

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

Mokhtari Romaisa, Zouache Loubna

-THEME-

Contribution au traitement des sulfates de baryum par AD32 et stabilisation par l'utilisation des résines

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

Jury :

Président : **Gareh Salim**

Univ. Ouargla

Encadreur : **Med Ali Arbaoui**

Univ. Ouargla

Examineurs : **Lebtahi Hamid**

MCB

Univ. Ouargla

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience

Pour terminer ce modeste travail.

Nous exprimons toute notre gratitude à Mr Arbaoui Med Ali pour la confiance qu'il nous a témoignée en acceptant de suivre ce thème, ses conseils, son sérieux

Et sa disponibilité.

Nous remercions Mr Dobbi Abd El Madjid pour tous leurs efforts et leurs encouragements fournis durant la réalisation de ce travail.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus universitaire.

Sans oublier de remercier toutes les personnes qui nous ont aidés, pour réaliser ce travail de près ou de loin

Ainsi que tous nos amis.

Merci à tous

Dédicace

*Je tiens à dédier ce modeste travail à :
La source de ma naissance, à ceux qui ont veillé sur
moi depuis mon enfance jusqu'à ce jour, à ceux qui
m'ont pas cessé de m'encourager et de me soutenir,*

ma mère et mon père ;

Que Dieux les protège et les bénisse ;

À mes chères sœurs ;

À tous mes amis surtout Loubna

*À tous mes camarades de la promotion 2015 avec
lesquels nous avons partagés des moments
inoubliables ;*

À tous ceux qui m'ont encouragé dans ma vie ;

À tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

Romaissa

Dédicace

Je dédie ce travail à A ceux qui m'ont encouragé et soutenu pendant les moments les plus difficiles et durant toute ma vie.

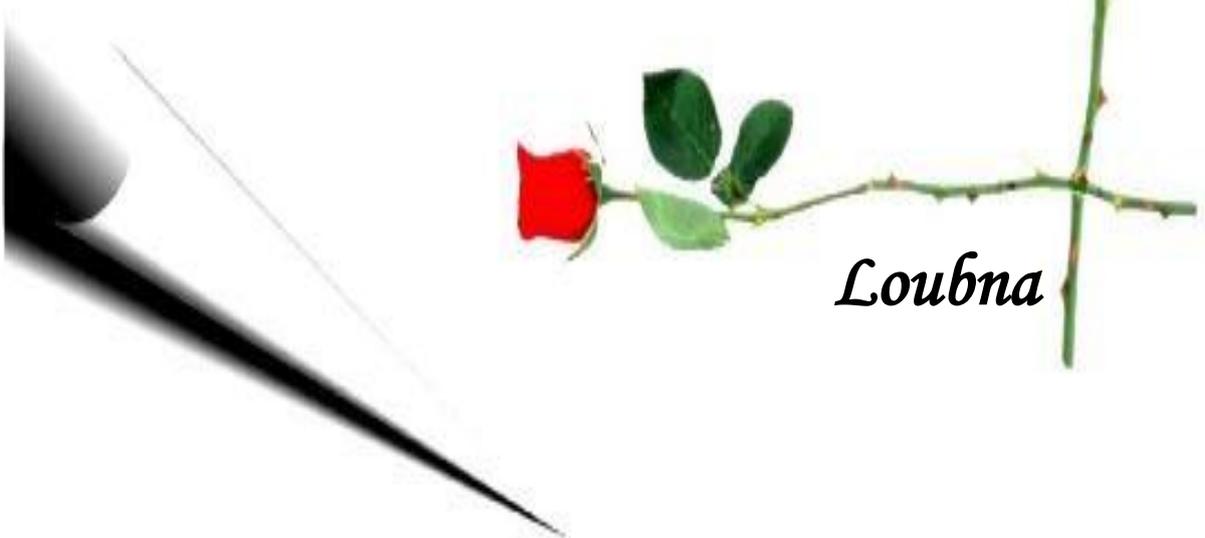
A ma très chère mère et à mon très cher père ;

A mes sœurs : Issmahan et Khaoula;

A mes chers frères : sifeddine et Adem ;

À mes enfants : Amir et Oussaid ;

Toutes mes amies et surtout : Romaissa.



Loubna

Résumé

Le dépôt de sulfate de baryum pose beaucoup de problèmes au niveau des puits pétroliers et des installations de production et au niveau de réservoir. Ce dépôt se compose principalement par l'incompatibilité entre les eaux de gisement et les eaux d'injection. L'objectif principal de ce travail est d'étudier le traitement préventif de BaSO₄ par deux méthodes : la première méthode est l'inhibiteur AD32, c'est la solution la plus utilisée dans le champ HMD mais cette méthode n'est pas efficace, et la deuxième méthode c'est la désulfatation des eaux d'injection par les résines anioniques qui permettent la technique d'échange ionique avec les anions de sulfates dissout dans l'eau d'injection, et découvrir la capacité totale de ces résines, l'étude a été réalisée au niveau de laboratoire de traitements des eaux. Après le traitement des eaux d'injection nous avons constaté que la prévention par les résines est la seule solution efficace utilisée pour éviter la formation des sulfates de baryum.

Les mots clés: Dépôt, BaSO₄, sulfates de baryum, l'incompatibilité, inhibiteur AD32, traitement préventif, les résines anioniques, échange ionique, capacité totale.

ملخص

يشكل راسب كبريتات الباريوم العديد من المشكلات على مستوى ابار النفط و منشآت الإنتاج وعلى مستوى الخزان. هذا الراسب يتشكل أساساً من عدم التوافق بين مياه الحقن ومياه الخزان. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو دراسة العلاج الوقائي لـ BaSO₄ بطريقتين: الطريقة الأولى هي مثبط AD32، وهو الحل الأكثر استخداماً في حقل HMD لكن هذه الطريقة ليست فعالة، والطريقة الثانية هي إزالة كبريتات مياه الحقن بواسطة الراتنجات الأنيونية التي تسمح بتقنية التبادلات الأيونية مع أنيونات الكبريت الذائب في ماء الحقن، واكتشاف القدرة الكاملة لهذه الراتنجات، الدراسة قمنا بها على مستوى مخبر لمعالجة مياه. بعد معالجة مياه الحقن وجدنا أن الوقاية بالراتنجات هي الحل الفعال لمنع تشكل كبريتات الباريوم.

كلمات المفتاحية: الراسب، BaSO₄، كبريتات الباريوم، عدم التوافق، المثبط AD32، علاج وقائي، الراتنجات الأنيونية، التبادل الأيوني، السعة الكلية.

Abstract

Barium sulphate deposits pose many problems for oil wells and hydrocarbon production and processing facilities and reservoir. This deposit is formed, when the water injected for the recovery of hydrocarbons is incompatible with the reservoir water. The main objective of This work is to study the preventive treatment of BaSO₄ by two methods: the first method is the AD32 inhibitor it is the most used solution in the HMD field but this method is not effective, and the second method is the desulfation of the injection water by anionic resins which allow the technique of ion exchange with anions of sulfates dissolved in the injection water, and discover the total capacity of these resins, The study was carried out at laboratory level of water treatment. After the treatment of the injection water we found that Prevention by resins is the only effective solution used to prevent the formation of Barium sulphate.

Keywords: Deposit, BaSO₄, Barium sulphate, incompatibility, AD32 inhibitor, preventive treatment, anionic resins, ion exchange, total capacity.

Tableau des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	IV
Tableau des Matières	V
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	IX
Liste des abréviations	X
Introduction	1

Chapitre I : Différents dépôts minéraux

I.1. Les principaux types de dépôts de sels minéraux	03
I.1.1. Les sels solubles	03
I.1.2. Les sels peu solubles	03
I.1.3. Les sels insolubles	04
I.2. Les principales causes de formation des dépôts	06
I.2.1. Etude d'incompatibilité des eaux	07
I.3. La prévision de formation des dépôts	08
I.4. Les principaux paramètres influant sur la formation des dépôts	08
I.5. Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers	09
I.6. Détection et suivi des dépôts	10

Chapitre II : Déposition et traitement des sulfates de baryum

II.1. L'origine des sulfates de baryum	11
II.2. Caractéristiques des sulfates de baryum	11
II.2.1. Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum	11
II.3. Structure cristalline du sulfate de baryum	11
II.4. Solubilité du BaSO ₄	12
II.5. Etapes de formation de dépôts sulfate de baryum	12
II.5.1. Période de germination	12

II.5.2. Période de croissance cristalline	12
II.6. Localisation des dépôts de sulfate baryum	13
II.7. Traitement préventif de sulfate de baryum	13
II.7.1. Désulfatation des eaux d'injection	13
II.7.1.1. Le procédé soustractif	13
II.7.1.2. La Nanofiltration (NF)	14
II.7.1.3. L'Osmose inverse (OI)	14
II.7.1.4. Par résines échangeuses d'ions	14
II.7.1.4.1. Définition et principe de l'échange d'ions	14
II.7.1.4.2. Structure des échangeurs d'ions	15
II.7.1.4.3. Différents types des échangeurs d'ions	15
II.7.1.4.4. Capacité totale des résines « pouvoir d'échange »	16
II.7.1.4.5. Description d'un échangeur d'ions	16
II.7.1.4.6. Régénération des échangeurs d'ions	17
II.7.1.4.6. Différentes applications des résines	17
II.7.2. Le procédé additif (par Injection Continue d'un inhibiteur)	17
II.7.3. Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation	18
II.7.4. Les inhibiteurs	18
II.7.4.1. Définition	18
II.7.4.2. Propriétés des inhibiteurs	18
II.7.4.3. Types d'inhibiteurs	19
II.7.4.4. Les mécanismes d'action des inhibiteurs	19

Chapitre III : Traitement des dépôts de sulfate de baryum par l'inhibiteur AD32

III.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud	21
III.2. Analyse des dépôts	21
III.3. Traitement chimique par l'inhibiteur AD32	22
III.4. Etude des Puits MD411 et ONIZ432	23
III.4.1. Cas du Puits MD411	23
III.4.1.1. Historique du puits MD411	23
III.4.1.2. Les données du puits MD411	23
III.4.1.3. Les Dernières opérations du puits MD411	24

III.4.1.4. Problème et type d'endommagement du puits MD411	24
III.4.1.5. Interprétation des résultats	26
III.4.2. Cas du Puits ONIZ432	26
III.4.2.1 Historique du puits ONZ432	26
III.4.2.2. Les données du puits ONIZ432	26
III.4.2.3. Les dernières opérations du puits ONIZ432	27
III.4.2.4. Problème du puits ONIZ432	27
III.4.2.5. Interprétation des résultats	29
III.5. Efficacité de Traitement	29

Chapitre IV : Traitement des dépôts de sulfate de baryum par l'utilisation des résines

IV.1. Caractérisation des échantillons	31
IV.2. Analyse chimique des eaux	32
IV.3. Traitement de l'eau d'injection (albien) par les résines (échangeuses d'ions)	37
IV.4. Résultats et discussions	39
IV.5. La capacité maximale ou totale des Résines SP R10	43
IV.6. Comparaison entre les résines et Les inhibiteur	46
Conclusion	48
Recommandations	49
Bibliographies	50
Annexes	53

Liste des figures

Figure I.1 : Dépôt de chlorure de sodium	03
Figure I.2 : Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites	04
Figure I.3 : Dépôts de CaSO ₄ dans une pipe de pétrole	04
Figure I.4 : La Célestine est une espèce minérale composée de sulfate naturel de strontium de formule SrSO ₄ avec des traces de Ba, Ca	05
Figure I.5 : Cristaux du BaSO ₄ .	06
Figure II.1 : Structure cristalline du sulfate de baryum	11
Figure II.2 : Les emplacements possibles de déposition de sulfate de baryum	13
Figure II.3 : Principe de l'échange d'ions.	14
Figure II.4 : Echangeur d'ions	16
Figure II.5 : Principe de régénération d'un échangeur d'ions	17
Figure II.6 : (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance.	20
Figure III.1 : dépôt récupéré à l'entrée de séparateur ZCINA	21
Figure III.2 : L'inhibiteur de dépôt AD32	22
Figure III.3 : Station de traitement d'eau par des produits chimique	23
Figure III.4 : type des dépôts dans puits MD411	25
Figure III.5 : Carte de positionnement de puits ONIZ432	26
Figure III.6 : type des dépôts dans puits ONIZ432	28
Figure IV.1 : Image représente l'eau d'injection dans une fiole.	32
Figure IV.2 : Image représente l'étape d'addition d'acide.	33
Figure IV.3 : Image représente l'étape de chauffage des réactifs.	33
Figure IV.4 : Image représente l'étape d'addition de BaCl ₂ .	33

Figure IV.5: Image représente l'étape de poids de filtre.	34
Figure IV.6: Image représente l'étape de filtration.	34
Figure IV.7: Image représente l'étape de refroidissement.	34
Figure IV.8: Image représente l'étape de séchage.	35
Figure IV.9: Image représente l'étape de poids de filtre après filtration	35
Figure IV.10 : Image représente les étapes de prétraitement	37
Figure IV.11 : La variation de concentration de sulfate en fonction de volume d'eau traité	42

Liste des tableaux

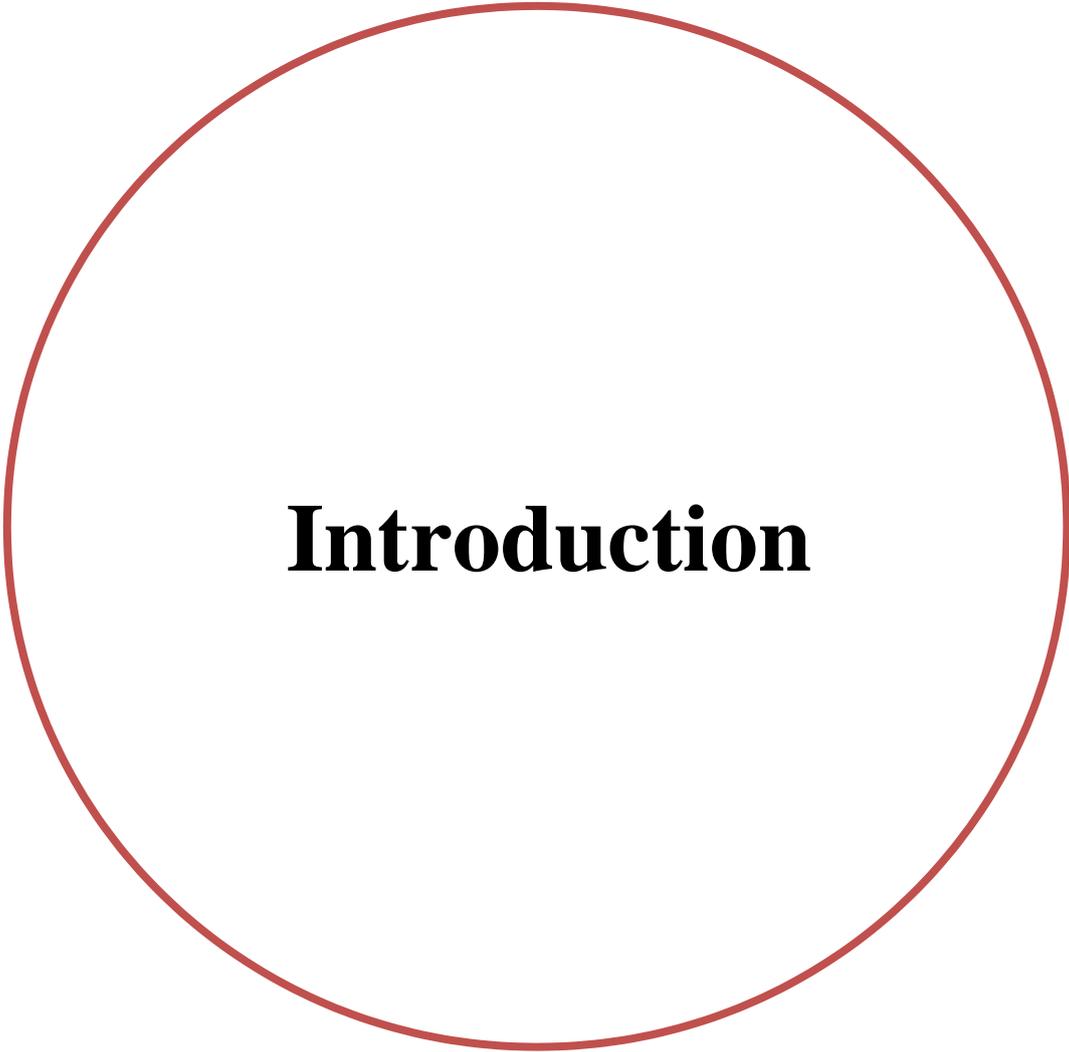
Tableau I.1 : Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate	08
Tableau II.1 : Solubilité de sulfate de baryum en fonction de température	12
Tableau II.2 : Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD32	19
Tableau III.1: les résultats d'Analyse de l'échantillon d'un dépôt de séparateur ZCINA	22
Tableau III.2 : Résultats des tests de Jaugeage	23
Tableau III.3 : Les Dernières opérations	24
Tableau III.4 : Résultats d'analyse d'un échantillon de puits MD411	24
Tableau III.5 : Résultats des tests de Jaugeage avant le traitement	25
Tableau III.6 : Résultats des tests de Jaugeage après le traitement	25
Tableau III.7: Résultats des tests de puits ONIZ432	26
Tableau III.8 : Résultats des tests de Jaugeage du puits ONIZ432	27
Tableau III.9 : Les dernières opérations de puits ONIZ432	27
Tableau III.10 : Résultats d'analyse d'un échantillon de puits ONIZ432	28
Tableau III.11 : Résultats des tests de Jaugeage avant l'opération	29
Tableau III .12 : Résultats des tests de Jaugeage après l'opération	29
Tableau IV.1: Résultats d'analyse de l'eau albien, et l'eau de gisement	35
Tableau IV.2 : Résultats d'analyses de l'eau albien après le traitement par les résines	39
Tableaux IV.3 : La charge des sulfates avant et après le traitement et la charge qui a fixée sur les résines	43
Tableau IV.4 : Comparaison entre les résines et Les inhibiteur	47

Abréviations

AD32	Anti dépôts
DST	Drill système test
E	Efficacité de traitement
FA	Les résines fortement acides
fA	Les résines faiblement acides
FB	Les résines fortement basiques
fB	Les résines faiblement basiques
HMD	Hassi Messaoud
NF	Nanofiltration
OI	Osmose inverse
Ppm	partie par million
Q_{avant}	Débit avant traitement
Q_{après}	Débit après traitement
Sep	Séparateur
SPR	Réactif particulaire en suspension

Nomenclature

Kps	Produit de solubilité	
GOR	Gas Oil Ratio	sm³/sm³
P	Pression	psi ou Kg/cm²
Q	Débit	m³/h
S	Solubilité	g/l ou mol/l
T	Température	°C
V	Volume	L ou m³



Introduction

Introduction

Introduction

Dans l'industrie pétrolière, l'exploitation d'un gisement conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits. Avec le vieillissement des gisements d'huile, les forces de compression, deviennent insuffisantes pour faire récupération de pétrole en surface. C'est pourquoi est apparue la nécessité de l'énergie dans les gisements, afin d'améliorer le taux de production. Le premier procédé utilisé est l'injection d'eau.

L'injection d'eau dans les réservoirs est le procédé la plus employée dans la récupération du pétrole, Malheureusement, dans bien des cas, il ya le problème des dépôts qui se forme aux cours de la récupération secondaire. En général, les types de ces dépôts sont "sels minéraux" et le plus fréquent dans les gisements de pétrole est les dépôts de sulfates. [1]

Le dépôt de sulfate se produit par suite du mélange d'eaux incompatibles, une eau de formation contenant des ions baryum ou de strontium ou de calcium, avec une eau d'injection sulfatée. Mais particulièrement le dépôt la plus grave est le sulfate de baryum car il s'agit d'un dépôt très compact. La barytine ($BaSO_4$) est un minéral très insoluble dans l'eau et dans les acides forts qui se dépose et s'accroche sur les parois du matériel divers d'extraction des hydrocarbures, les installations de production de fond comme de surface et quelque fois, pour la roche elle-même. [14]

Dans ce contexte, nous avons opté d'étudier le problème de dépôt de sulfate de baryum et pour cela, nous avons étudié le traitement préventif de ce dépôt par l'utilisation d'AD32 comme inhibiteur des dépôts de sulfate de baryum et par la désulfatation des eaux d'injection.

Il existe plusieurs procédés de traitement des eaux, parmi ces derniers on distingue la désulfatation des eaux par la technique d'échange ionique, ce qui supprime les ions de sulfates dissouts pour éviter les risques de formation de barytine.

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 contient des généralités sur les dépôts minéraux.

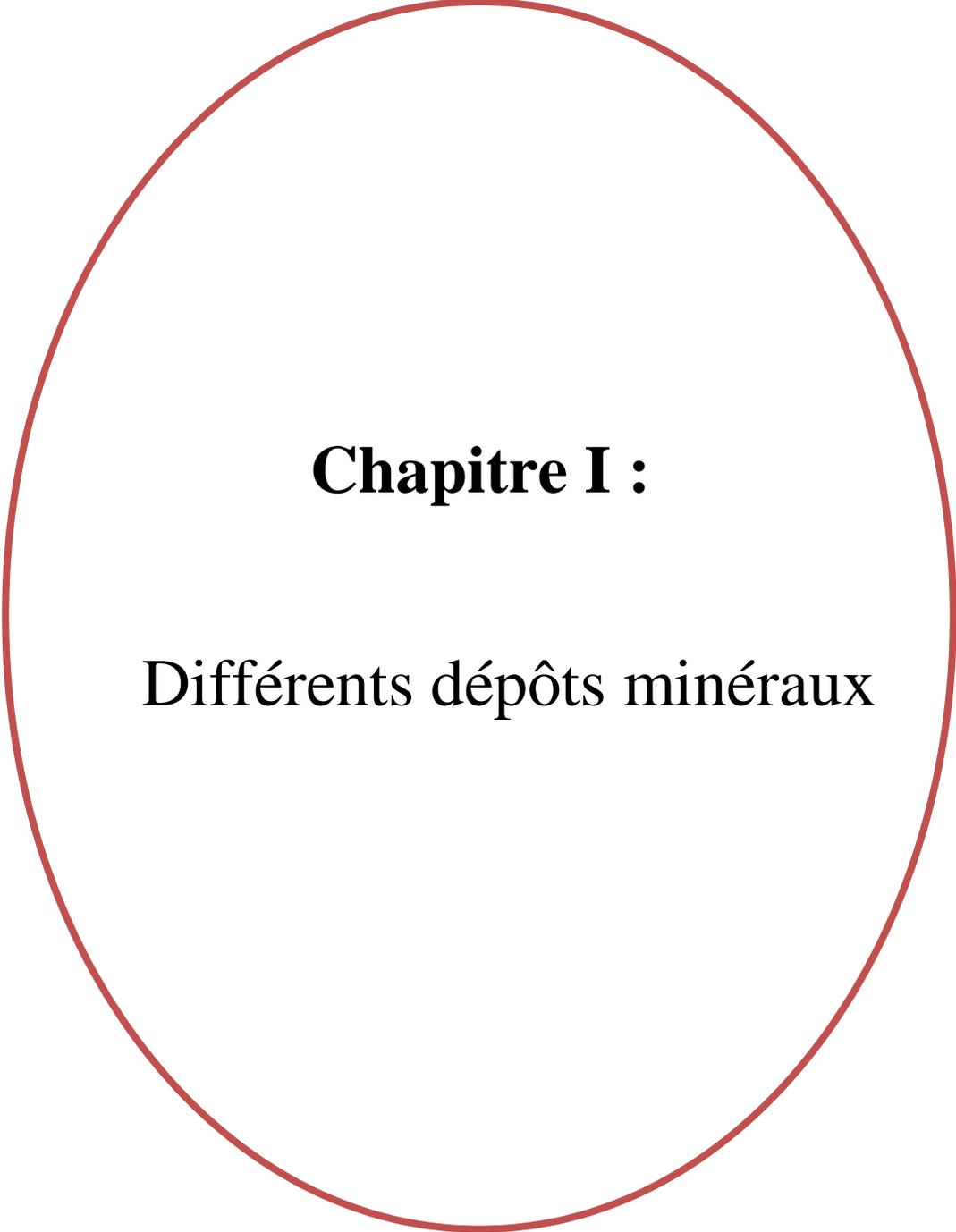
Dans le deuxième chapitre nous présentons les dépôts de sulfate de baryum, et les conditions de leur formation, ainsi les principales méthodes préventives de traitement de $BaSO_4$.

La deuxième partie composée de deux (02) chapitres : Le premier chapitre se rapporte à une étude de cas (puits MD411 et ONIZ432 à HMD) et on fait une comparaison

Introduction

entre les résultats des puits avant et après le traitement par l'utilisation de l'inhibiteur AD32.

Et dans le deuxième chapitre on fait une étude expérimentale, on procède expérience pour le traitement préventif de dépôt de sulfate de baryum par nouvelle technique d'échange ionique par les résines et nous avons utilisé cette technique pour le traitement l'eau d'Albi.



Chapitre I :

Différents dépôts minéraux

I.1. Les principaux types de dépôts de sels minéraux :

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

I.1.1. Les sels solubles :

➤ *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 Na Cl.

Les dépôts de NaCl sont les moins gênants pour les producteurs car une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts [1].

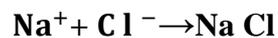
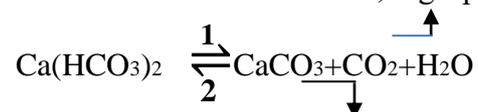


Figure I.1 : Dépôt de chlorure de sodium [1].

I.1.2. Les sels peu solubles :

➤ *Carbonate de calcium (CaCO₃)*

L'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates, régis par l'équation suivante :



Conditionne la précipitation de carbonate de calcium :

La chute de pression favorise le dégagement de CO₂, déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du CaCO₃ insoluble. [2]

L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter ; lorsque ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts (chimiques). [3]

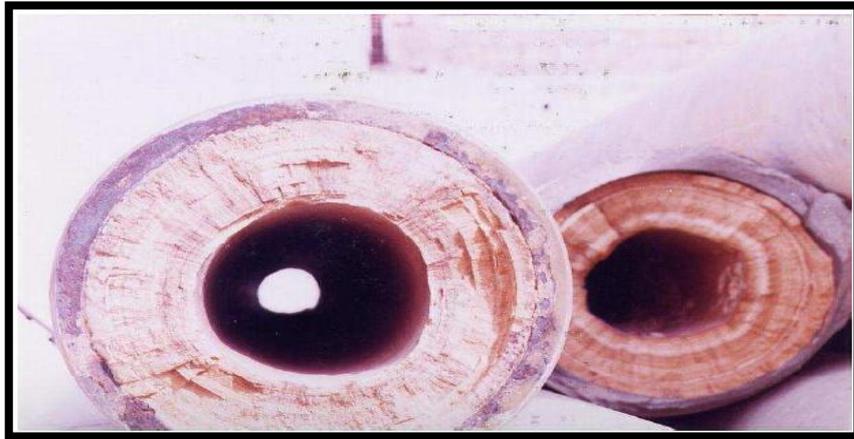


Figure I.2 : Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites [4].

I.1.3. Les sels insolubles :

➤ *Dépôts de sulfates*

Sont de trois types :

1) *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 de **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 une précipitation rapide par la suite. Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux.[5]



Figure I.3 : Dépôts de CaSO₄ dans une pipe de pétrole [6].

2) *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.

La précipitation de SrSO₄ peut se produire par :

- Évaporation de l'eau.
- L'élévation de température.
- Mélange d'eaux non compatibles.

Les dépôts de SrSO₄ sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.[7]



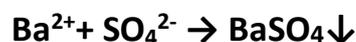
Figure I.4 : La Célestine est une espèce minérale composée de sulfate naturel de strontium de formule SrSO₄ avec des traces de Ba, Ca [8].

3) *Le sulfate de baryum (BaSO₄) :*

Le sulfate de baryum ou baryte, est un minérale très lourd. 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).

- **Les conditions de formation :**

De façon générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Eaux de gisements 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 de sulfate de baryum dans de l'eau douce est de 2 mg/l, c'est-à-dire dix fois inférieure à celle du carbonate de calcium, cent fois inférieure à celle du sulfate de strontium et mille fois inférieure à celle du sulfate de calcium.[9].



Figure 1.5 : Cristaux du BaSO₄ [10].

I.2. Les principales causes de formation des dépôts :

Les principales causes de formation des dépôts dans les champs pétroliers sont :

➤ 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. [11]

➤ 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 [12]. 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.

De façon générale, une élévation de température de 40° à 90° C provoque une augmentation de la solubilité de BaSO₄ et une diminution des solubilités de CaSO₄ et de SrSO₄. [13]

➤ **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, d'où La concentration totale des sels (sels totaux) contenus dans l'eau constitue un facteur important. [14]

➤ **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. [14]

Dans de nombreux cas, l'instabilité par rapport aux carbonates ou sulfates de calcium et 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. [15]

I.2.1. Etude d'incompatibilité des eaux :

L'eau peut être chimiquement pure, malgré ses différents composants. Elle présente un équilibre ionique entre ses cations et ses anions. En ajoutant une autre eau contenant d'autres ions, cet équilibre peut être rompu, alors on a la formation des composés insolubles qui précipitent, les eaux sont dites incompatibles. [1]

Deux eaux sont dites compatibles, si la réaction entre les composants chimiques ne donne pas au mélange des composés insolubles.

L'analyse chimique élémentaire nous permet de faire une approche théorique à travers certains paramètres physico-chimiques tels que : le produit de solubilité, la force ionique, la température et la pression. Cela consiste simplement en la mise en contact de deux eaux déterminées (eau d'injection et eau de gisement) et l'observation de ce qui se passe soit [1]:

- Electrochimique : enregistrement de la variation du pH et de la conductivité.
- Analytique (gravimétrique): filtration d'un précipité, calcination de dépôt obtenu, dosage des éléments contenus dans le filtrat.

L'étude de la compatibilité des eaux à l'échelle du laboratoire peut s'effectuer selon les conditions de surface (pression atmosphérique - 1 atmosphère - et température ambiante - 25°C), ou bien selon les conditions de fond (haute pression et haute température) [16].

I.3. La prévision de formation des dépôts :

La prévision de la formation de dépôt est possible en calculant le produit de solubilité du composé de dépôt dans une large gamme de conditions thermodynamiques. Ces conditions thermodynamiques sont essentiellement la pression et la température avec des variations des compositions chimiques des solutions. Les effets des ions, en excès dans la solution, sont les seuls à considérer pour prédire la solubilité. La solubilité indique le degré de précipitation (de dépôt) ou la capacité de formation de tartre [17].

Le calcul de solubilité est un outil extrêmement précieux, mais sa valeur exacte dépend énormément de l'expérience et de l'appréciation de l'utilisateur. Il est évident que l'acquisition de mesures significatives de solubilité est un facteur important pour la prévision de dépôt.

- **Comparaison entre les trois dépôts**

La solubilité du **BaSO₄** dans l'eau douce est de **2 mg/l**, c'est-à-dire **10** fois inférieur à celle du **CaCO₃**, **100** fois inférieur à celle du **SrSO₄** et mille fois inférieur à celle du **CaSO₄**, 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. [3]

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 BaSO₄.

Tableau I.1: Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate. [14]

Elément	BaSO ₄	SrSO ₄	CaSO ₄
Produit de solubilité K _{ps}	$1,1 \cdot 10^{-10}$	$2,8 \cdot 10^{-7}$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
Solubilité 'S' (mol/l)	$1,05 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-4}$

I.4. Les principaux paramètres influant sur la formation des dépôts :

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

- **L'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

CaCO_3 , SrSO_4 , et le CaSO_4 , mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de BaSO_4 . [14]

➤ **L'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 de BaSO_4 et CaSO_4 , par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de CaCO_3 . [14]

➤ **L'influence de pH :**

En effet, quand on est en présence d'un pH acide, l'activité de H^+ (qui a pour origine la dissociation des acides faibles comme le H_2SO_4), est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité. [7]

➤ **L'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 ; l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliées par les carrés de leurs charges. Les ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition. [14]

I.5. Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers [14] :

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.
- ✓ 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.6. Détection et suivi des dépôts [1] :

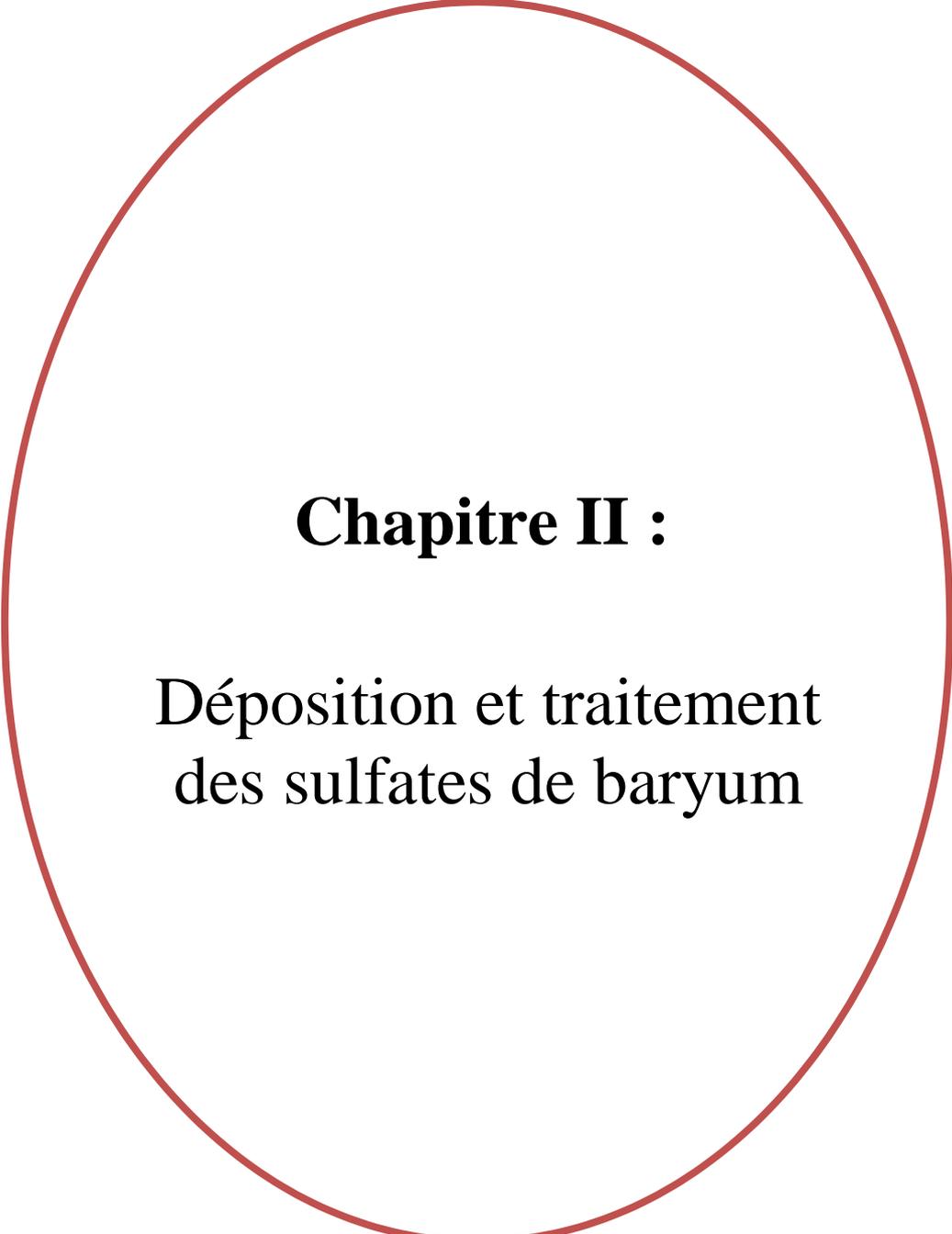
Pour assurer les meilleures conditions de production, après avoir complété et raccordé le puits au réseau de production, une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux fois par semaine)

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.

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).



Chapitre II :

Déposition et traitement
des sulfates de baryum

II.1. L'Origine des sulfates de baryum

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir ou à la surface (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. [18]

II.2. Caractéristiques des sulfates de baryum

II.2.1. 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. [19]

II.3. Structure cristalline du sulfate de baryum

Les cristaux de 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 co-précipiter. Par contre le CaSO_4 est orthorhombique, monoclinique à mailles très différentes de celles du BaSO_4 et du SrSO_4 . [14]

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 :

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

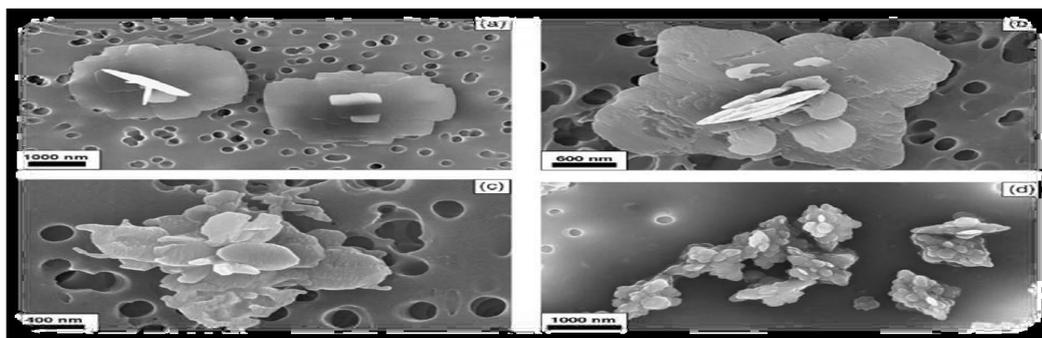


Figure II.1 : Structure cristalline du sulfate de baryum [18].

II.4. Solubilité du BaSO₄

La solubilité est la quantité maximal de produit qui l'on peut dessouder a une T déterminer dans une quantité de slavon elle était exprimée. La solubilité s'exprime en **g/L** ou en **mol/L**.

La solubilité du **BaSO₄** 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 Sulfate de baryum dans l'eau distillée [14].

Tableau II.1 : Solubilité de sulfate de baryum en fonction de température [14].

T (°C)	0°	10°	18°	30°	50°
BaSO₄ (mg/100ml)	0.115	0.20	0.226	0.285	0.336

II.5. Etapes de formation de dépôts sulfate de baryum

II.5.1. Période de germination

La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions (par exemple Ba⁺² et SO₄⁻²) ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractériser 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
- Hétérogénéité (induite) par les particules étrangères ou des impuretés dissoutes dans le système. [7]

II.5.2. 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. [7]

II.6. Localisation des dépôts de sulfate baryum

La précipitation de sulfate baryum (BaSO_4) n'est 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 [20].

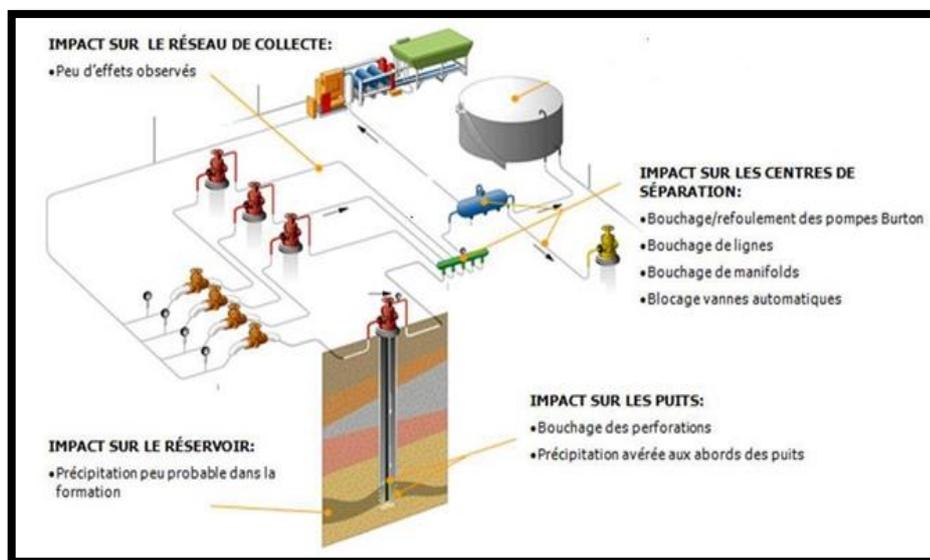


Figure II.2 : Les emplacements possibles de déposition de sulfate de baryum [3].

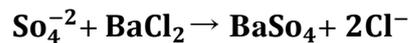
II.7. Traitement préventif du sulfate de baryum

II.7.1. 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} . 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 procédé soustractif, des unités SRU (Sulfate Removal Unit) constituées des membranes de nanofiltration / osmose inverse ou par les résines échangeuses d'ions [21].

II.7.1.1 Le procédé soustractif

Pour élimination des ions formateurs de 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 [14]:



II.7.1.2 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.[22]

II.7.1.3 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

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.[21]

II.7.1.4 Par résines échangeuses d'ions

II.7.1.4.1. Définition et principe de l'échange d'ions

Les échangeurs d'ions sont des substances granulaires insolubles, comportant dans leur structure moléculaire des radicaux acides ou basiques susceptibles de permuter, sans modification apparente de leur aspect physique, et sans altération ou solubilisation, les ions positifs ou négatifs, « fixés » sur ces radicaux, contre des ions de même signe se trouvant en solution dans le liquide à leur contact. [23]

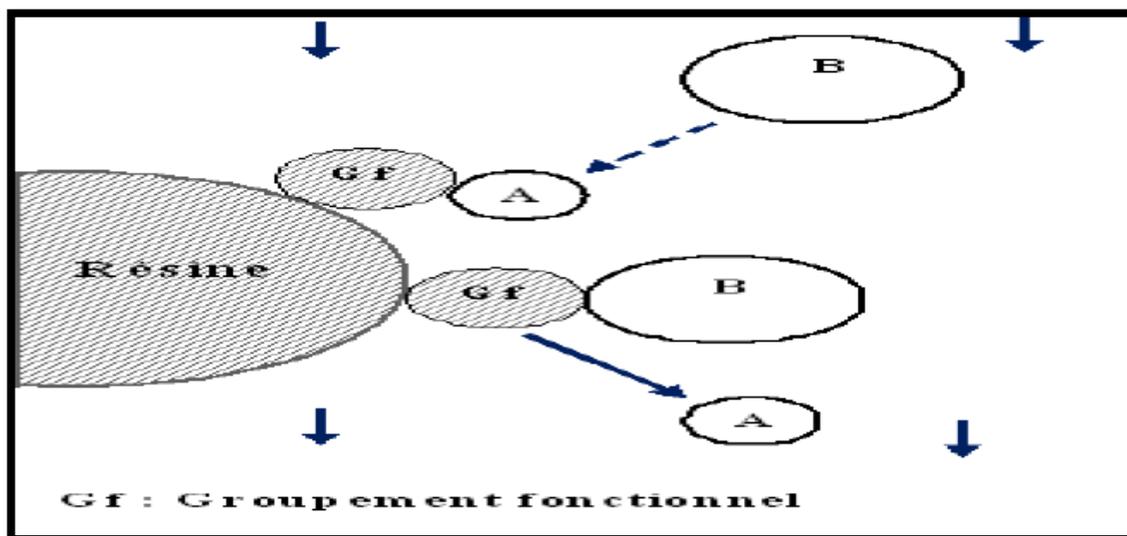


Figure II.3 : Principe de l'échange d'ions [23].

II.7.1.4.2. Structure des échangeurs d'ions [24]

La matrice solide est généralement un composé de type copolymère réticulé, en général à base de polystyrène ou de polyacrylate, mis en œuvre sous forme de billes de diamètre compris entre **0,3** et **1,3** mm, Elle est insoluble dans l'eau; sa structure contient des ions et sa porosité doit être suffisante pour permettre la diffusion des ions dans sa masse.

Il existe deux types de matrice :

- Les résines de type gel a structure microporeuse.
- Les résines macroporeuses.

II.7.1.4.3. Différents types des échangeurs d'ions

➤ Echangeurs de cations

Pour les résines cationiques, un contre ion X^+ est toujours présent dans l'eau d'hydratation de la résine et c'est lui qui sera échangé avec un cation de la solution suivant la réaction.[24]



Ces résines ont pour groupements fonctionnels des radicaux acides, fortement acide pour les uns, et faiblement acide pour les autres.

- Les résines fortement acides (**FA**) : obtenues par greffage des radicaux sulfoniques, fixent la totalité des cations en solution.
- Les résines faiblement acides (**fA**) : obtenues par greffage de radicaux carboxyliques, fixent de préférence les cations de valence multiple. [25]

➤ **Echangeurs d'anions**

Pour les résines anioniques, un contre ion X^- est toujours présent dans l'eau d'hydratation de la résine et c'est lui qui sera échangé avec un anion de la solution suivant la réaction, [24]



Ces résines ont pour groupements fonctionnels des radicaux basiques, fortement basiques pour les uns, faiblement basiques pour les autres. [26]

- Les résines fortement basiques (**FB**): obtenues par greffage d'ammonium quaternaire, neutralisent tous les anions même d'acide faible (silice) et transforment les sels neutres en bases correspondantes.
- Les résines faiblement basiques (**fb**) : obtenues par greffage d'amines primaires, secondaires ou tertiaires, neutralisent les acides forts mais pas les sels neutres et les acides faibles.

Les résines anioniques fortement basiques (**FB**) sont généralement constituées par des polystyrènes [27].

II.7.1.4.4. Capacité totale des résines « pouvoir d'échange » [23]

C'est le nombre maximum d'ions que la résine peut fixer et s'exprime selon gramme d'ion par litre, elle est fonction du type de résine.

II.7.1.4.5. Description d'un échangeur d'ions [26]

Un échangeur est constitué d'un réservoir cylindrique vertical construit en tôle ordinaire fermé à ses extrémités par 2 fonds bombés. Un revêtement de peinture de protection réalisé intérieurement évite la corrosion du fer par l'oxygène contenu dans l'eau. Ce bidon est aménagé comme suit (figure II.4) :

- Un jeu de vannes permet les opérations ci-après :
 - L'alimentation en eau à traiter.
 - L'injection des produits de régénération.
 - L'évacuation d'air contenu dans la partie supérieure du réservoir.
- Un réseau de crépines qui permet la répartition uniforme de l'eau à traiter ou des produits de régénération sont placés à la partie supérieure du réservoir.
- Un second réseau de crépines placé à la partie inférieure du réservoir collectant l'eau traitée et les effluents de régénération.
- Une couche de sable de **30 cm** d'épaisseur environ et de forte granulométrie empêche le passage des résines au travers des crépines inférieures.

- Un lit de résine échangeuse d'ions d'une hauteur sensiblement égale au diamètre de l'échangeur est constitué par des grains généralement sphériques d'un diamètre variant de 0,3 à 1,5 mm.

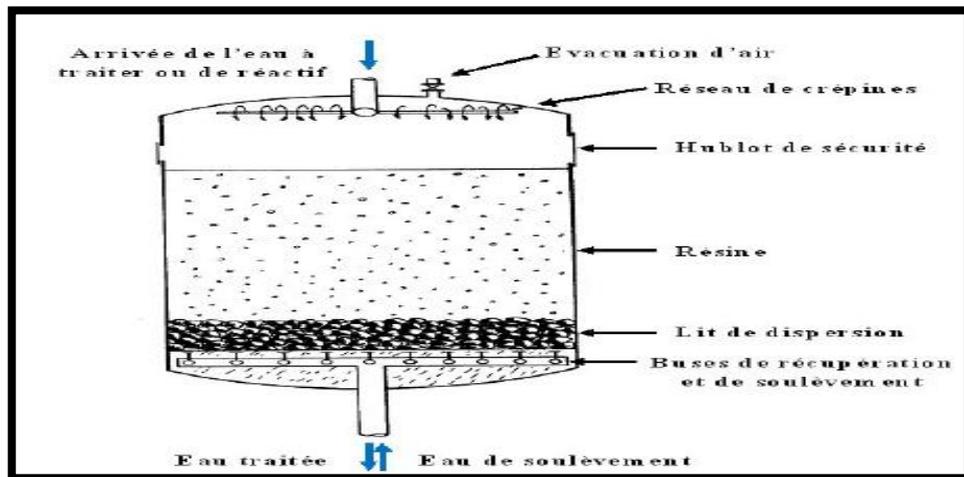


Figure II.4 : Echangeur d'ions [26].

II.7.1.4.6. Régénération des échangeurs d'ions

Lorsque la résine est saturée, donc en équilibre avec la solution entrante, il est possible de la régénérer, c'est-à-dire d'effectuer la réaction inverse de celle d'échange au moyen d'une solution concentrée en contre ion d'origine. [27]

La régénération consiste à faire traverser la résine par une solution très concentrée en réactifs de manière à inverser la réaction. Cette opération doit être suivie d'un rinçage destiné à éliminer la solution régénérant imprégnant le lit de résine.[25]

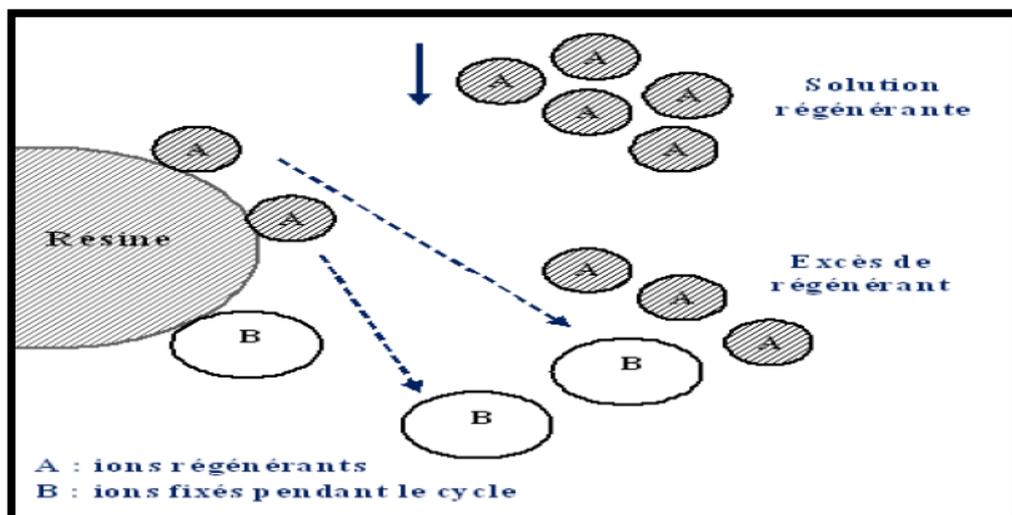


Figure II.5 : Principe de régénération d'un échangeur d'ions [25].

II.7.1.4.7. Différentes applications des résines

Les résines échangeuses d'ions sont utilisés pour :

- le traitement d'eau industrielle et domestique.
- la production d'eau ultra pure dans l'industrie électronique, dans les applications alimentaires et pharmaceutiques.
- La production d'eau potable.

II.7.2. 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. [28]

II.7.3. 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. [12]

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. [29]

II.7.4. Les inhibiteurs

II.7.4.1. Définition

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts et pour inhiber une réaction chimique c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter. Les produits anti-dépôts sont des composés utilisés à des concentrations bien déterminé pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins. [3]

II.7.4.2. Propriétés des inhibiteurs [5]

- **L'activité:** se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction.
- **La stabilité:** Une bonne stabilité caractérise le fait que l'inhibiteur n'évolue plus dans les conditions de mises en oeuvre afin d'éviter la perte d'activité (paramètres thermodynamiques)
- **La résistivité:** L'inhibiteur doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours de mise en oeuvre (paramètres thermodynamiques).
- **Les conditions de sécurité:** L'inhibiteur choisi doit prendre à certaines conditions de sécurité et de protection de l'environnement.
- **Le prix:** il doit supporter à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs concurrents au point de vue de prix, du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en oeuvre.

II.7.4.3. Types d'inhibiteurs

❖ Les inhibiteurs de dépôts 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). [30]

❖ Les inhibiteurs de dépôts de formulation organique

Les principaux sont les suivantes : Les amines ; les polyphosphates ; les esters phosphoriques ; les polyesters et les acides polyacryliques. Le produit anti-dépôt le plus connu est :

▪ 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.[31]

▪ 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.2 : Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD32 [2].

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 ³
Viscosité	10 m Pa/s

II.7.4.4. Les mécanismes d'action des inhibiteurs [14]

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

- **Inhibition de la nucléation** : déstabilisation thermodynamique des nucléés 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 polyélectrolytes, sur leur surface (Figure II.4 (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 II.4 (b)).

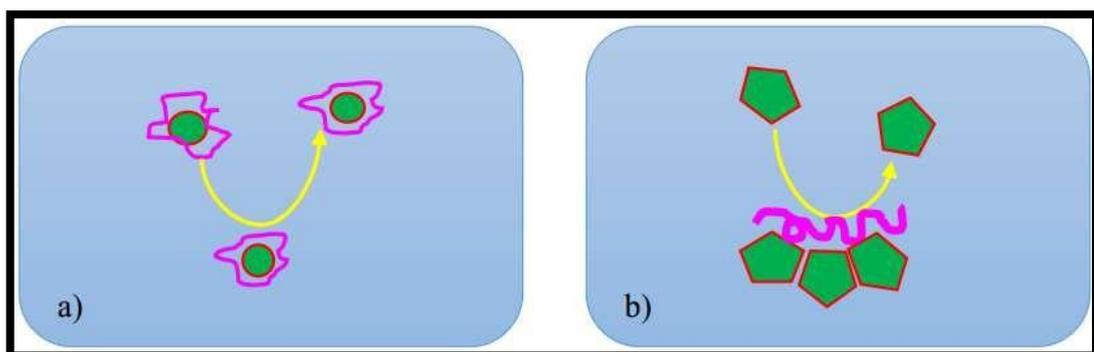


Figure II.6 :(a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance [12].

Chapitre III :

Traitement des dépôts de
sulfate de baryum par
l'inhibiteur AD32

III.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud [32]

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et plus complexes gisements du monde. Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien. Le champ est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes :

Le champ Sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

- ✓ Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12*

O : Majuscule, permis d'Ouargla. m : superficie de la zone à huile : 1600 km².

o : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km², 3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

- ✓ Champ Sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MDZ509.

III.2. Analyse des dépôts :

Le dépôt choisi : l'analyse d'un dépôt de séparateur ZCINA.



Figure III.1 : dépôt récupéré à l'entrée de séparateur ZCINA. [33]

Les résultats d'analyse de l'échantillon sont récapitulés dans le tableau (III.1) et les détails des modes opératoires sont donnés en annexe A.

D'après des analyses de deux parties qualitative (aspect physique et chimique) et quantitative (attaque acide et attaque alcaline), le résultat est la majorité de dépôt est BaSO₄.

Tableau III.1 : les résultats d'Analyse de l'échantillon d'un dépôt de séparateur ZCINA.

Constituant de l'échantillon	Pourcentage%
Ba SO ₄	69 %
SiSO ₂	11 %
NaCl	9,9365 %
CaSO ₄	2,38245%
MgSO ₄	4.65%
FeCO ₃	2.61%

III.3. Traitement chimique par l'inhibiteur AD32 :

Afin de traiter le problème de dépôt de sulfate de baryum ; les champs Hassi Messaoud applique l'injection de AD32 sur tous les puits de champs avec une concentration qui **200 ppm**.

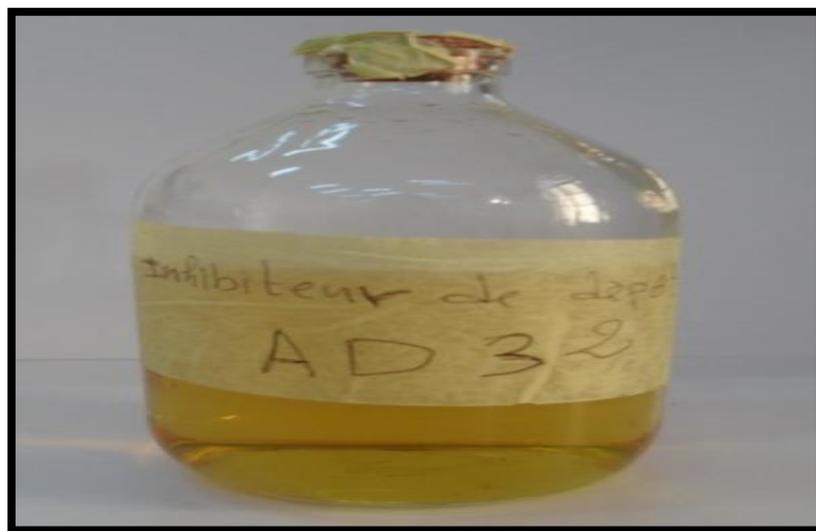


Figure III.2 :L'inhibiteur de dépôt AD32 [2].

- **Station de traitement d'eau par des produits chimique**

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.



Figure III.3 : Station de traitement d'eau par des produits chimique [5].

III.4. Etude des Puits MD411 et ONIZ432

III.4.1. Cas du Puits MD411

III.4.1.1. Historique du puits MD411 :

Le puits **MD411** est un puits producteur d'huile vertical foré en 23/01/1987 (date fin de forage) à une profondeur de 3500 m dans la zone 14 (zone complexe) du champ de Hassi Messaoud. Le puits est complété par tubing 4"1/2.

D'après le test DST effectué le 16/04/1987 Le puits avait une production de $21.86\text{m}^3/\text{h}$. Il est sous exploitation depuis avril 1987.

III.4.1.2. Les données du puits MD411 :

A- Résultat de test de jaugeage :

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres caractérisant de brut tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le tableau (III.2).

Tableau III.2 : Résultats des tests de Jaugeage. [34]

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m^3/h)	GOR (sm^3/sm^3)	Pression (Kg/cm^2)			T huile ($^{\circ}\text{c}$)
				Tête	Pipe	Sépa	
06//05/2015	22	7.93	842	36.5	16.3	16.42	47
18/08/2015	22	7.7	612	34.5	16.7	16.32	48
16/10/2015	22	6.79	656	35	14	8.57	38
25/12/2015	22	5.96	731	33.17	17.31	17.55	33

29/01/2016	22	8.43	735	46	17	7.19	37
30/03/2016	22	8.19	638	38.99	18.07	18.3	38
18/04/2016	22	6.67	722	40.5	18.5	18.15	39
04/10/2016	22	5.72	776	36.8	20	--	36
04/01/2017	22	7.54	560	34.5	16.7	16.83	26

III.4.1.3. Les Dernières opérations du puits MD411 :

Tableau III.3 : Les Dernières opérations. [34]

Tableau IV .7 : Les Dernières opérations effectuées Sur MD411			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
14/01/2016	14/01/2016	OPERATION_SPECIALE	Scale Blaster
07/01/2016	19/01/2016	SNUBBING	-----
13/08/2014	13/08/2014	OPERATION_SPECIALE	Acide 2eme Phase

III.4.1.4. Problème et type d'endommagement du puits MD411 :

On a constaté une chute de potentiel du puits MD411 à partir de 25/12/2015. A l'aide des résultats d'analyse en Laboratoire on a confirmé l'existence de BaSO₄, CaSO₄, sels (NaCl) et d'autre dépôt 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 BaSO₄.

Tableau III.4 : Résultats d'analyse d'un échantillon de puits MD411. [34]

PUITS	Lieu d'échantillonnage (cote)	Date Echantillonnage	Résultats
MD411	3300m	11/09/2015	20 % Sels (NaCl). 12 % d'autre dépôt. 59 % BaSO ₄ . 9 % CaSO ₄

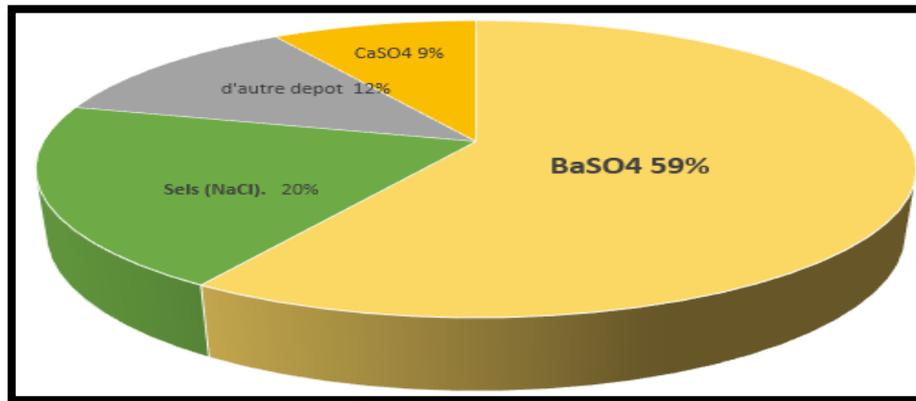


Figure III.4 : type des dépôts dans puits MD411.

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

- ✓ La perturbation du débit de production durant la période (06//05/2015 jusqu'à 25/12/2015).
- ✓ La diminution du débit de **7.93 m³/h** jusqu'au **5.96 m³/h** correspond à une chute de **1.97 m³/h** durant (06/05/2015 au 25/12/2015) 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.
- Résultats des tests de Jaugeage avant le traitement par l'inhibiteur AD32 :

Tableau III.5 : Résultats des tests de Jaugeage avant le traitement. [34]

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			T huile (°c)
				Tête	Pipe	Sépa	
25/12/2015	22	5.96	731	33.17	17.31	17.55	33

- Résultats des tests de Jaugeage après le traitement par l'inhibiteur AD32 :

Tableau III.6 : Résultats des tests de Jaugeage après le traitement [34].

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			T huile (°c)
				Tête	Pipe	Sépa	
29/01/2016	22	8.43	731	33.17	17.31	17.55	33

III.4.1.5. Interprétation des résultats

Puits MD411 a réalisé le meilleur gain en débit après Le traitement et il a conservé un bon débit pour un mois qui ont suiviest justifiée par l'élimination de l'endommagement causé par le sulfate de baryum.

III.4.2.Cas du Puits ONIZ432

III.4.2.1. Historique du puits ONIZ432 :

Le puits ONIZ432 est un puits producteur d'huile, il a été foré le 06/06/2008 située dans la zone HZN.

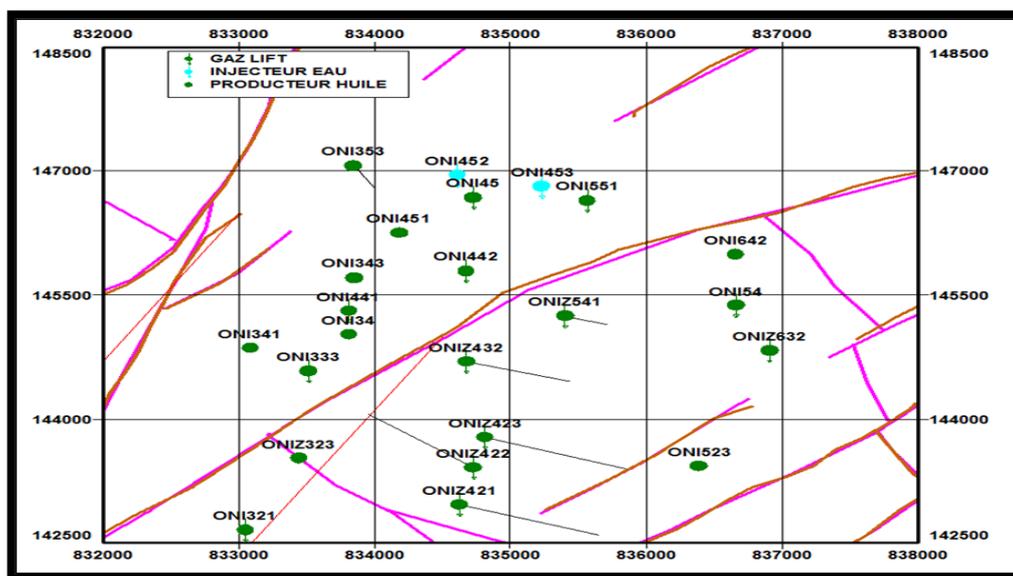


Figure III.5 : Carte de positionnement de puits ONIZ432 [34].

III.4.2.2. Les données du puits ONIZ32 :

A-Résultats des tests depuits :

Tableau III.7 : Résultats des tests de puits ONIZ432. [34]

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	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.

B-Résultat de test de jaugeage :

Les résultats des tests de Jaugeage du puits **ONIZ432** sont montrés dans le tableau (III.7).

Tableau III.8 : Résultats des tests de Jaugeage du puits ONIZ432. [34]

Date de Mesure	D Duse (mm)	Q Huile (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			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

III.4.2.3. Les dernières opérations du puits ONIZ432 :

Tableau III.9 : Les dernières opérations de puits ONIZ432. [34]

Date début	Date fin	Type operation
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

III.4.2.4. Problème du puits ONIZ432 :

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 BaSO₄, Silice, sels (NaCl) et CaSO₄, 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 BaSO₄.

Tableau III.10 : Résultats d'analyse d'un échantillon de puits ONIZ432. [34]

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

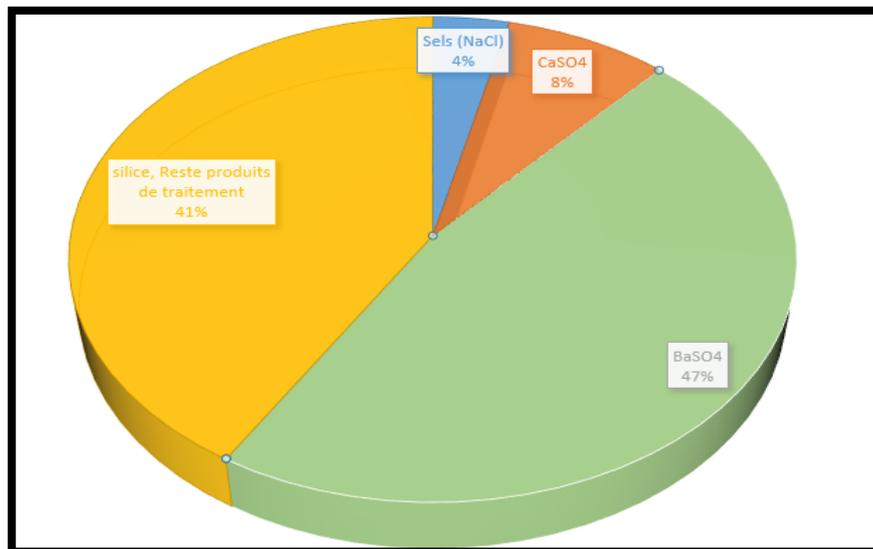


Figure III.6 : type des dépôts dans puits ONIZ432.

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 m³/h** jusqu'au **0.16 m³/h** correspond à une chute de **1.23 m³/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.

- Résultats des tests de Jaugeage avant le traitement par l'inhibiteur AD32 :

Tableau III.11 : Résultats des tests de Jaugeage avant l'opération. [34]

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

- Résultats des tests de Jaugeage après le traitement par l'inhibiteur AD32 :

Tableau III .12 : Résultats des tests de Jaugeage après l'opération. [34]

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			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

III.4.2.5. Interprétation des résultats

L'augmentation de débit de production à partir de 26/08/2017 jusqu'un 03/09/2017 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.

III.5. Efficacité de Traitement

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

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

E : efficacité de traitement.

Qaprès : débit après traitement.

Qavant : débit avant traitement

✓ le puits MD411 :

$$E = (8.43 - 5.96) / 5.96 = 0.4144$$

L'efficacité de traitement du puits MD411 est :

$$E = 41,44\%$$

✓ le puits ONIZ432 :

$$E = (0.83 - 0.16) / 0.83 = 0.8072$$

L'efficacité de traitement du puits ONIZ432 est :

$$E = 80,72 \%$$

Chapitre IV :

Traitement des dépôts de sulfate
de baryum par l'utilisation des
résines

Introduction

Ce chapitre a pour but de présenter notre préposition pour le traitement préventif de dépôt de sulfate de baryum BaSO_4 . Ce travail basé sur la désulfatation des eaux d'injection par la méthode des résines « échangeuses d'ions », Où on peut déterminer le volume de l'eau qu'on peut traiter et la capacité totale de ces résines. A la fin on peut évaluer l'efficacité de cette méthode par rapport la méthode utilisé actuellement.

IV.1. Caractérisation des échantillons

1. **Produits utilisés** : pour notre expérience on 'a besoin les produits suivants :

- Eau albien.
- Eau de gisement.
- Résines.
 - Nom : SP R10.
 - Nature : minérale.
 - Type : Echangeurs d'anions.
 - groupement fonctionnel des radicaux : Les résines anioniques fortement basiques.
 - Aspect : type de gel et sous forme des billes.
 - Diamètre de billes : 1,3mm.
 - Compostions : polystyrène.
- L'eau distillé.
- On prépare les solutions suivantes :
 - Une solution de **HCl** de concentration (5%).
 - Une solution de **BaCl₂** de concentration (5%) : 5g de **BaCl₂** + 100 ml d'eau distillé avec une agitation pendant 5 minutes.
 - Une solution de **NaCl** : 66 g de **NaCl** + 640 ml d'eau distillé et avec une agitation pendant 5 minutes.

IV.2. Analyse chimique des eaux

L'analyse chimique des eaux a été effectuée au niveau du laboratoire traitement des eaux, sur l'eau Albien (eau d'injection), et l'eau de gisement de HASSI MESSAOUD avec l'application de la méthode de gravimétrie.

1. Dosage des sulfates de l'eau albien et l'eau de gisement

Principe : Précipitation des ions de sulfates par le BaCl_2 et le pesage du précipité de sulfate de baryum formé.

Mécanisme de la réaction



Réactifs

- ✓ Solution d'Acide chlorotique HCl de concentration 5 %.
- ✓ Solution de BaCl_2 de concentration 5 %.

Appareillage

- ✓ Bêchers.
- ✓ Fioles.
- ✓ Four.
- ✓ Pompe à vide.
- ✓ Plaque chauffante.
- ✓ Dessiccateur.
- ✓ Balance analytique.
- ✓ Papiers filtres.
- ✓ Eprouvette graduée

Mode opératoire

1. On prend 10 ml d'eau d'injection dans une fiole.

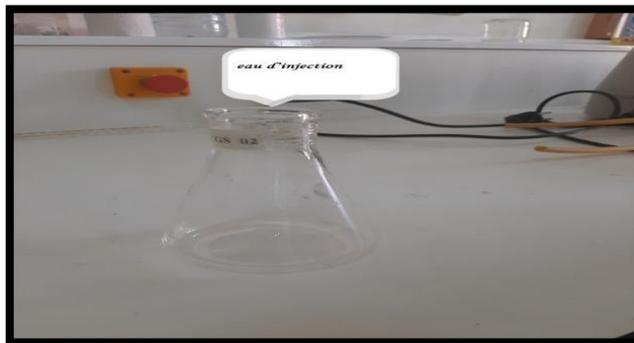


Figure IV.1 : Image représente l'eau d'injection dans une fiole.

2. On ajoute 0.5 ml de HCl.



Figure IV.2 : Image représente l'étape d'addition d'acide.

3. Puis on ajoute 200 ml d'eau distillé et on laisse le mélange bouillir sur une plaque chauffante à $T= 550\text{ }^{\circ}\text{C}$, ce milieu catalyser la réaction.



Figure IV.3 : Image représente l'étape de chauffage des réactifs.

4. Pendant le chauffage du mélange on ajoute 40 ml de BaCl_2 , et on laisse le bouillir encore une fois. (Si on aura un précipité blanc donc les sulfates existent dans notre échantillon).



Figure IV.4 : Image représente l'étape d'addition de BaCl_2 .

5. On pèse papier filtre et on note P_0 avant la filtration.



Figure IV.5: Image représente l'étape de poids de filtre.

6. Dans cette étape on filtre l'échantillon par une pompe à vide.

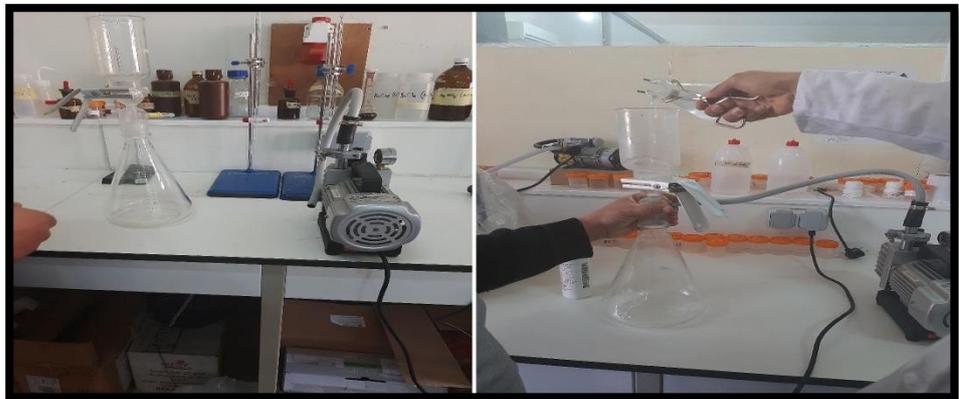


Figure IV.6: Image représente l'étape de filtration.

7. Après la filtration On met le papier filtre utilisé (précipité) dans un dessiccateur pour refroidir et éliminer l'humidité pendant 20 min.



Figure IV.7: Image représente l'étape de refroidissement.

8. Pour bien sécher le filtre on pose ce dernier dans un four pendant 5 heures à température 105°C.



Figure IV.8: Image représente l'étape de séchage.

9. Après le refroidissement de filtre dans un dessiccateur on re pese le filtre et on note le deuxième poids P_1 . Le poids de $BaSO_4$ c'est la différence entre les deux poids, le poids de filtre vide et le poids de filtre après filtration.



Figure IV.9: Image représente l'étape de poids de filtre après filtration.

Résultats

Les résultats des analyses de l'eau albien (injection), et l'eau de gisement sont récapitulés dans le tableau (IV.1).

Tableau IV.1 : Résultat d'Analyse de l'eau albien, l'eau de gisement.

L'échantillon	P_0 (g)	P_1 (g)	$[SO_4^{-2}]$ (g/L)
eau albien	0.0882	0.1025	1.18
Eau gisement MD 226	0.0885	0.0939	0.44
Eau gisement	0.0893	0.0924	0.26

OMNZ 242			
Eau gisement MD 57	0.0886	0.0886	0
Eau gisement OMN 40	0.0889	0.1004	0.95
Eau gisement MDZ 706	0.0897	0.0953	0.46
Eau gisement OMJZ 751	0.0889	0.0910	0.17
Eau gisement MDZ 40	0.0888	0.0922	0.28
Eau gisement MKZ 103	0.0895	0.0947	0.43
Eau gisement MD 200	0.0899	0.0921	0.18
Eau gisement OMNZ 31	0.0894	0.0945	0.42

Expression utilisée :

$$[\text{SO}_4^{-2}] \text{ (g/l)} = \frac{(P_1 - P_0) \times 2000 \times 96.06}{233.39 \times 10}$$

P₁ : Poids du filtre vide + dépôts.

P₀ : Poids du filtre vide.

Dilution : 2000 × 96.06.

Prise d'essai : 233.39 × 10.

Interprétation des résultats :

Lors de l'ajout de BaCl₂ à l'eau de gisement **MD 57**, on n'a pas obtenu un précipité blanc, la solution est restée tel qu'elle est ce qui indique qu'elle ne contient pas les sulfates et après

le dosage nous avons trouvé la concentration de sulfate **00 g/l** c'est-à-dire l'eau **MD57** est une l'eau de gisement pure.

Pour les eaux de gisement **MD 226, OMNZ242, OMN 40, MDZ 706, OMJZ 751, MDZ 40, MKZ 103, MD 200, OMNZ31**, nous avons trouvé des quantités de sulfate diffères Parce qu'ils sont mélangés avec les eaux d'injection sulfaté.

IV.3. Traitement de l'eau d'injection (albien) par les résines (échangeuses d'ions)

a. Prétraitement des résines

1. On prend BV de résines dans ampoule décanter.
2. On ajoute la saumure de NaCl et on le laisse 15 min pour régénération.
3. Puis on ajoute 2 BV (500 ml) d'eau distillée pour le rinçage.
4. On ouvre le robinet avec un débit $Q = 2BV/h$ c'est-à-dire $Q = 500 \text{ ml/h}$ donc le débit $Q = 8.33 \text{ ml/min}$.

Remarque

BV : bed volume est égale 250 ml.

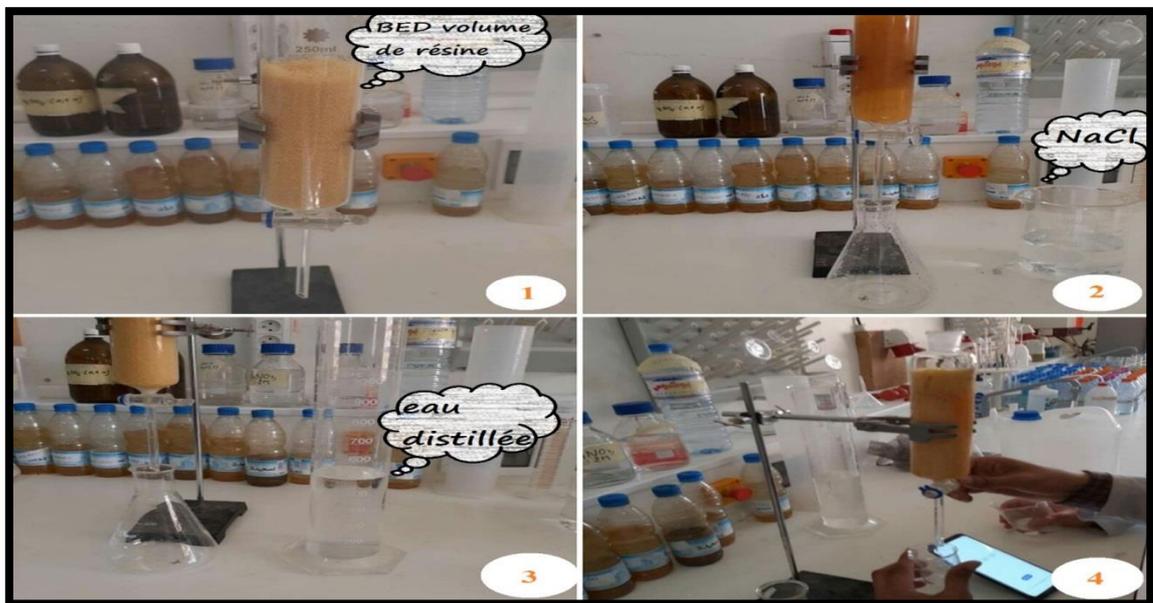


Figure IV.10 : Image représente les étapes de prétraitement.

b. Procédure de Traitement

1. On remplir **71** fioles et dans chaque fiole on met **BV (250ml)** d'eau d'injection (albien).



2. Ces fioles sont vidées dans l'ampoule décanter par ordre et le Débit de robinet fixé a $Q = 8.33 \text{ ml/min}$.



3. Après le passage de toutes les 71 fioles, on dose les sulfates de chaque fiole par la méthode gravimétrie.



4. Puis on ajoute la saumure de NaCl pour la régénération de résine.



5. Rinçage par 2BV (500 ml) d'eau distillée.



IV.4. Résultats et discussions

Les résultats des analyses de l'eau d'injection (albien) après le traitement sont récapitulés dans le tableau (IV.2).

Tableau IV.2 : Résultats d'analyse de l'eau albien après le traitement par les résines.

L'échantillon	P_0 (g)	P_1 (g)	volume (L)	$[SO_4^{2-}]$ (g/L)
1	0,0887	0,09	0,25	0,11
2	0,0886	0,0899	0,50	0,11

3	0,0891	0,09	0,75	0,07
4	0,0891	0,0898	1,00	0,06
5	0,0892	0,0899	1,25	0,06
6	0,0874	0,088	1,50	0,05
7	0,0897	0,0903	1,75	0,05
8	0,0891	0,0896	2,00	0,04
9	0,0883	0,0888	2,25	0,04
10	0,0893	0,0895	2,50	0,02
11	0,0888	0,089	2,75	0,02
12	0,0891	0,0893	3,00	0,02
13	0,0894	0,0896	3,25	0,02
14	0,0884	0,0887	3,50	0,02
15	0,0894	0,0895	3,75	0,01
16	0,0895	0,0895	4,00	0,00
17	0,0885	0,0886	4,25	0,01
18	0,0892	0,0894	4,50	0,02
19	0,0882	0,0884	4,75	0,02
20	0,0886	0,0889	5,00	0,02
21	0,0894	0,0898	5,25	0,03
22	0,089	0,0894	5,50	0,03
23	0,0889	0,0893	5,75	0,03
24	0,0879	0,0883	6,00	0,03
25	0,0887	0,0892	6,25	0,04
26	0,0887	0,0892	6,50	0,04
27	0,0884	0,0889	6,75	0,04
28	0,088	0,0887	7,00	0,06
29	0,0885	0,0894	7,25	0,07
30	0,0887	0,0898	7,50	0,09
31	0,0885	0,0893	7,75	0,07

32	0,0879	0,0888	8,00	0,07
33	0,0876	0,0886	8,25	0,08
34	0,0887	0,0898	8,50	0,09
35	0,0889	0,0901	8,75	0,10
36	0,0893	0,0905	9,00	0,10
37	0,088	0,0893	9,25	0,11
38	0,0876	0,0891	9,50	0,12
39	0,0884	0,0899	9,75	0,12
40	0,0877	0,0891	10,00	0,12
41	0,088	0,0895	10,25	0,12
42	0,0879	0,0896	10,50	0,14
43	0,0886	0,0904	10,75	0,15
44	0,0886	0,0904	11,00	0,15
45	0,0894	0,0913	11,25	0,16
46	0,0876	0,0895	11,50	0,16
47	0,0889	0,0908	11,75	0,16
48	0,0883	0,0901	12,00	0,15
49	0,0885	0,0906	12,25	0,17
50	0,0882	0,0903	12,50	0,17
51	0,0891	0,0912	12,75	0,17
52	0,0881	0,0903	13,00	0,18
53	0,0886	0,0909	13,25	0,19
54	0,0886	0,091	13,50	0,20
55	0,0893	0,0917	13,75	0,20
56	0,0895	0,092	14,00	0,21
57	0,0875	0,09	14,25	0,21
58	0,0899	0,0928	14,50	0,24
59	0,0897	0,0927	14,75	0,25
60	0,0902	0,0932	15,00	0,25

61	0,0893	0,0925	15,25	0,26
62	0,0886	0,0919	15,50	0,27
63	0,0897	0,0934	15,75	0,30
64	0,0886	0,0923	16,00	0,30
65	0,0893	0,0929	16,25	0,30
66	0,0891	0,0932	16,50	0,34
67	0,0888	0,0934	16,75	0,38
68	0,0888	0,0936	17,00	0,40
69	0,0879	0,0929	17,25	0,41
70	0,0891	0,0941	17,50	0,41
71	0,0889	0,0972	17,75	0,68

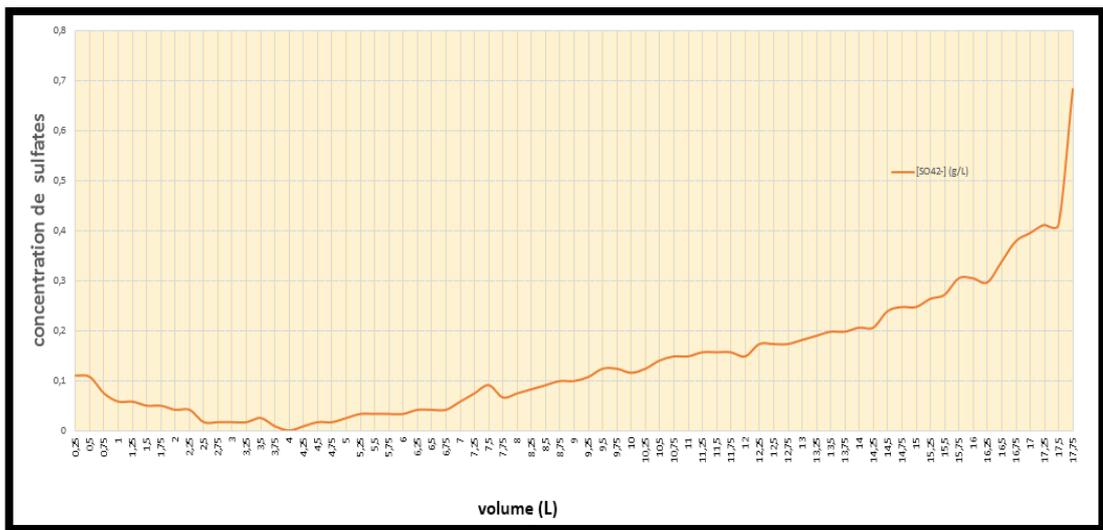


Figure IV.11 : La variation de concentration de sulfate en fonction de volume d'eau traité.

• **Interprétation des résultats**

- 1^{ère} étape : après le passage de 15 BV de l'eau albien on remarque que la concentration de sulfate diminué de 0.11 g/l à 0.01 g/l dans l'eau traité. Cette diminution signifie que les résines captent les anions de SO_4^{-2} qui existe dans l'eau, c'est-à-dire le résine été échangé avec les sulfates de l'eau albien.

- 2^{ème} étape : après le passage de **16 BV** de l'eau albien on remarque que la concentration de sulfates égale a **00 g/l**, c'est-à-dire la résine capte tous les sulfates de l'eau. Ce point signifie que le pic de résine représente le maximum des ions des sulfates fixés par les résines.
- 3^{ème} étapes : après le passage de **71 BV** de l'eau albien on remarque une augmentation de la concertation des sulfates dans l'eau traité jusqu'à **0.68 g/l**, cette augmentation due à la saturation des résines par le SO_4^{2-} . Dans cet point le résine libéré les anions de SO_4^{2-} .

IV.5. La capacité maximale ou totale des Résines SP R10 :

La charge ionique fixée au cours du cycle d'échange calculé dans le tableau suivant :

Tableaux IV.3 : La charge des sulfates avant et après le traitement et la charge qui a fixée sur les résines

L'échantillon	[SO ₄ ²⁻](g/L)	[SO ₄ ²⁻](g/L)	La capacité partielle des résines (g/L)
	La concentration de sulfate de l'eau albien avant le traitement	La concentration de sulfate de l'eau albien après le traitement	
1	1.18	0,11	1.07
2	1.18	0,11	1.07
3	1.18	0,07	1.11
4	1.18	0,06	1.12
5	1.18	0,06	1.12
6	1.18	0,05	1.13
7	1.18	0,05	1.13
8	1.18	0,04	1.14
9	1.18	0,04	1.14

10	1.18	0,02	1.16
11	1.18	0,02	1.16
12	1.18	0,02	1.16
13	1.18	0,02	1.16
14	1.18	0,02	1.16
15	1.18	0,01	1.17
16	1.18	0,00	1.18
17	1.18	0,01	1.17
18	1.18	0,02	1.16
19	1.18	0,02	1.16
20	1.18	0,02	1.16
21	1.18	0,03	1.15
22	1.18	0,03	1.15
23	1.18	0,03	1.15
24	1.18	0,03	1.15
25	1.18	0,04	1.14
26	1.18	0,04	1.14
27	1.18	0,04	1.14
28	1.18	0,06	1.12
29	1.18	0,07	1.11
30	1.18	0,09	1.09
31	1.18	0,07	1.11
32	1.18	0,07	1.11

33	1.18	0,08	1.10
34	1.18	0,09	1.09
35	1.18	0,10	1.08
36	1.18	0,10	1.08
37	1.18	0,11	1.07
38	1.18	0,12	1.06
39	1.18	0,12	1.06
40	1.18	0,12	1.06
41	1.18	0,12	1.06
42	1.18	0,14	1.04
43	1.18	0,15	1.03
44	1.18	0,15	1.03
45	1.18	0,16	1.02
46	1.18	0,16	1.02
47	1.18	0,16	1.02
48	1.18	0,15	1.03
49	1.18	0,17	1.01
50	1.18	0,17	1.01
51	1.18	0,17	1.01
52	1.18	0,18	1
53	1.18	0,19	0.99
54	1.18	0,20	0.98
55	1.18	0,20	0.98

56	1.18	0,21	0.97
57	1.18	0,21	0.97
58	1.18	0,24	0.94
59	1.18	0,25	0.93
60	1.18	0,25	0.93
61	1.18	0,26	0.92
62	1.18	0,27	0.91
63	1.18	0,30	0.88
64	1.18	0,30	0.88
65	1.18	0,30	0.88
66	1.18	0,34	0.84
67	1.18	0,38	0.80
68	1.18	0,40	0.78
69	1.18	0,41	0.77
70	1.18	0,41	0.77
71	1.18	0.68	0.5

La capacité totale = \sum les capacités partielle des résines

La capacité totale = 82.78 g/l.

Après le traitement des différents échantillons de l'eau albien nous avons constaté que :

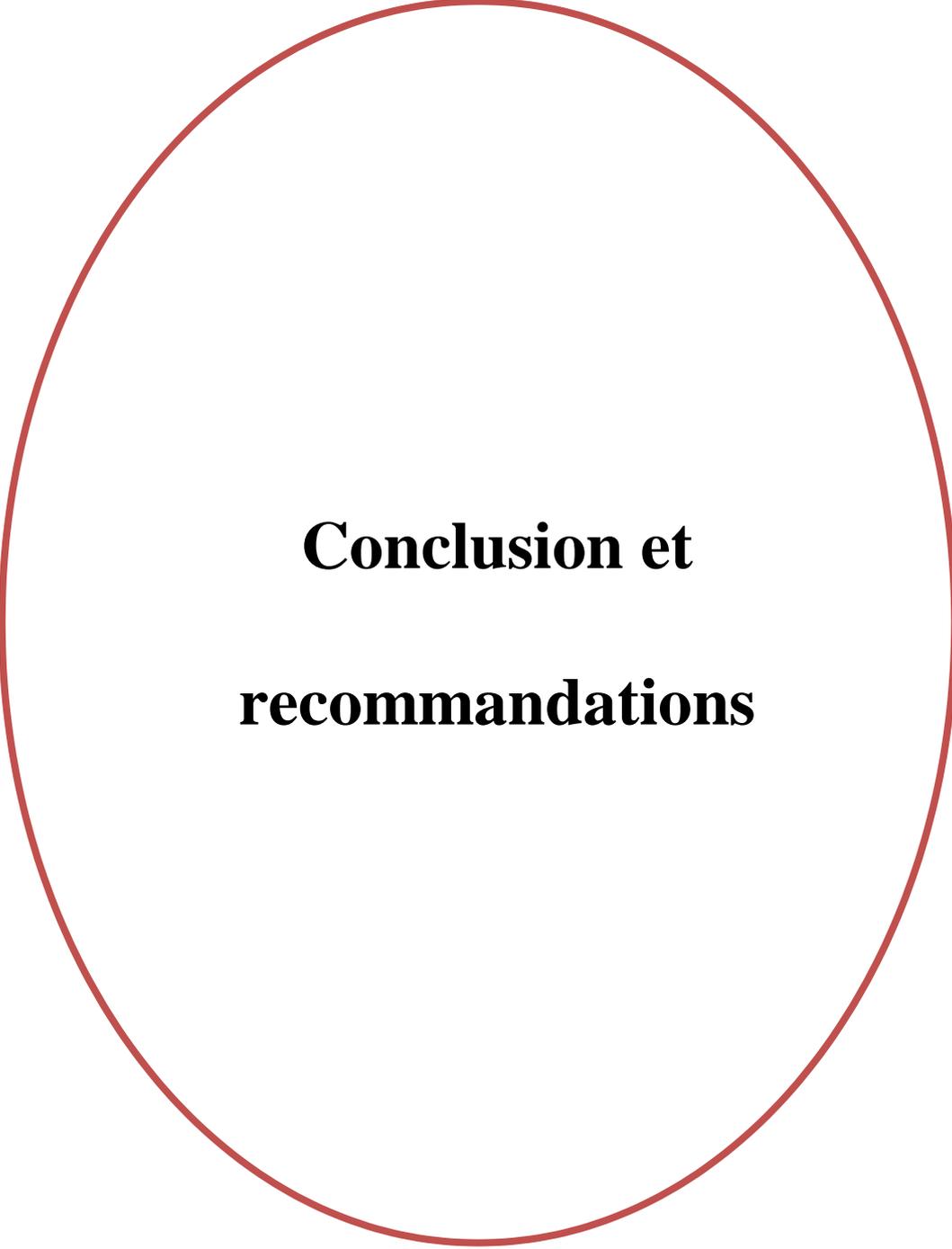
- ✓ La résine peut traiter 17750 ml de l'eau albien.
- ✓ La résine peut éliminer tous les sulfates en volume 4000 ml.
- ✓ La capacité totale ou maximale des résines SP R10 égale à 82.78 g/l.

IV.6. Comparaison entre traitement par résines et traitement par inhibiteur

Le tableau suivant représente une comparaison entre les deux méthodes de traitement pour choisir la méthode efficace et adéquate pour notre champ.

Tableau IV.4 : Comparaison entre les résines et Les inhibiteur.

	La résine	L'inhibiteur
Solution	Préventive	Préventive
La durée de la vie	Illimité	Limité
Installation	Facile	Injection difficile
Nature	Minérale	Phosphonate



**Conclusion et
recommandations**

Conclusion

Conclusion

Les dépôts de sulfate de Baryum constituent un problème difficile à gérer par les industriels du pétrole qui utilisent la récupération par injection d'eau. Ces dépôts minéraux résultent de l'incompatibilité entre l'eau d'albien riche en sulfates SO_4^{-2} et celle du cambrien riche en baryum Ba^{+2} . Le problème du dépôt de sulfates de baryum a été observé à tous les stades de la production et du traitement du pétrole, au niveau de réservoir, des tubes de production et des installations de surface.

D'après les résultats qui ont été effectués sur une série des puits au niveau de champs HMD on peut constater que l'efficacité de traitement d'AD32 ne donne pas un résultat optimal. En raison de plusieurs problèmes (AD32 est une solution temporaire, Manque d'estimation de la quantité des inhibiteurs injectés dans chaque puits, L'injection des inhibiteurs avec le temps sa coute), donc il faut trouver une autre méthode de traitement, c'est pour cela on a décidé de faire une étude expérimentale sur le traitement préventif de $BaSO_4$ par les résines.

L'étude expérimentale préalable de traitement de dépôt de sulfate de baryum nous permet de bien comprendre comment faire une analyse des Eaux, et la détermination de la nature de ces eaux (l'eau d'injection ou de gisement) et quelles sont les moyens préventifs utilisés pour traiter la précipitation des dépôts de sulfate de baryum. L'expérience a été réalisée au niveau de laboratoire de traitements des eaux dans la Center de Recherche à l'université Kasdi Merbah Ouargla.

Au niveau de laboratoire on fait des analyses sur les eaux pour déterminer la nature de ces eaux par la méthode gravimétrie, cette dernière montre que l'eau albien est très riche en sulfates, et on fait traitement des dépôts des sulfates de baryum par l'utilisation des résines comme échangeuses d'ions pour fixer ou adsorber les sulfates de l'eau d'injection et Nous démontrons qu'il est un bon matériaux pour adsorber et fixer le sulfate. La Fixation des ions de SO_4^{-2} sur les résines réduit la formation des dépôts de sulfates, mais avec le temps la capacité de cette résine diminue, par conséquent le cycle de vie de la résine diminue d'où la nécessité de faire une régénération de cette résine.

D'après les résultats obtenus au niveau de laboratoire on peut conclure que cette méthode efficace, mais nécessite plusieurs expériences comme l'augmentation de température de l'eau, utilisation des autres types des résines et l'application des conditions de fond pour bien évaluer et comprendre le phénomène de précipitation dans cette méthode.

Recommandations

Recommandations

D'après le travail ci-dessus on recommande ce qui suit :

- Il faut bien contrôler la concentration de l'inhibiteur **AD32** par des prélèvements des échantillons constamment.
- Il faut bien contrôler le débit d'eau de dessalage et l'adaptation du dosage de l'inhibiteur AD32.
- L'efficacité de l'inhibiteur **AD32** est instable. Elle nécessite un contrôle continu de la concentration de l'inhibiteur à la sortie et un ajustement de celle de l'entrée.
- On assure des quantités suffisantes de l'inhibiteur **AD32** pour éviter la précipitation des dépôts de sulfates de baryum au fond de puits.
- Il faut assurer une pression très élevée pour les installations des skids.
- Nous proposons comme une solution idéale préventive la désulfatation pour le traitement des eaux injectée par les résines.
- Il faut faire des essais sur les résines par le passage de l'eau traité à température supérieure à **80 °C** pour connaître la résistance de cette résine.

Bibliographies

- [1] B.CHTIBI « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage » Mémoire licence, Génie des Procédés, (2011).
- [2] K.ALIA & R.CHENGUEL «Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud » Mémoire master, Génie des Procédés, (2014), page 03-20-21.
- [3] O. KHLEFI « Généralité sur les dépôts et l'inhibiteur » Master Production, (2010).
- [4] B. KORIBA, «Prévention et lutte contre le phénomène d'entartrage dans les conduites d'eau dans la région de Ouargla – Touggourt : étude sur site.», Mémoire magister, Université Kasdi Merbah Ouargla, (2007). Page 24.
- [5] B. Omar el Islem, B. Sara et T. Sabrina, Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates dans le champ HGA, Mémoire de Master, Université de Ouargla, (2017), page 10-23-31.
- [6] A. BELAID, « Etude par spectroscopie d'impédance électrochimique l'épaisseur d'un film de sulfate de métaux au niveau des installations industriels et des puits pétroliers de la région Ourhoud», Mémoire Master, Université d'El OUED, (2013), page 9.
- [7] Z. Lalmi, «inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud», Mémoire magister, Chimie, Université Kasdi Merbah Ouargla (2008). Page 09-13-15.
- [8] Site web [http://arnexhistoire.blogspot.com \(2020/04/07\) archive.html\(2020\)](http://arnexhistoire.blogspot.com (2020/04/07) archive.html(2020)).
- [9] Sous-commission production du comité des techniciens de la chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, « Manuel de traitement des eaux d'injection », Technip, Paris, (1973), page 105.
- [10] Site web [http://madenmuhendis.blogspot.com \(07/04/2020\)](http://madenmuhendis.blogspot.com (07/04/2020)).
- [11] Boak L.S. Factors that impact scale inhibitor mechanisms, Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, October (2012).
- [12] Sorbie, K S., Jiang, P., Yuan, M., Todd, A. C., Taylor, K., Hourston, K.E., Ramstad, K., .Mineralogical controls on inhibitor adsorption/desorption in Brent group sandstone and their importance in predicting and extending filed squeeze lifetime. Presented at the European Production Operations Conference and Exhibition, Aberdeen, UK, 15-17 March. SPE Publication 27607, page 141-153. 1994.
- [13] Inhibition of barium sulfate scale thig barium formation water, Journal of Petroleum Science and Engineering, (2012), page90–91–124–130.

- [14] Larbaoui-Djallal Karima, Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique, Thèse de doctorat, (2017).page 05–07–14–15–16–20.
- [15] Sulfate scale problems in oil fields water injection operations, Desalination 201, (2006), page 100–105.
- [16] Chen, H.J. Inhibition of barium sulfate precipitation: Effects of additives, solution ph, and super saturation water treatment, china ocean press-printed in Beijing, 9 (1994), page 47–56.
- [17] Henrichsen, C.J., Burnside, C.A., Widener, M.: “Assessment of Barite Scaling Potentials, Sulfate Removal Options and Chemical Treating Strategies for the Tombua-Landana Development”, SPE 106480, International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA, 27 February – 2 March 2007.
- [18] He, S. L; Kan, A. T.; Tomson, M. B. "Mathematical Inhibitor Model for Barium Sulfate Scale Control";Langmuir 1996, 12, 1901-1905.
- [19]Site[https://www.chemicalbook.com/ChemicalProductProperty_EN_cb9854295.htm/\(14/04/2020\)](https://www.chemicalbook.com/ChemicalProductProperty_EN_cb9854295.htm/(14/04/2020)) Barium sulfate Chemical Properties, Uses, and Production.
- [20] Imhamed SAA. Application of magnetic susceptibilty measurements to oilfield scale management, Institute of Petroleum Engineering Heriot-Watt, University Edinburgh, Scotl and, UK April 2012.
- [21] M.HMAMD, rapport les analyse de échantillonne l'laboratoire, SONATRACH 2008.
- [22] Gillow, J., M. Hay and J. Horst. In Situ Sulfate Mine Water Treatment – Practical Engineering in the Field, 2014.
- [23] Degrémont. « Mémento technique de l'eau ». 3ème Edition 2013, Paris.
- [24] Valérie-Laforest, Jacques Bourgois, Robert Hausler. « Traitements physico-chimiques des déchets industriels liquides ». Technique de l'ingénieur, Doc. G2070v2.
- [25] Notice technique sur les centrales thermiques. « Le traitement des eaux ». Fascicule N°10, 2eme Edition, Avril 1970.
- [26] Best Water Technology, BWT group. « Déminéralisation sur résine» (les standards PERMO), Service pub PERMO, 2000, page 06–08.
- [27] Tome, Degrémont. « Mémento technique de l'eau ». 10ème édition, 1, Paris-2005.
- [28] HALLIBURTON BEST PRACTICES “Scale Prevention”.
- [29] Rondon V.C, Étude Des Mecanismes De Liberation D'actifs Nanodisperses. Application Au Traitement De Puits, thèse de doctorat, Université Bordeaux I, Décembre 2010.

- [30] AKABLI.A, ALEM.I, HAIBAOUI.M« Analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum($BaSO_4$) dans le champ de HMD (puits ONIZ432, MD660 et OL6» mémoire master, Université Kasdi Merbah Ouargla, (2018). Page 27.
- [31] LEMBARKI Ali « L’impact des dépôts sur la production » mémoire de fin de formation, IAP, 2017.
- [32] Z.Adjou & H.Taibouche «Étude du Water Bypass causé par le dépôt des asphaltènes – Nano particules Flooding dans les micro-modèles capillaires et poreux» Mémoire master, production, (2019), page 27.
- [33] laboratoire de salinité base IRARA.
- [34] DATA banc SONATRACH.
- [35] Site web [https://www.indiamart.com/proddetail/silver-nitrate-8003127988.html\(08/06/2020\)](https://www.indiamart.com/proddetail/silver-nitrate-8003127988.html(08/06/2020)).

Annexe A : l'analyse d'un dépôt de séparateur ZCINA.**➤ Attaque acide**

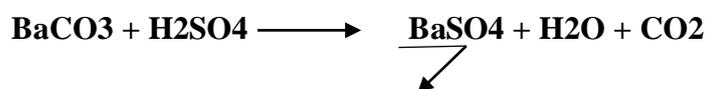
1. Laver, Sécher et broyer l'échantillon,
2. Prélever 1g de l'échantillon dans 60 ml d'eau régale (40 ml de HCl +20 ml de HNO₃) évaporer complètement la solution
3. Ajouter 20 ml de HCl et évaporer à sec, puis 10 ml d'eau distillée laisser bouillir pendant 1mn, répéter l'opération précédente en ajoutant 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.

➤ Attaque alcaline

1. Le résidu insoluble, est calciné au four à moufle à 800°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°C pendant 30mn.
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. Apres ébullition ajouté H₂SO₄ 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 P2 le poids du précipité obtenu :

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

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

P creuset+1g de dépôt avant calcination =39.134g

P creuset+1g de dépôt après calcination =38.3383g

$$P1= 39,134 - 38,3383=0.8\text{g}$$

Donc il y a 80 % (BaSo4 + silices)

P2= 0.69g donc

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

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

➤ 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 AgNO₃ (0.1 N ou 0.01 N) en présence d'indicateur K₂CrO₄.

Soit v le volume dépenser d'AgNO₃ : $\% \text{NaCl} = 58,45.N.V.10/5$

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

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



FigureA.1: Solution de dosage AgNO₃ [35].

➤ **Dosage Du Calcium**

1. Prélever une prise d'essai de l'échantillon.
2. Ajouter 5ml de NaOH 1N (ph = 13) + murexide, la solution devient rose.
3. Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au violet, soit V1 le volume versé.

$$[Ca^{++}] = 40,08. M.1000.V1. D/Pe$$

40.08 g : Masse molaire du calcium

M : Molarité de l'EDTA

V1 : le volume d'EDTA écoulé

Pe : Prise d'essai

D : facteur de dilution

[Ca⁺⁺] =est exprimée en mg/l

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

1 mole de Ca → 1 mole de CaSo4

40.08g → 136.14g

7,014mg → Y

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

23.8245mg → 1000mg

X → 100mg

X = 2,38245mg donc

$$[CaSo4] = 2,38245\%$$



Figure A.2 : Solution de dosage EDTA [33].

➤ **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.

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

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⁺⁺] est exprimée en mg/l

$$[\text{Mg}^{++}] = 24,3 \times 0,01 \times 1000 \times 3 \times 1 / (20 \times 4) = 9.41625\text{mg/l}$$

1 mole de Ca —————> 1 mole de CaSo4

24.3g —————> 120g

9,41625mg —————> Y

$$Y = 9,41625 \times 120 / 24,3 = 46.5\text{mg}$$

46.5mg —————> 1000mg

X —————> 100mg

$$X = 4,65\text{mg donc}$$

$$[\text{MgSo4}] = 4.65\%$$

➤ **Dosage du fer total**

1. Avant de doser le fer il faut s'assurer de sa présence.
2. Ajouter 2 gouttes d'HCl conc à l'échantillon.
3. Etendre avec de l'eau distillée puis ajouter 2 à 3 gouttes de ferrocyanure de potassium.
4. K4Fe (CN) 6, la couleur bleue indique la présence du fer.
5. Prélève 25ml du filtrat dans un bécher de 250ml.
6. Oxyde le milieu avec HNO3 à chaud.
7. 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 A.3: PH mètre. [33]

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

$$[\text{Fer}] = \text{M.V. } 55,85.1000.D/\text{Pe}$$

55.85 g : Masse molaire du fer

V : le volume d'EDTA versé

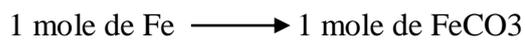
Pe : Prise d'essai

D : Facteur de dilution

[Fer] est exprimée en mg/l

$$[\text{Fer}] = 0,01.4,5. 55,85.1000/ (4.50)$$

$$[\text{Fer}] = 12.56 \text{ mg/l}$$



$$55.85 \longrightarrow 116\text{g}$$

$$12.56 \text{ mg} \longrightarrow Y$$

$$Y = 12,56.116/55.85 = 26.1\text{mg}$$

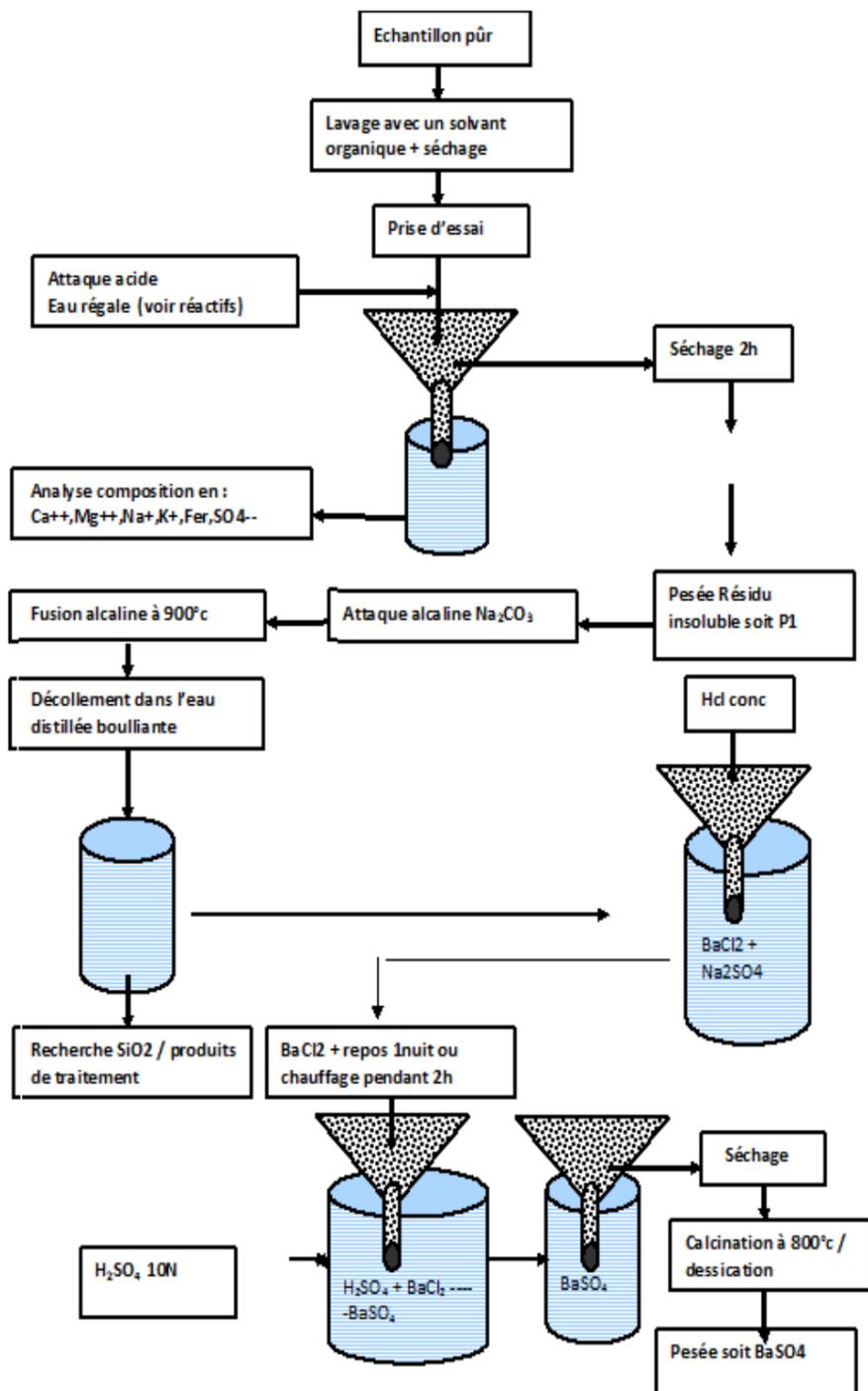
$$26.1\text{mg} \longrightarrow 1000 \text{ mg}$$

$$X \longrightarrow 100 \text{ mg.}$$

X= 2.61mg donc

$$[\text{FeCO}_3] = 2.61\%.$$

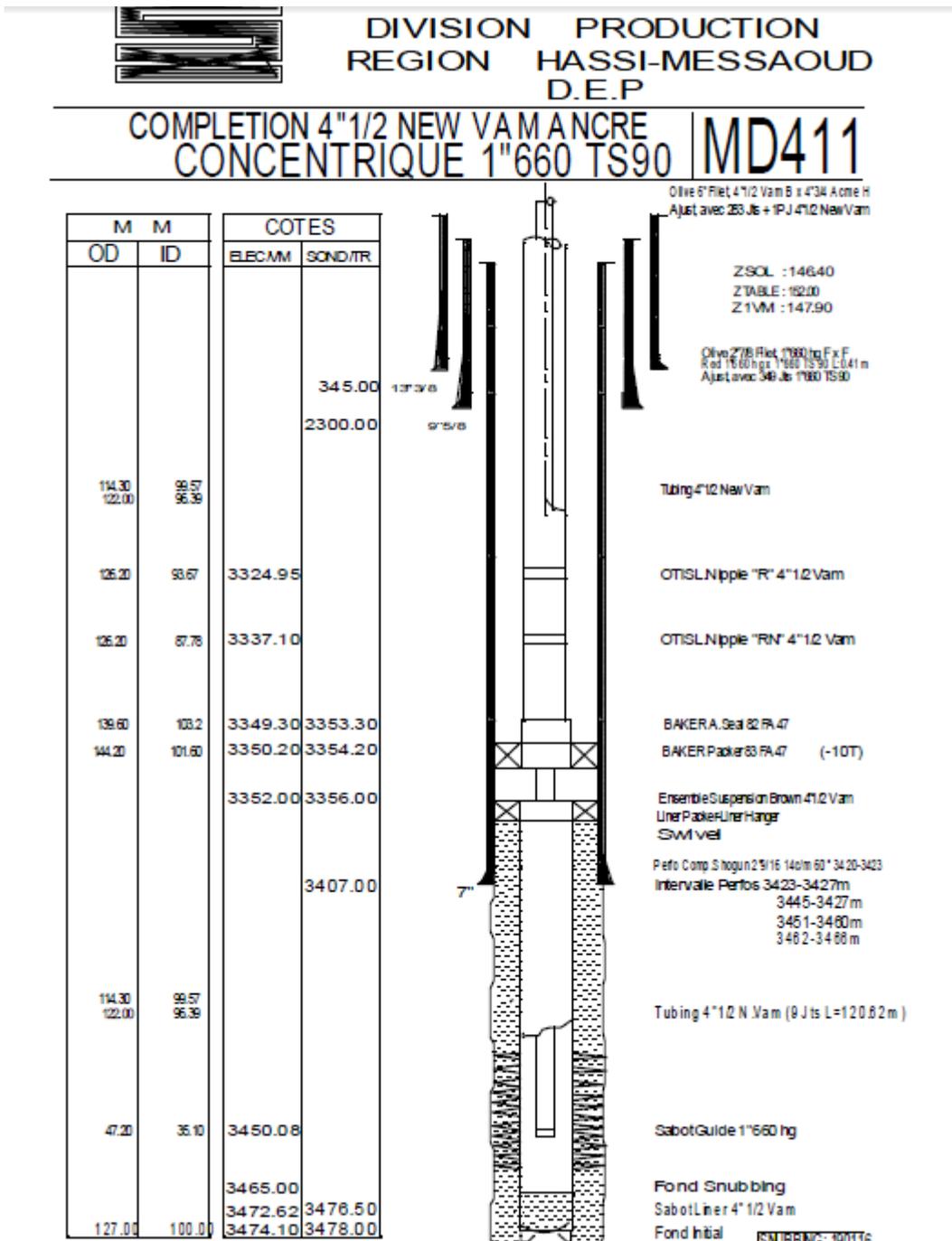
FigureA.4 : Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt.



Annexe B : Opérations effectuées Sur MD411.

Opérations effectuées Sur MD411			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
14/01/2016	14/01/2016	OPERATION_SPECIALE	Scale Blaster
07/01/2016	19/01/2016	SNUBBING	-----
13/08/2014	13/08/2014	OPERATION_SPECIALE	Acide 2eme Phase
12/08/2014	12/08/2014	OPERATION_SPECIALE	Scale Blaster - Tube clean
05/08/2014	18/08/2014	SNUBBING	-----
03/08/2014	03/08/2014	WIRELINE	Controle
16/01/2014	16/01/2014	WIRELINE	Grattage Controle
27/09/2012	27/09/2012	OPERATION_SPECIALE	KO
13/09/2012	24/09/2012	SNUBBING	-----
29/07/2012	29/07/2012	WIRELINE	Controle Concentrique
07/10/2010	07/10/2010	OPERATION_SPECIALE	Kick Off CCE
30/09/2010	30/09/2010	DIAGRAPHIE	-----
07/09/2010	04/10/2010	SNUBBING	-----
02/09/2010	02/09/2010	WIRELINE	Controle
27/03/2010	27/03/2010	WIRELINE	Controle Concentrique
02/02/2010	02/02/2010	WIRELINE	Grattage Controle
29/12/2009	29/12/2009	SNUBBING	-----
14/12/2009	14/12/2009	WIRELINE	Controle
15/09/2009	15/09/2009	WIRELINE	Controle
06/02/2009	06/02/2009	WIRELINE	Grattage Controle
04/02/2009	16/02/2009	SNUBBING	-----
23/01/2009	23/01/2009	WIRELINE	Controle
08/01/2009	08/01/2009	WIRELINE	Grattage Controle
17/12/2008	17/12/2008	WIRELINE	Grattage Controle
13/12/2008	13/12/2008	OPERATION_SPECIALE	CLEAN OUT
11/12/2008	11/12/2008	WIRELINE	Grattage Controle
18/11/2008	18/11/2008	WIRELINE	Grattage Controle
09/11/2008	09/11/2008	WIRELINE	Grattage Controle

Annexe C : Fiche technique de puits MD411.



Annexe D : 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 Contrôle.
- 08/02/2018 au 08/02/2018 OPERATION_SPECIALE Clean Out with Reformat 12/12/2017 au 12/12/2017 WIRELINE Grattage Contrôle.
- 27/09/2017 au 27/09/2017 WIRELINE Contrôle.
- 29/08/2017 au 29/08/2017 OPERATION_SPECIALE Cleanout.
- 27/07/2017 au 27/07/2017 OPERATION_SPECIALE Cleanout.
- 12/07/2017 au 12/07/2017 WIRELINE Contrôle.
- 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 CleanOut.
- 18/02/2017 au 18/02/2017 OPERATION_SPECIALE CleanOut.
- 26/06/2016 au 26/06/2016 OPERATION_SPECIALE CleanOut.
- 16/04/2016 au 16/04/2016 OPERATION_SPECIALE CleanOut.
- 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 Contrôle
- 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 Contrôle.
- 12/06/2015 au 12/06/2015 OPERATION_SPECIALE CCE KickOff.
- 25/02/2015 au 25/02/2015 WIRELINE Instrumentation.
- 23/02/2015 au 23/02/2015 WIRELINE Contrôle 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 Cleanout.
- 02/05/2012 au 02/05/2012 WIRELINE Mesure de pression
PFS 25/04/2012 au 25/04/2012 OPERATION_SPECIALE
Cleanout.
- 18/05/2011 au 18/05/2011 OPERATION_SPECIALE Cleanout.
- 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 Contrôle.
- 22/12/2010 au 22/12/2010 OPERATION_SPECIALE CLEAN OUT.
- 15/11/2010 au 15/11/2010 OPERATION_SPECIALE Cout.
- 08/11/2010 au 08/11/2010 OPERATION_SPECIALE Cout.
- 29/10/2010 au 29/10/2010 OPERATION_SPECIALE CLEAN OUT.
- 12/10/2010 au 12/10/2010 OPERATION_SPECIALE Cleanout.
- 20/08/2010 au 20/08/2010 OPERATION_SPECIALE Cleanout.
- 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 Contrôle.
- 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 CLEANOUT.
- 11/04/2009 au 11/04/2009 OPERATION_SPECIALE CLEANOUT.
- 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.

Annexe E : les tests de Jaugeage de puits ONIZ432.

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

Date Mesure	Diam. Duse (m m)	Unité Sépara .	Débit (m ³ /h)		GO R	Pression (kg/cm ²)			Tem p. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press . Tête	Press .Pipe	Press. Sépara .			Récupéré e	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	0.23	2606.11	11356	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	1162	26.49	17.73	17.19	22	1.1372	40	0
22/12/2016	15.08	Vx29	0.25	10387.60	41221	24.1	21.1			10.3858	0	0
21/02/2017	15.08		2.13	2892.10	1360	33.4	17.6			2.0764	807	0
11/04/2017	15.08	1440	0.95	2176.35	2288	25.75	15.92	16.38	21	3.5782	0	0
07/07/2017	15.08		0.15	768.86	5218	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		0.16	1609.72	9953	17.4	12.13	14.29	36	14.2191	0	0
26/08/2017	15.08		0.63	1280.62	2024	23.3	9.19		27	4.8667	1810	0

Annexes

03/09/2017	15.08	Vx29	0.83	983.45	1187	18.2	10.1		33	2.9036	804	0
31/10/2017	15.08	1440	.74	3281.75	4416	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	3029	26.4	13.8	13.26	10	6.3833	0	0
09/03/2018	15.08	Vx29	.06	721.59	12629	23	14.1		32	53.2037	3731	0