

N° Série :/2022

Université Kasdi- Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

BENFIFI Ikram, BENOZZA Hadjer

-THÈME-

Contribution au traitement des sulfates de baryum par déminéralisation de l'eau d'injection (champ HMD).

Soutenue le:08/ 06 / 2022 devant la commission d'examen

Jury:

Président	Mr.KHEBBEZ Mohamed Elghali	Université Kasdi Merbah
Encadreur	Mr .ARBAOUI Mohamed Ali	Université Kasdi Merbah
Examineur	Mr . DADA Saada	Université Kasdi Merbah

Année universitaire 2021/2022



Tout d'abord, j'offre tout ma foi et remercie ALLAH tout puissant, qui nous a fourni toutes les forces nécessaires pour mener à bien ce travail modeste.

Remerciements :

*J'envoie aussi ma gratitude et mes sincères remerciements à mon encadreur **MR. ARBAOUI Mohamed Ali** pour leurs conseils, pour leur appui, leur disponibilité et pour nous avoir fait profiter de leur connaissance.*

*Je voudrais remercier **MR. OMAR** ingénieur du laboratoire de traitements des eaux dans le Centre de Recherche à l'université Kasdi -Merbah-Ouargla.*

Aussi les membres de laboratoire qui m'a donné des informations précieuses dans le domaine et mon expérience.

Je remerciement à tous les enseignants et les étudiants du département production.

Sans oublier toute l'équipe de forage et tous les amis.

Un grand merci au membre jury qui on accepter d'examiner ce travail ,

***Mr.KHEBBEZ Mohamed El ghali** , qui nous a fait l'honneur de présider le jury de soutenance.*

***Mr. DADA Saada**, d'avoir accepté d'examiner la qualité de ce travail.*

En fin je remerciement tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à ce travail et ceux qui travaillent pour la science et le pays.



Dédicace :

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

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et

Matériellement pendant les moments les plus difficiles et durant

Toute ma vie.

Ma très chère mère

Mon très cher père

A mes très chères sœurs

A mes chers frères

(wissem, widad, Rayen)

(Imad, Mehdi, Ala-Eddine)

A tous mes amis surtout : Hadjer ,Malek ,Rania, Nadjah, karima et Fouad .

A tout ma promotion 2017



A pour ma belle-famille : Benfifi, Boucetta, Zemmouri.

A la fin, pour tous ceux qui nous à aider pour Réaliser notre travail.

IKRAM

Dédicace :

C'est un grand plaisir de dédicacer ce travail modeste à tous ceux qui m'ont accompagné tout au long de ma carrière.

Je dédie ce modeste travail, à tous ceux qui ont une place particulière dans mon cœur :

A mon très cher père

A ma très chère mère

A mes chers frères et sœur du plus grand au plus petit.

***A mes amis (es) intimes : Ikram. Malak. Fouad. Bouchra.
Chaima.Aya.***

***A tous mes petits-enfants : Amoun. ALaa .Mohamed .
Tamtoma. Asia. Abdou. Ayoub .***

A mes collègues de mastère

A tous les étudiants (es) et enseignants (es) de production de l'université de Ouargla

A tous ceux qui sont animé par l'amour du savoir et de la recherche et dans le but essentiel est d'aider l'humanité.



HADJER

Résumé :

Les dépôts de sulfate de baryum sont le problème la plus dangereuse dans le champ Hassi- Messoud au niveau des puits pétroliers et des installations de production et de traitement des hydrocarbures difficile à gérer, qui se compose principalement de l'absence de compatibilité entre l'injection d'eau riche en SO_4^{-2} de l'utilisateur habituellement afin de nettoyer et de maintenir une pression stable du puits et l'eau de réservoir qui riche en Ba^{+2} .

Ce travail vise à étudier la formation du sulfate de baryum et comment le prévenir ou le traiter au niveau du champ de Hassi- Messoud par deux méthodes : ENMAX, L'inhibiteur AD_{32} , les limitations de ces méthodes nous a incité pour proposer la désulfatation des eaux d'injection par les résines anioniques en série qui permettent la technique d'échange ionique avec les anions de sulfates dissout dans l'eau d'injection.

L'étude a été réalisée au niveau de laboratoire de centre de recherche. Après le traitement des eaux d'injection nous avons constaté que la prévention par les résines est une solution efficace, utilisée pour éviter la formation des sulfates de baryum avec des meilleures capacités par rapport les autres méthodes. Dans la dernière partie, nous avons proposé la combinaison des techniques tel que ; les Nonafiltration avec Osmose inverse, AD_{32} avec Nanofiltration, ainsi que l'évaluation de l'utilisation des résines en séries avec échauffements pour traiter l'eau d'injection afin de résoudre le problème de formation des dépôts de $BaSO_4$.

Mots clés : dépôts, AD_{32} , sulfate de baryum, ENMAX, Nanofiltration, inhibiteur, résine, osmose inverse.

Abstract:

Barium sulphate deposits are the most dangerous problem in the Hassi- Massoud field, in oil wells, and processing facilities that are difficult to manage, which consists mainly of the lack of compatibility between water injection usually riched in SO_4 in order to clean and maintain a stable well pressure and reservoir water that rich in Ba.

This work aims to study the formation of barium sulphate and how to prevent or treat it in the field of Hassi- Messoud by two methods: ENMAX, AD_{32} inhibitor, the limitations of these methods have prompted us to propose the desulphatation of the injection water by anionic resins in series which allow the ion exchange technique with sulphate anions dissolved in the injection water,

The study was carried out at the research centre laboratory level. After treatment of the injection water we found that resin prevention is the only effective solution used to avoid the formation of barium sulphate with better capacities compared to other methods.

Finally, in the last part, we proposed the combination of techniques such as Nonafiltration with Reverse Osmosis [AD]₃₂ with Nanofiltration, as well as the evaluation of the use of resins with heating to treat injection water in order to solve the problem of formation of deposits of Barium sulphate.

Keywords: deposits, [AD]₃₂, barium sulphate, ENMAX, Nanofiltration, inhibitor, resin, reverse osmosis.

ملخص:

تعتبر رواسب كبريتات الباريوم أخطر مشكلة في حقل حاسي مسعود في آبار النفط ومرافق إنتاج ومعالجة كبريتات الباريوم التي يصعب إدارتها، والتي تتكون أساسًا من عدم التوافق بين حقن المياه الغنية بالكبريتات عادة من أجل تنظيف والحفاظ على ضغط بئر مستقر ومياه خزان غنية بالباريوم.

يهدف هذا العمل إلى دراسة تكوين كبريتات الباريوم وكيفية منع تشكلها أو علاجها في حقل حاسي مسعود بطريقتين: ENMAX، مثبط AD32، دفعتنا محدودية هذه الحلول الأساليب إلى اقتراح إزالة الكبريت من ماء الحقن بواسطة الراتنجات الأيونية و المتوضعة على التسلسل والتي تسمح بتقنية التبادل الأيوني مع أيونات الكبريتات المتواجدة في ماء الحقن،

أجريت الدراسة على مستوى مختبر مركز الأبحاث. بعد معالجة مياه الحقن وجدنا أن استعمال الراتنج هي الحل الفعال المستخدم لتجنب تكوين كبريتات الباريوم والتي أبانت بقدرات أفضل مقارنة بالطرق الأخرى. أخيرًا، اقترحنا دمج تقنيات مثل الترشيح النانوي مع الاسموس العكسي، AD32 مع الترشيح النانوي، بالإضافة إلى تقييم استخدام الراتنجات على التسلسل مع تسخين مياه الحقن من أجل حل مشكلة تكوين الرواسب من كبريتات الباريوم. الكلمات المفتاحية: الرواسب، AD32، كبريتات الباريوم، ENMAX، ترشيح النانو، مثبط، راتنج، الاسموس العكسي

Tableau des Matières :

I. Remerciements

II. Dédicaces

III. Résumé

IV. Tableau des Matières

V. Liste des figures

VI. Liste des tableaux

VII. Liste des abréviations

VIII. Introduction

I.	Chapitre1 :Généralité sur les dépôts	3
I.1	Introduction	3
I.2	Généralités sur l'endommagement	3
I.2.1	Définition de l'endommagement	3
I.2.2	Localisation de l'endommagement.....	4
I.2.3	Les différentes causes de l'endommagement	4
I.3	Les différents types de dépôts.....	6
I.3.1	Les dépôts organiques	6
I.3.2	Les dépôts minéraux	8
I.4	Comparaison entre les trois dépôts	12
I.5	La prévision de formation des dépôts	12
I.6	Les facteurs principaux conduisant aux dépôts de sulfate	13
I.6.1	Influence de la température	13
I.6.2	Influence de la Pression	13
I.6.3	L'influence de pH	13
I.6.4	Influence de la salinité	13
I.7	Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers	14
I.8	Détection et suivi des dépôts.....	14
II.	Chapitre : II Généralité sur les dépôts se sulfate de baryum	
II.1	Introduction	
II.2	Définition:	16
II.3	Origine de sulfate baryum	16
II.4	Les eaux dans les champs pétroliers	16
II.4.1	Eaux injection (water flood)	16
II.4.2	L'eau de lavage.....	17
II.4.3	L'eau de maintien de pression	17
II.4.4	Eaux de gisement.....	17
II.5	Localisation des dépôts de sulfate baryum	18
II.6	Caractéristiques des sulfates de baryum	19

II.6.1	Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum	19
II.6.2	Structure cristalline du sulfate de baryum	19
II.6.3	Solubilité du $Baso_4$	20
II.6.4	Taux de saturation	21
II.7	Les étapes de formation de dépôt	21
II.7.1	Germination	21
II.7.2	Agglomération et agrégation	22
II.8	Les principales causes de formation des dépôts	22
II.8.1	Chute de pression	22
II.8.2	Changement de température	22
II.8.3	L'influence de pH	22
II.8.4	Changement des caractéristiques minérales	23
II.8.5	Mélange des eaux incompatibles	23
III.	Chapitre III : traitement de dépôts de sulfate de baryum.....	25
III.1	Introduction	25
III.2	Traitement curatif	25
III.2.1	: Milling	25
III.2.2	Jetting (jet hydraulique).....	26
III.3	Traitement préventif	26
III.3.1	Le procédé soustractif : traitement chimique par $Bacl_2$	26
III.3.2	Le procédé additif (par Injection Continue d'un inhibiteur)	27
III.3.3	Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation.....	27
III.3.4	Dissolution chimique	27
III.3.5	Les inhibiteurs	28
III.3.6	Traitement par l'outil d'ENMAX	34
IV.	Chapitre: IV Technique de traitement des eaux	
IV.1	Introduction	46
IV.2	Techniques membranaires	46
IV.3	Nanofiltration	47
IV.4	L'osmose inverse	48
IV.5	Les échangeurs des ions	49
IV.5.1	Définition	49
IV.5.2	Principe	50
IV.5.3	Structure	51
IV.5.4	Description d'un échangeur d'ions	51
IV.5.5	Classification des échangeurs d'ions	52
IV.5.6	Caractéristiques des REI	55

IV.5.7	Régénération des résines à contre-courant	56
IV.5.8	Les applications des résines échangeuses d'ions	57
V.	Chapitre : V traitement des dépôts de Baso4 par l'utilisation des résines.....	
V.1	Introduction	58
V.2	Principe, produit et appareillage	58
V.2.1	Principe	58
V.2.2	Produits utilisée	58
V.2.3	Appareillage.....	60
V.3	L'activation et traitement des résines	62
V.3.1	Régénération des résines	62
V.3.2	Prétraitement de l'eau albienne	62
V.3.3	Mode opératoire de dosage de sulfate sans traitement par les résines	63
V.4	Résultats et discussions	67
IX. Conclusion		
X. Recommandation		
XI. Référence		
XII. Annexe		

Liste des figures :

Figure I.1: Dépôts dans le tubing.....	3
Figure I. 2: le dépôt asphaltènes	7
Figure I. 3: schéma d'une composition.....	7
Figure I. 4: Dépôts des paraffines.....	8
Figure I. 5 : cristal de chlorure de sodium.....	9
Figure I. 6 l'effet de la pression sur la solubilité de NaCl.....	10
Figure I. 7 : Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites.....	10
Figure I. 8 : Dépôt de sel contient le $Srso_4$	11
Figure I. 9 : Cristaux du $Baso_4$	12
Figure I. 10:diagramme de sursaturation et précipitation de dépôt de sulfate de baryum.....	13
Figure II. 1: Dépôts $Baso_4$	16
Figure II. 2: la précipitation de $Baso_4$ dans les installations de fond et de surface.....	19
Figure II. 3: la précipitation de $Baso_4$ dans les installations de fond et de surface.....	20
Figure III. 1: outil de Milling.....	26
Figure III. 2: Coiled Tubing.....	26
Figure III. 3: principe de dissolution chimique.....	28
Figure III. 4: l'inhibiteur AD32.....	30
Figure III. 5: Schéma de station de traitement d'eau de lavage des puits huile salés.....	32
Figure III. 6: station de traitement.....	32
Figure III. 7:Skid MD141 de dessalage pressurisé HP (BONATTI) HMD.....	32
Figure III. 8: Analyse des échantillons des dépôts des puits HGA8, MD411 et MD525.....	33
Figure III. 9 : les dépôts formés durant l'injection d'inhibiteur AD32	34
Figure III. 10: Accumulation de dépôts dans l'Enmax en amont.....	35
Figure III. 11: l'installation CPRS de fond.....	36
Figure III. 12: ENMAX style disque - ENMAX style bar.....	36
Figure III. 13: l'unité d'ENMAX de surface.....	37
Figure III. 14:L'installation d'ENMAX de la surface.....	37
Figure III. 15: L'ENMAX dans les transports des champs des pétroles.....	38
Figure III. 16: L'ENMAX dans l'injection d'eau.....	38
Figure III. 17: Pression, débit Lecture quotidienne du puits MD-411.....	39
Figure III. 18: Analyse de salinité en amont et aval d'ENMAX sur le puits MD-411.....	40
Figure III. 19: Analyse du pH en amont et en aval d'ENMAX sur le puits MD-411.....	40
Figure III. 20 : Analyse d'analyse d'inhibiteur de scale en amont et en aval d'ENMAX du puits MD-411.....	41
Figure III. 21 : Analyse des coupons de scale en amont en aval ENMAX sur le puits MD-411.....	41
Figure III. 22: Analyse des coupons de scale en amont en aval ENMAX sur le puits MD-411.....	42
Figure V. 1:NaCl poudre.....	59
Figure V. 2: les types des résines.....	60
Figure V. 3:les appareils utilisé au niveau de laboratoire.....	62
Figure V. 4: filtration d'eau d'injection.....	63
Figure V. 5: étape N°03.....	64
Figure V. 6: Image représente l'étape d'addition d'acide.....	64
Figure V. 7 : Image représente l'étapeN°03 de chauffage des réactifs.....	65
Figure V. 8: Image représente l'étapeN°04 d'addition de $Bacl_2$	65

Figure V. 9: Image représente l'étapeN°05 de filtration.	66
Figure V. 10: étape N°06.	67

Liste des tableaux :

Tableau II 1: Solubilité de sulfate de baryum en fonction de température.....	21
Tableau III. 1 : classification des familles d'inhibiteurs.....	29
Tableau III. 2: les moyens de pourcentage de formation des dépôts des puits HGA8, MD411 et MD52. ...	33
Tableau III. 3: Poids de scale après retrait des coupons.	42
Tableau III. 4 : Exemple d'analyse de scale trouvée dans la conduite d'écoulement du puits MD-411.....	42
Tableau IV. 1 : Les échangeurs de cations fortement acides et faiblement acides.....	54
Tableau IV. 2 : Les résines fortement basiques et faiblement basiques.	54
Tableau V. 1 ; caractéristique des résines R10 et R40.	59

Les Abréviations

PS R10	Résine type 10
PS R40	Résine type 40
AD32	Anti-dépôts
Ø	Degré de saturation
C Sel	Concentration du sel à t=0
C P Sel	Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.
EDTA	Ethylene Diamine Tetraacetic- Acide
DTPA	Diethylene Triamine Pentaacetic - acid
V0	la vitesse de croissance maximum
HP	high pression
HT	high température
RO	Osmose inverse
NF	La nanofiltration
DVB	divinylbenzène
FA	Les résines fortement acides
fA	Les résines faiblement acides
fa	Les résines fortement basiques

Nomenclature

Vp	Volume de la prise d'essai	
ml		
mBaso₄	Masse de BaSO ₄ formé. g	
Q	Débit	m³ /h
V	volume	ml ou l
T	température	C°

Introduction générale :

La demande mondiale en énergie augmente d'année en année surtout sous l'effet de la croissance économique et démographique. Ce qui a entraîné le monde à être presque complètement dépendant de la première source d'énergie qui est le pétrole. Le pétrole demeure la principale matière première, dominante tout l'industrie notamment la pétrochimie, le transport, l'industrie pharmaceutique, les cosmétiques, matières plastiques et les peintures. Le pétrole brut doit subir des procédés de traitement convenable capable de fournir un pétrole qui répond aux normes exigées, et de diminuer leur répercussion sur les installations pétrolières. Le pétrole brut contient en plus des hydrocarbures, quelques traces d'eau, sous forme d'émulsion et une certaine quantité des sels, comme les chlorures de sodium et de magnésium, accompagnés des traces de sulfate et de baryum, de silice et d'oxyde de fer. [1]

L'exploitation d'un gisement conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits à cause de la déplétion naturelle ou à la suite d'un éventuel endommagement de la couche productrice aux abords du puits cause de la déplétion naturelle ou à la suite d'un éventuel endommagement de la couche productrice aux abords du puits. Pour continuer à l'exploiter dans les meilleures conditions, il est indispensable de passer au stade de récupération assistée.

L'injection d'eau dans les réservoirs est la méthode la plus employée dans la récupération du pétrole et le dessalage dans les puits producteurs pour dissoudre les sels provoquant des dépôts sur les parois au fond du puits. Ces sels proviennent essentiellement de l'eau de gisement d'une salinité d'environ 350 g/ dans champ Hassi -Massoud.

En plus, cette injection d'eau de l'albien provoque des dépôts de sulfate de baryum au niveau de la roche réservoir, des alentours des puits, des équipements de fonds et de surface. Ce phénomène résulte de l'incompatibilité entre les eaux d'injection riches en anions sulfates et des eaux de gisements riches en cations alcalino-terreux (baryum, strontium).

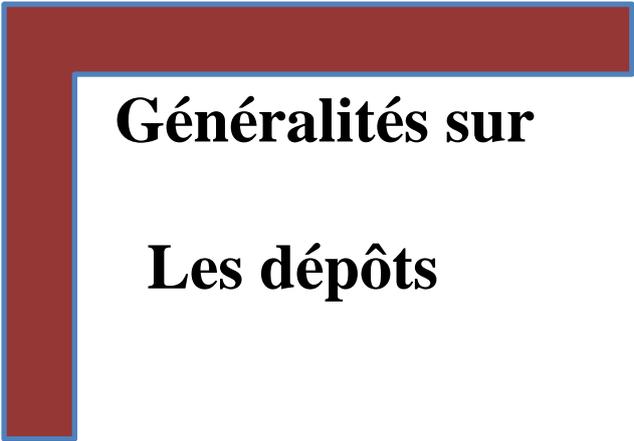
Ces dernières années, le problème de dépôt sulfate de baryum semble se généraliser presque sur tous les champs pétrolières Algériens où de nombreux puits ont vu leur potentiel tellement réduit que certains parmi eux ont dû être fermés.

Notre mémoire vise à étudier ce problème et de proposer des nouvelles méthodes pour empêcher la formation de ce type de dépôt. Le présent travail se divise en deux parties, théorique et pratique. La partie théorique se compose de 4 chapitres traitant les notions

générales sur les dépôts, Les dépôts de sulfate de baryum, les types de traitement et protection ainsi que le type d'inhibiteur utilisé pour empêcher les dépôts.

La partie pratique (partie expérimentale) qui était effectuée au niveau du laboratoire de traitements des eaux dans le Centre de Recherche à l'université Kasdi -Merbah-Ouargla, afin d'étudier l'efficacité du traitement d'eau d'injection par des résines (d'échange d'ions) en série. Finalement on fait une étude comparative entre les résultats de notre travail et les résultats des travaux précédents (les méthodes de traitement par deux types résines R10 et R40 sans et avec échauffement). Notre travail se termine par une conclusion et recommandation.

Chapitre : .I



Généralités sur

Les dépôts



I.1 Introduction :

L'accumulation de dépôts est un processus aux conséquences négatives considérables dans les réservoirs de pétrole et de gaz avec des effets néfastes sur l'écoulement des fluides dans les puits et les roches réservoirs. La conséquence évidente de la formation des dépôts incrustants est la restriction progressive de l'écoulement des fluides pouvant conduire au blocage total des installations de production. Ce processus change essentiellement la perméabilité des sédiments par le bouchage des pores de la roche réservoir par les dépôts de matière solide.

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

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

Les pertes économiques liées aux dépôts peuvent être importantes et les dégâts industriels et environnementaux provoqués sont principalement :

- la réduction de la section de passage des canalisations avec la dégradation de l'état de surface.
- l'accumulation de dépôts compromet la sécurité en causant des dommages aux équipements de production [2].

I.2 Généralités sur l'endommagement :

I.2.1 Définition de l'endommagement :

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production [3].

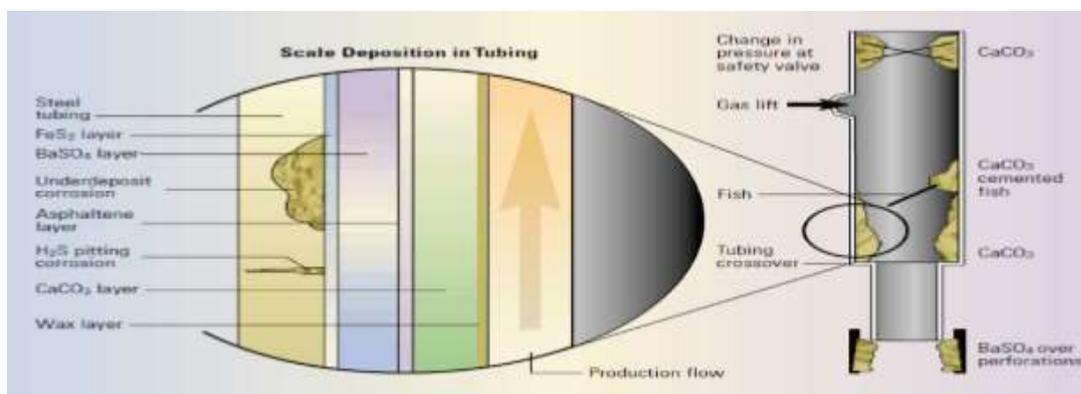


Figure I.1: Dépôts dans le tubing [4].

I.2.2 Localisation de l'endommagement :

I.2.2.1 Au fond du puits :

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

I.2.2.2 Aux abords du puits :

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

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

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

✚ **La zone envahie** : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité ;
- Formation d'émulsions ;
- Gonflement. et /ou délitage des argiles ;
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

I.2.2.3 Accumulations de particules :

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir [3].

I.2.3 Les différentes causes de l'endommagement :

I.2.3.1 Durant la phase de forage :

- **Broyage de la roche réservoir :**

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

- **Invasion par la boue :**

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

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

➤ **Cimentation du casing :**

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

➤ **Neutralisation du puits :**

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

➤ **Gonflement des argiles :**

L'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité, et peut causer des coincements des outils d'intervention ou de forage.....etc [4].

I.2.3.2 Endommagement dû aux opérations sur puits :

- **Colmatage des perforations :**

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

- **Changement de mouillabilité :**

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

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

- **Formation d'une émulsion :**

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles (L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir...).

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle.

I.2.3.3 Endommagement dû à la Stimulation :

- ❖ **Acidification** : L'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits ; mais aussi peut générer des nombreux problèmes tels que :
 - ✓ Une attaque du ciment libérant des particules fines ou des grains de sable.
 - ✓ Cet endommagement représente les produits de réactions secondaires de l'acide. Il existe principalement (Précipitation Fluorure de Calcium et des fluosilicates) [3].
- ❖ **fracturation** : Le risque majeur est dans le développement vertical de la fracture qui est capable de mettre le puits en communication avec une zone contenant un fluide que l'on ne souhaite pas produire.

I.3 Les différents types de dépôts :

Dans la production du pétrole, plusieurs dépôts (organiques et minéraux) de différentes compositions sont encore rencontrés, en particulier sur les parois des installations de fond, et aux abords du puits causant ainsi des perturbations dans la production. La formation de ces dépôts est due de la déplétion naturelle ou l'incompatibilité entre d'eau d'injection et d'eau de gisement, les principaux dépôts connus et communs aux champs pétroliers sont établis comme suit [4].

I.3.1 Les dépôts organiques :

Les hydrocarbures sont en condition supercritique dans le réservoir. Leur évacuation vers la surface provoque alors une sursaturation des alcanes les plus lourds, Nature des dépôts (P-A-R-C) : Paraffines – Asphaltènes – Résines – Cires.

Depuis la mise en production du champ ; les dépôts d'asphaltènes et de paraffines ont posé beaucoup de problèmes.

L'huile de gisement dépose dans le tubing un résidu noirâtre qui en s'accumulant diminue fortement la productivité des puits. Ceci peut s'expliquer de la manière suivante :

- Lors de la migration du pétrole ; les hydrocarbures lourds sont déposés au bas de réservoir.
- La condition de formation de ces dépôts est la diminution de la pression ou de la Température ou bien les deux qui peuvent décroître la solubilité des fractions lourdes dans le brut [5].

I.3.1.1 Les dépôts d'asphaltènes :

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

sont généralement décrits comme la fraction de pétrole brut insoluble dans les alcanes (p. ex. n-heptane ou n-pentane) mais soluble dans les solvants aromatiques (toluène ou benzène). Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de Carbone (C) et d'Hydrogène (H). D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le Soufre (S), Azote (N), et l'Oxygène (O) avec des quantités significatives e).



Figure I. 2: le dépôt asphaltènes

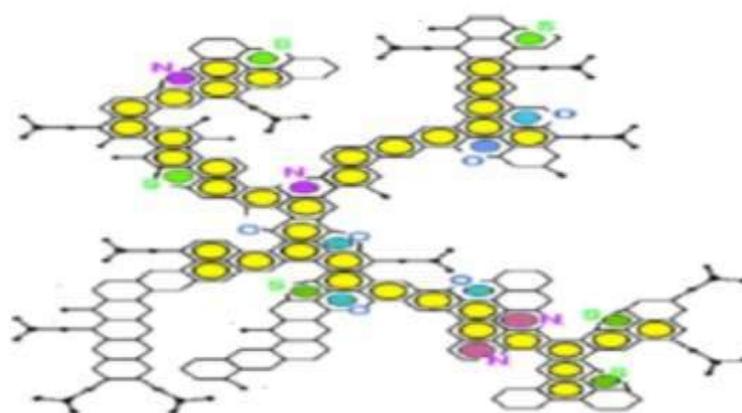


Figure I. 3: modèle d'asphaltène .

I.3.1.2 Les dépôts de paraffines :

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

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

En générale, Les paraffines sont des alcanes, à savoir des molécules linéaires d'hydrocarbures saturés à chaîne droite (de formule brute C_nH_{2n+2}) [4].

On distingue principalement:

- ❖ Paraffine solide : cires (n = 20 à 40).
- ❖ Paraffine liquide (n = 8 à 19) [6].



Figure I. 4: Dépôts des paraffines

I.3.2 Les dépôts minéraux :

Les eaux des gisements pétrolifères sont en générale très chargées en sels et même saturées. On y trouve en prédominance le chlorure de sodium, il est toujours accompagné de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium, en quantités très variables sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures [4].

Les sels dans le pétrole brut sont essentiellement des chlorures dont la répartition est la suivante:

- NaCl (chlorure de sodium): 70 %.
- MgCl₂ (chlorure de magnésium): 20 %.
- CaCl₂ (chlorure de calcium): 10 %.

Ces sels se présentent soit se forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut :

I.3.2.1 Les sels solubles :

I.3.2.1.1 Chlorure de Sodium (NaCl) :

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



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

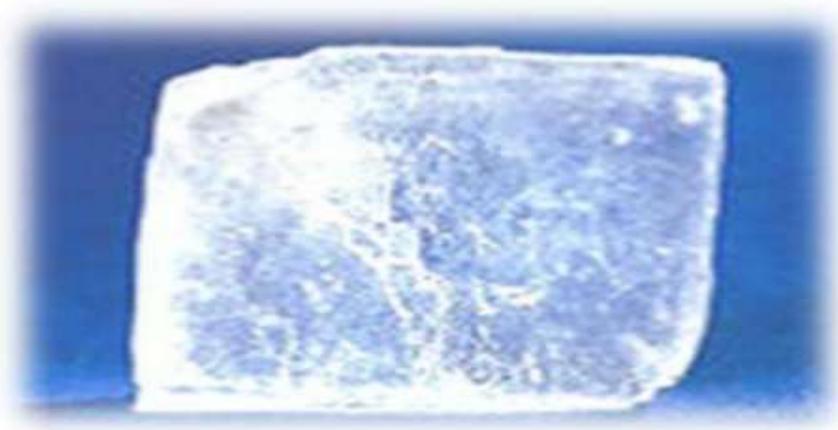


Figure I. 5 : cristal de chlorure de sodium.

✚ L'effet de température sur la solubilité

L'eau produite est salée saturée à une température de fond très élevée. Lorsque la température commence à chuter la solubilité diminue, ainsi les dépôts de sel commencent à se former.

✚ L'effet de la pression sur la solubilité :

En général, la solubilité de NaCl est liée proportionnellement avec la pression c'est-à-dire plus la pression est élevée, plus l'eau peut contenir de sel dissout et inversement. Ces

conditions expliquent la formation des dépôts, la réduction des diamètres du tubing qui provoquent une chute de pression [4].

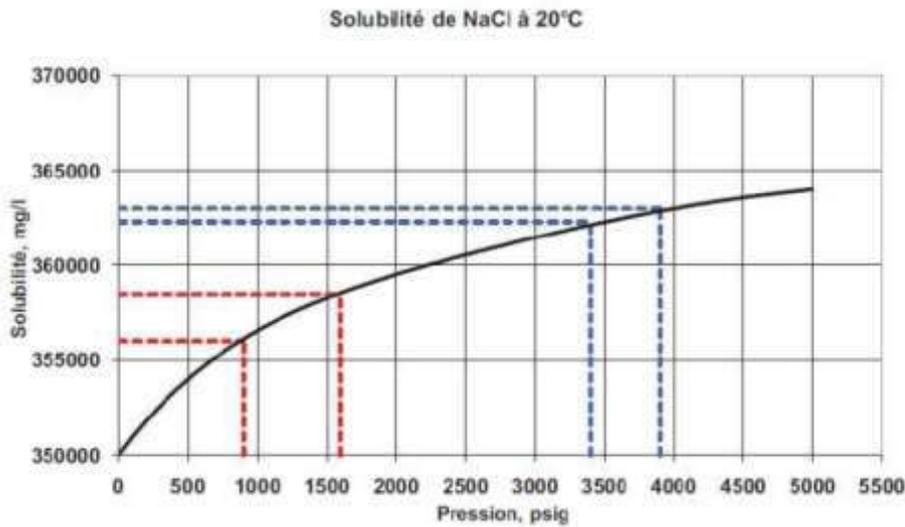


Figure I. 6 : l'effet de la pression sur la solubilité de NaCl.

I.3.2.2 Les sels peu solubles :

I.3.2.2.1 Les Carbonates de calcium ($CaCO_3$) :

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de CO_2 , par augmentation de la température ou par une baisse de la pression, ou par la sursaturation de longtems, sa formation a lieu suivant la réaction :



L'effet inverse de la pression et de la température rend la prévision de formation difficile, c'est pourquoi on cherchera plutôt à utiliser un technique préventif on pourra utiliser des inhibiteurs (retardateurs de cristallisation), ou des traitements acides car les carbonates sont très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de CO_2 , ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion [4].

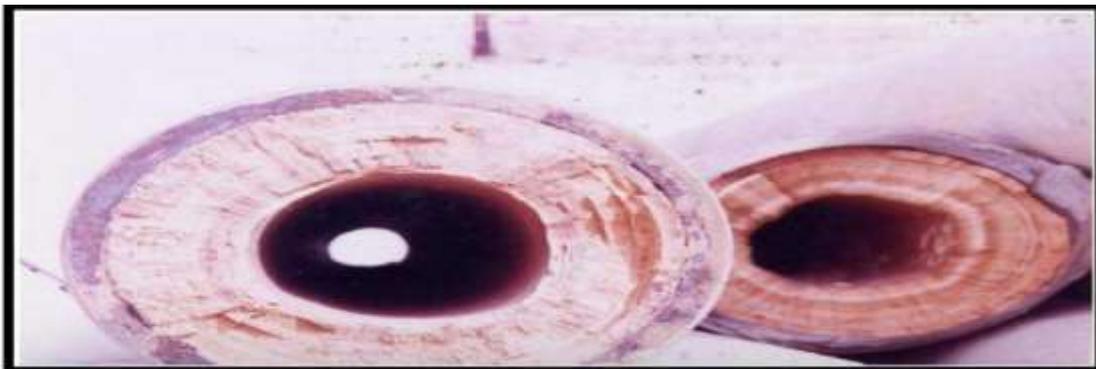


Figure I. 7 : Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites.

I.3.2.3 Les sels insolubles :

I.3.2.3.1 Dépôts de sulfates de calcium ($CaSO_4$) :

Le problème de ces dépôts est le plus grave à rencontrer sur le gisement.

Les dépôts de sulfates de calcium se forment à partir de la combinaison des ions SO_4^{-2} se trouvant dans l'eau d'injection et les ions de Ca^{+2} se trouvant dans l'eau de gisement.

Le grattage à l'aide du WIRE LINE est inefficace devant les dépôts de $CaSO_4$. Il ne reste qu'une méthode de traitement ; c'est le traitement chimique en ajoutant dans l'eau d'injection le FX 14-74 qui a le rôle d'anti-dépôts (but préventif) [5].

I.3.2.3.2 Sulfate de strontium $SrSO_4$:

Le dépôt de sulfate de strontium, est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium ; leur solubilité diminuée en fonction de la température.

La précipitation de $SrSO_4$ peut se produire par :

- Evaporation de l'eau.
- Elévation de la température.
- Mélange d'eaux incompatibles [4].



Figure I. 8 : Dépôt de sel contient le $SrSO_4$.

I.3.2.3.3 Sulfate de baryum ($BaSO_4$) :

C'est le dépôt le plus gênant, car il est dur et compact ainsi que ses limites de solubilité sont très basses. Sa formation se déroule selon la réaction :



Il est souvent considéré comme un précipité de référence dans l'étude de la précipitation, de nombreux travaux sont consacrés à l'étude de ce système [2].



Figure I. 9 : Cristaux du $Baso_4$.

I.4 Comparaison entre les trois dépôts :

La solubilité du $Baso_4$ dans l'eau douce est de 2 mg/l, c'est-à-dire 10 fois inférieur à celle du $CaCO_3$, 100 fois inférieur à celle du $SrSO_4$ et mille fois inférieur à celle du $CaSO_4$, mais sa solubilité augmente avec la force ionique de l'eau et on peut trouver dans une eau de gisement jusqu'à 50 mg/l de sulfates dissous. Donc le premier qui se forme c'est le $Baso_4$ [6].

I.5 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 ; Le calcul de solubilité est un outil extrêmement précieux.

Les résultats d'une étude de prévision de l'entartrage et de la précipitation de dépôt du sulfate de baryum lors du mélange de l'eau de mer et de l'eau de gisement dans un circuit d'injection est donné sur la (figure I. 10)

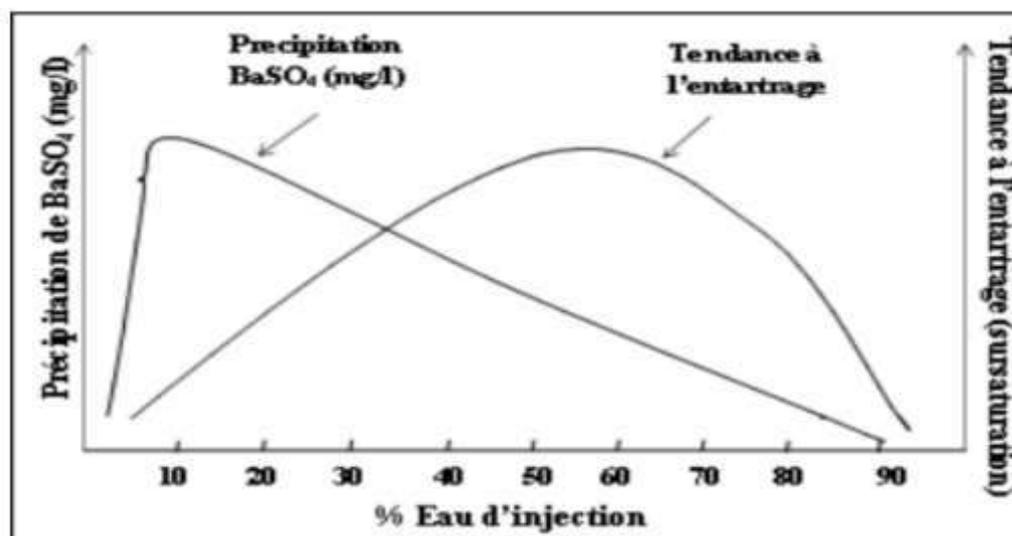


Figure I. 11:diagramme de sursaturation et précipitation de dépôt de sulfate de baryum.

I.6 Les facteurs principaux conduisant aux dépôts de sulfate :

I.6.1 Influence de la température :

Elle a une action très notable sur la solubilité. Dans le cas général, une élévation de la température provoque une plus grande dissolution, dans des proportions qui peuvent être considérables. Le $SrSO_4$ et $CaSO_4$ sont moins solubles à chaud.

I.6.2 Influence de la Pression :

En règle générale, elle a peu d'influence sur la solubilité des sels.

Cependant, les variations de pression provoquent des variations de concentration en gaz dissous. Et dans certains cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.

I.6.3 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 quand 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.

I.6.4 Influence de la salinité :

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

I.7 Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers :

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

- 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 work-over des équipements du fond de puits producteurs et injecteurs.
- Colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs [2].

I.8 Détection et suivi des dépôts :

Pour assurer les meilleures conditions de production, après avoir complété et raccordé le puits au réseau de production, une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux fois par semaine) [4].

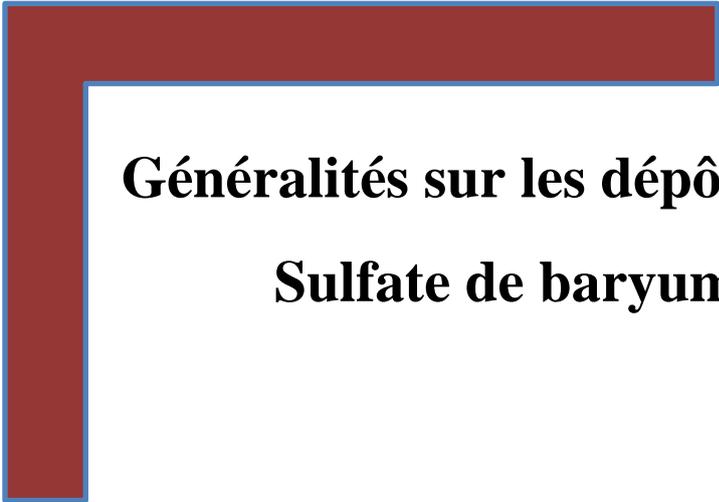
L'équipe de production, doit à chaque ronde, relever les paramètres suivants en tête de puits :

- 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) [7].

Chapitre : .II



Généralités sur les dépôts de Sulfate de baryum



II.1 Introduction :

Le réseau de dessalage dans la région Hassi Messaoud a pour but principale de lavage des puits salés, sachant que la majorité des puits nécessite l'injection d'eau douce vu leur salinité élevée. Cette injection d'eau douce dans les puits provoque un deuxième problème c'est la formation des dépôts sulfatés qui résulte de l'incompatibilité entre l'eau d'Albien injectée qui contient les ions de sulfates et l'eau de formation (Cambrien) qui contient les cations alcalino-terreux (Mg, Ca, Sr, Ba) [1].

II.2 Définition:

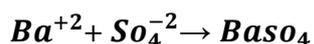
Le sulfate de baryum ou baryte, est un minérale très lourd. C'est le dépôt le plus

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



Figure II. 1: Dépôts $BASO_4$

Car ses limites de solubilité sont très basses (2 à 3 mg/l dans l'eau distillée) [4].



équation II. 1

II.3 Origine de sulfate baryum :

Les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du gisement peuvent contenir des ions baryum (Ba^{+2}) et être mises en contact avec des eaux injectées (Albien), qui contiennent des ions de sulfates (So_4^{-2}).

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. [4]

II.4 Les eaux dans les champs pétroliers :

II.4.1 Eaux injection (water flood) :

C'est le procédé le plus ancien (fin XIX e siècle), et encore le plus employé. Son but n'est seulement la récupération, mais aussi d'accélérer la production, en plus de diminuer son

déclin. Le moyen utilisé est souvent un maintien de pression. L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant [4].

L'injection peut être soit du type reparté dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant. Concernant les sources de l'eau, il s'agit le plus souvent des couches aquifères situées à faible profondeur de l'eau de mer, ou de l'eau en surface à terre (lacs, rivières). Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place, peut provoquer des précipités inscrutables ($BasO_4$) qui bouchent les puits. On distingue deux catégories d'eau [4].

II.4.2 L'eau de lavage :

Elle est en générale injectée à la base du tubing en vue de nettoyer de temps à autre les puits et dissoudre les dépôts de sel "chlorure de sodium" qui s'y trouvent. Certaines eaux de formation

Peuvent contenir 350g/l de chlorure de sodium et être ainsi si proches de la saturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute provoquant une précipitation importante de NaCl sur les parois du tubing jusqu'au bouchage et au réduction de la section du tubing qui conduit à la chute de production. Afin de remettre les puits en production, on intervient sur le NaCl, en envoyant tout simplement ; une quantité de l'eau douce. Parfois l'injection de l'eau pose de sérieux problèmes d'incompatibilité avec les eaux de gisement. En effet, les eaux de gisement peuvent contenir des ions de baryum, calcium, et de strontium, lorsqu'elles sont mises en contact avec des eaux, soit de lavage, soit de maintien de pression qui contiennent des ions sulfatés. Il en résulte la formation des dépôts dans les installations.

II.4.3 L'eau de maintien de pression :

Elle est utilisée comme un moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue rapidement au cours d'exploitation d'un gisement, et que la récupération en place, n'atteindra qu'un très faible pourcentage des réserves estimées si on n'a pas recours à un procédé artificiel, permettant de suppléer à l'insuffisance de drainage naturel [4].

II.4.4 Eaux de gisement :

Il faut savoir que la production du brut, s'accompagne toujours d'une production de gaz de pétrole et d'une quantité d'eau plus ou moins important suivant le gisement. La présence de l'eau est due à des causes diverses, à savoir des causes naturelles ; soit de la roche magasin elle-même qui peut en retenir des quantités considérables, Cette dernière est généralement très chargée en sels jusqu'à sursaturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais, il

est toujours accompagné de quantités variables de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum et strontium, sous forme de sulfates de carbonates, bicarbonates et chlorures. L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement de production ; cette eau de gisement ou de formation, peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolières, soit de la roche magasin elle-même. Il existe des différents types de l'eau de gisement tels que :

II.4.4.1 Eaux de condensation :

Qui correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques. Elles sont produites à la tête des puits par condensation en quantité relativement faible.

II.4.4.2 Eaux de formation :

Qui sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures. Elles sont variées et classées suivant les éléments chimiques dominants qu'elles renferment.

➤ **Eaux interstitielles :** ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche.

II.4.4.3 Eaux connées :

Le «connée» veut dire née, produite ou générée ensemble. Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine syngénésique (formée au même moment que la roche mère). Une eau connée, est donc une eau fossile qui est sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique [4].

II.5 Localisation des dépôts de sulfate baryum :

La précipitation de sulfate baryum $Baso_4$ n'est toutefois pas limitée à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut [2].

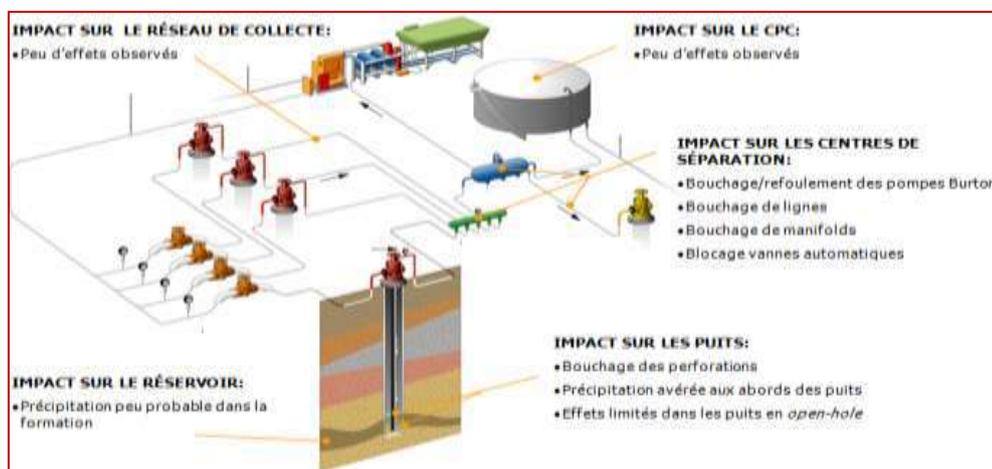


Figure II. 2: la précipitation de $Baso_4$ dans les installations de fond et de surface.

II.6 Caractéristiques des sulfates de baryum :

II.6.1 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
- 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
- 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 [2].

II.6.2 Structure cristalline du sulfate de baryum :

Sachant que la taille des cristaux est inversement proportionnelle à la vitesse de formation des précipités, on déduit qu'elle augmente avec la diminution de la sursaturation de la solution.

Les cristaux de $Baso_4$ comme ceux de $Srso_4$ sont d'une part orthorhombique à mailles très voisines, d'autre part ils sont de nature poreuse avec tendance à absorber les ions étrangers, par contre le $Case_4$ est orthorhombique, monoclinique à mailles très différentes par rapport à celles de $Baso_4$ et $Srso_4$.

Des études ont été menées sur des cristaux de $Baso_4$ et ont montré que la présence des ions Ca^{+2} modifie de façon considérable la structure cristalline de $BaSO_4$ et le rend incrustant.

Le $Baso_4$ est contaminé par différents ions étrangers quand il précipite dans certains systèmes de mélange de sels. Cette caractéristique a été étudiée car des analyses chimiques ont utilisé la formation du précipité de $Baso_4$ pour déterminer la concentration en SO_4^{-2} dans une solution.

Il a été reconnu plus tard que dans de telles procédures, le $Baso_4$ n'est pas pur et peut contenir différents anions et cations ; la cause de cette contamination est l'adsorption.

Notons qu'il y a un ordre préférentiel d'adsorption des ions par précipités colloïdaux de $BaSO_4$. Il a été prouvé que la vitesse de croissance des cristaux est maximale à pH : 3.1 - 3.8 et à haute température, la Figure II. 1 ci-dessous montre la structure cristalline de $BaSO_4$ [2].

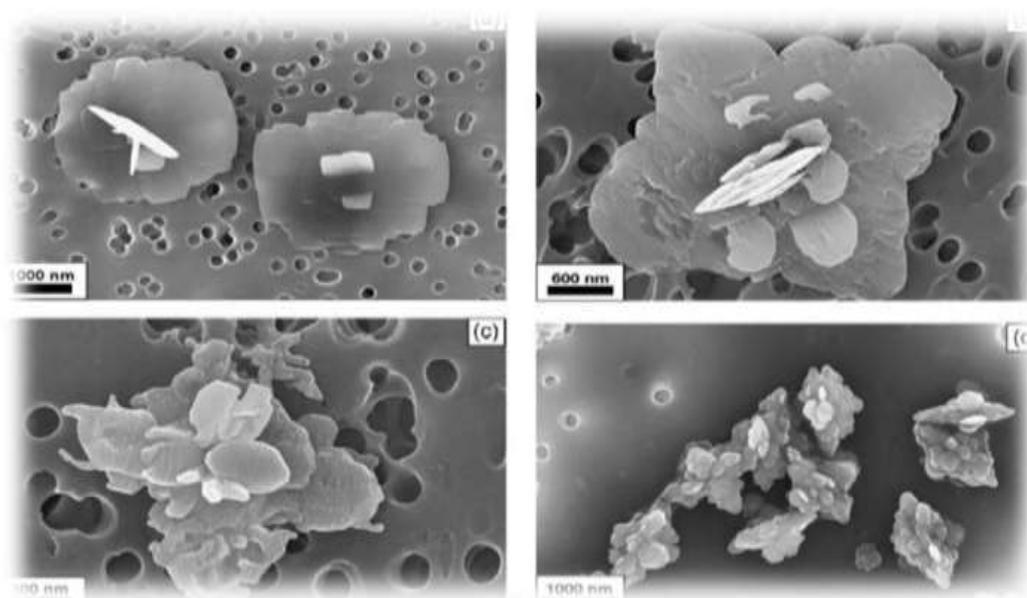


Figure II. 3: la précipitation de $BaSO_4$ dans les installations de fond et de surface.

II.6.3 Solubilité du $BaSO_4$:

La solubilité est la capacité d'une substance, appelée soluté, à se dissoudre dans une autre substance, appelée solvant, pour former un mélange homogène appelé solution. En thermodynamique, la solubilité est une grandeur physique notée S désignant la concentration massique maximale du soluté dans le solvant, à une température donnée. La solution ainsi obtenue est alors saturée. La solubilité s'exprime en g/L ou en mol/L.

Le $BaSO_4$ est, en effet, le sel de sulfate qui a la plus faible solubilité.

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

Le produit de solubilité du $BaSO_4$ à 25°C est égal à $1,10 \cdot 10^{-10}$.

La solubilité de $BaSO_4$ dans l'acide sulfurique concentré (densité 1,853) est de 15.89 g dans 100g de solution saturée à 25 °C. La solubilité chute rapidement quand la solution d'acide sulfurique est diluée (0,05 g par 100 g de solution diluée contenant 83 % d'acide concentré).

La solubilité a été mesurée par Kohlrausch dont voici les résultats exprimés en mg de sel par 100 cm³ d'eau.

Nous avons vérifié que ces valeurs ne varient pas beaucoup d'un auteur à un autre, en particuliers on peut citer les données de Cowan et Weintritt (1976) [2].

Tableau II 1: Solubilité de sulfate de baryum en fonction de température [2].

Elément	$Baso_4$	$Srso_4$	$CaSo_4$
Produit de solubilité K_{ps}	$1,1 \cdot 10^{-10}$	$2,8 \cdot 10^{-7}$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
La solubilité S (mol/l)	$1,05 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$

II.6.4 Taux de saturation :

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

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

$[So_4^{-2}]_0$: Concentration initiale de l'ion sulfate (mol/l)

Ksp: Produit de solubilité de sulfate de baryum, dépend de la température T, du pH et des forces ioniques. **SR**: dépend d'un certain nombre de conditions expérimentales, y compris le mélange eau d'injection et de formation, la température (T), le pH et la force ionique des espèces en solution. [2]

II.7 Les étapes de formation de dépôt :

II.7.1 Germination :

La nucléation (ou la germination) se rapporte à la formation d'une nouvelle phase solide de cristal. Une fois que la sursaturation se produit, les ions commencent à s'associer et forment des noyaux ou des faisceaux.

La nucléation du dépôt se produit selon deux mécanismes:

- ✓ Homogène (spontané) dominant à la sursaturation élevée
- ✓ Hétérogène induite par les particules étrangères ou des impuretés dissoutes dans le système.
- ✓ Croissance cristalline Au cours de la précipitation, deux phénomènes antagonistes entrent en jeu: d'un côté, le mélange qui génère la sursaturation et de l'autre, la nucléation et la croissance qui la fait chuter.

Quand les germes se forment, il y a :

- ✓ Croissance homogène: c'est la nutrition de ces germes par la solution sursaturée par transfert de la matière.

✓ Croissance hétérogène : c'est la formation de la deuxième couche par adsorption des ions de la solution sursaturée qui donnent par la suite un dépôt adhérent au substrat.

Ces deux phénomènes cinétiques (germination et croissance) peuvent être influencés par différents paramètres notamment la nature du matériau sur lequel la déposition se fait, l'état de la surface recevant le dépôt (porosité, revêtement, mouillabilité...) et les conditions hydrodynamiques. L'augmentation de la température provoque une augmentation de la nucléation et de la croissance cristalline [6].

II.7.2 Agglomération et agrégation :

Des cristaux peuvent s'associer pour former un ensemble homogène et cohérent. Selon la nature des forces qui lient les cristaux on distingue:

- La coagulation ou floculation qui mettent en jeu des forces faibles de type van der Waals.
- L'agrégation qui consiste en un assemblage rigide de particules cristallines individuelles. Les liaisons entre les particules sont alors des ponts cristallins.
- L'agglomération qui est un assemblage plus ou moins lâche de particules. L'agglomération peut intervenir en l'absence de sursaturation, ce mécanisme concerne plus particulièrement les particules de tailles inférieures [6].

II.8 Les principales causes de formation des dépôts :

II.8.1 Chute de pression :

L'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression. Lorsque la pression est suffisamment réduite, certains gaz dissous s'échappent. La diminution de la concentration d'un de ces gaz provoque un déséquilibre conduisant à la formation de dépôts. [6].

II.8.2 Changement de température :

Certains équipements de surfaces s'échauffent, tels que les moteurs ou les échangeurs de chaleur des pompes ce qui provoque la formation de dépôts. Ceci étant, des études ont montré que s'agissant du BaSO₄, malgré l'augmentation de la solubilité.

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. [6]

II.8.3 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 quand H₂SO₄), 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 [4].

II.8.4 Changement des caractéristiques minérales :

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

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

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

II.8.5 Mélange des eaux incompatibles :

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

Dans notre cas, l'instabilité par rapport au sulfate de baryum est une conséquence directe de cet amalgame comme il est souvent le cas dans les champs d'hydrocarbures de la mer du Nord. En effet, lorsque deux eaux incompatibles, eau de formation contenant des ions de baryum et l'eau de mer contenant des ions sulfates sont mélangées, le dépôt de sulfate de baryum est formé. [4]

Chapitre: III



traitement des
dépôts de
sulfate de
baryum



III. Traitement des dépôts de sulfate de baryum :

III.1 Introduction :

Les dépôts minéraux conduits à des risques importants pour l'industrie pétrolière et doit être traitée pour éviter des perturbations selon la chaîne de la production et de traitement [8].

Dans ce chapitre, on introduit plusieurs traitements sont utilisés plus ou moins coûteux à mettre en œuvre, dont on pourra citer les deux principaux : mécanique et chimique.

III.2 Traitement curatif :

III.2.1 : Milling

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

- **Slick line:**

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

- **Work Over :**

Le Work Over est un terme anglais désigne le reconditionnement d'un puits, toute opération pratique sur un puits soit de réparation ou d'équipement ou d'entretien pour améliorer ou rectifier leur production, ces opérations nécessitent la mise en œuvre d'appareil et des équipements divers tel que (appareil de forage...) [9].

- **Snubbing :**

Le snubbing est une technique utilisée pour manœuvrer les tubes obturés utilisant des bops afin d'obtenir une étanchéité tout autour dans un puits sous pression. L'unité peut effectuer les opérations suivantes:

- Circulation et nettoyage des dépôts et sédiments à l'intérieur du puits.
- Acidification et nettoyage des perforations
- Opérations de fraisage [2].



Figure III. 1: outil de Milling [2]

III.2.2 Jetting (jet hydraulique) :

Il est utilisé pour l'élimination de tartre inerte $BaSO_4$, c'est un outil de nettoyage souple au jet à haute pression descendu par le Coiled Tubing.

III.2.3 Coiled tubing :

Les unités de Coiled Tubing sont des appareils d'intervention sur puits, utilisant un tubing en acier, continu et flexible, de faible diamètre qui est introduit dans un tubing de production sous pression, le tubing est stocké et enroulé sur un touret. Pour le nettoyage de bouchon de sable ou de paraffine. ... etc [9].

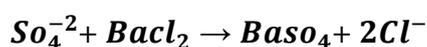


Figure III. 2: Coiled Tubing [10]

III.3 Traitement préventif :

III.3.1 Le procédé soustractif : traitement chimique par $BaCl_2$:

Par élimination des ions formateurs de dépôts; exemple élimination des ions sulfates SO_4^{2-} contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par $BaCl_2$ suivant la réaction suivante : [4].



équation II. 2

III.3.2 Le procédé additif (par Injection Continue d'un inhibiteur) :

La méthode d'injection continue d'un inhibiteur est effectuée dans des puits injecteurs et des puits producteurs. Cette technique permet de pomper sans interruption d'un inhibiteur en bas de la concentrique à une certaine profondeur. L'inhibiteur est dilué pour réaliser une bonne distribution et pour éviter la précipitation aux abords de puits provoquée par l'inhibiteur concentré [4].

III.3.3 Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation :

Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation :

La technique du "squeeze" d'inhibiteur en l'arrêt de la production du puits, c'est l'injection d'un certain volume de solution aqueuse inhibitrice dans le réservoir et fermeture de celui-ci pour laisser l'inhibiteur s'adsorber sur la roche.

Le placement de l'inhibiteur de dépôt par la méthode de traitement de compression implique de pomper l'inhibiteur de dépôt en bas de concentrique et de le forcer dans la formation.

Cette opération peut durer de quelques jours à quelques semaines avant de remettre le puits en production.

Le succès du traitement dépend d'une dissolution lente continue de l'inhibiteur de dépôt du réservoir dans le fluide produit. [10]

III.3.4 Dissolution chimique :

Le but d'employer les agents de chélation tels que l'EDTA et les DTPA est de transformer le sulfate de baryum insoluble en carbonate de baryum ou d'autres composés il est plus facile à dissoudre qu'en utilisant un acide. En peut commander la stabilité du complexe du métal par la concentration en ion d'hydrogène (c.-à-d. pH). Ceci le plus généralement est fait par dissoudre l'hydroxyde de sodium en solution pour augmenter le pH de milieu. Une augmentation du pH favorisera la déportation des molécules d'EDTA et de DTPA (c.-à-d. l'enlèvement des atomes d'hydrogène) à la forme (EDTA)⁴⁻ ou (des ions de DTPA)⁶⁻ Ces complexes d'ion peuvent maintenant adhérer au sulfate de baryum et enlever les ions de Ba²⁺ en conséquence, laissant les ions de SO_4^{2-} en solution [4].

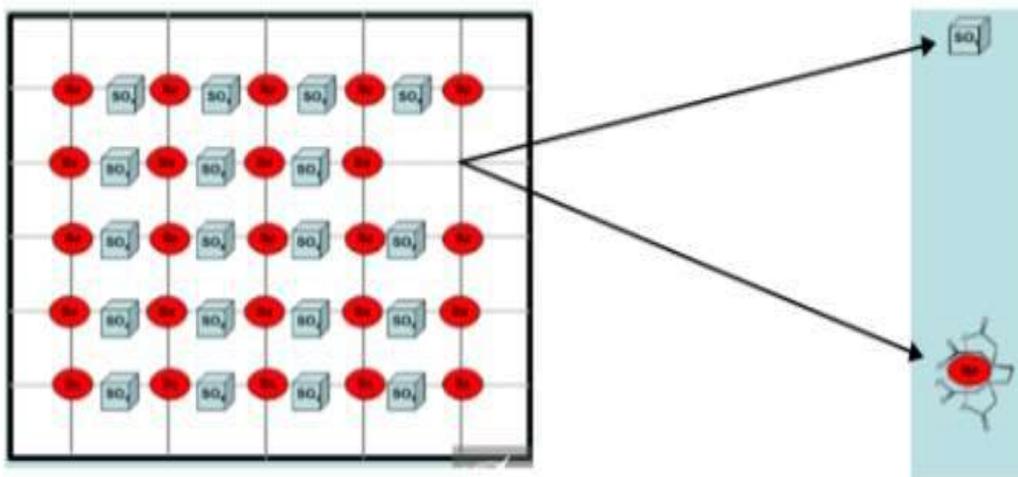


Figure III. 3: principe de dissolution chimique.

III.3.5 Les inhibiteurs :

III.3.5.1 Définition des inhibiteurs :

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir, ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts.

Ce sont des composés, dont l'action est d'inhiber une réaction chimique, c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter, on peut les qualifier le connaitre des catalyseurs négatifs [9].

III.3.5.2 Domaine d'utilisation :

Les produits anti-dépôts sont des composés utilisés à des concentrations bien déterminé pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins. Ils sont utilisés dans le domaine industriel, citons par exemple le domaine pétrolier, tels que les puits producteur, les réservoirs du pétrole, les circuits d'eau, d'huile et l'installation de production. Sans négliger leur utilisation pour le traitement des eaux, par exemple : l'eau sanitaire, eau de procédées industriels, eau de chaudière...etc. [2].

Actuellement l'inhibiteur utilisé dans les stations de traitement est L'INIPOL AD32 de la firme CECA. Les résultats sont satisfaisant vu la diminution constatée en sulfate de baryum à mais des paramètres peuvent influencer sur les résultats voulus à savoir:

- Des bouchons d'eau qui ne sont traités par l'anti-dépôt
- L'état des pompes BSB
- Les Fuites causées par la corrosion des lignes
- les perturbations répétées du débit d'eau qui cause:
- Des surdosages en produit de traitement en cas de diminution du débit d'eau Des dilutions du produit de traitement en cas de d'augmentation du débit d'eau.

III.3.5.3 Propriétés des inhibiteurs :

a. L'activité : se traduit par le ralentissement ou l'empêcheur de la réaction.

- b. la stabilité** : Une bonne stabilité caractérise le fait que l'inhibiteur n'évolue plus dans les conditions de mises en œuvre afin d'éviter la perte d'activité (paramètres thermodynamiques)
- c. la résistivité** : L'inhibiteur doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours de mise en œuvre (paramètres thermodynamiques).
- d. Les conditions de sécurités** : L'inhibiteur choisit doit prendre à certaines conditions de sécurité et de protection de l'environnement.
- e. 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 œuvre. [11].

III.3.5.4 Types des inhibiteurs :

Il existe deux types :

➤ Les inhibiteurs de dépôts de formulation minérale :

Ce sont des composés chimiques utilisés à des concentrations nettement supérieures à la stœchiométrie, dont le but d'inhiber la formation d'un dépôt cristallin par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation. [10]

➤ 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.

III.3.5.5 Classification des familles d'inhibiteurs :

Tableau III. 1 : classification des familles d'inhibiteurs [4].

La famille	L'inhibiteur
Les amines	RASTOM(1964)
les polyphosphates	NALCO, DONALD, OLEEN, (1970)
les esters phosphoriques	NALCO
Les polyesters	JONG.F, REINHOUDT(1985)
les polymères acryliques	WASTON(1975)

III.3.5.6 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 [10].



Figure III. 4: l'inhibiteur AD32 [2].

- **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.
- **Les propriétés physico-chimiques d'inhibiteur AD32 :**

Tableau III.2 : Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD32 [11].

Nature	Phosphonate
Aspect	Liquide
Température de solidification	-5 °C
Ph	6-8
Matière activé	25%
Point d'éclair	100 °C (NF T 60 103)
Masse volumique	1230 -1280 Kg /m ³
Viscosité	10 m Pa /s

III.3.5.7 Les mécanismes d'action des inhibiteurs :

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois catégories, décrites ci-dessous :

- Inhibition de la nucléation : c'est la perturbation de la stabilité thermodynamique des nucléons de croissance.
- Dispersion des cristaux déjà formés : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de Macromolécules, type poly électrolytes, sur leur surface.
- Ralentissement /Blocage de la croissance des cristaux : c'est l'interférence ou blocage des processus de croissance des cristaux (pour la croissance cristalline homogène)

Le mécanisme d'inhibition implique alors une adsorption irréversible d'espèces d'inhibiteur dans les sites actifs de croissance des cristaux, ce qui entraîne leur blocage

(Graham, G.M. 2000c). L'action de ces produits sur la période de croissance peut avoir plusieurs effets:

- Diminuer la vitesse de croissance maximum V_0 ;
- Élever le faciès des cristaux obtenus
- Diminuer l'adhérence des cristaux formés sur les surfaces [6].

III.3.5.8 Station de lavage des puits huile salés du champ HMD :

a-Station Z14 :

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

Elle Comprend 6 cuves de 1000litres.

b-Station CINA :

Située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur du centre industriel Nord) et traite les puits huiles salés de la zone Nord.

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

c-Station W1C :

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

Elle Comprend 6 cuves de 1000 lites et une de 3000 litres.

d-Station CIS :

Située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur du centre industriel Sud) et traite les puits huiles salés de la zone Sud-Ouest.

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

e-Station HGA :

Située en zone Complexe du champ de HMD et traite les puits huiles salés du champ HGA.

Les stations de traitements sont contrôlées à distance ce qui permet d'avoir des informations et la possibilité d'intervenir rapidement sur :

- Concentration des produits de traitements
- Programmation injection des bactéricides en continue ou par choc
- Taux de corrosion
- Niveau bacs
- Marche et arrêt pompes etc...
- Débits d'eau injectée

Toutes ces informations vont permettre d'optimiser le traitement chimique [4].

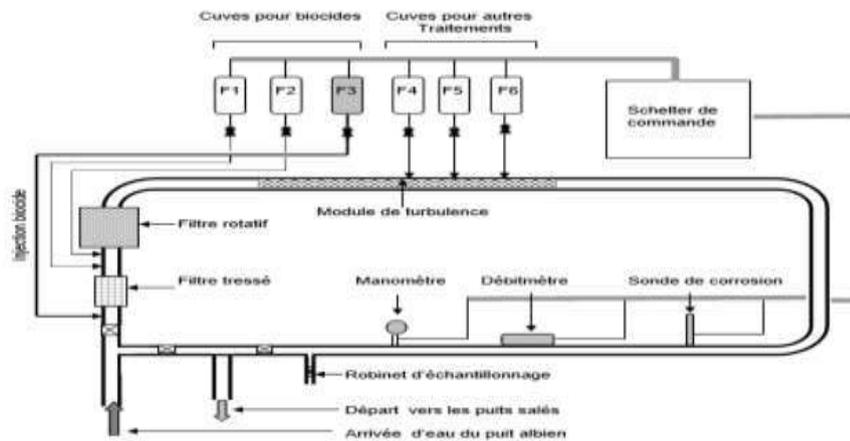


Figure III. 5: Schéma de station de traitement d'eau de lavage des puits huile salés [3].



Figure III. 6: station de traitement [5].



Figure III. 7: Skid MD141 de dessalage pressurisé HP (BONATTI) HMD [3].

III.3.5.9 Etude des puits HGA8, MD411, MD252, MD226, MD628 et MDZ556 :

III.3.5.9.1 Analyse des dépôts :

Le tableau suivant présente le moyen des analyses des différents échantillons des dépôts dans Les puits HGA8 (2013-2016), MD411 (2012-2017) et MD252 (2013-2017).

Tableau III. 2: les moyens de pourcentage de formation des dépôts des puits HGA8, MD411 et MD52.

Puits	Date	BaSo4(%)	CaSo4(%)	CaCo3(%)	NaCl (%)	SiO2(%)
HGA8	(2013-2016)	73.78	10.5	3.36	23	10.5
MD411	(2012-2017)	56.1	0	14.3	3.7	18.5
MD525	(2013-2017)	60.15	3.4	15	26.29	27.27
Puits	Date	MgCO3(%)	Fe (%)	MgSO4(%)	Organique (%)	
HGA8	(2013-2016)	0.12	0.073	2.5	4.42	
MD411	(2012-2017)	17.3	9.875	0	4.03	
MD525	(2013-2017)	8	2.7	3	4.8	

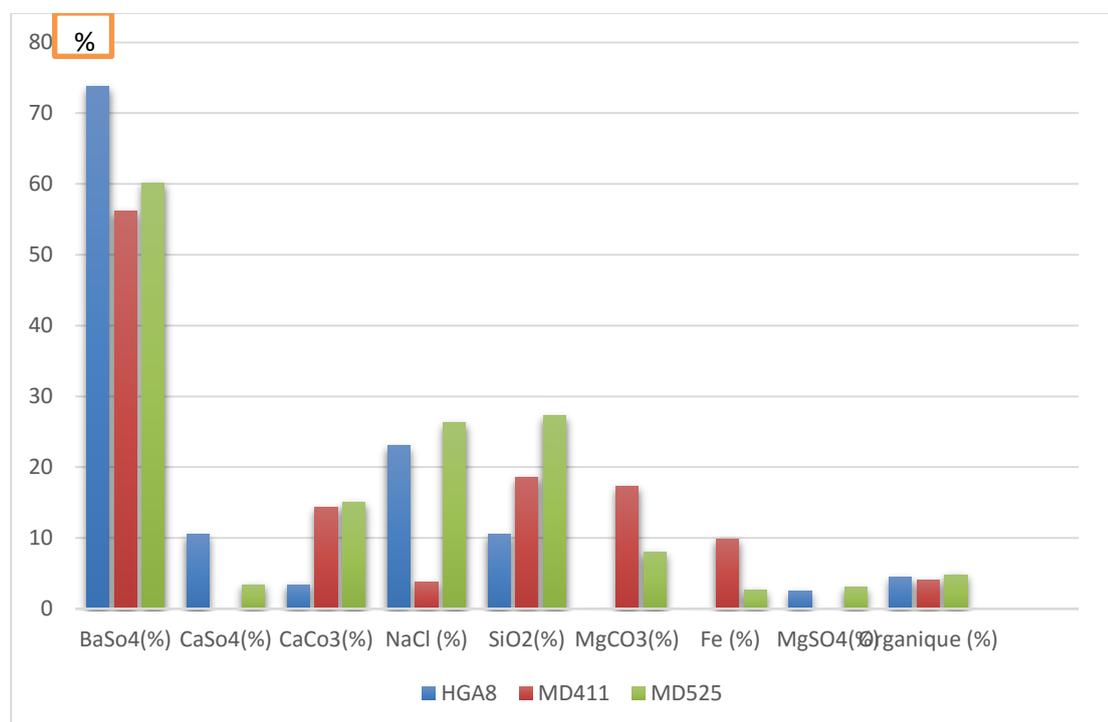


Figure III. 8: Analyse des échantillons des dépôts des puits HGA8, MD411 et MD525.

III.3.5.9.1.1 Étude d'efficacité d'inhibiteur AD32 contre les dépôts minéraux :

Cette étude a été adoptée sur la comparaison entre la formation des dépôts dans les différents puits du champ HMD qui nous a été choisi (HGA8, MD411, MD525, MD226, MD628, MDZ556).

Ses puits salés sont en état d'injection continue d'eau albien traité avec l'inhibiteur AD32 pour le dessalage.

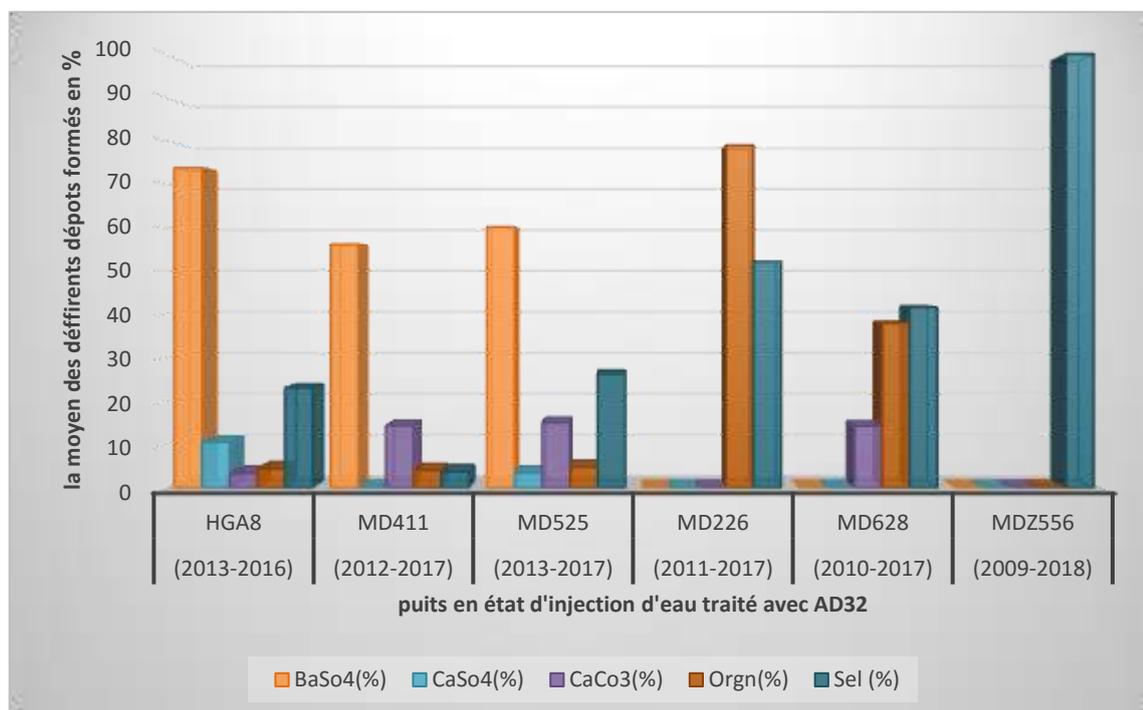


Figure III. 9 : les dépôts formés durant l'injection d'inhibiteur AD32

Les 3 puits HGA8, MD411, MD525 a formé une majorité des dépôts de BaSO₄, CaSO₄, CaCO₃ avec faible taux du sel et du dépôt organique. Par contre, les autres 3 puits MD226, MD628 et MDZ556, une absence de BaSO₄ et CaSO₄ et un pourcentage élevé de sels et de dépôts organique Plusieurs facteurs affectés sur l'efficacité d'inhibiteur AD32 comme :

- La généralisation du traitement d'eau injecté dans les puits salés dans le champ HMD.
- Concentration inférieur ou supérieur de la dose étudiée à cause de la dilution au cours de transport, mauvais mélange dans les installations de traitement ou fuite. Les problèmes inconnus dans le processus de pompage d'eau injecté. Les particules d'inhibiteur lourd (décantation).

L'influence de température et la pression sur l'inhibiteur (inactif) [12].

III.3.6 Traitement par l'outil d'ENMAX :

III.3.6.1 Définition :

Le système de prévention et d'élimination de la corrosion ENMAX est une série complète d'unités constituées de métaux dissemblables dans un procédé breveté pour la prévention et l'élimination de dépôts. D'écailles, de paraffines, d'asphaltènes et de rouille dans la production de pétrole et de gaz [13].

III.3.6.2 Les fonctions d'ENMAX CPRS :

- Prévention et élimination de la paraffine et l'asphaltènes.
- Prévention et retrait de minéraux, ou Ralentissement des dépôts de minéraux.
- Prévention et élimination de la corrosion par oxydation comme rouille.
- Changer la tension superficielle de la phase gaz / liquide pour améliorer l'efficacité du dégazage (H₂S, CO₂).
- Stériliser, éliminer les algues et améliorer la qualité de l'eau.
- Améliorer l'efficacité de combustion des carburants et minimiser la pollution par émission [13].



Figure III. 10: Accumulation de dépôts dans l'Enmax en amont. [13]

III.3.6.3 Les caractéristiques d'ENMAX :

- Non-magnétique, non-électrique, et aucun produit chimique requis.
- Respectueux de l'environnement.
- Bon pour les opérations HP et HT.
- Moins temps d'arrêt et coûts de remplacement des équipements.
- Coût minimal ou aucun produit chimique.
- Traitement à l'huile chaude réduit ou nul.
- Augmentation de l'efficacité et de la durée de vie des équipements.
- Amélioration de la qualité des combustibles et des émissions.
- Installation facile et maintenance gratuite [13].

III.3.6.4 Le principe de fonctionnement d'ENMAX:

- ENMAX comprend neuf métaux dissemblables tels que le cuivre, le zinc et le nickel etc...qui peuvent former un catalyseur spécial.
- Lorsque les fluides traversent des unités CPRS, les métaux permettent un changement du potentiel électrostatique des fluides et produisent un effet de polarisation sur le liquide

moléculaire et réduisent la liaison entre les ions négatif et positif et également entre les particules de suspension.

- Cette action catalytique va maintenir les particules en suspension et empêche les ions de se lier les uns aux autres pour former des écailles, des dépôts de paraffine.
- Cette action décomposera également le dépôt de paraffine ou d'écailles existant et s'échappera avec les fluides [14].

III.3.6.5 Gamme d'application d'ENMAX CPRS :

- Puits de production d'huile et de gaz et puits d'injection d'eau
- Production de pétrole / gaz, installations de stockage et de transport
- Systèmes et installations d'eau de refroidissement
- Systèmes d'eau chaude et installations
- Systèmes et installations d'eau civile
- Traitement de carburant pour moteurs industriels [13].

III.3.6.6 Type d'application ENMAX :

❖ Les unités CPRS de fond :



Figure III. 11: l'installation CPRS de fond [13].

Types et dimensions:

Type de bar et type de disque : 2-3 / 8", 2-7 / 8" et 3-1 / 2".



Figure III. 12: ENMAX style disque - ENMAX style bar [14].

❖ Les unités CPRS de surface :



Figure III. 13: l'unité d'ENMAX de surface [13].

III.3.6.7 Installation :

Les unités CPRS peuvent être installées sur la conduite principale ou la ligne de dérivation. Les unités sont livrées avec des brides complémentaires à chaque extrémité, avec un jeu complet de boulons et de capuchons, ainsi que des instructions d'installation. L'installation sur site sera très facile et simple. [13].



Figure III. 14: L'installation d'ENMAX de la surface [13].

III.3.6.8 Application :

L'ENMAX dans l'injection d'eau et dans les transports des champs du pétrole :

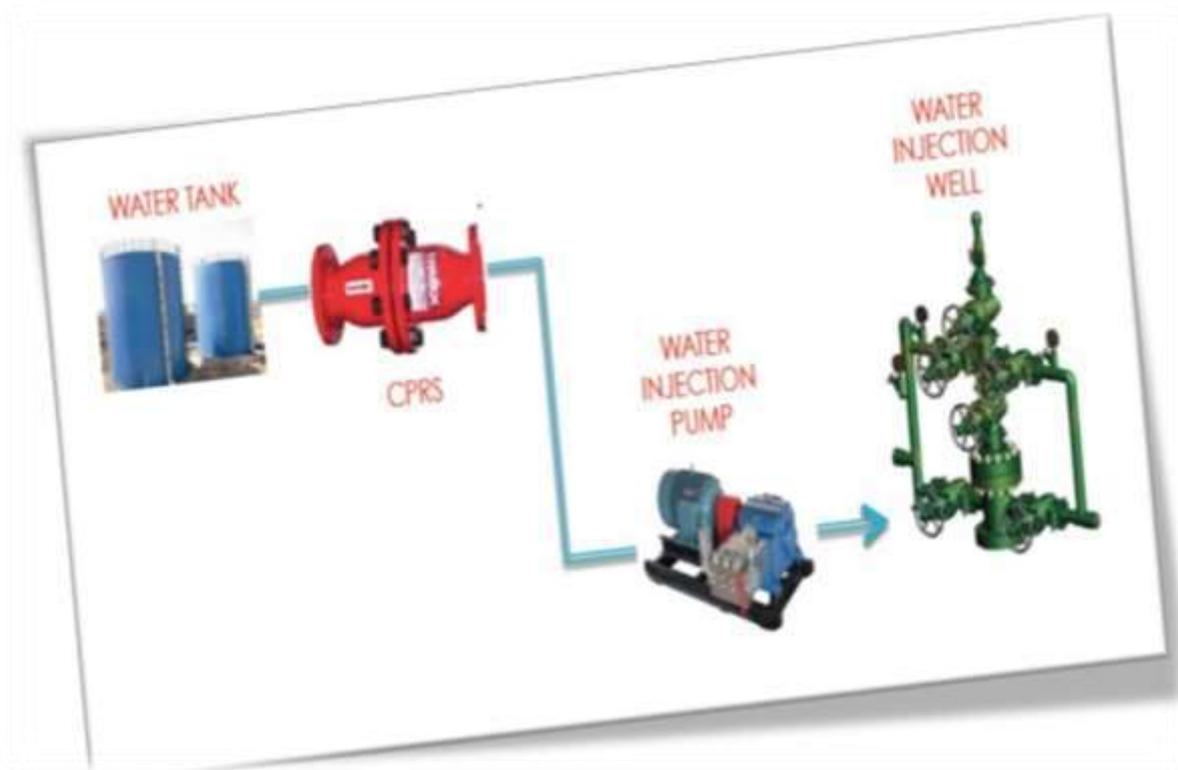


Figure III. 15: L'ENMAX dans les transports des champs des pétroles [13].

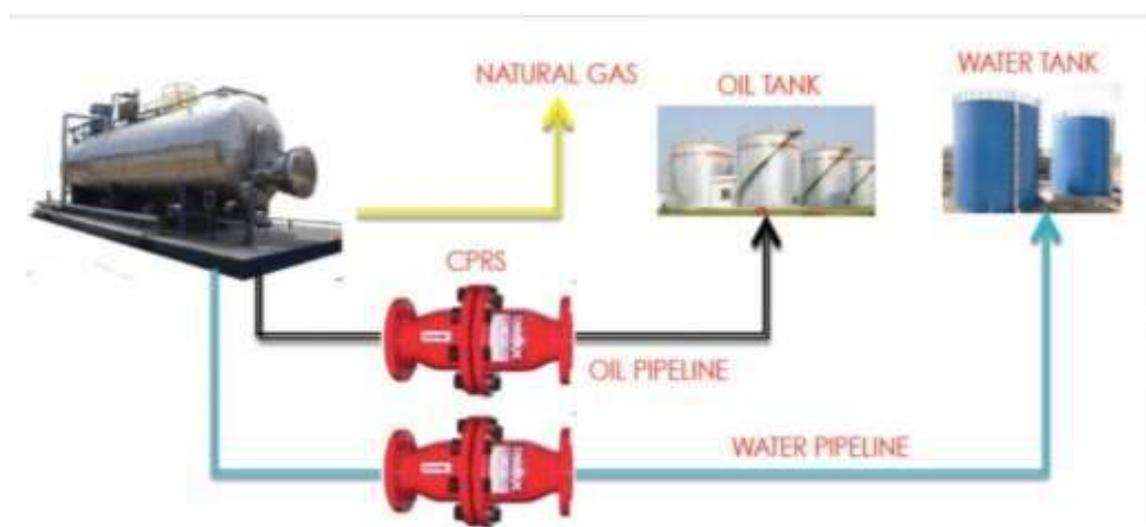


Figure III. 16: L'ENMAX dans l'injection d'eau [13].

III.3.6.9 Etude de CAS ENMAX 6 ":

III.3.6.9.1 L'objectif de Ce rapport peut être résumé comme suit:

évaluer les performances et l'efficacité du dispositif de prévention de la scale (ENMAX) qui a été installé sur la conduite d'écoulement 6" du puits MD-411 de après la période d'essai gratuite. ENMAX a été installé sur la canalisation du puits MD-411 le 01/03/2017 et démantelé le 17/07/2017.

ENMAX de 6" inclut les résultats d'analyse des échantillons qui ont été prises en

amont et en aval du dispositif de prévention de la scale. Il comprend également l'analyse des coupons de scale en amont et en aval d'ENMAX ainsi que de la visuelle inspection avant l'installation et le démontage de l'appareil.

III.3.6.9.2 Methodologies de l'évaluation ENMAX 6" :

Convenu avec les membres de la Sonatrach à Irara (collecte de surface, contrôle de puits et services laboratoire) , l'évaluation l'ENMAX 6 " installé sur la conduite d'écoulement du puits MD-411, comme Suivant:

III.3.6.9.2.1 Relevé de pression et Débit journalier en amont et en aval :

- La figure et le tableau ci-dessous indiquent ce qui suit:
- Lecture quotidienne de la pression en amont et en aval d'ENMAX 6" installé sur la conduite 6 " du puits MD-411.
- Débit quotidien d'huile pour le puits MD-411, les données proviennent de la banque de données Sonatrach.
- Pression quotidienne de la tête de puits pour le puits MD-411, les données proviennent de la banque de données Sonatrach [22].

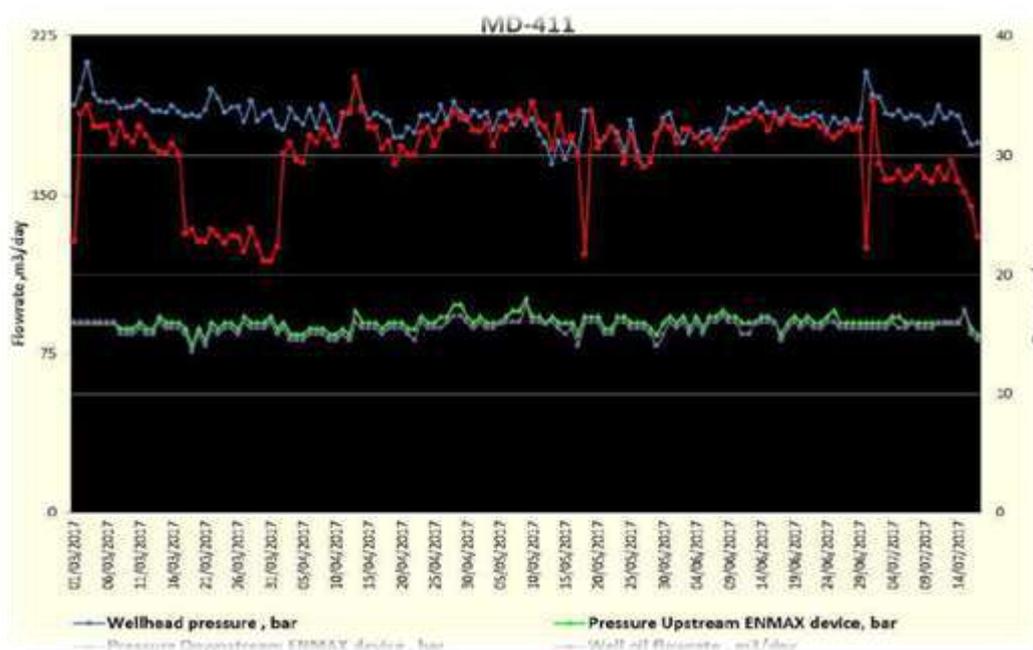


Figure III. 17: Pression, débit Lecture quotidienne du puits MD-411.

III.3.6.9.3 Analyses de laboratoire Dispositif ENMAX 6" en amont et en aval :

- Des échantillons ont été prélevés en amont et en aval d'ENMAX installé sur la ligne de flux du puits MD-411.
- Les échantillons en amont et en aval d'ENMAX ont été analysés par l'équipe du

laboratoire dans Sonatrach EP / Irara.

- L'analyse de l'échantillon comprend le pH, le Fe, la concentration d'inhibiteur de tartre, le calcium, le magnésium et la dureté, et solides totaux dissous, ces analyses ont été effectuées sur les échantillons en amont et en aval l'outil ENMAX 6".
- La dureté, demandée par le propriétaire d'ENMAX, a été calculée à partir de l'analyse des cations Ca^{2+} et Mg^{2+}
- Il existe de légères différences entre les analyses en amont et en aval ENMAX 6".

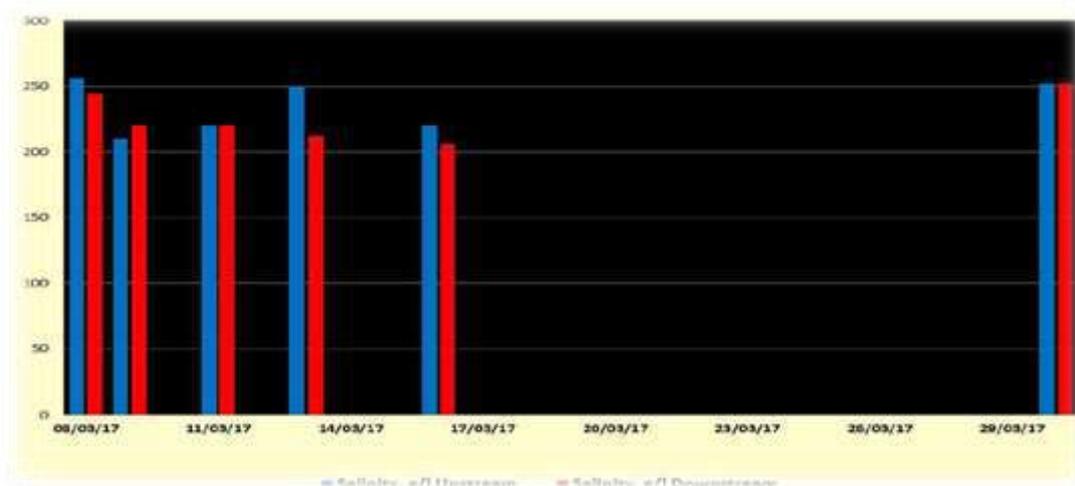


Figure III. 18: Analyse de salinité en amont et aval d'ENMAX sur le puits MD-411.

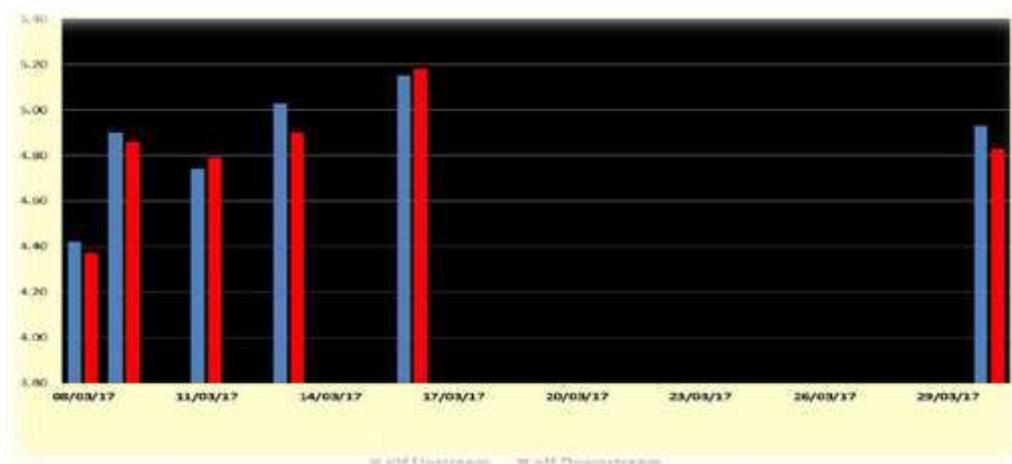


Figure III. 19: Analyse du pH en amont et en aval d'ENMAX sur le puits MD-411.

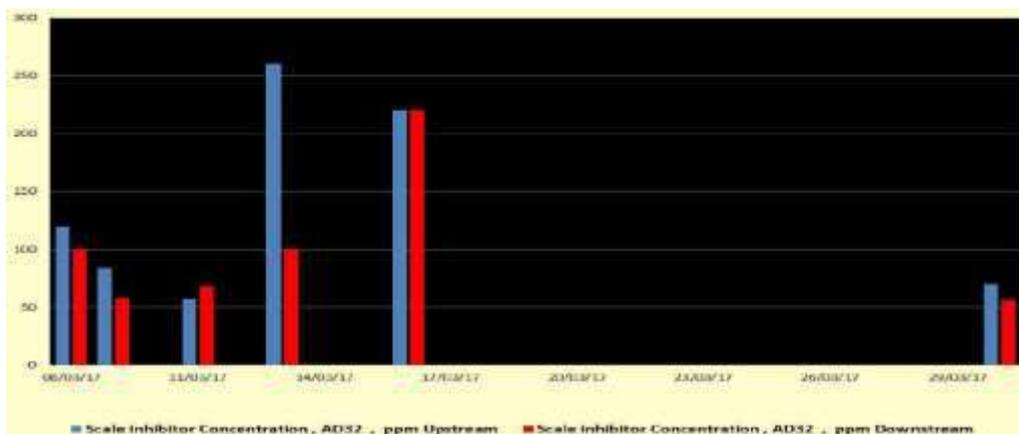


Figure III. 20 : Analyse d'analyse d'inhibiteur de scale en amont et en aval d'ENMAX du puits MD-411.

III.3.6.9.4 Analyse de coupons de scale en amont et en aval d'ENMAX 6 '' :

- Le coupon de scale a été installé en amont et en aval d'ENMAX installé sur la conduite d'écoulement du puits MD-411.
- Le troisième coupon de scale a été installé dans le pontage contre la corrosion du MD411 à environ 62 m en comparaison d'ENMAX.
- Après avoir démonté l'ENMAX de la conduite d'écoulement du puits MD-411, l'équipe du laboratoire Sonatrach EP / IRARA a démonté le coupon de scale en amont et en aval d'ENMAX pour une analyse complète.
- Il a été constaté qu'il existe une légère différence entre l'analyse de laboratoire de coupon de scale en amont et en aval d'ENMAX installé.
- Ceux-ci sont dus à une mauvaise installation du coupon de balance en amont et en aval de l'ENMAX.

Les figures ci-dessous indiquent l'analyse des résultats obtenus de l'équipe du laboratoire :



Figure III. 21 : Analyse des coupons de scale en amont en aval ENMAX sur le puits MD-411.

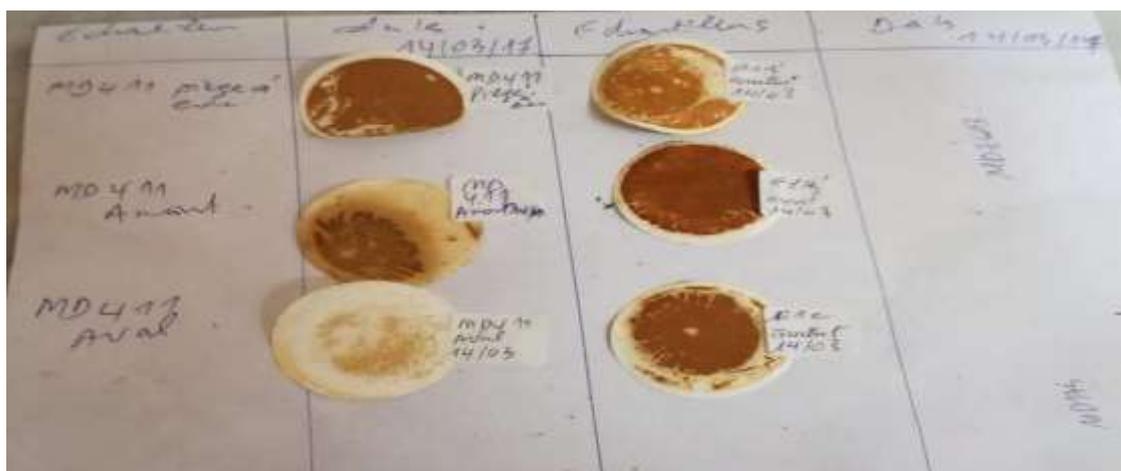


Figure III. 22: Analyse des coupons de scale en amont en aval ENMAX sur le puits MD-411.

Le tableau ci-dessous indique le poids de scale après le retrait des coupons (après une exposition de trois mois) :

Tableau III. 3: Poids de scale après retrait des coupons.

Ref de coupon	poids du coupon initial	poids du coupon final	perte de métal	poids de scale par deference	Poids total de la scale par article
	P0	P1	W4	W	W
BC502 en amont ENMAX	37.4544	45.376	0.0603	7.9819	7.893
BC502 en aval ENMAX	37.7458	45.2111	0.0387	7.504	7.39
BC493 de passer par MD411	37.4589	43.6924	0.708	6.9415	5.4728

Dans le tableau de poids de scale ci-dessus, on peut remarquer ce qui suit:

- Il n'y a pas de grande différence dans la quantité de tartre formée à la surface des coupons de scale en amont et en aval d'ENMAX installé sur la conduite d'écoulement du puits MD-411.
- Même élément prédominant, à savoir BaSO₄ mélangé à de la silice.
- La différence entre deux valeurs (coupons de scale amont et aval d'ENMAX) est due à la haute teneur en matière organique peut être causée par la biocorrosion entraînant une vitesse de corrosion élevée (voir la perte de métal dans le tableau ci-dessous).

Tableau III. 4 : Exemple d'analyse de scale trouvée dans la conduite d'écoulement du puits MD-411.

Analyse d'échantillons pour scale trouvée dans la conduite 6 " du puits MD-411 avant l'installation d' ENMAX		
Article	Pourcentage%	Remarques
BaSO4	90	● L'échantillon a été prélevé sur la conduite d'écoulement 6 " du puits MD-411 le 01/03/2016.
Sels	1.6	
CaSO4	1.4	
MgSO4	3	
Sable de formation	4	● Les résultats de l'analyse ont été reçus du laboratoire / EP le 05/03/2017.
Totale	100	

III.3.6.9.5 Mesures de la scale après le démontage d'ENMAX 6 " :

L'accumulation des dépôts sur la ligne de flux du puits MD-411 a été contrôlée après le démantèlement d'ENMAX 6" (en amont et en aval d'ENMAX). La vérification des dépôts accumulés sur la conduite de départ du puits MD-411 a été effectuée par les services de contrôle, de collecte de surface, de laboratoire et de SIGF de Haliburton sur le site.

À partir des photos ci-dessus, on peut remarquer ce qui suit:

- Aucun dépôt n'a été trouvé sur la conduite d'écoulement du puits MD-411 après le démantèlement d'ENMAX (ENMAX démantelé en aval).
- Il y a des dépôts sur la ligne de flux du puits MD-411 après le démantèlement de l'appareil ENMAX (ENMAX démonté en amont).
- Il a été constaté que l'appareil ENMAX fonctionnait bien, aucun dépôt n'ayant été accumulé en aval de l'appareil ENMAX 6" démonté.

III.3.6.9.6 Comparaison des mesures de scale avant et après l'installation d'ENMAX:

Une comparaison a été faite entre les mesures des accumulations de dépôts avant d'installer l'ENMAX sur la conduite d'écoulement du puits MD-411 et après le démantèlement de l'appareil. Les résultats de la comparaison peuvent être résumés comme suit: -

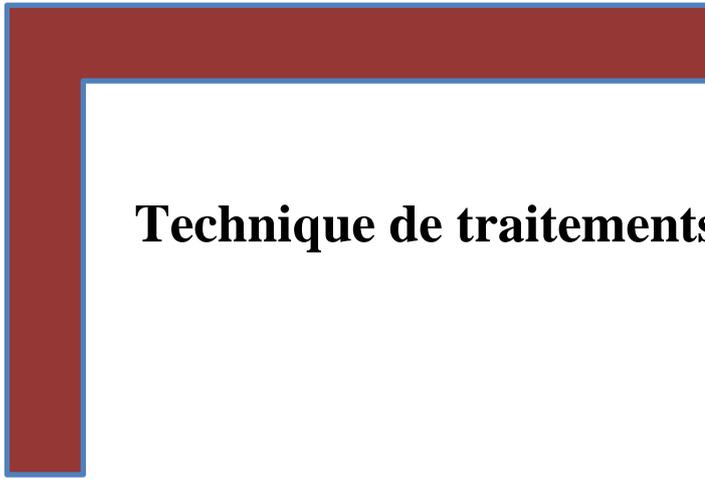
Il a été constaté que des dépôts s'accumulaient avant l'installation d'ENMAX sur la conduite d'écoulement du puits MD-411. L'épaisseur des dépôts sur la section inférieure de la conduite d'écoulement du puits MD-411 était de 1,5 cm alors que l'épaisseur de la section supérieure était de 0,5 cm. Les mesures ont été prises par les personnes Sonatrach et FMIS / Haliburton.

Il a été remarqué qu'aucun dépôt n'avait été trouvé après le démantèlement

d'ENMAX dans la partie aval. Cela signifie que l'ENMAX fonctionnait très bien pendant la période d'essai gratuit et a réussi à empêcher le dépôt sur la ligne de flux.

Des dépôts ont été constatés après le démontage de l'appareil ENMAX en amont [15].

Chapitre .IV



Technique de traitements des eaux



IV.1 Introduction :

L'élimination de sulfate est important pour assurer la protection des puits de production et l'absence de dépôts de baryum qui s'accumule, si l'eau d'injection non traitée.

Dans ce chapitre on va citer les différentes méthodes pour éviter la précipitation du sulfate de baryum. Cette dernière, est réalisée par une filtration sur des membranes de nanofiltration afin de réduire ou de supprimer totalement les sels de dureté contenant dans l'eau, notamment les sulfates.

La déminéralisation de l'eau peut être obtenue principalement par trois techniques (Résine échangeuse d'ions. Osmose inverse (RO). Distillation).



Figure IV. 1: Exemple de montage de station d'ultrafiltration pour potable avec modules fibres creuses [16].

IV.2 Techniques membranaires :

Les membranes sont utilisées dans le traitement de l'eau en qualité de Barrière mince semi perméables. Un procédé physique de séparation va s'opérer, dans lequel la membrane va jouer le rôle de barrière sélective en fonction de la taille des pores choisie.

Lors de cette sélection, deux phases sont obtenues :

Le concentrât : correspondant au fluide enrichi de la substance retenue par la membrane

Le perméat : correspondant au fluide et aux substances passées à travers la membrane [16].

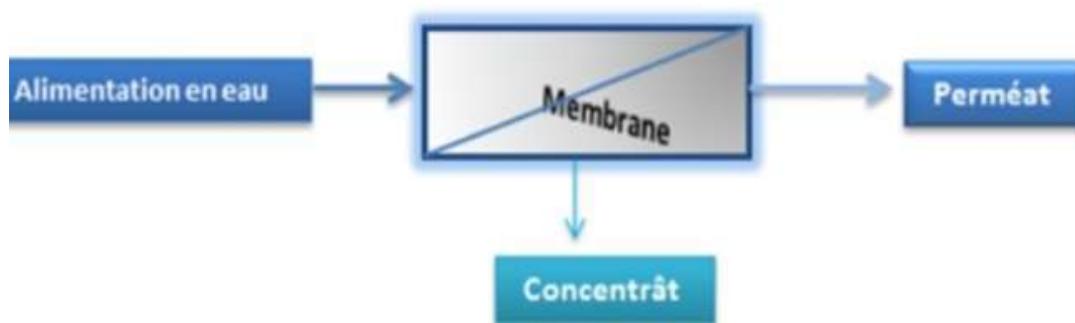


Figure IV. 2: Principe de fonctionnement de distillation membranaire [16].

Afin d'accélérer cette séparation de phases, une force motrice est appliquée de part et d'autre de la membrane : cela peut être la pression, un champ électrique, un gradient de température ou une différence de concentration. Les installations les plus courantes de traitement des eaux potables et d'eaux d'usées utilisent la pression comme force motrice.

Il existe principalement sur le marché deux types de matériaux constituant les membranes :

- Les membranes minérales à base de composés inorganiques (verre, métal)
- Les membranes composées de matériaux organiques sont le plus utilisées [16].



Figure IV. 3: Unité de distillation membranaire à AI NADJAH.

IV.3 Nanofiltration :

La nanofiltration est une technique de séparation des éléments contenus dans un liquide, elle est un procédé de séparation dont la force motrice est la pression exercée sur le liquide, qui oblige à traverser une membrane semi-perméables dont le diamètre des pores

varie entre 0,001 et 0,01 micromètre, les polluants retenus par ce système de séparation sont les sels ionisés multivalents (calcium, magnésium, sulfates

La pression nécessaire au procédé de filtration est généralement assez réduite (3 à 15 bars) et on utilise une circulation tangentielle du fluide afin de limiter les phénomènes de colmatage [17].



Figure IV. 4: Membrane de nanofiltration pour une usine de désalinisation [18].

IV.4 L'osmose inverse :

Le traitement de l'eau par osmose inverse est un procédé de filtration utilisé principalement dans la production d'eau potable et la désalinisation (ou dessalement) de l'eau, on fait passer l'eau sous pression à travers une membrane semi-perméable. Seules les particules de moins de 0,00001 micros traversent la membrane, même les sels dissous sont stoppés .ainsi, l'eau entre chargée de nombreuses substances et seul le H₂O [7].



Figure IV. 5: appareillage [17].

La pression osmotique est la pression minimale à exercer sur le compartiment le plus concentré pour empêcher l'eau de s'écouler normalement. Elle s'oppose donc à la différence de concentration.

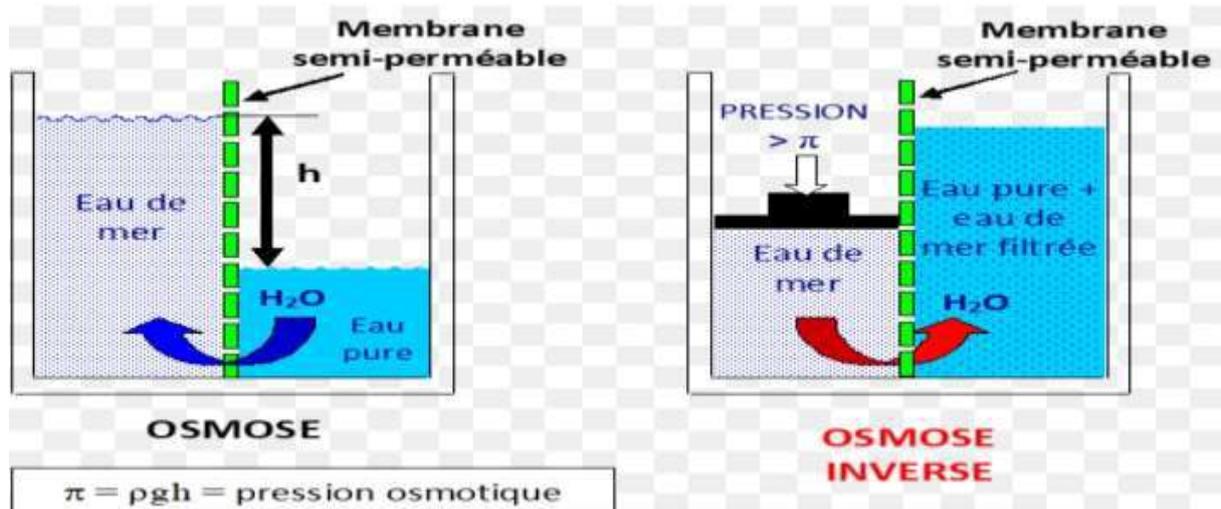


Figure IV. 6: technique de dessalement par osmose et osmose inverse. [17]

IV.5 Les échangeurs des ions :

IV.5.1 Définition :

Les Résines Echangeuses d'Ions, notées REI, est un matériau solide insoluble comportant dans leurs structures macroporeuses des ions positifs ou négatifs et qui sont capables d'échanger les ions qu'ils contiennent avec ceux présents en solution. Les résines échangeuses d'ions se présentent dans la majorité des cas sous forme de billes, elles ont la capacité de permuter, sans modification physique et sans altération, leurs ions A contre des ions B de même signe se trouvant dans l'eau brute [18].



Figure IV. 7: les bulles de résines [18].

IV.5.2 Principe :

Pour l'échange d'ion on retrouve essentiellement des résines échangeuses d'ions. Elles se présentent sous la forme de billes poreuses contenant de l'eau sur lequel un ion fixe est lié tels que des ions ammoniums pour les résines échangeuses d'anions et des ions sulfonâtes pour l'échange d'anion, qui aura d'avantage d'intérêt dans cette étude. À ces ions viennent des contre-ions qui eux sont mobiles et pourront être échangés par un autre.

Lorsque la capacité d'échange de matériau échangeur est atteinte, c'est à dire lorsque le matériau est saturé en ions que en stock d'ions est épuisé son action devient nulle. Il faut alors régénère

Les échangeurs d'ions sont utilisés pour adoucir et déminéraliser les eaux, ainsi que pour épurer et dépolluer les eaux usées.

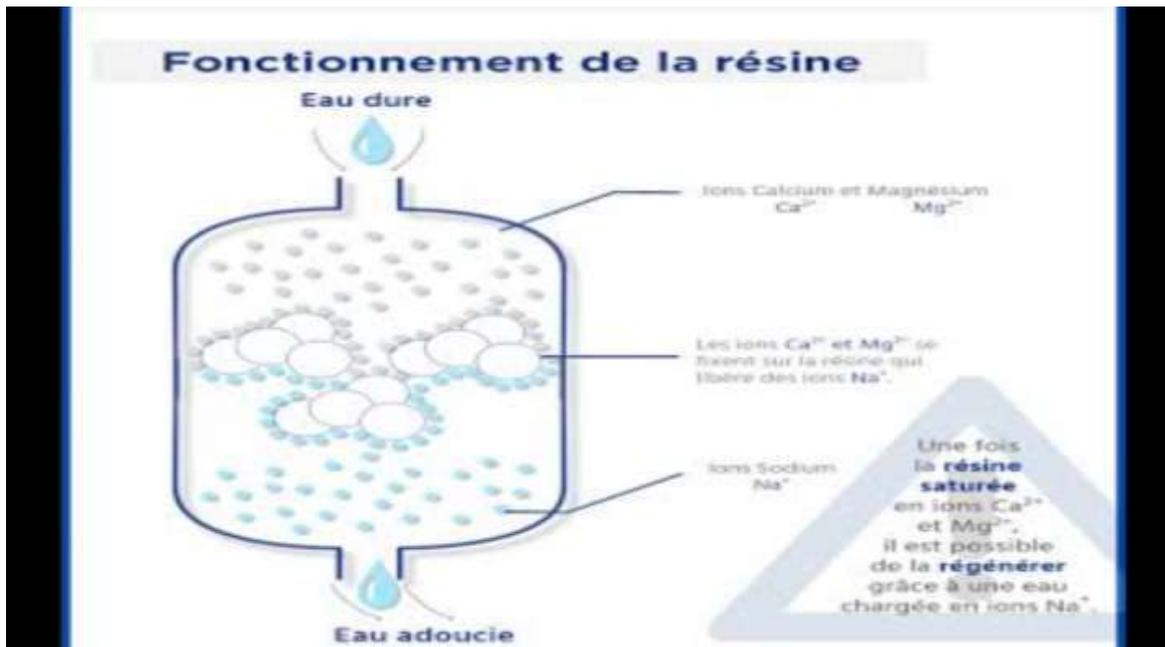


Figure IV. 8: fonctionnement de la résine [17].

IV.5.3 Structure :

REI, sont des échangeurs d'ions artificiels de nature organique, constitués d'un réseau macromoléculaire sur lequel sont fixés des groupements actifs ionisables (groupements fonctionnels). Le réseau macromoléculaire constitue le squelette de la résine et lui confère sa résistance mécanique, tandis que les groupements fonctionnels confèrent à la résine la propriété d'échangeur ionique [9].

IV.5.4 Description d'un échangeur d'ions :

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

- L'échangeur est constitué par des grains généralement sphériques à base polystyrène ou de polyacrylate réticulés d'un diamètre variant de (0,3 à 1,5 mm). [19].

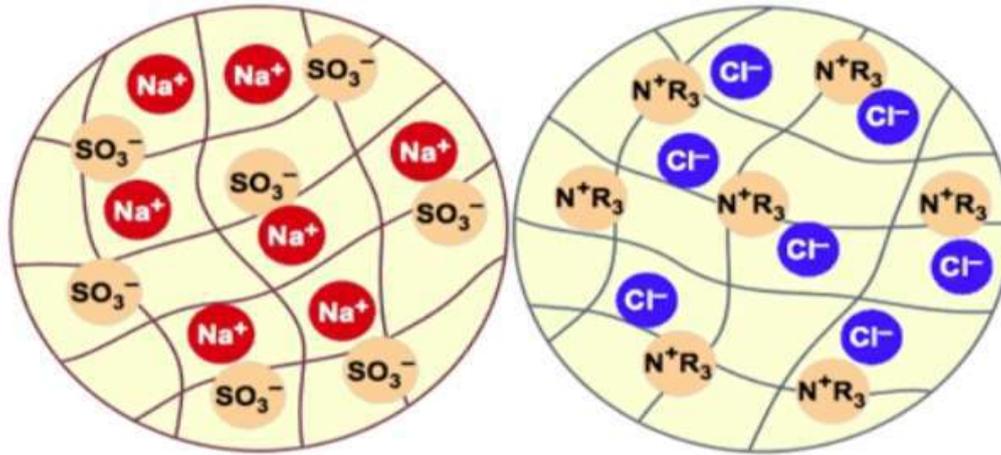


Figure IV. 9: représentation schématique de billes de résines échangeuse de cation et de anions [20].

IV.5.5 Classification des échangeurs d'ions :

IV.5.5.1 Classification selon l'origine du matériau :

IV.5.5.1.1 Echangeurs minéraux :

Les échangeurs minéraux peuvent être soit naturels soit artificiels.

La plupart des échangeurs naturels sont des silico-aluminates cristallins (zéolites, argiles, ou micas).

- **Les échangeurs minéraux artificiels :**

Sont de même nature que les échangeurs naturels, mais préparés par précipitation sous forme de gel, Ces produits ont été abandonnés progressivement après l'apparition des résines échangeuses d'ions à haute capacité et vitesse d'échange.

IV.5.5.1.2 Echangeurs organiques :

✓ **Les carbones sulfonés :** Certains charbons pouvaient être sulfonés pour donner des échangeurs de cations qui sont très résistants, ils ont cédé progressivement la place aux polystyrènes sulfonés.

✓ **Les résines synthétiques :** sont des résines en polystyrène, les résines sulfonés sont généralement les plus utilisées, car elles présentent une capacité et une rapidité d'échange plus importantes [10].

IV.5.5.2 Classification selon la structure :

Les résines synthétiques sont des édifices macromoléculaires formés par copolymérisation, On distingue deux catégories :

- Résine de type Gel.
- Résine de type Macroporeux.

IV.5.5.2.1 Résine de type gel :

Ce type de résine à une structure homogène de base est organique. Et elle est également appelées résines microporeuses grâce à ces petits pores de l'ordre du nanomètre. Ces résines possèdent de forte capacité d'échange et une excellente cinétique.

Elle reste sensible aux contraintes mécanique et osmotique ainsi que l'encrassement par les matières organique [21].

IV.5.5.2.2 Résine de type macroporeuse :

Les résines de type macroporeux de base organique comportent une porosité artificielle présente des pores de grande taille obtenue par l'addition d'un solvant porogène. Les pores d'une résine macroporeuse ont un diamètre de l'ordre de 100nm. .

Elles possèdent donc le pouvoir d adsorber de grosses molécules organiques en même temps qu'elles échangent les ions [21].



Figure IV. 10: les différentes échangeuses d'ions [17].

IV.5.5.3 Classification selon le squelette :

Les échangeurs d'ions actuels sont essentiellement à base de polystyrène ou de polyacrylate réticulés, D'où on note :

IV.5.5.3.1 Squelette polystyrénique :

Le squelette polystyrénique est obtenu par la polyaddition du styrène (divinylbenzène), Si une certaine proportion de divinylbenzène (DVB) est mélangée au styrène, le polymère se réticule et devient alors totalement insoluble.

IV.5.5.3.2 Squelette polyacrylique :

En polymérisant un acrylate, un méthacrylate ou de l'acrylonitrile que l'on peut réticuler avec du divinylbenzène (comme le styrène).

IV.5.5.4 Classification selon la nature du groupement fonctionnel :

On classe les résines en deux catégories en fonction de la nature de l'ion qui vont être échangés

IV.5.5.4.1 Les échangeurs cationiques :

Ils peuvent se classer en deux groupes :

- Les échangeurs de cations fortement acides.
- Les échangeurs de cations faiblement acides.

Tableau IV. 1 : Les échangeurs de cations fortement acides et faiblement acides [7].

Résines cationique	groupe actif échangeur	Réactifs de régénération	Domaine de ph de travail	Capacité d'échange		Sous forme H+ fixe
Fortement acides	SO ₃ H groupe sulfoniques	HCl ou H ₂ SO ₄ excès : 1à2 fois la quantité stœchiométrique	1-13	1,4-2,2	1,7-1,9	Tous les cations de métaux lourds ex(Na
Faiblement acides	-COO-H	HCl ou H ₂ SO ₄ Pas d'excès	4-13	3,5-4,2	2,7-4,8	Préférence pour les cation valences multiples

IV.5.5.4.2 Les échangeurs anioniques :

- Les résines fortement basiques
- Les résines faiblement basiques

Tableau IV. 2 : Les résines fortement basiques et faiblement basiques [19].

résines anioniques	groupe actif échangeur	Réactifs de régénération	Domaine de ph de travail	Capacité d'échange		Sous forme H+ fixe
Fortement basiques	N(CH ₃) ₃ ⁺ Groupe ammonium quaternaire	Lessive de soude excès ; 1à2 fois quantité stœchiométriques	1-12	1,2-1,4	1 - 1,1	Tous les anions d'acides faibles (HCO ₃ ⁻ , HSiO ₃ ⁻ , H ₂ BO ₃ ⁻ , CH ₃ COO ⁻ , CN ⁻)

Faiblement basique	N (amines tertiaire)	Lessive de soude excès ; à 0,5 fois quantité stœchiométrique	1-4	1,4 -2	1,2 -1,5	Préférence pour les anions d'acide forts (Cl ⁻ , SO ₄ Complexe)
---------------------------	-------------------------	--------------------------------------------------------------	-----	-----------	-------------	--------------------------------------------------------------------------------------------

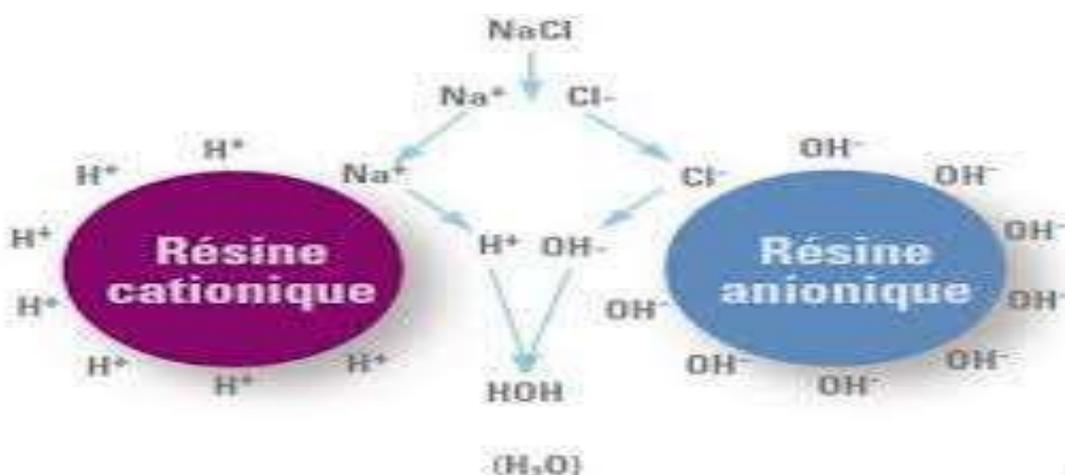


Figure IV. 11: les types de résines [17].

IV.5.6 Caractéristiques des REI :

Les principales caractéristiques d'une résine échangeuse d'ions sont les suivantes.

- **Le type :**

La résine est soit de type cationique et fixe les cations, soit de type anionique et fixe les anions.

- **La forme ionique :**

La forme ionique de la résine est déterminée par la nature des ions fixés sur les groupements fonctionnels. Dans la suite du mémoire, on dira par exemple que la résine est sous forme sodium lorsque la résine fixe sur son squelette des ions sodium.

- **La nature chimique du squelette et son taux de réticulation :**

Le taux de réticulation correspond au pourcentage en masse de DVB dans le squelette. Plus celui-ci est important, plus le squelette est rigide.

- **La granularité :**

Les REI se présentent en général sous forme de petites billes (diamètre de 500 à 700 μm) éventuellement broyées (taille de l'ordre de 100 μm).

- **La densité :**

La densité des résines se situe généralement entre 1,02 et 1,12 pour les échangeurs d'anions et entre 1,13 et 1,38 pour les résines échangeuses de cations.

- **La capacité d'échange ionique :**

La capacité d'échange (en équivalent par litre) est la caractéristique la plus importante d'un échangeur d'ions. Elle correspond au pouvoir de rétention des ions jusqu'à la saturation. Elle dépend du type d'échangeur (pour les échangeurs d'ions fortement acides ou fortement basiques : du taux de régénération, de la composition de l'eau à traiter, de la vitesse de filtration).

Remarque : Dans l'ensemble de l'étude, les phénomènes de diffusion étant négligés, nous considérerons que cette capacité d'échange est toujours atteinte lors des différents échanges ioniques.

- **La porosité du squelette :**

La porosité des résines dépend de leur taux de réticulation. Plus la résine est réticulée (c'est-à-dire plus la proportion de DVB est élevée), plus le réseau tridimensionnel devient serré, et moins la porosité est importante.

Les modes de régénérations des résines échangeuses d'ions :

Ils existent deux modes principaux de régénération :

- ✓ Régénération des résines à co-courant :
- ✓ La saturation des résines (production) et la régénération ont lieu dans le même sens, de haut en bas [9].

IV.5.7 Régénération des résines à contre-courant :

La saturation des résines (production) et la régénération ont lieu sens contraire, ce qui nécessite de bloquer le lit de résines entre deux planchers crépines ou deux crépines de dispersion. cela a donc pour conséquence de ne pas pouvoir éliminer les fines de résines lors du détassage. il faut donc prévoir des opérations de définage réguliers et pourquoi pas, proposer une colonne de définage . En revanche, la régénération à contre-courant présente de nombreux avantages :

- ✓ Meilleure capacité de la résine
- ✓ Faible taux de régénération
- ✓ Très bonne qualité de l'eau déminéralisée produite tout au long du cycle de saturation,
- ✓ Réduction du volume d'éluats,
- ✓ Temps de régénération plus faible [21].



Figure IV. 12: Régénération d'un lit mélange [21].

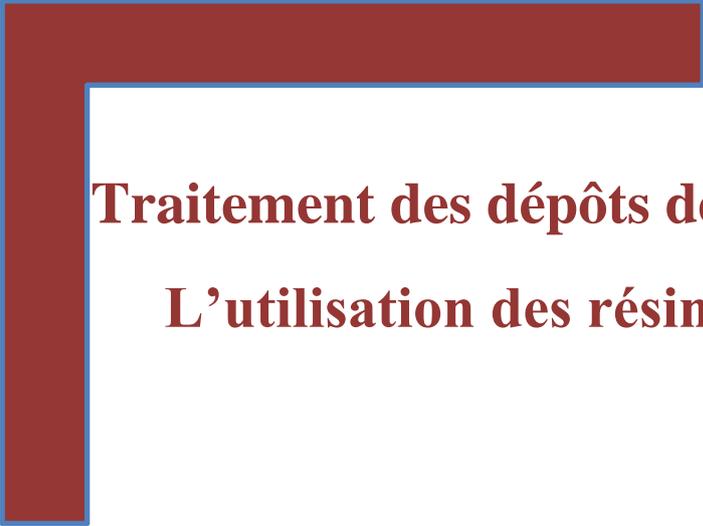
IV.5.8 Les applications des résines échangeuses d'ions :

- ✓ Produire de l'eau déminéralisée
- ✓ Adoucissement des eaux potables et industrielles
- ✓ Décarbonations des eaux
- ✓ Désoxygénation des eaux [22].



Figure IV.13: les résines échangeuses d'ions en traitement d'eau [17].

Chapitre: .V



Traitement des dépôts de BaSO₄ par L'utilisation des résines



V.1 Introduction :

La production du pétrole dans la région de HMD est assistée par l'injection d'eau douce pour éliminer la formation de sel NaCl, cette injection d'eau crée un problème de formation de dépôts sulfate de baryum.

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 désulfuration des eaux d'injection par la méthode des résines « échangeuses d'ions » de type R10, R40

Où on peut déterminer La concentration de $[SO_4^{-2}]$, et la capacité totale de ces résines. A la fin on peut évaluer l'efficacité de cette méthode (résines en série), par rapport la méthode résine individuelle (utilise l'année passée).

V.2 Principe, produit et appareillage :

V.2.1 Principe :

Le dosage gravimétrique des ions sulfates SO_4^{-2} a lieu après acidification, chauffage et ajout d'un excès d'une solution de chlorure de baryum ($BaCl_2$) selon la réaction suivante :



La masse de sulfate de baryum précipite permet de calculer le taux en sulfate dans l'échantillon analysé.

La gravimétrie est une méthode d'analyse quantitative basée sur la séparation quantitative (c'est _à-dire) d'un cation ou d'un anion (en solution aqueuse) par précipitation sélective d'un sel insoluble. La méthode consiste à transformer une espèce soluble en un composé insoluble, dans un milieu déterminé.

V.2.2 Produits utilisée:

✓ Na Cl poudre :

Préparation :

Une solution de NaCl : 66 g de NaCl + 640 ml d'eau distillé et avec une agitation pendant 5 minutes.



Figure V. 1: NaCl poudre.

- ✓ Eau distillé
- ✓ Eau brute filtrée
- ✓ Résine R10, R40

V.2.2.1 Caractéristiques de résine PS R10 et PS R40 :

Tableau V. 1 ; caractéristique des résines R10 et R40.

La résine	Nature	Apparence	Application	Capacité totale	Diamètre de bille	La densité	La température
PSR 10	Minérale	Type de gel et sous forme des billes	Déminéralisation	1.15 eq/L (25.1 Kgr/ft ³)	425 - 1200 μm	1.04	T° max : 100 °C (212.0 °F) T° min : 35 °C (95.0 °F)
PSR 40	Minérale	Des grains sphériques	Déminéralisation	1.5 eq/L (32.8 Kgr/ft ³)	750 ± 100 μm	1.08	T° max : 100 °C (212.0 °F) T° min : 35 °C (95.0 °F)



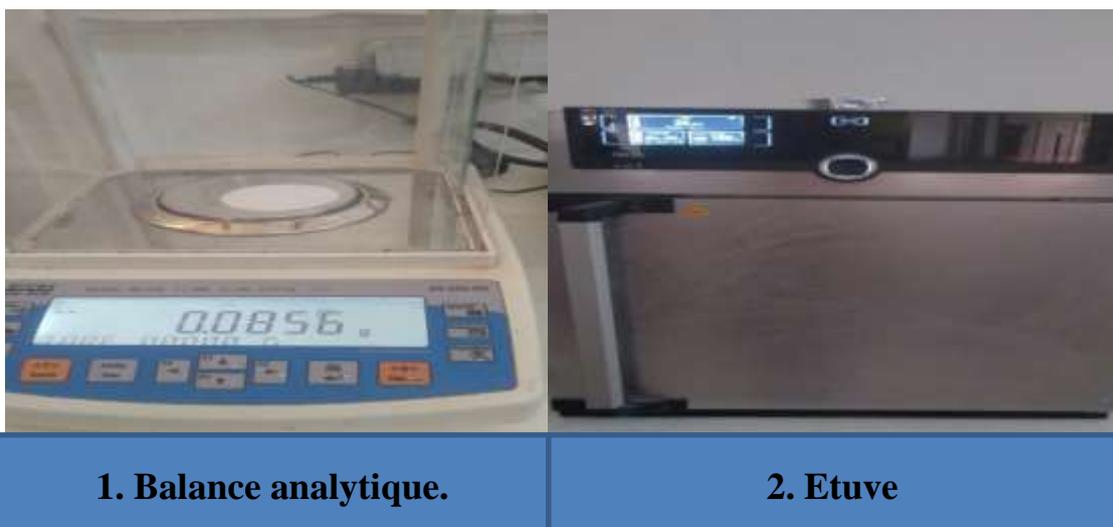
Figure V. 2: les types des résines.

- ✓ Acide chloridrique HCL 0,5 %
- ✓ Chlorure de baryum $BaCl_2$

Préparation :

Une solution de $BaCl_2$ de concentration (5%) : 50 g de $BaCl_2$ + 1000 ml d'eau distillé avec une agitation pendant 5 minutes.

V.2.3 Appareillage :





3. Bain marie



4 .Agitateur magnétique



5. Dessiccateur



6 .Fiole

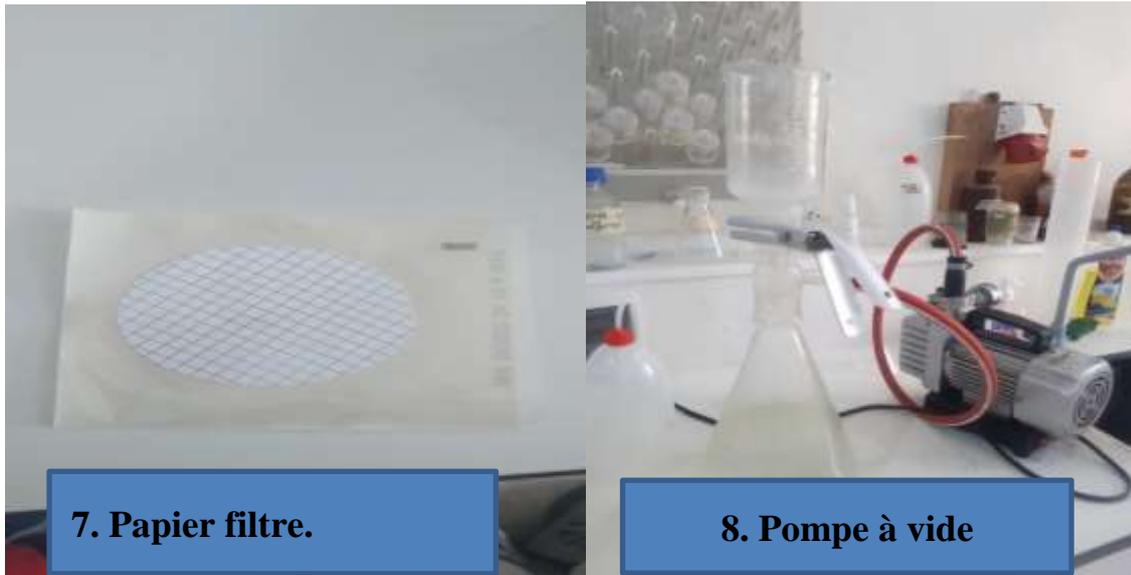


Figure V. 3: les appareils utilisés au niveau de laboratoire.

8. Barreau

9. Pipette.

V.3 L'activation et traitement des résines :

V.3.1 Régénération des résines :

- ✓ Injection de saumure 10 % à 2BV/h diluer 66 g de NaCl dans 640 ml d'eau.
- ✓ Rinçage avec 660 ml de l'eau désulfitée à 2BV/h.
- ✓ Rinçage avec 660 ml de l'eau brute à 10 BV/h.

Pour R10 :

BV= 330 ml

1. $2 \text{ BV/h} = 660/60 = 11 \text{ ml / min}$
2. $10 \text{ BV/h} = 3300/60 = 55 \text{ ml / min}$

Pour R40 :

BV=200ml

1. $2 \text{ BV/h} = 400/60 = 6.66 \text{ ml / min}$
2. $10 \text{ BV/h} = 2000/60 = 33.33 \text{ ml / min}$

V.3.2 Prétraitement de l'eau albienne :

- Injecter dans chaque ampoule 600ml de saumure à 10%
- RINCAGE AVEC 2BV de l'eau désulfité à 2-3 BV / h.
- Passer l'eau brute filtrée à 5BV/h et analyser l'eau traitée après les résines.

Pour R10 :

BV= 330 ml

1. $5BV/h=1650/60 = 27.5 \text{ ml / min}$

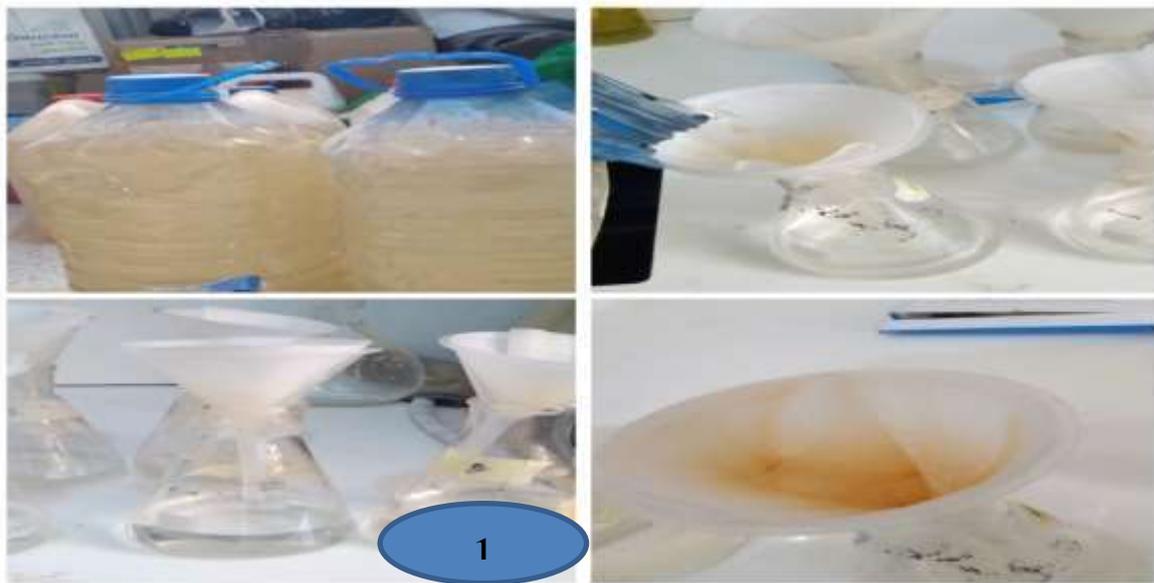
Pour R40 :

BV=200ml

2. $2BV/h=1000/60=16.66 \text{ ml /min}$

V.3.3 Mode opératoire de dosage de sulfate sans traitement par les résines :**➤ Etape N°01 :**

- 1) Filtration d'eau d'injection (albien)

**Figure V. 4: filtration d'eau d'injection.**

- 2) On remplit 151 fioles et dans chaque fiole on met BV (250ml) d'eau d'injection (albien).

✓ Etape° 02 :

Ces fioles sont vidées **en série** dans l'ampoule décanter R 10 avec un Débit de robinet fixé à $Q= 27.5 \text{ ml/min}$, et R40 avec un débit $Q= 16,66 \text{ ml /min}$.

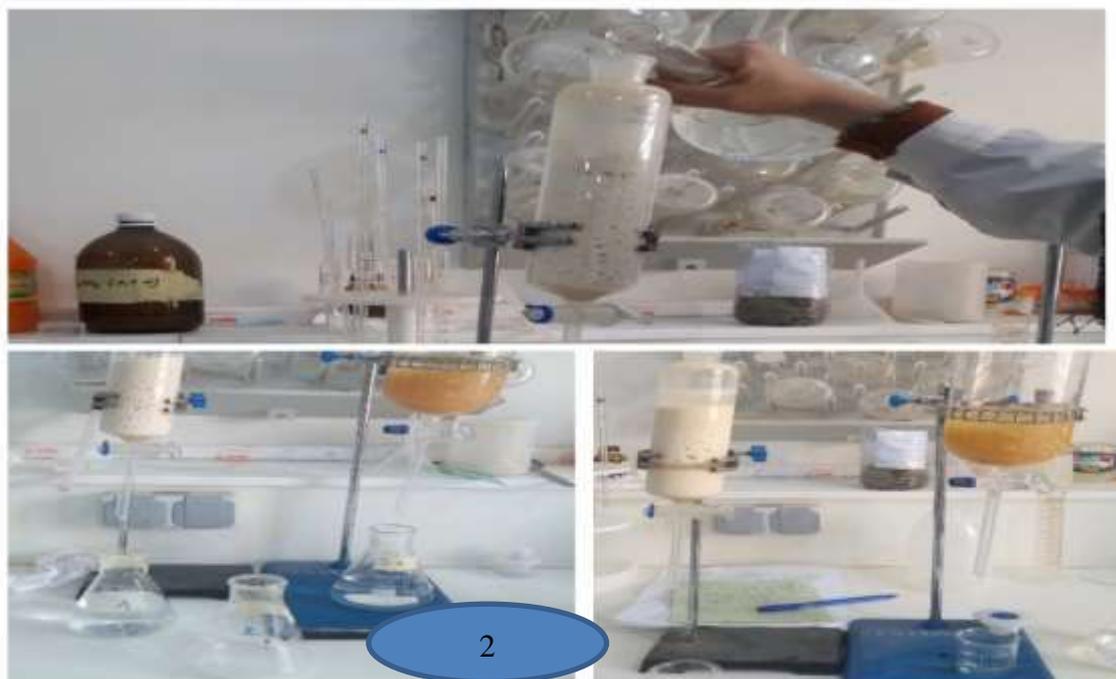


Figure V. 5: étape N°03.

✓ Etape N°03 :

- Après le passage de toutes les 151 fioles par ordre sur la résine PS R10 et R40, On prend 10 ml d'eau d'injection dans une fiole.
- On ajoute 0.5 ml de HCl.



Figure V. 6: Image représente l'étape d'addition d'acide.

- Puis on ajoute 200 ml d'eau distillé et on laisse le mélange bouillir sur une plaque chauffante à $T = 550\text{ }^{\circ}\text{C}$ jusqu'à ébullition.



Figure V. 7 : Image représente l'étapeN°03 de chauffage des réactifs.

✓ EtapeN°04 :

- 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).
- Puis le refroidissement dans le bain marie.

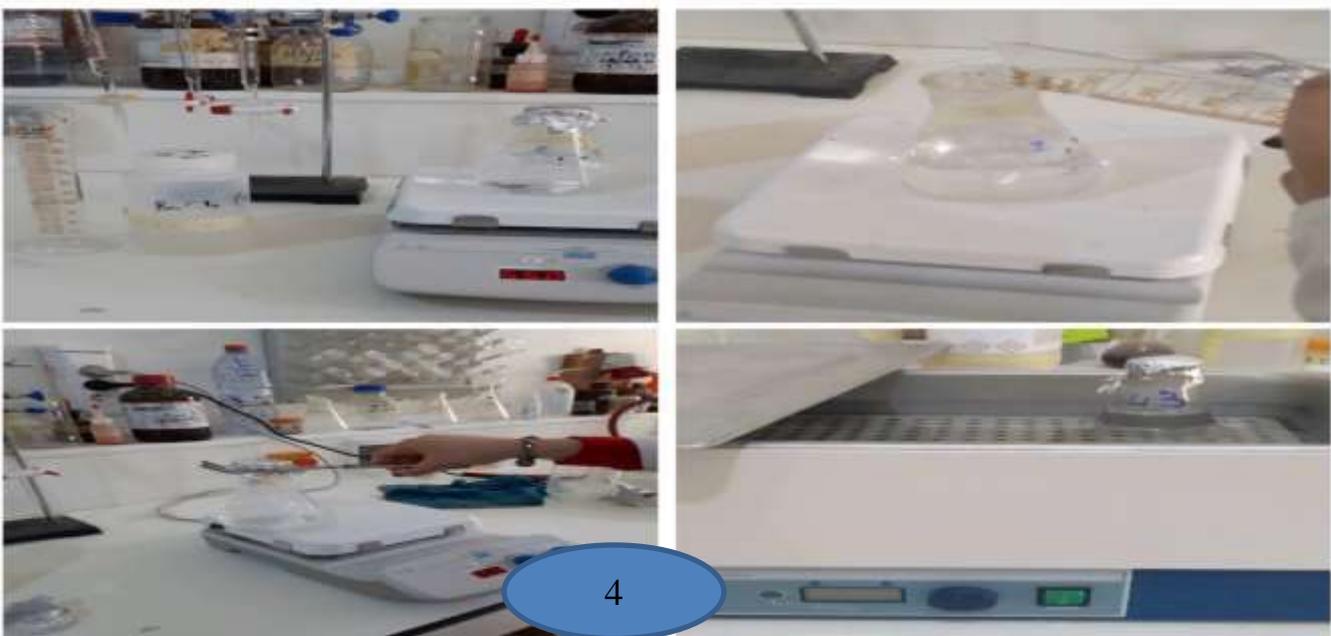


Figure V. 8: Image représente l'étapeN°04 d'addition de $BaCl_2$.

✓ **Etape N°05 :**

- On pèse papier filtre et on note **P0** avant la filtration.
- On filtre l'échantillon par une pompe à vide.

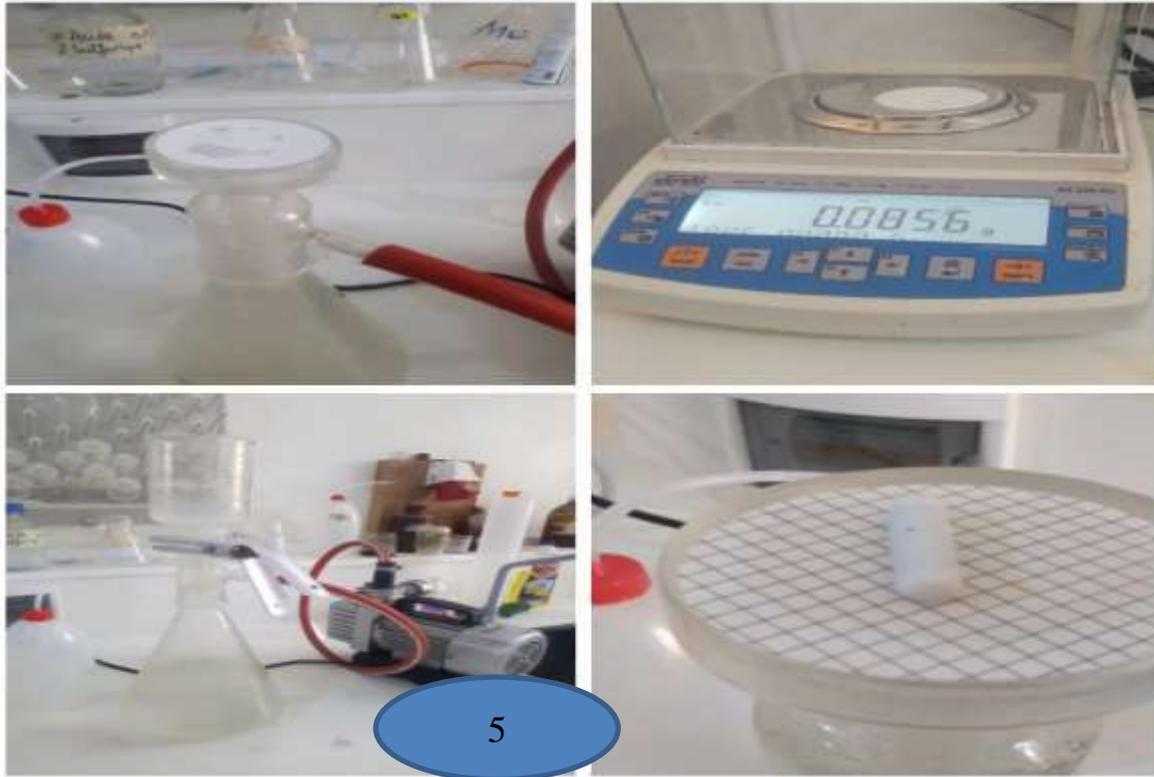


Figure V. 9: Image représente l'étape N°05 de filtration.

✓ **Etape N°06 :**

- Après la filtration On met le papier filtre utilisé (précipité) dans un dessiccateur pour refroidir et éliminer l'humidité pendant 20 min.
- Pour bien sécher le filtre on pose ce dernier dans un four pendant 5 heures à température $105^{\circ}C$.
- Après le refroidissement de filtre dans un dessiccateur on repese le filtre et on note le deuxième poids **P1**. 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 V. 10: étape N°06.

V.4 Résultats et discussions :

$$[SO_4^{2-}] = \frac{m_{BaSO_4} \times M_{SO_4^{2-}}}{M_{BaSO_4} \times v_p} \times 1000$$

Conclusion :

Le dépôt de sulfate de Baryum constitue 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} .

D'après les résultats du test d'évaluation d'ENMAX, les résultats obtenus confirment l'inefficacité de cet outil à cause de mauvaises conditions de test et par conséquent perturbation d'élimination des dépôts.

D'après les résultats qui ont été effectués sur une série de puits au niveau de champs HMD on peut constater que l'efficacité de traitement d'AD32 ne donne pas un résultat optimal dans tous les puits de champs de HMD, à cause de l'apparition de phénomènes de surdosage dans quelques puits.

En raison de plusieurs problèmes :

- ✓ l'incompatibilité entre AD_{32} et les autres produits (anti-bactérie, anti-corrosion ...) due à la formation d'autres dépôts tels que le dépôt de produits de traitement.
- ✓ Surdosage ou dosage insuffisant de l'inhibiteur AD_{32}
- ✓ la difficulté de contrôler la concentration de AD_{32} .
- ✓ L'absence d'une étude économique qui évalue le rendement de cet inhibiteur.
- ✓ Les limitations de fonctionnement et traitement de l'outil ENMAX.

Pour remplacer les traitements traditionnels (tel que ENMAX, l' AD_{32}), il faut trouver une autre méthode de traitement c'est pour cela on a décidé d'utiliser des techniques au laboratoire pour régler ce problème. Dans cette mémoire on a étudié l'efficacité de traitement préventif de $Baso_4$ par les résines échangeuses d'ions.

D'après les résultats, les résines captent tous les ions de sulfate dans l'eau traitée après le passage de 106 échantillon c'est à dire la capacité totale des résines en série 197,54 g/l, par contre la capacité individuelle de chaque est d'environ (27-82) g/l. La capacité très élevée de notre méthode est généralement due à l'utilisation de deux séries au même temps.

Donc on peut conclure que l'association des deux résines (PS R40, R10) en série présente la meilleure capacité et est plus adaptée par rapport aux autres tests expérimentaux.

Recommandation :

Nous avons proposé également des solutions radicales pour empêcher la formation de ces composés de sulfate par désulfatation des eaux d'injection, on a les propositions suivantes :

- Il faut bien Contrôler le débit d'eau d'injection pour assurer la capture des ions de sulfates par la résine.
- Réaliser un traitement de désulfuration par l'utilisation de deux types de résine (PS R40-PS R10) en série avec échauffement pour connaître la résistance de ces résines.
- Faire une Régénération sur les deux types de résine par un contre-courant.
- Faire des études pour connaître l'efficacité de deux autres types de résine -PS R20- et -PS R30-.
- Faire des essais sur traitement des eaux injectées par (nanofiltration ; osmose inverse ; distillation) au niveau de laboratoire.
- Evaluation des autres méthodes AD_{32} avec Nanofiltration. ... ect.

Référence :

[1] 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).

[2] AKABLI Abdelhamid, ALEM Ibrahim, HAIBAOUI Mohammed, « Analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum($BaSO_4$) dans le champ de HMD (puits ONIZ432, MD660 et OL6) », Mémoire de fin d'étude .

[3]<file:///C:/Users/Admin/Desktop/12/STUMILATION/Chap%203%20Stimulation%20Master2%20Prod%20Profe%20et%20Acad.pdf>.

[4] BENGANA Atik, TATI Saif Eddine, « Analyse et Traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile – Champ Hassi Messaoud », Mémoire de fin d'étude, Université de Ouargla, (2019).

[5] B. Abdennasser, L.Omar, « ETUDE DE DESSALAGE DU PETROLE BRUT », Mémoire DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER EN CHIMIE DE L'ENVIRENNEMENT, (2016-2017).

[6] Ben derradji Rima, BoudaoucheKhadidja, « Influence de l'inhibiteur anti dépôts (AD32) Sur la croissance de dépôts de sulfates de baryum », Mémoire de Master, université d'Ouargla ,2019.

[7] site web [https:// www.coexpert .comap.fr](https://www.coexpert.comap.fr)

[8] B.Oufa, « étude de l'inhibition de dépôts des sulfates de baryum dans les installations pétrolières par le chitosane à base de l'exosquelette de crevette rouge », Mémoire de Master, Université de Blida 1,2018-2019.

[9] Emilie Lafond, « Etude chimique et dimensionnelle de résines échangeuses d'ions cationiques en milieu cimentaire », thèse de doctorat, université de BOURGOGNE ,2013

[10] D.Chaima, A.Racha, « contribution au traitement des sulfates de baryum par déminéralisation de l'eau d'injection », Mémoire de fin d'étude, Université de Ouargla ,2021.

Site web [https : // tel .archives –ouvertes .fr / tel01089750](https://tel.archives-ouvertes.fr/tel01089750)

[11] MokhtariRoumaissa, ZouacheLoubna , « Contribution au traitement des sulfates de baryum par AD32 et stabilisation par l'utilisation des résines », Mémoire de Master, université de Ouargla,2020.

[12] SIAGH chafia , HAMIDANI Chafiq , (2016) , Mémoire Master :Etude de Skin partir d'une interprétation de tests de puits dans le champ de Hassi –Messoud (MD 119 , MD634 , MD227,OMPZ812 ,HGAI) .

[13]<file:///C:/Users/smservice/Desktop/memoire%20master%202/désulfatation/ENMAX/Enmax.pdf>.

[14][file:///C:/Users/smservice/Desktop/memoire%20master%202/désulfatation/ENMAX/ENMAX%20\(1\)%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/smservice/Desktop/memoire%20master%202/désulfatation/ENMAX/ENMAX%20(1)%20(2).pdf)

[15]<file:///C:/Users/smservice/Desktop/memoire%20master%202/désulfatation/ENMAX/etude 2001.pdf>.

[16] site web <https://wiki.aurea.eu/index.php>

[17] site web <https://www.wikipedia.org.fr> .

[18] site web <https://www.futura.science.com>

[19] site web <https://www.emse.fr> .

[20] site web <https://www.daerdel.info> .

[21] site web <https://www.dlk.ch/index.fr>

[22] site web <https://www.suezwaterhandbook.fr>

Annexe :

I. Les caractéristiques des membranes :

Des modules et des vaisseaux : Dans un procédé de séparation par membrane, il est évident que la pièce maîtresse se veut la membrane. Elle présente une structure comportant la peau et le renfort. La peau est très fine et même, d'une épaisseur indéterminée; elle possède des pores cylindriques de rayons variables et répartis à la surface de celle-ci. C'est elle qui rejette les solutés indésirables suivant l'affinité du matériau membranaire versus le fluide alimenté, la géométrie et les forces de surface et d'interface. Le renfort est de forme asymétrique d'une texture beaucoup plus poreuse mais d'une épaisseur plus grande (100 à 200 μm) que la peau. La membrane se caractérise par: sa perméabilité intrinsèque A_i (section 3.7.3), son facteur de séparation intrinsèque f' (position), son type de matériau (tableau 1), sa résistance à la différence de pression transmembranaire ΔP_m , sa résistance à la température, aux agents bactériens, au chlore libre et au pH et enfin, par son "Silt Oensity Index" maximum (SOI).

Tableau1 : matériaux qui composent les membranes.

Procédés	Matériaux
Microfiltration (MF)	Alumine Esters de cellulose (mélangés) Nitrate de cellulose Polycarbonate Polyester Polypropylène Polytétrafluoroéthylène (PTFE) Chlorure de polyvinyl (PVC)

Ultrafiltration (UF)	Tubes en carbone Cellulose régénérée Céramique composite Copolymère de pvc Poly sulfone Pol yacrylonitrile Polyélectrolyte
Osmose inverse (OI)	Fluorure de Polyvinylidène Acétate de cellulose Tri acétate de cellulose Polyamide (aromatique) Oxyde de zirconium avec acide polyacrylique Polyamide + polysulfone(TFC) Polybenzimidazole (PBI),(PBIL)

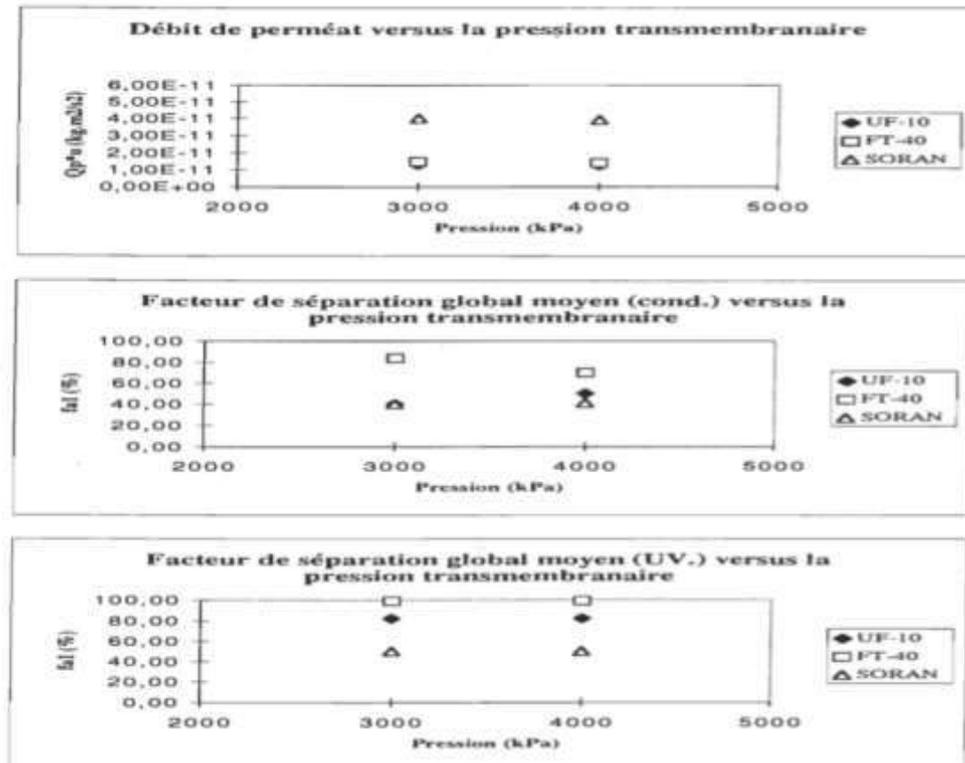


Figure A. 1 : débit moyen, et facteur de séparation selon la conductivité et la spectro .UV, versus la pression pour les membranes UF -10, FT -40et SORAN.

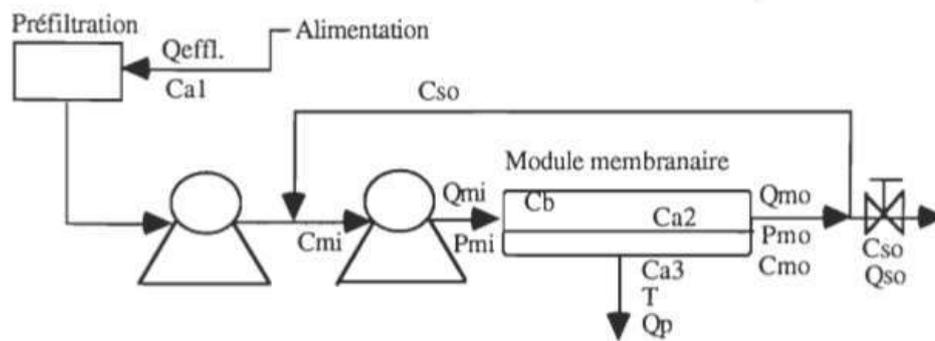


Figure A. 2 : schématisation des variables opératoires

Paramètres de l'appareil CPRS :

Caractéristiques	Pression	Température du fluide	Débit de procédé	CPRS Dimensions	Spécifications des matériaux CPRS	Température ambiante
" 12× " 8	300LB	C7000≥	158.43 tonne/h	850 mm (longueur) × 521mm (diamètre)	ASME B16.5 A105	Sans limites

" 10× " 6	300LB	C7000≥	98.21 tonne/h	721.2mm (length) 445mm ×(diamètre)	ASME B16.5 A105	Sans limites
-----------	-------	--------	------------------	-------------------------------------------------	--------------------	--------------

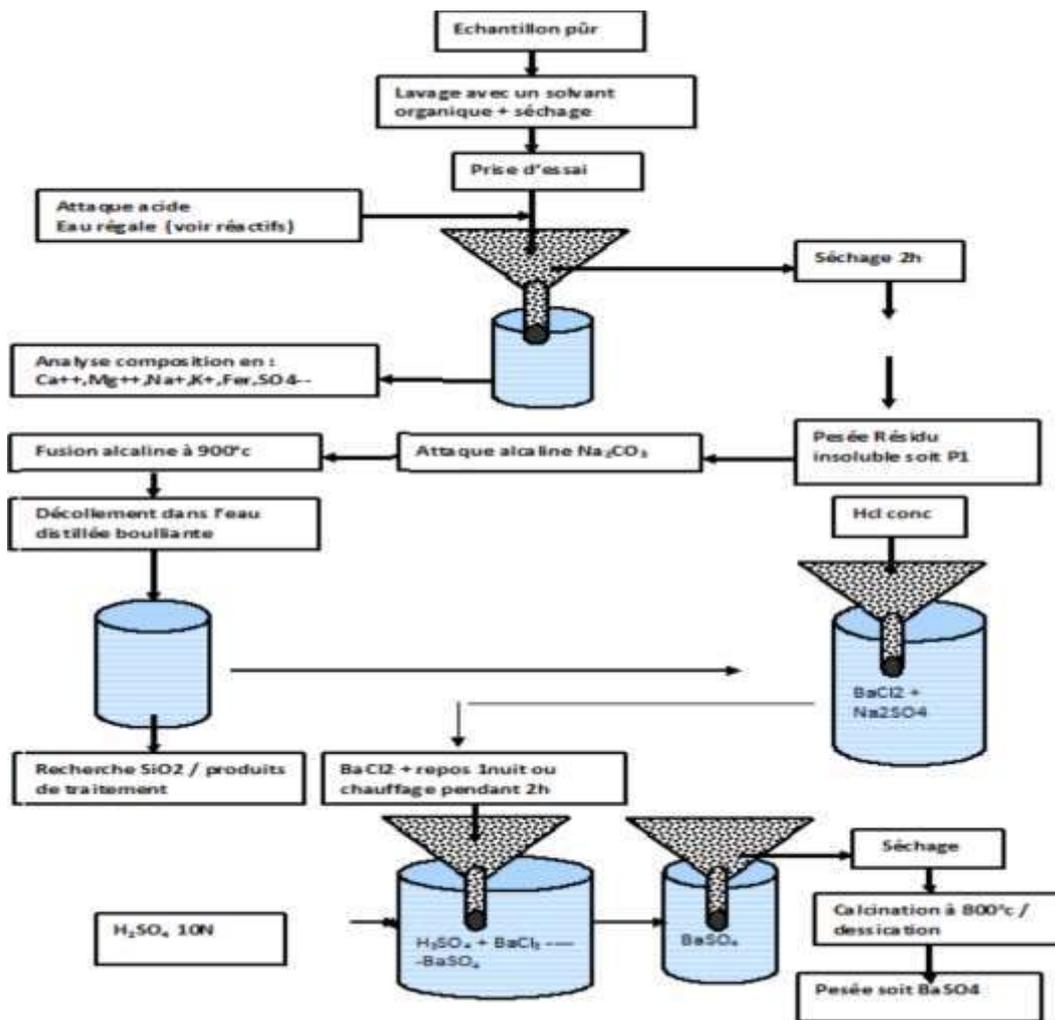


Figure A.3 : L'analyse de dépôts prélevés de puits OL6.