (Z14).[03]

II.6.2.3. Autres méthodes pour le traitement du $BaSO_4$:

II.6.2.3.1. Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation :

La technique du "squeeze" d'inhibiteur en l'arrêt de la production du puits, c'est l'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. [17]

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). [17]

II.6.2.3.2. Dissolution chimique :

Le but d'employer les agents de chélation tels que l'EDTA et les DTPA est de transformer le sulfate de baryum insoluble en carbonate de baryum ou d'autres composés il est plus facile à dissoudre qu'en utilisant un acide.

En peut commander la stabilité du complexe du métal par la concentration en ion d'hydrogène (c.-à-d. pH). Ceci le plus généralement est fait par dissoudre l'hydroxyde de sodium en solution pour augmenter le pH de milieu.

Une augmentation du pH favorisera la déportation des molécules d'EDTA et de DTPA (c.-à-d. l'enlèvement des atomes d'hydrogène) à la forme $(EDTA)^{-4}$ ou (des ions de $DTPA)^{-6}$ Ces complexes d'ion peuvent maintenant adhérer au sulfate de baryum et enlever les ions de Ba^{+2} en conséquence, laissant les ions de SO_4^{-2} en solution. [18]

II.6.2.3.3. La distillation :

C'est un système dans lequel l'eau est portée à l'ébullition, puis la vapeur est refroidie jusqu'à ce qu'elle condense dans un récipient séparé.

Les substances dissoutes telles que le sulfate reste dans le récipient initial. Si elles sont mises en place correctement, l'unité de distillation peuvent éliminer presque 100% des sulfates, l'unité de distillation a besoin d'environ quatre heures pour produire 3.8 litres d'eau donc par conséquent ce type de traitement utilise une quantité substantielle d'énergie pour cette opération. [01]

II.6.2.3.4. Désulfatation des eaux d'injection :

Dans certains cas, et selon les caractéristiques géologiques du réservoir, les sulfates doivent être éliminés, notamment lorsque l'eau de formation est riche en ions Sr^{+2} et Ba^{+2} . [19]

Cela permet d'éviter la précipitation du sulfate de baryum et donc le colmatage des roches poreuses du gisement.

Les sulfates peuvent être éliminés par des unités SRU (Sulphate Removal Unit) constituées de membranes de nanofiltration / osmose inverse. [19]

Ces unités comportent la même filière de traitement :

- ✓ prise en mer.
- ✓ tamisage grossier à 100 μ m.
- ✓ filtration fine (par ultrafiltration, par Dual Media filtration ou à l'aide de filtres à cartouche).
- ✓ Filtration par nanofiltration pour éliminer les sulfates et atteindre des concentrations inférieures à 40mg/L. [19]

❖ La Nanofiltration (NF) :

Les nanofiltres sont mis en œuvre selon le principe de la filtration tangentielle avec un transfert de matière à travers la membrane dû à un gradient de pression pouvant varier de 10 à 40 bars. La couche active de ces nanofiltres est constituée d'un matériau organique ou inorganique présentant une structure microporeuse avec des diamètres de pores de l'ordre du nanomètre. [20]

❖ L'Osmose inverse (OI) :

Elle est employée pour la production d'eau très purifiée entrant dans la composition de boissons industrielles, L'OI permet d'éliminer quasiment tout composé de l'eau. En effet le passage global en sels est très faible (typiquement 1,5 %). Les pressions de service vont de 15 à 80 bars. Le flux d'eau traitée est d'environ 3 à 10 L.h⁻¹.

Les membranes généralement utilisées sont en polyamide non biodégradable de porosité 0,2 nm. Les prétraitements peuvent être très poussés pour éviter toute détérioration de la membrane. [12]

CHAPITRE III
PRESENTATION DU CHAMP DE
HASSI MESSAOUD

Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud, l'un des plus grands au monde, s'étend sur une superficie voisine de 2500 km. Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue après 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération. Après la mise en évidence de la sismique par réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" implante le 16 janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant Producteurs d'huile. [03]

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes :

- ✓ C.F.P.A pour le champ Nord.
- ✓ SN.REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation, dès cette période, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1300 puits (2006).

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire. [03]

III.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km au Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne sa localisation en coordonnées géographiques est :

- Au Nord par la latitude 3215°.
- Au Sud par la latitude 3130°.
- A l'Ouest par la longitude 540°.
- A l'Est par la longitude 635°. [03]

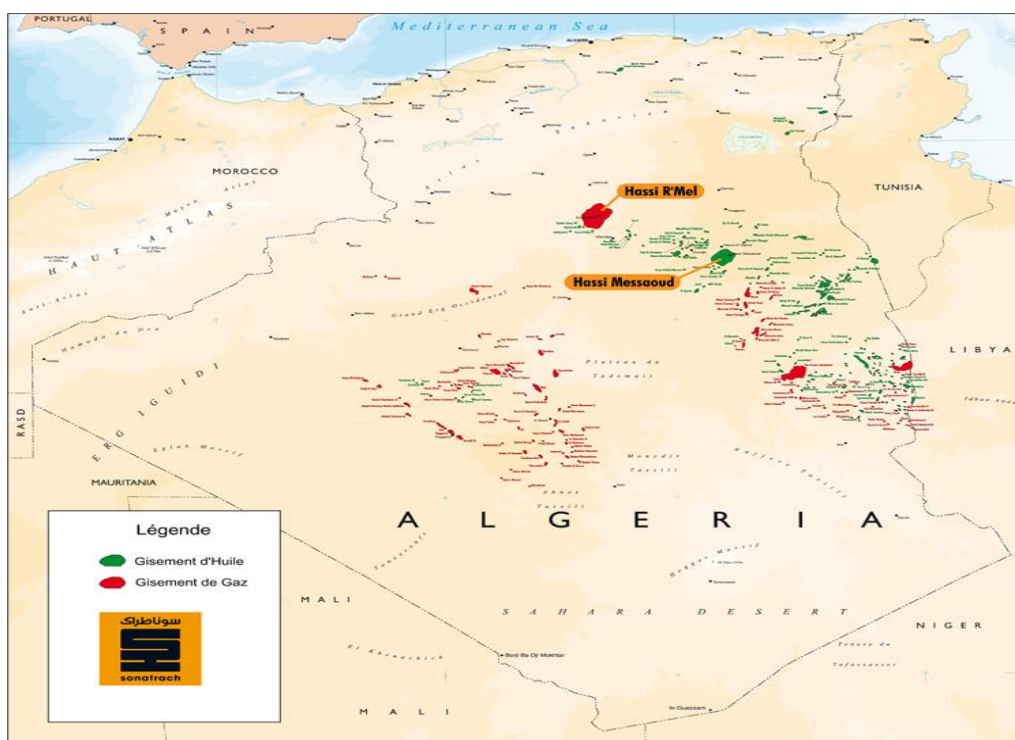


Figure III.1 : La carte géographique du champ de Hassi-Messaoud.[03]

III.2. Cadre géologique :

Le champ de Hassi -Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamâa-Touggourt.
- A l'Est par le haut fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.[03]

III.2.1. Aspect structural et tectonique du champ :

Le champ de Hassi Messaoud se trouve sur la partie Nord de la zone El Biod-Hassi Messaoud formé par une suite de Horsts et Grabens limités par des failles allant généralement dans une direction subméridienne. Les dimensions de cette structure atteignent approximativement (45x54) Km avec une superficie imprégnée de l'huile de 1143 Km² .et une zone de transition d'environ 400 Km² La profondeur moyenne de la zone productrice varie entre 3400 ET 3600 m. La cote absolue de l'interface huile-eau est estimée à 3380m. [03]

Deux failles principales traversent le gisement dans sa partie centrale contrôlant une zone d'effondrement et une troisième a soulevé un bloc sur son flanc ouest.

Ces failles traversent toutes les couches cambriennes et atteignent parfois le crétacé inférieur-supérieur ou ne dépassent guère la discordance Hercynienne. Vers le haut de la structure, l'amplitude s'adoucit progressivement et elle diminue de valeur, puis s'étend complètement à partir des séries jurassiques. [03]

III.2.2. Aspect stratigraphique :

Une bonne partie de la série stratigraphique est absente sur le champ de Hassi Messaoud. Les dépôts du paléozoïque reposent sur un socle granitique et ont subi au centre de la structure une importante érosion au cours de la phase Hercynienne. Ces dépôts deviennent plus complets sur la périphérie du champ. Les séries du mésozoïque reposent en discordance sur les terrains du Cambro-ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète. [03]

III.3. 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. [03]

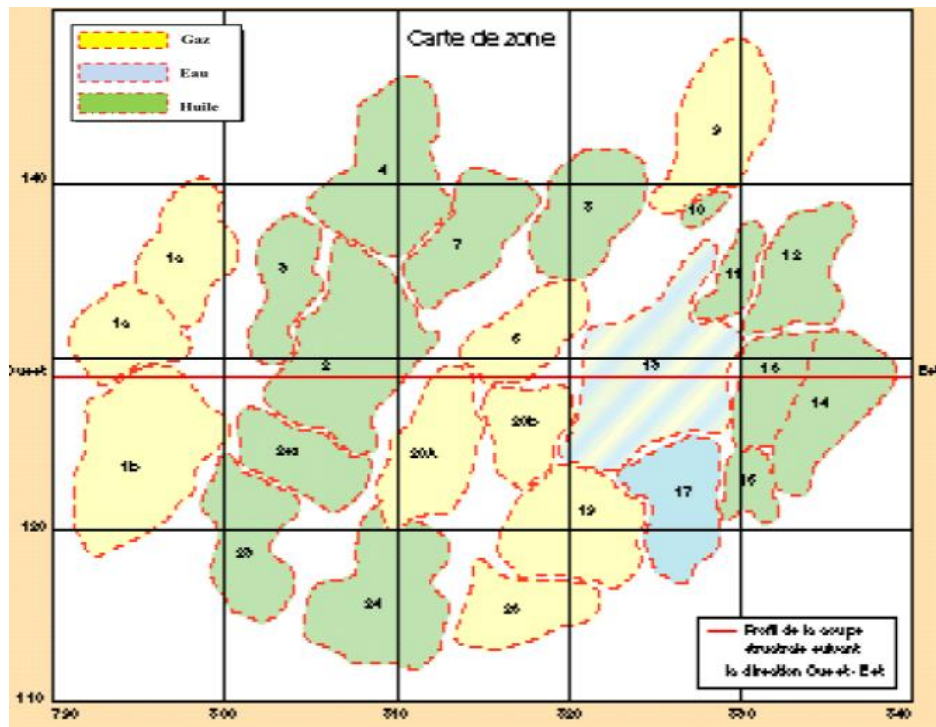


Figure III.2 : Zonation du champ de Hassi-Messaoud. [03]

III.4. Situation des puits :

III.4.1. Puits MD 480 :

Le puits MD 480 est un puits producteur d'huile vertical foré en 25/02/1997 (date fin de forage) à une profondeur de 3474 m se localise dans la zone Centrale de Hassi-Messaoud à la zone 14 complété par un liner cimenté et perforé de 4 " ^{1/2} . Le puits est entretenue par injection continue de l'eau de dessalage par un CCE de 1⁶⁰⁰.

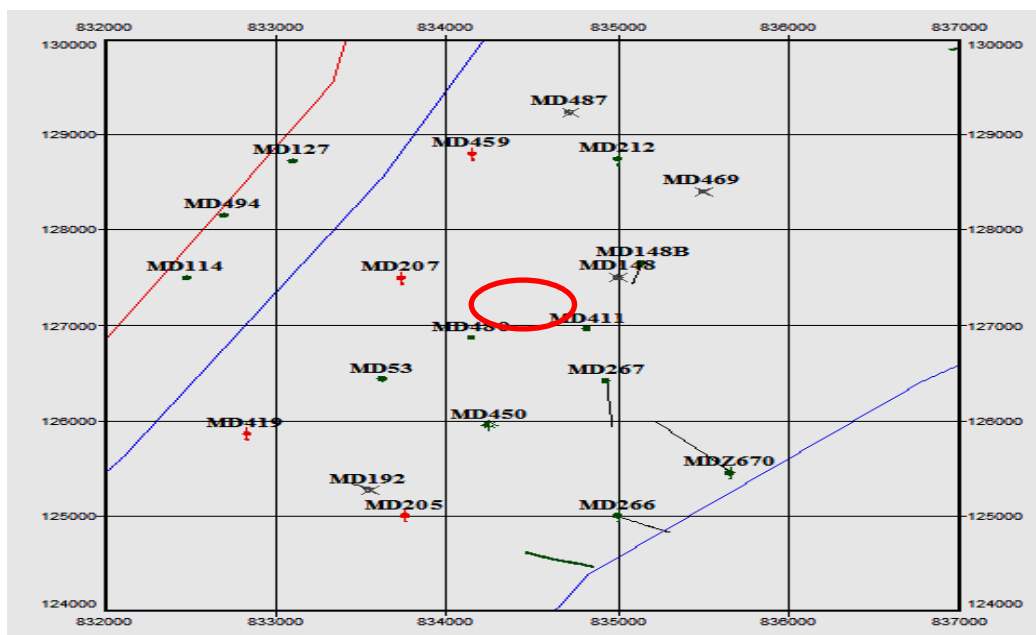


Figure III.3 : Carte de localisation du puits MD 480.

III.4.2. Puits MD 525 :

Le puits MD 525 a été foré le 09/07 /2000 (date de fin de forage), se localise dans la zone 15(zone centrale) de Hassi Messaoud complété par un liner cimenté et perforé de 4 1/2".

Il a une profondeur de 3470.16 m. Entretenu par injection d'eau continue de dessalage par un CCE de 1"660.

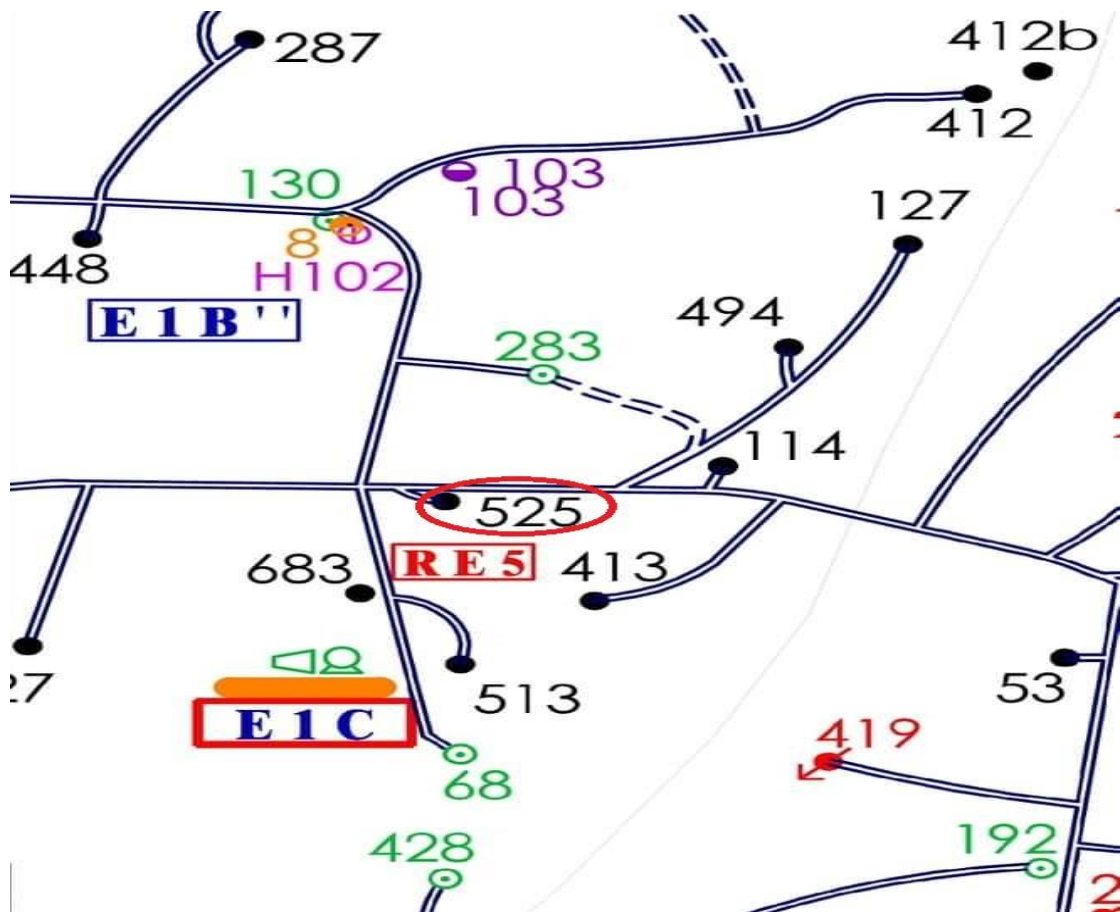


Figure III.4 : Carte de localisation du puits MD 525.

CHAPITRE IV
ETUDE DE CAS

MD 480

MD 525

Introduction :

Dans cette partie les études ont été faites sur 2 puits, MD 480 et MD 525 dont l'intervention dans ces deux puits est périodique.

Pour chaque puits on a étudié :

- ✓ L'historique de production et les dernières opérations exécutées sur le puits.
- ✓ Les problèmes du puits
- ✓ Les données du puits
- ✓ Procédure de traitement.

Les gains de production calculés par la comparaison des débits de jaugeage avant et après traitement. En cas d'absence de jaugeages proche, en utilisant les débits calculés et les données de jaugeage d'après traitement.

IV.1. L'échantillonnage au laboratoire :

Le but principal de l'échantillonnage au laboratoire c'est la précision et l'identification de la nature et la composition des dépôts rencontrés dans le puits ainsi pour déterminer le type et la concentration des traitements qu'il faut utilisées comme moyens de lutte contre ces dépôts. Le dépôt récupéré dans la ligne de production du puits MD 480 a été analysé afin de savoir son nature et ses composants.



Figure IV.1 : dépôt récupéré du puits MD 480.

➤ Mode opératoire :

D'après les résultats d'analyses au Laboratoire on a confirmé et détecté l'existence et la nature des dépôts rencontrés dans le puits MD 480 telles que la Silice, $MgSO_4$ et $CaSO_4$, ainsi le $BaSO_4$ avec un grand pourcentage, ce dernier est formé à cause de l'incompatibilité entre l'eau d'injection (riche en sulfate) et l'eau de formation (riche en baryum), ils sont localisés dans le tubing et aux abords du puits.

Chapitre IV : Etude de cas

❖ Les résultats sont montrés dans le tableau et le diagramme ci-dessous.

Tableau IV.1 : Résultats d'analyse de dépôt récupéré.

| Puits | Lieu d'échantillonnage (cote) | Date Echantillonnage | Résultats |
|--------|----------------------------------|-------------------------|--|
| MD 480 | 400 m par Wire-line | 18/07/2018 | 67% BaSO ₄ + 21% silice + 4,1% CaSO ₄ + 3,9% MgSO ₄ + 4,7% NaCl |

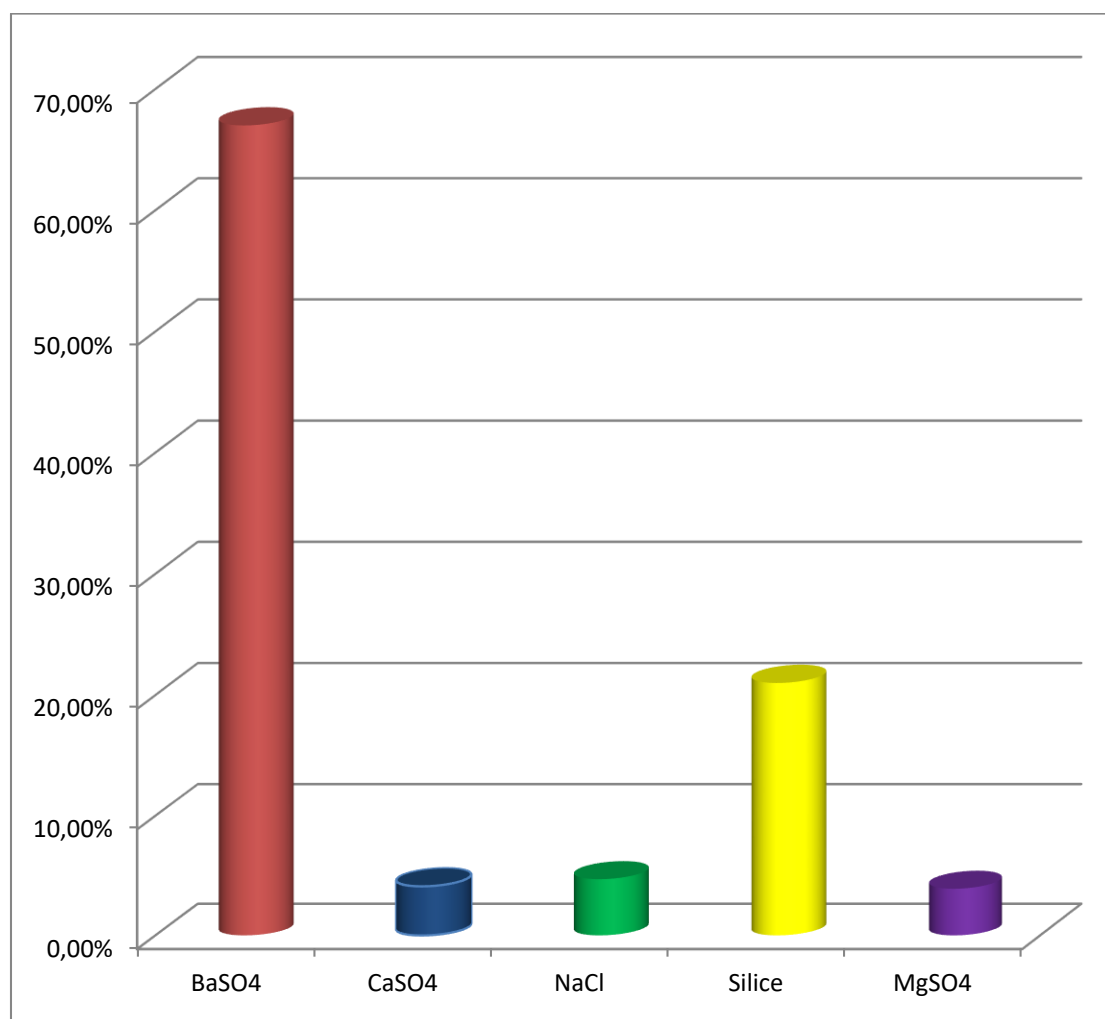


Figure IV.2 : Type des dépôts dans le puits MD 480.

IV.2. Etude du Puits MD 480 :

IV.2.1. Problème du puits :

Le puits MD 480 est connu par les problèmes des dépôts de sulfates de baryum $BaSO_4$ et les sels NaCl, qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing qui a engendré une chute du potentiel du puits.

IV.2.2. Les données du puits :

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

- ✓ Test de puits (Build up- DST).
- ✓ Les opérations d'interventions (SNUBBING- WIRELINE).
- ✓ Test de Jaugeage.

A/ Tests de puits :

Les tests de puits sont utilisés pour obtenir des informations sur le puits et le réservoir tel que la pression du réservoir, skin, perméabilité, limites du réservoir, longueur de fracture. Les résultats sont montrés dans ce tableau.

Tableau IV.2 : Résultats des tests de puits MD 480.

| Type | Date | Pg (Kg/cm ²) | PFD (Kg/cm ²) | IP | HKP | Skin | Pt (Kg/cm ²) | Débit (m ³ /h) | Observation |
|------|------------|-----------------------------|------------------------------|-------|-----|------|-----------------------------|------------------------------|---|
| DST | 20/03/1997 | 274.19 | 171.32 | 1.037 | 386 | 50.3 | 37.74 | 3.71 | DST-N01 |
| SBU | 03/02/1998 | 237.45 | 197.28 | 0.159 | 410 | 6.64 | 45.6 | 5.83 | BU |
| PFD | 01/04/2007 | 253.31 | . | 0 | | | 30.5 | 7.29 | Puits fermé |
| PFS | 03/04/2019 | 202 | . | | | | 52 | | La colonne contient d'huile. le niveau statique se situe à 976m |

B/ Les dernières opérations d'interventions :

Tableau IV.3 : Les dernières opérations d'interventions.

| Date début | Date fin | Type |
|------------|------------|----------------|
| 12/07/2018 | 08/08/2018 | SNUBBING |
| 03/04/2019 | 03/04/2019 | WIRELINE |
| 21/02/2020 | 21/02/2020 | NEUTRALISATION |

C/ 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 ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le tableau ci-dessous.

Tableau IV.4 : Résultats des tests de Jaugeage.

| Date de mesure | Duse (mm) | Q Huile (m ³ /h) | GOR (sm ³ /sm ³) | Pression (Kg/cm ²) | | | T huile (°C) | Débit Eau récupérée (l/h) |
|----------------|-----------|-----------------------------|---|--------------------------------|-------|-------|--------------|---------------------------|
| | | | | Tête | Pipe | Sep | | |
| 27/01/2017 | 11 | 6.21 | 216 | 23.2 | 14.8 | 14.58 | 31.5 | 254.5 |
| 11/04/2017 | 11 | 4.37 | 272 | 22.7 | 13.7 | 13.77 | 24 | 1893 |
| 22/06/2017 | 11 | 4.13 | 184 | 22 | 13 | 4.49 | 33 | 2000 |
| 18/07/2017 | 11 | 3.93 | 333 | 21 | 14.5 | 4.28 | 34 | 2400 |
| 20/09/2017 | 11 | 2.09 | 253 | 21 | 12.9 | 12.75 | 25 | 2400 |
| 26/11/2017 | 11 | 3.85 | 245 | 23.1 | 13.1 | 13.15 | 20 | 2234 |
| 25/06/2019 | 14 | 3.91 | 273 | 22 | 12 | 5 | 40 | 1200 |
| 28/08/2019 | 14 | 4.02 | 292 | 29.75 | 13.25 | 4.13 | 43 | 1700 |
| 26/11/2019 | 14 | 4.52 | 256 | 28.1 | 13.5 | | 19 | 1800 |
| 17/01/2020 | 14 | 4.47 | 256 | 28.6 | 13.17 | 12.8 | 27 | 2270 |

- **Interprétation de test de jaugeage :**

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

- Une perturbation du débit de production durant la période (18/07/2017 jusqu'à le 26/11/2017).
- Une diminution du débit de 6.21 m³/h jusqu'au 2.09 m³/h correspond à une chute de 4.12 m³/h durant la période (27/01/2017 jusqu'à le 20/09/2017) à cause la précipitation des dépôts.
- La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de production (ajustement inverse).

IV.2.3. Traitement préventif du sulfate de baryum par l'inhibiteur AD 32 :

Pour éviter les problèmes des dépôts de BaSO₄, un inhibiteur de dépôt AD 32 est additionné à l'eau d'injection par les stations de traitement qui alimentent les puits salés sur le champ en particulier le puits MD 480 de manière à créer une interface

Chapitre IV : Etude de cas

entre l'eau d'injection et l'eau de gisement. Cet inhibiteur a été choisi après les analyses effectuées au niveau de laboratoire en collaboration avec des fournisseurs pour évaluer l'efficacité des produits.

- ❖ Les tableaux ci-dessous représentent les résultats de test de Jaugeage avant et après le traitement du puits MD 480 par l'inhibiteur AD 32.

Tableau IV.5 : Résultat de test de Jaugeage avant le traitement du puits.

| Date de mesure | Duse (mm) | Q Huile (m ³ /h) | GOR (sm ³ /sm ³) | Pression (Kg/cm ²) | | | T huile (°C) |
|----------------|-----------|-----------------------------|---|--------------------------------|------|-------|--------------|
| | | | | Tête | Pipe | sép | |
| 20/09/2017 | 11 | 2.09 | 253 | 21 | 12.9 | 12.75 | 25 |

Tableau IV.6 : Résultat de test de Jaugeage après le traitement du puits.

| Date de mesure | Duse (mm) | Q Huile (m ³ /h) | GOR (sm ³ /sm ³) | Pression (Kg/cm ²) | | | T huile (°C) |
|----------------|-----------|-----------------------------|---|--------------------------------|-------|------|--------------|
| | | | | Tête | Pipe | sép | |
| 17/01/2020 | 14 | 4.47 | 256 | 28.6 | 13.17 | 12.8 | 27 |

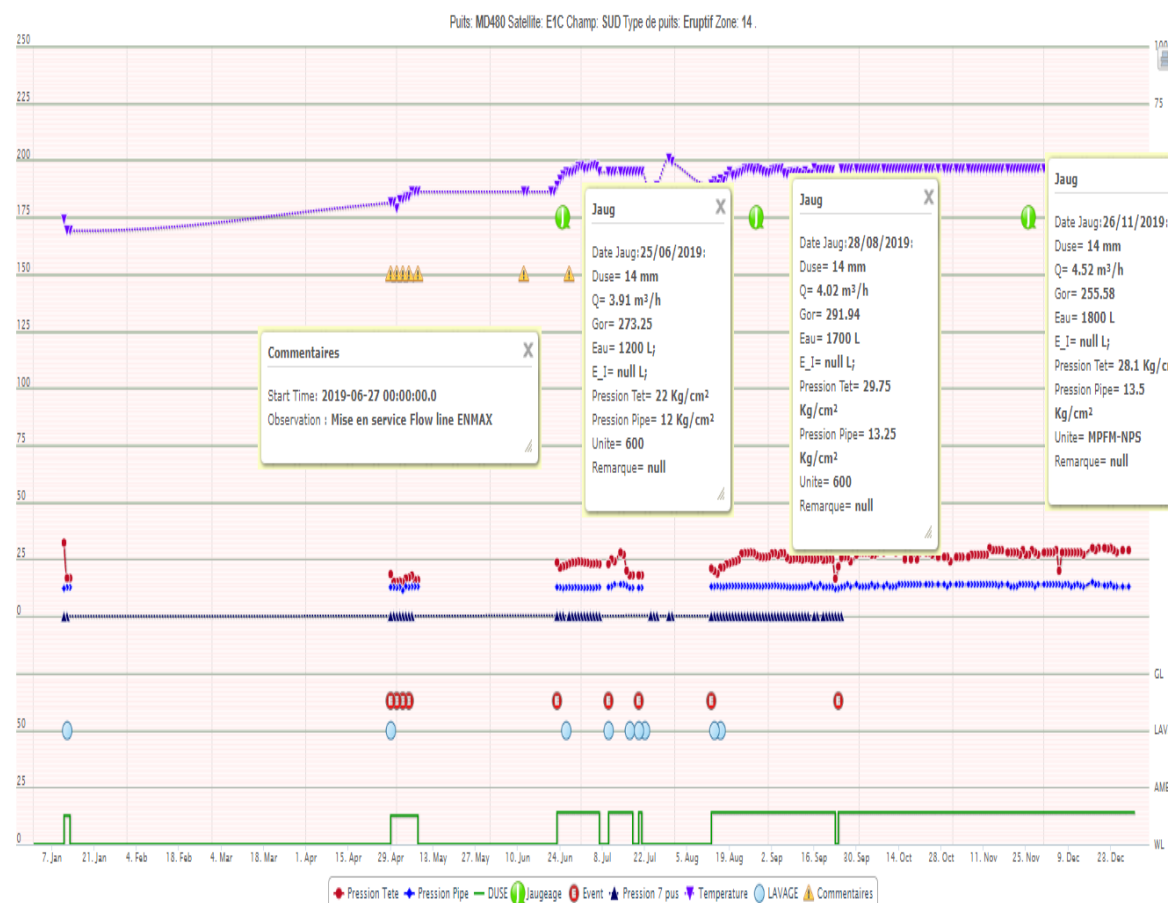


Figure IV.3 : Cahier de courbe du puits MD 480.

- **Interprétation des résultats :**

Une augmentation et amélioration de débit de production à partir le 26/11/2017 jusqu' à le 17/01/2020 à cause d'une élimination effective des dépôts de sulfates de baryum après le traitement par l'inhibiteur AD 32.

Donc on peut dire le traitement préventif du puits par l'inhibiteur AD 32 est favorable.

IV.2.4. Efficacité du Traitement :

Après l'interprétation les résultats de test de jaugeage, il est nécessaire de calculer l'efficacité du traitement pour savoir la réussite de l'inhibiteur AD 32 contre les dépôts de sulfates de baryum. [02]

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

$$E = (Q_{\text{après}} - Q_{\text{avant}}) / (Q_{\text{avant}}) \quad [02]$$

E : efficacité de traitement.

Q_{après} : débit après traitement.

Q_{avant} : débit avant traitement.

Le calcul de l'efficacité de traitement est : $E = (4.47 - 2.09) / 2.09 = 1.1387$

L'efficacité de traitement est : E = 113.87 %

IV.3. Etude du Puits MD 525 :

IV.3.1. Etude statistique sur le choix du puits :

Le secteur suivant représente les dépôts les plus fréquents au champs de HMD, Suite aux résultats, nous constatons que le puits MD 525 présente des dépôts minéraux (sulfates de baryum BaSO_4 et sels NaCl) et, pour cela une modeste étude statistique sur ce puits est faite dans le but de voir l'impact de ces dépôts sur la production du puits et l'impact du traitement.

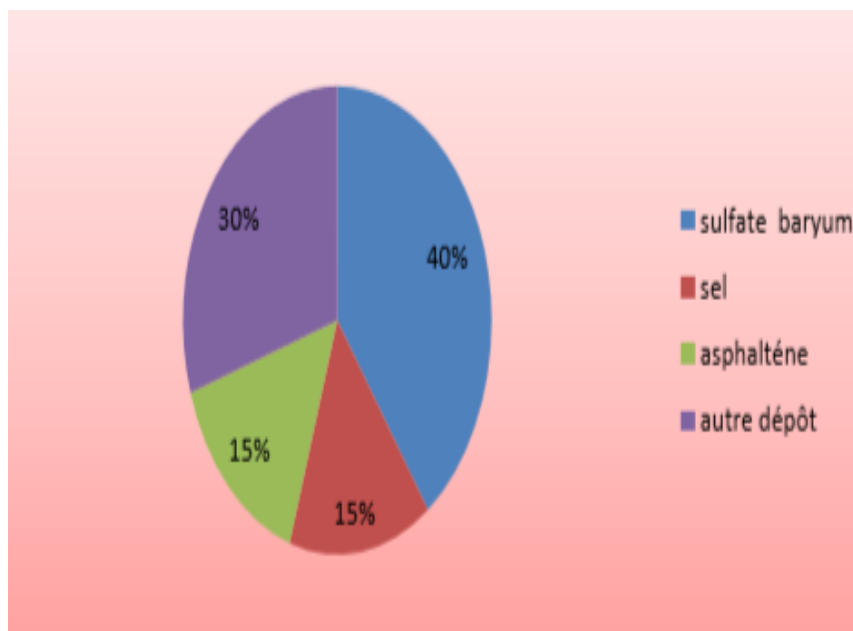


Figure IV.4 : Type des dépôts dans le puits MD 525.

IV.3.2. Les données du puits :

Le puits souffre des dépôts de sulfates de baryum dans le tubing 4 ”^{1/2} et aux abords du puits causant une diminution du débit de production, Plusieurs d’opérations ont été faites afin d’identifier ce problème et ses conséquences sur la production :

- ✓ Echantillonnage des dépôts.
- ✓ Test de Jaugeage.

A/ Analyses des dépôts :

Tableau IV.7 : Résultats d'analyses des dépôts récupérés.

| Puits | Lieu d'échantillonnage (cote) | Date Echantillonnage | Résultats |
|--------|---------------------------------------|----------------------|--|
| MD 525 | récupéré à la côte 2613-2633m par SNB | 31/03/2013 | 65.2% BaSO ₄ , 4.8% Perte par calcination (Matières organiques) 30% sels(NaCl) Reste : produits de traitement. |
| MD 525 | au niveau de la galette. | 14/11/2013 | 77% BaSO ₄ 12% SiO ₂ 2% sels |
| MD 525 | Extérieur CCE | 12/12/2017 | 43,8% siliceSiO ₂ , 43,44 BaSO ₄ , 8,3 % sels et 3,4 % CaSO ₄ |

✓ D'après l'échantillonnage des dépôts au laboratoire, on peut constater que le dépôt BaSO₄ occupe une grande partie avec un pourcentage plus que 50 %.

B/ Test de Jaugeage :

Tableau IV.8 : Résultats des tests de Jaugeage.

| Date de mesure | Duse (mm) | Q Huile (m ³ /h) | GOR (sm ³ /sm ³) | Pression (Kg/cm2) | | | T huile (°c) | Débit Eau récupérée (l/h) |
|----------------|-----------|-----------------------------|---|-------------------|------|-------|--------------|---------------------------|
| | | | | Tête | Pipe | Sép | | |
| 30/03/2018 | 18 | 3.15 | 1062 | 57.3 | 83.2 | | 16 | 1770 |
| 15/09/2018 | 18 | 1.97 | 1033 | 36.8 | 13.7 | 13.46 | 32 | 1200 |
| 23/11/2018 | 18 | 3.71 | 1033 | 36.8 | 13.7 | 13.46 | 26 | 795 |
| 17/02/2019 | 18 | 3.07 | 1048 | 35.2 | 16.4 | | 4 | 2070 |
| 16/05/2019 | 18 | 1.77 | 2082 | 35.8 | 13.1 | 3.87 | 34 | 1450 |
| 19/07/2019 | 18 | 2.15 | 2055 | 35 | 14 | 7.65 | 38 | 2200 |
| 21/09/2019 | 18 | 1.37 | 2589 | 30 | 14.5 | 6.63 | 37 | 2000 |
| 01/11/2019 | 18 | 1.58 | 2484 | 32 | 13 | 7.14 | 25 | 800 |
| 13/12/2019 | 18 | 1.97 | 1680 | 35 | 14.3 | 5.3 | 32 | 1450 |
| 20/01/2020 | 18 | 2.59 | 1346 | 40 | 13 | 5.71 | 19 | 2200 |

- **Interprétation de test de jaugeage :**

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

- Le débit de production n'est pas stable durant la période (30/03/2018 jusqu'à le 19/07/2019) à cause l'impact des dépôts de sulfates de baryum dans le tubing et aux abords du puits.
- Une augmentation excessive de débit de 1.37 m³/h jusqu'à 2.59 m³/h correspond à une différence de 1.22 m³/h ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des traitements chimiques par l'inhibiteur AD 32 durant cette période.

- **Discussion et recommandations :**

D'après l'interprétation des résultats de test de Jaugeage, On peut dire que les traitements chimiques par l'inhibiteur AD 32 ont provoqué une légère amélioration de production, Dans ce cas nous recommandons :

- Il faut bien contrôler la concentration de l'inhibiteur AD 32 par des prélèvements des échantillons constamment.
- Installer l'outil ENMAX sur la ligne de production du puits pour minimiser le maximum des sulfates de baryum.
- Cette action catalytique va maintenir les particules en suspension et empêche les ions de se lier les uns aux autres pour former des écailles, des dépôts de paraffine.
- Cette action décomposera également le dépôt de paraffine ou d'écailles existant et s'échappera avec les fluides.

IV.3.3. Traitement du puits par dispositif de prévention (ENMAX) :

ENMAX est un dispositif de prévention utilisé spécialement pour les dépôts de sulfates de baryum qui était installé sur la ligne d'écoulement de 8 pouces du puits MD 525.

L'évaluation des dispositifs de prévention du sulfate de baryum ENMAX 8 " inclut les résultats des échantillons analyses qui ont été effectuées en amont et en aval du dispositif anti dépôt. Il comprend également analyse des coupons d'échelle en amont et en aval du dispositif ENMAX avec la visuelle inspection avant d'installer et de démonter l'appareil.



Figure IV.5 : Outil ENMAX. [22]

IV.3.3.1. Objectif de traitement :

L'objectif de l'outil ENMAX est éliminer ou minimiser au maximum les dépôts de sulfates de baryum le long de la ligne du puits, c'est-à-dire casser la liaison ioniques entre le sulfate SO_4^{-2} et le baryum Ba^{+2} .

IV.3.3.2. Le principe de fonctionnement d'ENMAX :

ENMAX comprend neuf métaux dissemblables tels que le cuivre, le zinc et le nickel, etc....qui peuvent former un catalyseur spécial.

Lorsque les fluides traversent des unités CPRS, les métaux permettent un changement du potentiel électrostatique des fluides et produisent un effet de polarisation sur le liquide moléculaire et réduisent la liaison entre les ions négatif et positif et également entre les particules de suspension.

IV.3.3.3. Description du circuit de test ENMAX :

Le circuit est un réseau de collecte d'huile de la tête du puits jusqu'au MFD, Satellite et/ou jonction des lignes avec d'autre lignes des puits.

Pour le bon déroulement du test il faut installer les coupons dans le by-pass au moins 15 m avant l'outil ENMAX et vers la fin de la ligne.

- Cette action catalytique va maintenir les particules en suspension et empêche les ions de se lier les uns aux autres pour former des écailles, des dépôts de paraffine.
- Cette action décomposera également le dépôt de paraffine ou d'écailles existant et s'échappera avec les fluides.

IV.3.3.4. Moyens et méthodes utilisés :

- **Les coupons de dépôt :**

Emplacement des coupons de dépôt en amont et aval de l'outil ENMAX plus loin possible pour étudier la déposition des dépôts.

- **Les manchettes de dépôts :**

Emplacement des manchettes propres avant le démarrage de test au niveau des by-pass destiné pour l'anti-dépôts.

- **Contrôles physico-chimiques :**

- Ouverture des manchettes et enlèvement des coupons pour l'analyse visuelle de l'état de surface des manchettes et coupons chaque 21 jours.
- analyse des dépôts récupérés au niveau des coupons et les manchettes.
- Suivi concentration de l'anti-dépôt (AD 32) à l'entrée (pompe BSB) et sortie des pièges à eau à une fréquence de deux fois par semaine.



Figure IV.6 : Installation de l'outil ENMAX sur la ligne du puits MD 525. [22]

IV.3.3.5. Evaluation du traitement :

Une sortie de travail (Démontage et montage de l'outil ENMAX) a été faite le 23/06/2019 au niveau du puits MD 525 pour voir l'état et l'efficacité de l'outil ENMAX.

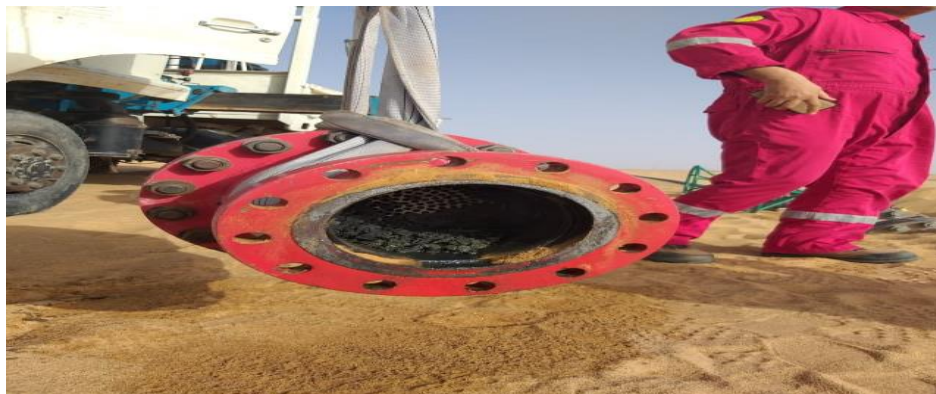


Figure IV.7 : Démontage de l'outil ENMAX. [22]



Figure IV.8 : Dépôt en amont ENMAX. [22]



Figure IV.9 : Dépôt en aval ENMAX. [2]

- **Interprétation :**

Après la comparaison entre les résultats d'analyses des dépôts récupérées du puits MD 525 au niveau l'outil ENMAX on observe :

- Une grande quantité des dépôts du $BaSO_4$ en amont de l'ENMAX.
- Une petite quantité des dépôts du $BaSO_4$ en aval de l'ENMAX.

Tableau IV.9 : Résultats d'Analyses des dépôts.

| Puits | Lieu d'échantillonnage (cote) | Date Echantillonnage | Résultats |
|-----------|----------------------------------|-------------------------|---|
| MD 525 | Outil ENMAX Amont | 23/06/2019 | 68,25 % $BaSO_4$, 18,45 % SiO_2 , 6 % $CaSO_4$, 1% $MgSO_4$ et 3 % sels (NaCl) +5 % Fes |
| MD 525 | Outil ENMAX Aval | 23/06/2019 | 42,6 % $BaSO_4$, 44 % SiO_2 , 42,3% $CaSO_4$, 1% $MgSO_4$ et 5 % sels (NaCl) +3,4 % Fes |

IV.3.4. Comparaison entre l'utilisation de l'outil ENMAX et les inhibiteurs :

Après l'étude du puits MD 525, on a fait une comparaison entre les deux méthodes utilisées pour traiter le problème des dépôts de sulfates de baryum.

Tableau IV.10 : Comparaison entre l'outil ENMAX et les inhibiteurs.

| | ENMAX CPRS | l'inhibiteur |
|-------------------------------|------------------|---------------------|
| Efficacité | 80% | 50% |
| Solution | Curatif | Préventif |
| La durée de la vie | Illimité | Limité |
| Installation | Facile | Injection difficile |
| Température de solidification | Jusqu'à 700 °C | -5 °C |
| Nature | Plusieurs métaux | Phosphonates |

D'après le tableau on peut conclure les points suivants :

- ENMAX est plus efficace que les inhibiteurs.
- L'outil ENMAX est utilisé pour éviter la création des dépôts et pour éliminer les dépôts déjà existants par contre les inhibiteurs utilisés juste pour éviter la création des dépôts.
- La durée de vie d'ENMAX varie entre 5 à 10 ans mais les inhibiteurs temporaires.
- L'injection des inhibiteurs demande des installations et des équipements mais ENMAX installe facilement soit dans les réseaux ou au fond de puits.
- ENMAX peut fonctionner dans toutes les conditions (températures, pression...) mais les inhibiteurs puisqu'ils sont des matières chimiques disposent des conditions limites.

Conclusion et recommandations

Conclusion et recommandation

La formation des dépôts de sulfates de baryum constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à l'injection d'eau dans les réservoirs au cours de l'exploitation qui a créé une incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de formation. Subséquemment, il a créé la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le bouchage des tubes et des installations de production sont quelques-unes de ses conséquences.

Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, Les données du puits (Test de Jaugeage, Test Build up) qui accentuent les dépôts, ainsi que Les dernières opérations et des types d'endommagement.

Notre projet de mémoire qu'on a effectué sur les dépôts de sulfates de baryum dans le champ de HMD, Ainsi on a fait une comparaison entre les résultats obtenus après l'utilisation des inhibiteurs (inhibiteur AD 32) et les résultats de l'outil ENMAX.

Cette étude nous permet de mieux comprendre ces techniques et d'arriver aux synthèses suivantes :

- L'inhibiteur AD 32 est efficace contre les dépôts de sulfates de baryum et il donne des bons résultats de traitement du puits MD 480 et MD 525.
- Installation de l'outil ENMAX donne des excellents résultats pour le puits MD 525.
- L'outil ENMAX est plus efficace que l'inhibiteur AD 32.

Afin d'éliminer et retarder la déposition des sulfates de baryum et dans le but de parvenir à une meilleure productivité dans le puits MD 480 et MD 525 nous recommandons de tenir en compte les points suivants :

- Effectuer un test Build Up pour déterminer la pression du réservoir, skin, perméabilité, limites du réservoir, longueur de fracture
- Effectuer un scale blaster au niveau des perforations, plus un traitement de la matrice au reformat pour éliminer la majeure partie du $BaSO_4$.

Références bibliographiques

- [01] BOUKELMOUNE Omar el Isslem et BOUAOUNE Sara, TAMMA Sabrina « Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfate de baryum dans le champ HGA » mémoire 2 ème master production, Université de Ouargla, **2017**.
- [02] AKABLI Abdelhamid et ALEM Ibrahim, HAIBAOUI Mohammed production Thème « Analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum dans le champ de Hassi-Messouad », Mémoire 2 ème master, Université de Ouargla, **2018**.
- [03] ARBAOUI Mostapha et 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 ème master Université de Ouargla, **2017**.
- [04] AMARA Abdel Basset et BEN Abderrahmane Younes, BEN CHEIKH Marouan « Étude de précipitation et solubilisation des asphaltènes dans le champ HMD » Mémoire 2 ème master Université de Ouargla, **2016**.
- [05] BENZAOUI ZIDANE « Stimulation par acidification aux puits OMK 842, MD 414, OMJ 711» Mémoire 2 ème master Université de Ouargla, **2013**.
- [06] KACI Yacine « Scale Blaster & Tube Clean Reformat Treatment through 2''7/8 CCE OMM 32 (Zone 1A - Complexe) », STIMULATION PROGRAM, EP HASSI MESSAOUD.
- [07] BELKADA Khadija « étude et évaluation de la fracturation hydraulique du puits RDC9 », Mémoire de fin de formation, IAP ,**2018**.
- [08] LEMBARKI Ali « L'impact des dépôts sur la production » mémoire de fin de Formation, IAP, **2017**.
- [09] BENCHAA Abderrahmane et OUBIRA Anouar « étude de problème des asphaltènes caractérisant dans la zone 1(champ de Hassi Messaoud) », Mémoire 2 ème master, **2017**.
- [10] BOUTERCHA Hanane, LAHBIL Nassira « Les problèmes de récupération secondaire de pétrole en Algérie étude de cas du champ HMD » mémoire 2 ème master production, Université de Ouargla, **2016**.
- [11] ALIA Khaoula et CHENGUEL Rym « Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud » Mémoire 2 ème master, Université d'El Oued **2014**.
- [12] ZERROUK Lalmi. « Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétrolières dans la région OURHOUD », Mémoire de magister Université de Ouargla, **2008**.

Références bibliographiques

[13] MEDDAHI khalida, « Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt », Mémoire de Magister, Boumerdes, **2014**.

[14] LARBAOUI Karima Djalal « Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique », thèse de doctorat, Boumer des ,**2017**.

[15] CHRISTIAN Roque «Prévention et inhibition des dépôts de sulfate dans les Installations pétrolières « Une application sur un champ saharien » IFP France.

[16] Zebiri hassina « L'impact des dépôts organiques et inorganiques sur la production » *Mémoire projet d'induction*, IAP, **2017**.

[17] Rondon V.C, Étude Des Mécanismes de libération D'actifs Nanodisperses. Application Au Traitement De Puits, thèse de doctorat, Université Bordeaux I, Décembre ,**2010**.

[18] Environmental Science and Technology 33(16) · July **1999** with 655 Reads.

[19] Article scientifique, (production d'eau d'injection et récupération assistée du pétrole).

[20] Gillow, J., M. Hay and J. Horst, **2014**. In Situ Sulfate Mine Water Treatment – Practical Engineering in the Field.

[21] M.HMAMD, rapport les analyse de échantillonne l'laboratoire, SONATRACH **2008**.

[22] PV de sortie MD 525 « Démontage et Montage de l'outil ENMAX » EP HASSI MESSAOUD, le **23/06/2019**.

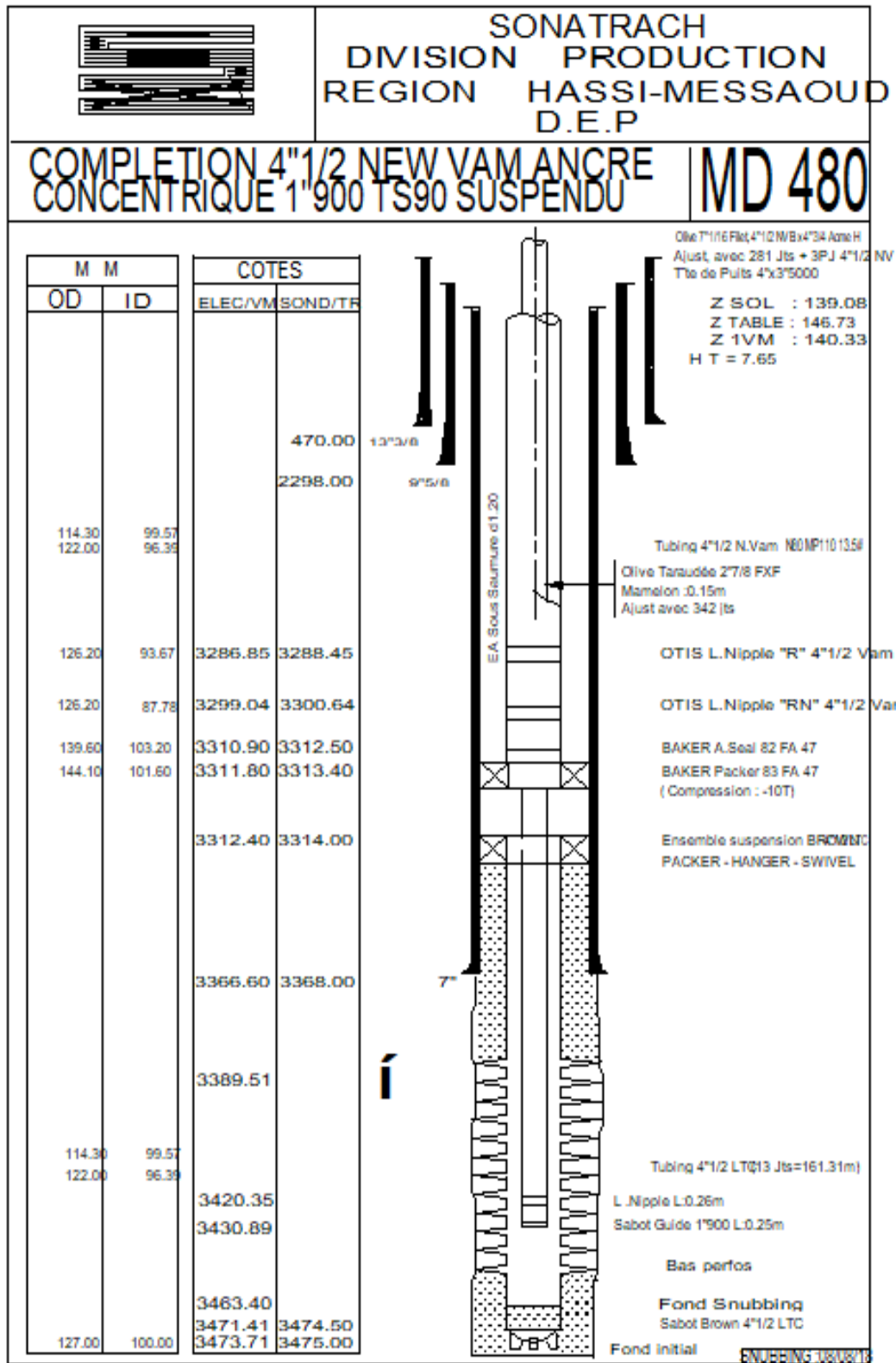


Figure A.1 : La fiche technique du puits MD 480.

Annexe

| COMPLETION Du : MD525 | | | |
|-----------------------|------------|------------|---------------|
| Date Début | Date Fin | Completion | Liaison Trou |
| 15/07/2000 | 27/07/2000 | ANCRE | LINER_CIMENTE |
| Composant | Top | Bottom | Diametre |
| TUBING | .18 | 9.05 | 4"1/2 |
| PUP_JOINT | 9.05 | 10.91 | 4"1/2 |
| TUBING | 10.91 | 3348.55 | 4"1/2 |
| TUBING | 3348.23 | 3360.75 | 4"1/2 |
| LANDING_NIP PLE | 3348.55 | 3348.78 | 4"1/2 |
| TUBING | 3360.38 | 3372.98 | 4"1/2 |
| LANDING_NIP PLE | 3360.75 | 3360.38 | 4"1/2 |
| ANCHOR_SEAL | 3372.98 | 3373.95 | 5.135 |
| PACKER | 3374.18 | 3374.95 | 5.687 |
| LINER_PACK n | 3377.18 | 3379.62 | 5"500 |
| LINER_HANG n | 3379.62 | 3381.02 | 4"1/2 |
| LINER_SWIVE l | 3382.96 | 3381.02 | 4"1/2 |
| TUBING | 3446.9 | 3382.96 | 4"1/2 |
| LANDING_COL LAR | 3447.18 | 3446.9 | 4"1/2 |
| SABOT_GUIDE | 3468.66 | 3468.96 | 4"1/2 |
| TUBING | 3468.96 | 3447.18 | 4"1/2 |

Figure A.2 : La fiche technique du puits MD 525

