



UNIVERSITE ABBES LAGHROUR KHENCHELA

Faculté des Sciences et Technologie

Département de la Génie Industrielle

Mémoire de Master

Spécialité : Génie des Procédés de l'environnement

Présenté par :

MESSAI Alla-Eddine

FATAH Noureddine

-THEME-

**Traitement et Analyse des Dépôts de sulfate de baryum
Au niveau du Champ de Hassi Messaoud / Algérie**

Membres de jury :

Président : Pr A. BEICHA

Promoteur : Dr NEDJAR Zohir

Examineur : Dr S.BAHLLOULI

Sommaire

Dédicaces	04
Remerciement	05
Résumé	06
Bibliographie	08
Liste des figures	10
Liste des tableaux	11
Abréviations et nomenclatures	12
Introduction générale	13
Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud	15
I.1. Introduction	15
I.2. Situation géographique du champ de Hassi- Messaoud	16
I.3. Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud	16
I.4. Zones et numérotation des puits	17
I.5. Aspect stratigraphique	18
Chapitre II : Aperçu sur les eaux du champ de Hassi Messaoud	18
II.1. Introduction	19
II.2. Eaux dans les champs pétroliers	19
II.2.1. Eau d'injection	19
II.2.1.1. Eau de dessalage	19
II.2.1.2. Eau de maintien de pression	20
II.2.2. Eau de gisement	20
CHAPITRE III : Généralités sur Les dépôts	22
III.1. Introduction	22
III.2. Différents dépôts rencontrés dans le champ pétrolier	22
III.2.2. Dépôts organiques	22
III.2.2.1. Les asphaltènes	23
III.2.2.2. Les paraffines	23
III.2.3. Dépôts inorganiques (minéraux)	23
III.2.3.1. Chlorure de sodium (NaCl)	24
III.2.3.2. Carbonate de calcium (CaCO ₃)	24
III.2.3.3. Sulfates	25
III.2.3.3.1. Sulfate de calcium (CaSO ₄)	25
III.2.3.3.2. Sulfate de strontium (SrSO ₄)	26
III.2.3.3.3. Sulfate de baryum (BaSO ₄)	27
CHAPITRE IV : Déposition et Traitement des dépôts de Sulfate de baryum	28
IV.1. Introduction	28
IV.2. Sulfate de baryum	28
IV.3. Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum	29
IV.4. Source et conditions de formation des dépôts	29
IV.5. Influence des paramètres sur la formation des dépôts	30
IV.6. Localisation des dépôts de sulfate baryum	31
IV.7. Conséquence de la formation des dépôts dans les champs pétroliers	32
IV.8. Traitement Des dépôts de sulfate baryum	33
IV.8.1. Traitement préventif	33
IV.8.1.1. Les inhibiteurs	33
IV.8.1.2. Propriétés des inhibiteurs	33
IV.8.1.3. Types des inhibiteurs	34
IV.8.1.4. Classification des familles d'inhibiteurs	36
IV.8.1.5. Mécanisme d'action des inhibiteurs	36

IV.8.1.6. L'inhibiteur AD32	36
IV.8.1.7. Les stations de traitement chimique	37
IV.8.1.8. Station de lavage des puits huile salés	38
IV.8.1.9. Station de maintien de pression	38
IV.8.2. Traitement curatif	40
CHAPITRE V : PARTIE PRATIQUE	42
V.1. Analyse des Dépôts dans le laboratoire	42
V.2. Etude de cas du puits OMM32	48
V.2.1. Choix du puits	48
V.2.2. Historique du puits	48
V.2.3. Problème du puits	49
V.2.4. Identification du problème du puits	49
V.2.5. Résultat de test de jaugeage	49
V.2.6. Les Dernières opérations réalisées	50
V.3. Recommandations	51
V.4. Proposition des solutions	51
V.4.1. Desulfatation des eaux injectées	52
V.4.2. Avantage et inconvénient	53
Conclusion Générale	54

Je rends grâce au BON DIEU le tout puissant qui m'a aidé à réaliser ce modeste travail.

Je dédie ce travail à :

Mes très chers parents qui m'ont toujours encouragés, aidés, conseillés, et qui se sont sacrifiés pour ma réussite.

Mes Chers frères et sœur.

Particulièrement mon Collègue et Ami DAOUD Mokhtar.

Tous les collègues de promo 2^{eme} Année Master GP et tous ceux que me connaissent de prêt et de loin.

FATAH Nouredine.

De ma part :

Je dédie ce modeste travail :

A ceux qui m'ont donné la vie, l'espoir et l'amour, à ceux qui m'ont encouragé le long de mes études :

Ma très chère mère et

Mon très cher père,

Que le dieu me les protège et me les garde;

A mes frères ; à toute ma famille; à tous mes amis ; à tous mes collègues de la faculté;

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

MESSAI Allaeddine.

Remerciements :

Nous remercions en premier lieu Dieu de nous avoir donné le courage et la volonté sans lesquels ce travail n'aurait pas été réalisé.

Nous tenons à exprimer nos remerciements à Monsieur Dr NEDJAR Zohir pour avoir dirigé ce mémoire, Nos remerciements vont aussi à notre coencadreur au niveau du champ Hassi Messaoud Mr BOUCHARB Abdessalem et M.HAMROUNE Abdelouahab.

Nous les exprimons toute notre reconnaissance pour nous avoir initiés et accompagnés tout le long de notre travail et pour la confiance qu'ils nous ont accordés durant cette période de préparation du mémoire. leurs compétences, leurs rigueur scientifique et leurs disponibilité n'ont cessé de nous motiver pour l'accomplissement de ce travail. Ils ont également été de précieux conseils pour répondre à nos diverses interrogations et pour la rédaction de ce mémoire.

Nous remercions chaleureusement mesdames et messieurs les membres du jury d'avoir accepté de consacrer de leur temps pour juger ce travail.

Nos remerciements également vont à tout le personnel du Laboratoire Contrôle des gisements pour leur accueil chaleureux et particulièrement M. LOUCHENE Issam.

ملخص :

الغرض الأساسي من شبكة معالجة الأملاح لمنطقة حاسي مسعود هو غسل الآبار الملحية ، علما أن غالبية الآبار تتطلب حقن المياه العذبة نظرا لارتفاع ملوحتها.

ومن أجل محاربة تكون كبريتات الباريوم الناتج عن عدم التوافق بين ماء الألبان المحقون والذي يحتوي على أيونات الكبريتات ومياه الخزان البترولي الكمبريان التي تحتوي على أيونات الباريوم ، المياه المستخدمة للحقن يتم معالجته على مستوى 05 محطات غسيل لآبار الملح مقامة في حقل حاسي مسعود.

العلاج المستخدم لمكافحة رواسب الملح هو حقن مثبط الترسبات AD32 الذي له فعالية غير مستقرة بسبب عدة عوامل.

خلال هذا العمل المتواضع خلصنا إلى أن الرواسب المدروسة تتكون أساساً من كبريتات الباريوم بنسبة 73% ، والباقي عبارة عن مزيج متكون من كربونات الكالسيوم والمغنيسيوم والحديد.

الحل المقترح هو اختيار معالجة إزالة الكبريت من مياه آبار الألبان.

الكلمات المفتاحية : عدم التوافق ، التحلية ، كبريتات الباريوم ، المانع ، الترسبات ، نزع الكبريت.

Abstract :

The main purpose of the Hassi-Messaoud region's desalination network is to wash salt wells, knowing that the majority of wells require the injection of fresh water given their high salinity.

And in order to fight against the formation of baryum sulphates which results from the incompatibility between the injected Albian water which contains the sulphate ions and the Cambrian formation water which contains the barium ions, the water used for the injection is treated at the level of 05 washing stations of the salt wells installed in the field of Hassi Messaoud.

The remedy used to combat this salt deposits is injection of AD32 deposit inhibition which has unstable efficacy caused by several factors.

During this modest work we concluded that the deposits studied are mainly made up of barium sulphate (BaSO₄) with a percentage of 73%, and the rest are calcium, magnesium and iron carbonate.

the proposed solution is to opt for a desulfation treatment of water from albian wells.

Keywords : Incompatibility, desalting, Barium sulfate, inhibitor, deposits, desulfation

Résumé :

Le réseau de dessalage de la région Hassi-Messaoud a pour but principal de lavage des puits salés, sachant que la majorité des puits nécessitent de l'injection de l'eau douce vu leur salinité élevée.

Et à fin de lutter contre la formation de sulfates de baryum qui résulte de l'incompatibilité entre l'eau d'Albienne injectée qui contient les ions de sulfates et l'eau de formation Cambrienne qui contient les ions de baryum, l'eau utilisée pour l'injection est traitée au niveau de 05 stations de lavages des puits salés installées dans le champ de Hassi Messaoud.

Le remède pratiqué pour lutter contre ce dépôts de sel est l'injection de l'inhibition des dépôts AD32 qui présente un efficacité instable causée par plusieurs facteurs.

Au cours de ce modeste travail nous avons conclu que les dépôts objet d'étude sont constitués principalement de sulfate de Baryum ($BaSO_4$) avec un pourcentage de 73 %, et le reste sont des carbonate de calcium, magnésium et de fer.

le solution proposée est d'opter pour un traitement de desulfatation des eaux des puits albiens.

Mots Clés : Incompatibilité, dessalage, Sulfate de Baryum, inhibiteur, dépôts, desulfatation

Bibliographie :

- [1] Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire revue de l'IFP, février 1965 N°7, page 10.
- [2] docnum.univ-lorraine.fr Boukhrissa Malika.SMZ0826.pdf. page 2
- [3] Mode Opératoire Laboratoire Contrôle Gisement EP Hassi Messaoud, page 5-10
- [4] Exploration et production des gisements « IFP-training enspm », page 2
- [5] B.CHTIBI. 2011 « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage » Mémoire licence, Génie des Procédés, page 5-7
- [6] Data Banc DP SONATRACH 2017 (base des données) .
- [7] [http://fr.wikipedia.org/wiki/sulfate de baryum](http://fr.wikipedia.org/wiki/sulfate_de_baryum)
- [8] Manuel d'exploitation des stations de dessalage DP Hassi Messaoud, page 34
- [9] Z. LALMI 2008, «Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud», Mémoire de Magister. page 12-14
- [10] CATALOGUE CECA, Division production chimique.
- [11] « Généralité sur le champ Hassi Messaoud SONATRACH » SONATRACH -IAP 17Aute 2010, page 3-6
- [12] Choix d'un anti-dépôt de sulfate de baryum pour le complexe industriel nord CINA. Mémoire INCH 2006, page 12-14
- [13] LARBAOUI Karima.Djallal « Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique», thèse de doctorat, Boumerdes 2017, page 20-22
- [14] <https://www.chemicalbook.com/> Barium sulfate Chemical Properties, Uses, and.
- [15] Gillow, J., M. Hay and J. Horst, 2014. In Situ Sulfate Mine Water Treatment – Practical Engineering in the Field.

[16] O. KHLEFI 2010 « Généralité sur les dépôts et l'inhibiteur » Master Production. page 6-8

[17] www.suezwaterhandbook.fr production industrielle du pétrole-traitement des effluents industriels.

[18] Robert J. Ferguson and Baron R. Ferguson the Chemistry of Strontium and Barium Scales October 20 -23, 2010 Reno, NV, USA. page 36-38

Liste des Figures :

Figure I.1	Situation géographique du Champ HMD	15
Figure I.2	Situation géologique du Champ HMD	16
Figure I.3	Zones du champ de HMD.	17
Figure I.4	Colonne Stratigraphique du Champ de HMD	18
Figure II.1	Puits albien au niveau du champ HMD	20
Figure III.1	Dépôt d'asphaltènes	23
Figure III.2	Dépôts des paraffines dans une conduite	23
Figure III.3	Chlorure de sodium (NaCl) dans une conduite	24
Figure III.4	Carbonate de calcium (CaCO ₃) dans une conduite	25
Figure III.5	Sulfate de calcium (CaSO ₄) dans une conduite	26
Figure III.6	Sulfate de strontium (SrSO ₄) dans une conduite	26
Figure III.7	dépôt de Sulfate de baryum (BaSO ₄) dans une conduite	27
Figure IV.2	Effet température sur la solubilité de NaCl	30
Figure IV.3	Effet de pression sur la solubilité de NaCl	31
Figure IV.4	Les emplacements possibles de déposition (CaSO ₄)	32
Figure IV.5	Formation des dépôts à l'intérieur des conduites	33
Figure IV.6	L'inhibiteur de dépôt AD32	37
Figure IV.7	Station de traitement existante au niveau du CINA	39
Figure IV.8	Schéma de station de lavage des puits huiles salés	40
Figure V.1	Mode opératoire des analyses réalisées	42
Figure V.2	pH mètre	45
Figure V.3	Les dépôts de sulfate de baryum au niveau du champ HMD	48
Figure V.4	Carte de localisation du Puits OMM32	49
Figure V.5	Exemple d'installation de Desulfatation	52

Liste des tableaux :

Tableau II.1	Analyses moyennes des eaux albiennes et cambriennes	21
Tableau IV.1	Classification des familles d'inhibiteurs	36
Tableau IV.2	Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD32	37
Tableau V.1	Résultats des tests de Jaugeage	50
Tableau V.2	Les trois dernières opérations réalisée sur le puits	50

Abréviations et nomenclatures :

HMD	Hassi Messaoud
EDTA	Ethylène Diamine Tétra Acétique
AD32	Anti-Dépôt
CINA	Centre Industriel Naili Abdelhalim (Nord)
CIS	Centre Industriel Sud
HGA	Hassi Guettar
GOR	Gas Oil Ratio
BOP	Blow Out Pressure
Z14	Station 14
W1C	Station west C
ppm	partie par million
HP	haut pression
W-O	Work Over
Q	Débit

Introduction générale :

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

L'industrie pétrolière cherche à obtenir les meilleurs rendements de production et récupérer le maximum des réserves d'huile en place, et pour atteindre cet objectif, elle lutte contre tous les problèmes qui font obstacle à la productivité.

Toutefois, durant la vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une certaine période de production à cause de la déplétion naturelle ou à la suite d'un éventuel endommagement de la couche productrice aux abords du puits.

La production du pétrole dans la région de HASSI MESSAOUD, est assistée par l'injection d'eau de 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 450 g/l.

L'eau utilisée pour cette opération est soustraite de la nappe Albienne une certaine profondeur à travers des puits producteurs d'eau.

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, fer...etc).

Cette précipitation des sels entraîne une élévation du facteur d'endommagement et par conséquent une réduction significative de la porosité ainsi que la perméabilité de la matrice.

Du point de vue thermochimique, pour qu'il y ait une formation d'un dépôt de sulfate de baryum sur une surface métallique, deux conditions doivent être réunies : la première condition est thermodynamique ; elle nécessite que la limite de solubilité soit dépassée, et la deuxième est cinétique nécessitant que la vitesse de déposition soit suffisamment rapide.

L'étude comporte deux (02) parties, théorique et pratique, la partie théorique se compose de 04 chapitres traitant les notions générales sur les dépôts, sur les eaux de la région Hassi

Messaoud, les modes de traitement et protection ainsi que le type d'inhibiteur utilisé pour empêcher les dépôts.

La partie pratique est une étude expérimentale constituée d'un chapitre composé de quatre parties ; dans la première partie sont traités le calcul des fractions massiques des composés constituant un échantillon de dépôt prélevé du champ de Hassi Messaoud et la deuxième partie concerne une étude de cas du puits OMM32 , suivie par l'analyse et les discussions sur les résultats et recommandations et la dernière partie relative à la proposition de solutions possibles.

L'objectif de ce travail est d'étudier ce problème dans le but de le résoudre en présentant les causes de déposition et proposer un traitement adéquat.

I.1. Introduction :

I.2. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud :

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

Le champ de Hassi- Messaoud se situe à environ 850 km au Sud d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne, aussi, il se situe à environ de 86 km au Sud Est d'Ouargla et à 172 km au Sud de Touggourt comme il est représenté sur la figure ci-dessous. [11]



Figure I.1 : Situation géographique du Champ HMD

I.3. Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km² de superficie. Il est limité :

- ✓ A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- ✓ Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- ✓ Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt. [11]

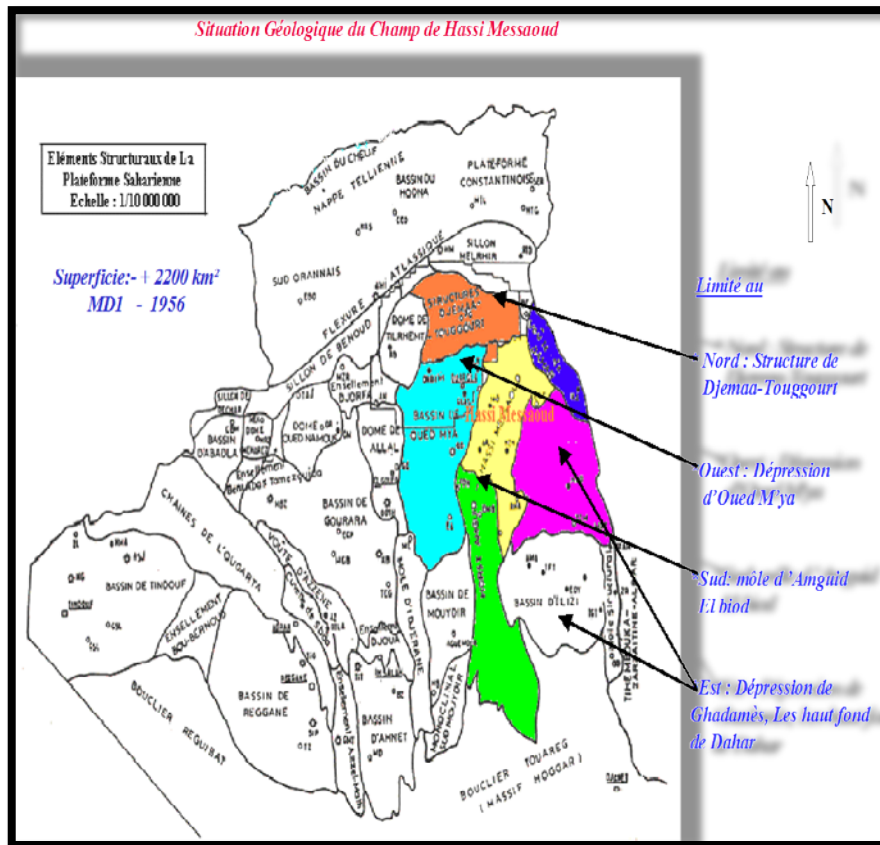


Figure I.2 : Situation géologique du champ HMD

I.4. Zones et numérotation des puits :

Le champ de Hassi-Messaoud est subdivisé en zones en tenant compte des iso-pressions. (Fig.1-2). L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble des puits qui se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement.

Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie.

Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones (Ex : 1a, 1b, 1c).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation. [11]

➤ **Champ Nord :**

C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Omkz12*

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m : superficie de la zone à huile tel que ; Om= 1200 km², On=300 km².

o : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km².

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

➤ **Champ Sud :**

La numérotation est chronologique. Ex : Md1, Md2, Md3,...MdZ509*, MDZ557*.

* : 'z' signifie un puits horizontal.

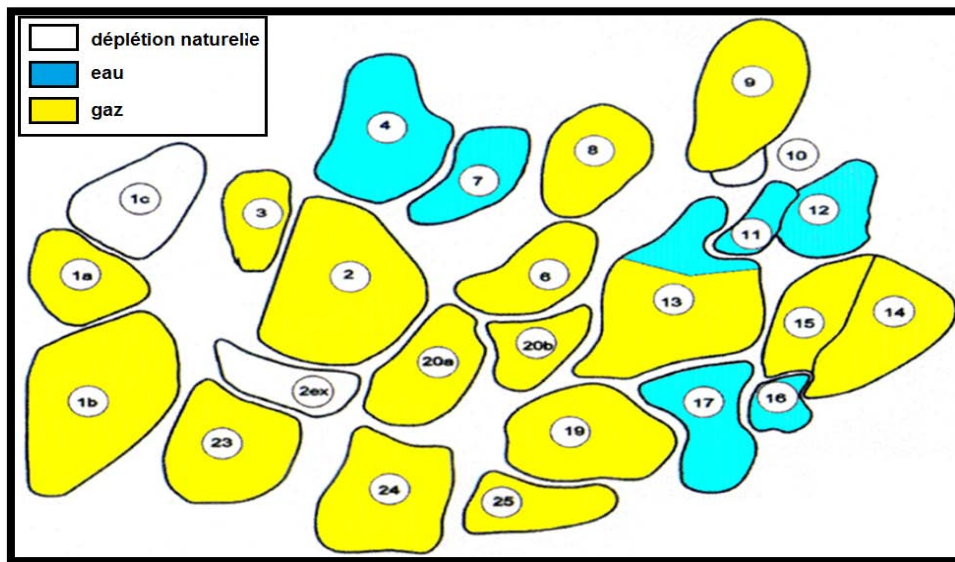


Figure I.3 : Zones du champ de HMD.

I.5. Aspect stratigraphique :

Du point de vue stratigraphie, les terrains traversés par tous les sondages HMD sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. La coupe stratigraphique type de la région se présente dans la (**Figure I.4**) représentée ci-dessous. [11]

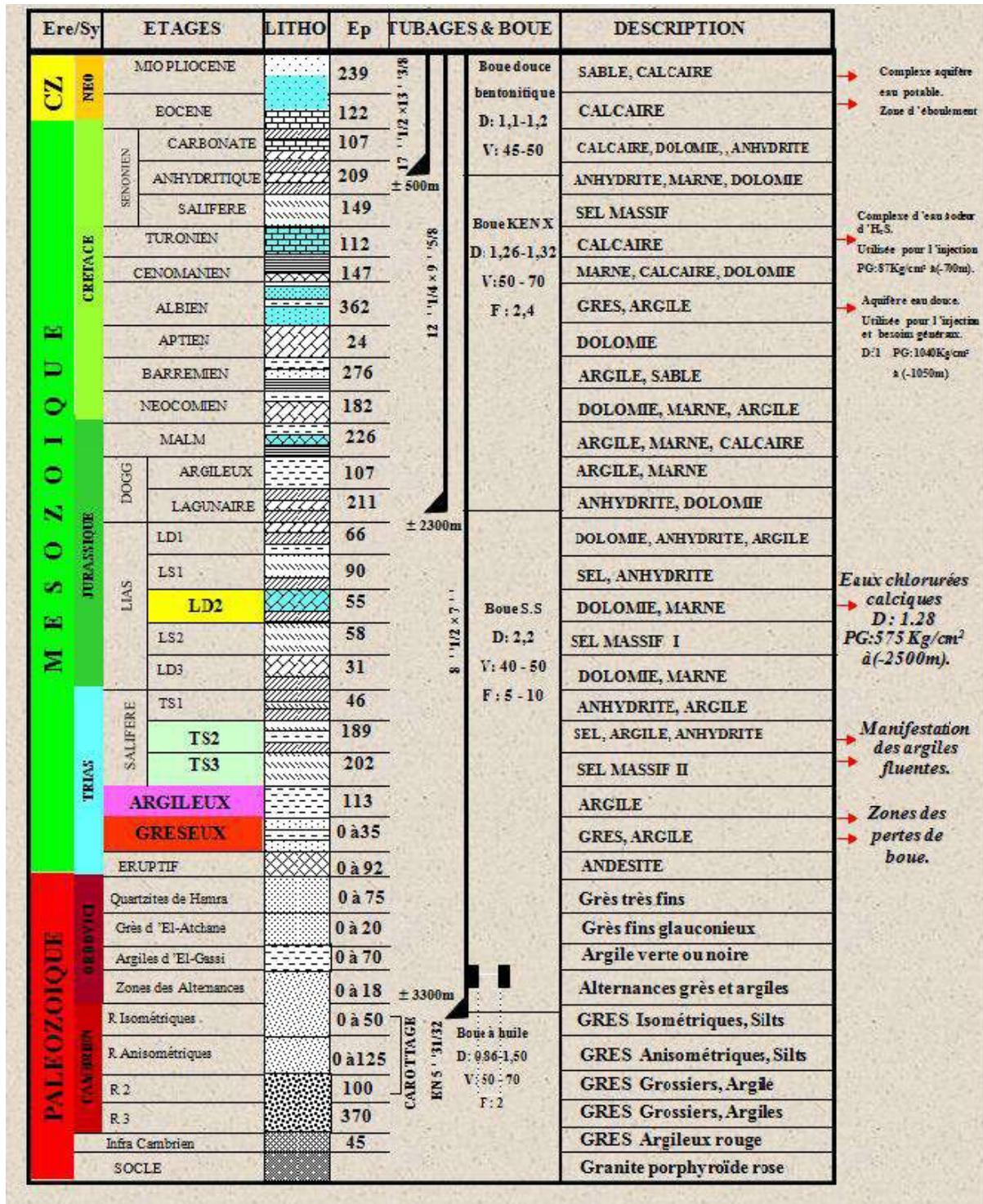


Figure I.4 : Colonne Stratigraphique du Champ de HMD [6]

II.1. Introduction :

Pendant l'exploitation d'un gisement pétrolier, la pression nécessaire pour acheminer le pétrole diminue sensiblement, le moyen le plus utilisé pour maintenir la pression et récupérer le maximum de pétrole existant dans le gisement, consiste en l'injection d'eau dans le gisement.

II.2. Eaux dans les champs pétroliers :

II.2.1. Eau d'injection :

L'eau d'injection utilisée dans la récupération secondaire du pétrole, L'injection de l'eau est l'un des moyens de maintien de la pression de réservoir ainsi que pour le lavage des puits salés.

L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant. [17]

II.2.1.1. Eau de dessalage :

Elle est en général injectée dans des concentriques en vue de nettoyer les puits salés et dissoudre les dépôts de sel « Chlorure de Sodium » qui s'y trouvent. [1]

Choix de l'eau de dessalage

Le choix de l'eau pour le lavages des puits salés et pour le maintien de pression s'explique par :

- ✓ Son faible coût, sa faible dureté ;
- ✓ Sa disponibilité en volumes suffisants ;
- ✓ Son efficacité de déplacement de l'huile : de 20 à 80% selon son degré de capillarité, de mouillabilité à l'eau et l'hétérogénéité de la roche réservoir.

Le choix de la nappe albienne est basé sur ces critères, vu la richesse du champ HMD en cette eau.

Malgré que la nappe albienne répond aux critères physiques pour son choix à l'utilisation pour le lavage des puits salés et le maintien de pression, elle présente une incompatibilité chimique avec l'eau de réservoir (cambrien), et elle provoque la formation de différents dépôts. [1]



Figure II.1 : Puits albien au niveau du champ HMD [6]

II.2.1.2. Eau de maintien de pression :

Elle est utilisée comme 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 d'huile en place n'atteindra qu'un très faible pourcentage des réserves estimées. [17]

II.2.2. Eau de gisement :

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur, cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères, soit de la roche magasin elle-même.

Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à la saturation. le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de calcium, potassium, magnésium, carbonates, bicarbonates, chlorures... etc.

En effet, l'eau de gisement contient parfois une quantité considérable de baryum strontium et de calcium. [1]

Tableau II.1. : Analyses moyennes des eaux albiennes et cambriennes [6]

Composition	Albien en (mg/l)	Cambrien en (mg/l)
$(\text{HCO}_3)^-$	170	0
CO_3^{2-}	0	0
Cl^-	420	210 000
$(\text{SO}_4)^{2-}$	600	0
Ca^{2+}	210	36 000
Mg^{2+}	70	6 500
Ba^{2+}	0	800
Sr^{2+}	0	970.00
Na^+	250	80 000
K^+	40	6 000
Fer total	0	5 500
pH	7.0	3.5
Densité à 25°C	1.00	1.230
Profondeur (m)	1050 - 1350	3300 - 3400

III.1. Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1153 puits, dont 884 producteurs d'huile (502 en Gas-lift), puits injecteurs et 117 producteurs d'eau.

Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie du gisement, un concentrique est installé dans plus de la moitié des puits producteurs afin d'injecter du gaz, ainsi l'injection d'eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels qui viennent de la formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Etant donné que l'eau injectée n'est pas compatible avec l'eau de formation, il se produit des nouveaux dépôts (Sulfate de Baryum). Ces dépôts sont très difficiles à dissoudre dans l'acide. L'injection d'eau se fait en continu pour les puits à forte salinité, pour le cas contraire un bouchon d'eau est suffisant.

Malgré que la teneur des asphaltènes est faible (0.15 %), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ.

Les percées de gaz et d'eau dans les zones soumises à l'injection réduisent considérablement l'index de productivité surtout les puits en percés d'eau qui nécessite un investissement supplémentaire (Gas-lift). Les percées de gaz sont moins dramatiques seulement des pertes de charges supplémentaires dans les collectes. [15]

III.2. Différents dépôts rencontrés dans le champ pétrolier :

Les dépôts rencontrés dans un champ pétrolier sont essentiellement liés à l'existence d'ions dans l'eau de gisement (calcium, baryum, carbonates. etc.) où leur présence simultanée provoque, dans certaines conditions, des précipitations de sels insolubles due à l'incompatibilité des eaux (injection et de formation). [5]

III.2.2. Dépôts organiques :

Les hydrocarbures sont en condition supercritique dans le réservoir. Leur évacuation vers la surface provoque alors une sursaturation des alcanes les plus lourds.

Il existe deux différents types de dépôts organiques, l'un est composé de paraffines et l'autre d'asphaltènes, les deux sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles brutes. [5]

III.2.2.1. Les Asphaltènes :

Ce sont les fractions les plus polaires et les plus lourdes dans le brut et elle forme une partie d'un système complexe dans lequel les autres constituants décroissent graduellement en polarité et en poids moléculaire. [2]



Figure III.1. Dépôt d'Asphaltènes

III.2.2.2. Les paraffines :

Ce sont des l'alcane, à savoir des molécules linéaires d'hydrocarbures saturé (C_nH_{2n+2}) on trouve deux types :

- ✓ Les paraffine solide : la cire ($n = 20$ à 40)
- ✓ Les paraffine liquide : $n = 2$ à 19 . [2]



Figure III.2 : Dépôts des paraffines dans une conduite

III.2.3. Dépôts inorganiques (minéraux) :

Les dépôts minéraux ou inorganiques se composent essentiellement de :

- A) Chlorures;
- B) Carbonates;

C) Sulfates;

D) Oxydes et autres composés de fer (sulfures et carbonates)

Les dépôts du type (D) sont généralement dus à des causes qui sont reliées directement à des phénomènes de corrosion et à la présence de micro-organisme.

Les carbonates et les sulfates se déposent au contraire, pour les raisons suivantes :

- L'incompatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de formation;
- L'effet de la température;
- La variation de la pression. [16]

III.2.3.1. Chlorure de Sodium (NaCl) :

Le NaCl est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres, certaines eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 340 g/l cambrien. Une très faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de chlorure de sodium.

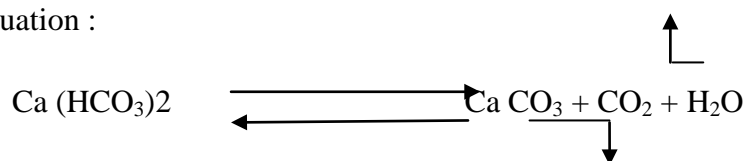
C'est toute fois le dépôt de sel le moins gênant car la solubilité du NaCl est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche ces dépôts de se former. [16]



Figure III.3 : Dépôt de Chlorure de Sodium (NaCl) dans une conduite

III.2.3.2. Carbonate de calcium (CaCO₃) :

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



On voit que, si on ajoute du gaz carbonique dans une solution à l'équilibre selon cette équation, la réaction qui se produira sera celle de droite à gauche. Un excès de CO₂ peut donc transformer du carbonate neutre, insoluble, en bicarbonate soluble.

Par contre, si du CO_2 s'échappe de la solution, c'est la réaction de gauche à droite qui se produira et le bicarbonate soluble se transformera en carbonate qui précipitera.

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

- L'acidification est le moyen le plus pratiqué pour se lutter contre la corrosion;
- L'inhibition par les polyphosphates. [16]



Figure III.4 : Dépôt de Carbonate de calcium (CaCO_3) dans une conduite

III.2.3.3. Sulfates :

III.2.3.3.1. Sulfate de calcium (CaSO_4) :

Une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits. L'évaporation partielle de l'eau de gisement peut conduire aussi à la sursaturation donc une précipitation rapide.

L'augmentation de la température peut également provoquer une précipitation de sulfate de calcium.

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

$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ Gypse ou dihydraté (T,P)

$\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$ Hémihydraté.

CaSO_4 Anhydre

La majeure partie du sulfate de calcium trouvé comme dépôts dans un champ pétrolier est sous forme de Gypse : $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. [18]

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

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



Figure III.5 : Dépôt de Sulfate de calcium (CaSO_4) dans une conduite

III.2.3.3.2. Sulfate de strontium (SrSO_4) :

Le dépôt de sulfate de strontium est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium, il présente également une diminution de la solubilité en fonction de la température.

La précipitation de sulfate de strontium peut se produire par:

- Evaporation de l'eau.
- Elévation de la température.
- Mélange d'eau incompatible. [18]

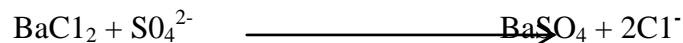


Figure III.6 : Dépôt de Sulfate de Strontium (SrSO_4) une conduite

III.2.3.3.3. Sulfate de baryum (BaSO₄) :

Le sulfate de baryum ou baryte, appelé plus couramment dans le forage baryte (la baryte au sens stricte du mot est l'hydroxyde de baryum Ba(OH)₂ est un minérale très lourd pouvant atteindre une densité de 4.30 à 4.48 max. C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car il forme des bouchons imperméables, colmatant, inattaquables à l'acide et aux bases ; Car ses limites de solubilité sont très basses (2 à 3 mg/l dans l'eau distillé)

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



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

Parmi les moyens de lutte contre ces dépôts :

Le premier qui vient à l'esprit est le traitement de l'eau de surface pour éliminer les ions SO₄²⁻. Lorsque c'est possible, c'est en effet la solution idéale, mais lorsqu'il s'agit de traiter 30 000 m³ par jour, en se rend compte que cette solution est impraticable ne pouvant pas empêcher le sulfate de baryum de se former, et donc on fait appel à des produits chimiques de traitement à savoir les inhibiteurs de dépôts. [18]



Figure III.7 : Dépôt de Sulfate de Baryum (BaSO₄) dans une conduite

IV.1. Introduction :

Dans l'industrie pétrolière, les différents problèmes de dépôts survenus au cours de l'exploitation de pétrole ont engendré beaucoup de problèmes, avec toutes les conséquences économiques et les contraintes de production qui en résultent.

Ces dépôts représentent un vrai problème dans le ralentissement de la production, et contre lesquels les industriels luttent pendant bien des décennies, on peut rencontrer les dépôts dans les installations de fond comme on peut les trouver dans les installation de surfaces comme il est indiqué dans les photos prises dans les différents lieux au champ de Hassi-Messaoud à savoir :

Au niveau des lignes (pipes), des séparateurs, des doses, des concentriques et au niveau des tubings de production. [7]



Figure IV.1 : Dépôt de Sulfate de baryum (BaSO_4)

IV.2. Sulfate de baryum :

Le sulfate de baryum BaSO_4 est un composé blanc très utilisé dans l'industrie depuis de nombreuses années. Il est présent en quantités sous forme de minerai, désigné par le terme '**Baryte**'. Il intervient dans la fabrication des verres, de certaines peintures, de revêtements de sols et dans l'industrie papetière. Il est souvent considéré comme un précipité de référence dans l'étude de la précipitation. De nombreux travaux sont consacrés à l'étude de ce système. Mais le sulfate de baryum est, surtout, connu pour les problèmes qu'il pose sur les sites d'extraction, notamment offshore, du gaz et du pétrole. [7]

Suite à interaction de l'eau contenue dans le réservoir de HMD (eau de gisement – Cambrien- qui est chargée en baryum Ba^{2+}), et l'eau injectée (eau d'injection-Albien- qui est chargée en élément sulfate SO_4^{2-}), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors le dessalage : bouchage des puits et corrosion des installations.

Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière. [7]

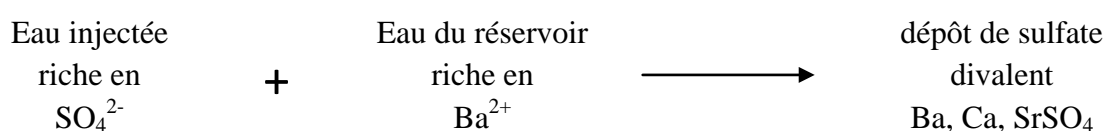
IV.3. Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum :

Le sulfate de baryum a sa formule chimique $BaSO_4$. Il s'agit de cristaux orthorhombiques incolores ou blancs ayant une masse moléculaire relative de 233,4 g/mole et une densité relative de 4,5 (15 C°), un point de fusion de 1580 C° et un indice de réfraction de 1,637. Il est presque insoluble dans l'eau avec une solubilité de 0,00022 à 18 C° et de 0,0041 à 100 C°. Il est légèrement soluble dans l'acide sulfurique concentré et soluble dans une solution de carbonate de métal alcalin dans laquelle il est converti en carbonate de Baryum il est insoluble dans d'autres types d'acides ou de bases. Dans la nature, il existe sous la forme minérale de baryte. [14]

IV.4. Source et conditions de formation des dépôts :

Les dépôts de baryum sont représentés par deux principaux constituants minéraux : dépôts de sulfate de baryum ($BaSO_4$) et dépôt de carbonate de baryum ($BaCO_3$). Le sulfate de baryum, la baryte ou barytine, s'avère être le dépôt le plus répandu du groupe du Baryum.

La précipitation du sulfate de baryum se produit lors du mélange de deux types d'eaux incompatibles (par exemple l'eau de formation et l'eau d'injection contenant le cation Ba^{2+} et l'anion SO_4^{2-} respectivement conduisant à la précipitation de $BaSO_4$. [13]



Changement des conditions thermodynamiques :

La pression et la température diminuent le long du tube de production (du réservoir jusqu'à la surface), ce qui conduit à des changements des conditions thermodynamiques. Celles-ci favorisent la formation des dépôts. [13]

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. [13]

Changement de température :

Certains équipements de surfaces s'échauffent, tels que les moteurs ou les échangeurs de chaleur des pompes ce qui provoque la formation de dépôts. En effet, à titre d'exemple, la formation de carbonate de calcium, dans certains équipements, est due à la diminution de sa solubilité avec l'augmentation de température. [13]

IV.5. Influence des paramètres sur la formation / Solubilité des dépôts :

Il y a plusieurs paramètres qui influent sur la formation et / ou la solubilité des dépôts à savoir :

Influence de la température :

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline des sulfates de calcium, baryum et de strontium .

Une augmentation de la température réduit la solubilité de CaCO_3 , SrSO_3 et CaSO_4 , mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de BaSO_4 [9]

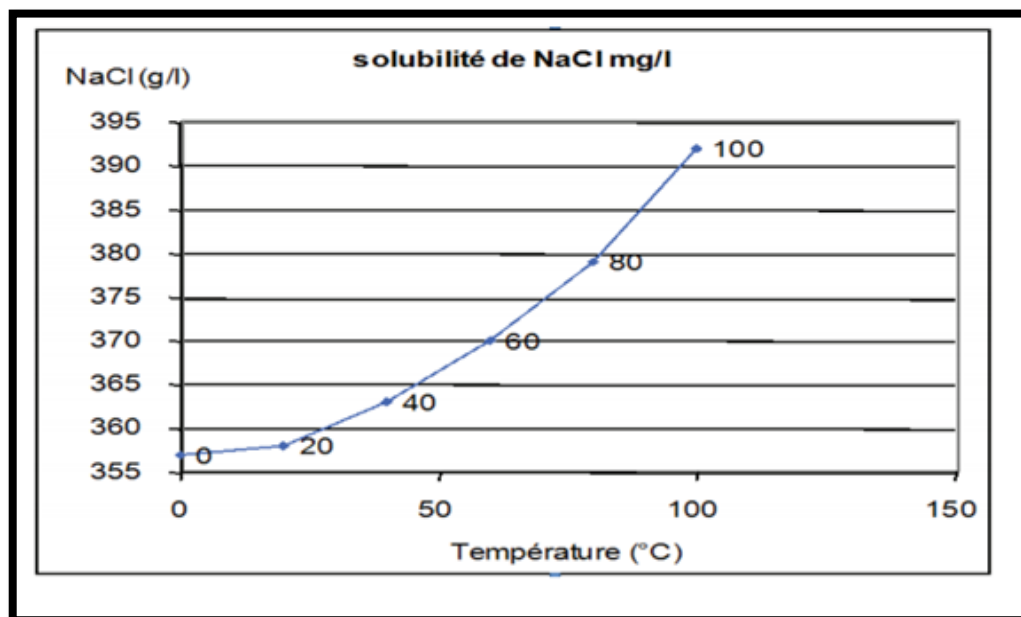


Figure IV.2 : Effet de la température sur la solubilité de NaCl

Influence de la pression :

Les variations de pression provoquent des variations de concentration des phases dissoutes, et dans ces cas des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.

En effet les grandes variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs, ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau

conduisant à une précipitation rapide de BaSO_4 et CaSO_4 par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de CaCO_3 . [9]

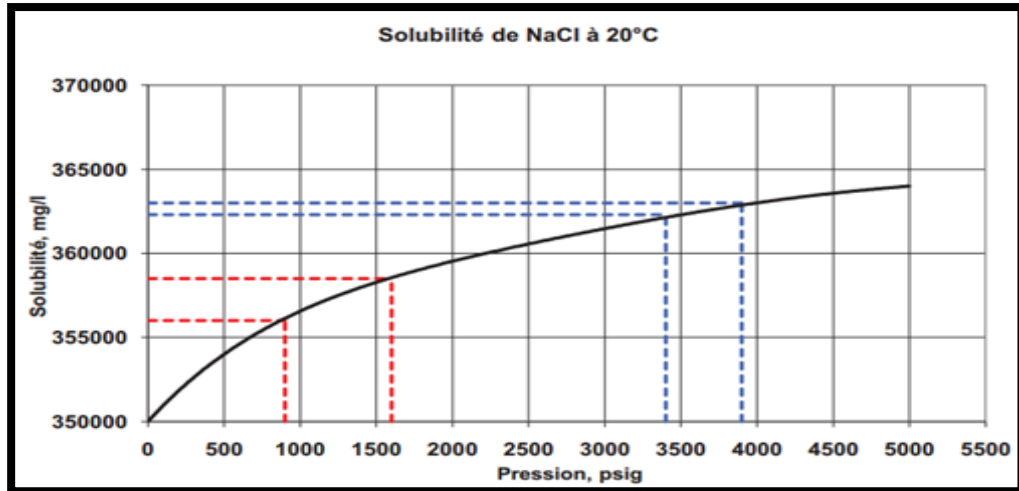


Figure IV.3 : Effet de la pression sur la solubilité de NaCl

Influence de pH :

Quand on est en présence d'un PH acide, l'activité de cation H^+ , est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité. [9]

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. [9]

IV.6. Localisation des dépôts de sulfate baryum :

La précipitation de sulfate baryum BaSO_4 n'est toutefois pas limité à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut. [16]

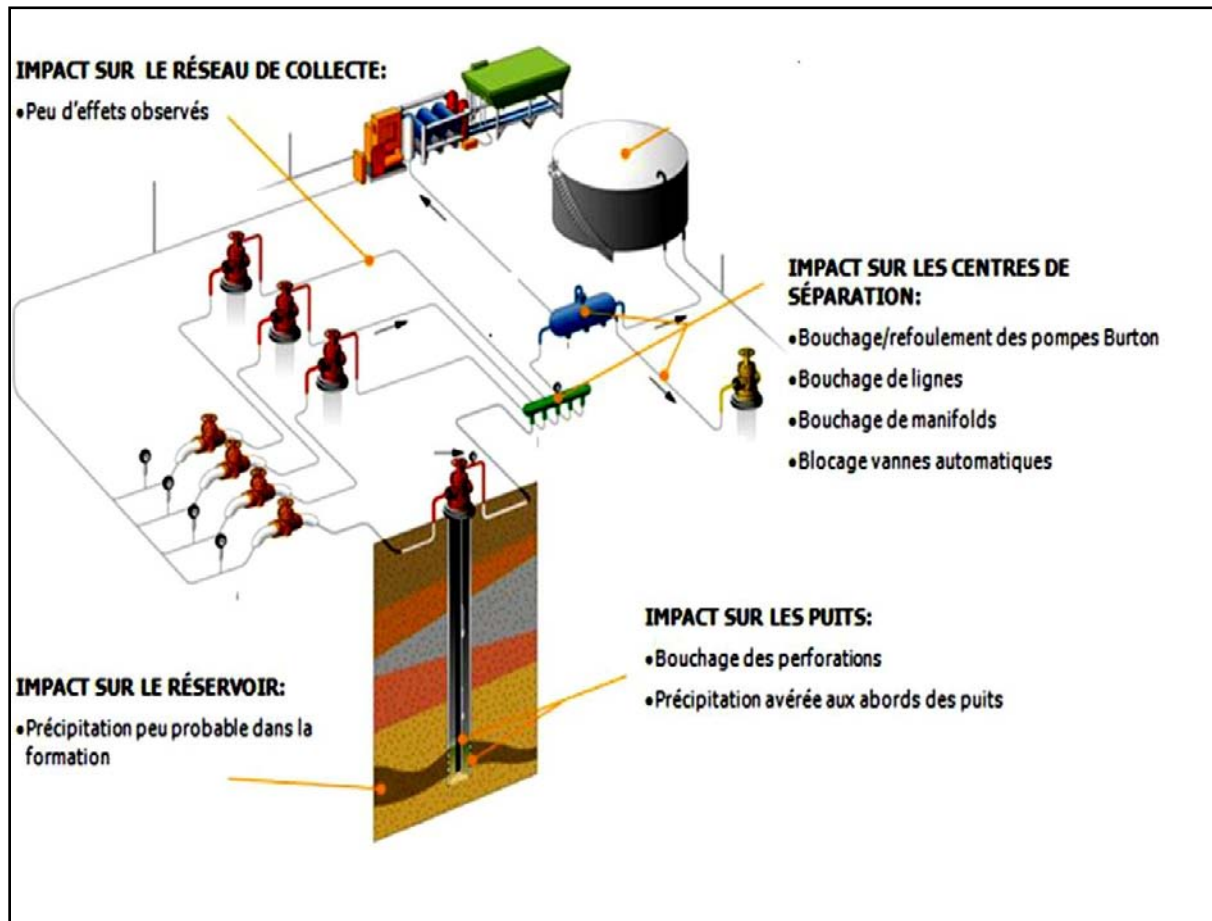


Figure IV.4 : Les emplacements possibles de déposition de (CaSO_4) [16]

IV.7. Conséquence de la formation des dépôts dans les champs pétroliers :

Les conséquences de l'entartrage sont :

- ✓ Diminution d'échange thermique ce qui implique une augmentation de la température.
- ✓ Diminution de section de passage donc une diminution de la production et accroissement des pertes de charge.
- ✓ Possibilité de la corrosion sous dépôts des installations de surface (tête de puits, les vannes, conduites, ...) et du fond (casing, tubing,).
- ✓ Diminution de l'écoulement des hydrocarbures dû à la réduction de la perméabilité (restriction des sections de passage dans la roche réservoir).
- ✓ La formation des dépôts conduit à des grands investissements de réparation et work-over des équipements du fond des puits producteurs et injecteurs.
- ✓ Le colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs.
- ✓ Le sulfate de baryum est un déchet radioactif . [5]



Figure IV.5 : Formation des dépôts à l'intérieur des conduites

IV.8. Traitement Des dépôts de sulfate baryum :

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

Il existe plusieurs possibilités de prévenir les dépôts. [5]

IV.8.1. Traitement préventif :

L'eau de lavage est traitée par des produits chimiques de traitement appelés inhibiteur de dépôts, ils sont additionnés à l'eau de lavage dans le but d'inhiber la formation de sulfate de baryum, cet inhibiteur n'est pas efficace seulement pour la formation des sulfates de baryum mais aussi pour les carbonates et les oxydes comme l'indique sa fiche technique. [5]

IV.8.1.1. Les inhibiteurs :

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

Ce sont des composés dont l'action est d'inhiber une réaction chimique c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter.

IV.8.1.2. Propriétés des inhibiteurs :

- **L'activité** : Se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction.
- **La stabilité** : Une bonne stabilité caractérise le fait que l'inhibiteur n'évolue plus dans les conditions de mises en œuvre afin d'éviter la perte d'activité (paramètres thermodynamiques).

- **La résistivité** : L'inhibiteur doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours de mise en œuvre (paramètres thermodynamiques).
- **Les conditions de sécurités** : L'inhibiteur choisit doit prendre à certaines conditions de sécurité et de protection de l'environnement.
- **Le prix** : Il doit supporter à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs concurrents au point de vue de prix, du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en œuvre. [16]

IV.8.1.3. Types des inhibiteurs :

Il existe deux types :

1/ Inhibiteurs anti-dépôt :

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]

2/ Inhibiteur de corrosion :

C'est un composé chimique qui s'ajoute à faibles concentrations au milieu corrosif, pour ralentir ou stopper le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu. [10]

Les inhibiteurs de formulation minérale sont utilisés le plus souvent en milieu proche de la neutralité, voire en milieu alcalin, et plus rarement en milieu acide. Les produits se dissocient en solution et ce sont leurs produits de dissociation qui assurent les phénomènes d'inhibition (anions ou cations). Les principaux anions inhibiteurs sont les oxo-anions de type XO_n^{4-} tels les chromates, molybdates, phosphates, silicates. Les cations sont essentiellement Ca^{2+} et Zn^{2+} qui forment des sels insolubles avec certains anions tels que l'hydroxyle OH^- . Le nombre de molécules en usage à l'heure actuelle va en se restreignant, car la plupart des produits efficaces présentent un côté néfaste pour l'environnement.

Les inhibiteurs de dépôts de formulation organique existent en plusieurs variétés dans le commerce. Les principaux sont les suivantes: Les amines ; les polyphosphates ; les esters phosphoriques ; les polyesters et les acides polyacryliques (Les produits anti-dépôts les plus connus sont :

L'acide Ethylène Diamine Tétra Acétique (EDTA) ; c'est un agent complexant connu, qui interagit avec une multitude de cations. L'EDTA est souvent utilisée pour étudier la

solubilité des dépôts comme le sulfate de baryum, ou les sulfates de calcium . Différentes techniques sont utilisées pour élucider le mécanisme de l'interaction entre les surfaces de l'EDTA et le sulfate de baryum. [10]

Les phosphates à chaîne linéaire ; ce sont les premiers inhibiteurs utilisés, Ils sont caractérisés par des liaisons P-O-P ; les composés les plus connus dans cette classe sont :

- Les pyrophosphates, les méta-phosphates et les polyphosphates. Ces composés ont tendance à se transformer en orthophosphates inefficaces PO_3^{4-} par hydrolyse avec l'eau à haute température et à un pH acide. [12]
- Les esters des phosphates organiques sont des inhibiteurs efficaces. Ces composés sont moins instables dans l'eau que le phosphate organique. Les plus utilisés sont les esters des phosphates de polycérole, les esters de phosphates d'alkyl amine ainsi que les esters de tri éthanol amine. [12]
- Les phosphonates sont des inhibiteurs plus récents que les autres avec un large domaine d'application, ils appartiennent à la classe des inhibiteurs prometteurs, non seulement dans l'industrie mais aussi dans le domaine médical. Ils sont thermiquement plus stables, non hydrolysable même à haute température. Leur efficacité est contrôlée par la formation de complexes Ca^{2+} .

Les anti-dépôts contenant des phosphonates comme groupe fonctionnel C-PO(OH)₂ sont rapportés comme des inhibiteurs de précipitation des dépôts de sulfates tel que le gypse et barite). Ces anti-scalants inhibent la croissance du cristal en s'adsorbant sur les sites de surface active du cristal et les effets des anti-dépôts sur la précipitation minérale est souvent décrite par les modèles de l'adsorption.

Les additifs phosphonates ont un effet profond sur la structure et la morphologie du cristal de gypse. Il est à relever que, l'addition de phosphonate entrave la nucléation de gypse et ralentie significativement la croissance du cristal à un degré de saturation élevé. L'augmentation de la précipitation de gypse avec la diminution du pH est due à la protonation des groupements fonctionnels. Cette protonation réduit l'effet d'adsorption des antiscales, sur les sites réactifs du gypse et donc la précipitation augmente. [12]

D'une manière générale, les espèces phosphonates sont moins efficaces dans la prévention initiale contre la nucléation. Cependant, une fois la nucléation commencée, ils sont très efficaces pour l'arrêt de la croissance cristalline par adsorption sur des sites de croissance

actifs du réseau cristallin.

IV.8.1.4. Classification des familles d'inhibiteurs :

Les inhibiteurs sont classés en quatre (04) grande familles qui sont résumées dans le tableau ci-dessous. [12]

Tableau IV.1 : Classification des familles d'inhibiteurs

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

IV.8.1.5. Mécanisme d'action des inhibiteurs :

Plusieurs théories ont été émises sur le mode d'action des inhibiteurs de dépôts. Ils peuvent agir sur la période de germination, sur la période de croissance, ou sur les deux en même temps.

Les inhibiteurs de dépôts agissent selon les différents mécanismes suivants: la chélation, la séquestration, la complexation et la formation de films mono moléculaires (isolement des sites actifs). Le mécanisme d'inhibition des anti-dépôts diffère d'un inhibiteur à un autre.

Certains des inhibiteurs s'adsorbent sur les sites actifs du cristal ce qui conduit, par la suite, à la modification des faciès du cristal, donc à la diminution de l'adhérence de ces cristaux sur les parois des installations et à l'apparition des cristaux désordonnés, mal formés et facile à éliminer du milieu aqueux. [13]

Pour d'autres inhibiteurs, ce sont les groupements fonctionnels qui s'adsorbent sur le cristal, l'autre partie de la molécule hydrophobe reste libre et empêche le cristal d'être en contact avec d'autres cristaux. [13]

IV.8.1.6. L'inhibiteur AD32 :

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.

L'inhibiteur AD32 est un inhibiteur de dépôt utilisé pour le traitement des circuits d'eau afin d'éviter la précipitation des sels de calcium, de strontium, de baryum, de fer et d'autres cations en association avec des sulfates, des carbonates et des oxydes.

L'inhibiteur AD32 est particulièrement recommandé pour les lignes de pétrole brut et pour les circuits d'injection d'eau afin de contrôler l'entartage du tubing, des pompes, des conduites...etc. [13]

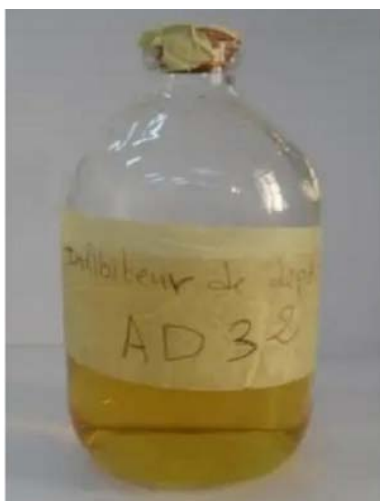


Figure IV.6 : L'inhibiteur de dépôt AD32

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. [13]

Tableau IV.2 : Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD32 [12]

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

IV.8.1.7. Les stations de traitement chimique :

Les unités (stations pour l'injection des produits chimiques) de traitement d'eau ont pour but de traiter l'eau de lavage des puits huiles salés ainsi que le traitement de l'eau de maintien de pression.

Elles sont au nombre de huit (08) et sont localisées sur des différentes zones sur le site de Hassi-Messaoud. [8]

IV.8.1.8. Station de lavage des puits huiles salés :**1. Station Z14 :**

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

Elle Comprend 06 cuves de 1000 litres ;

2. Station CINA :

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

Elle Comprend 05 cuves de 1000 litres et une de 2000 litres;

3. Station W1C :

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

Elle Comprend 06 cuves de 1000 litres et une de 3000 litres;

4. Station CIS :

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

Elle Comprend 05 cuves de 1000 litres et une de 2000 litres;

5. Station HGA :

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

Elle Comprend 03 cuves de 1000 litres. [8]

IV.8.1.9. Station de maintien de pression :**1. Station E2A :**

Située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteur de la zone Est.

Elle Comprend 04 cuves de 3000 litres;

2. Station OMP 53 :

Située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord-Est.

Elle Comprend 02 cuves de 3000 litres et 02 cuves de 5000 litres

3. Station OMN 77 :

Située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord.

Elle Comprend 04 cuves de 5000 litres; [8]



Figure IV.7 : Station de traitement existante au niveau du CINA

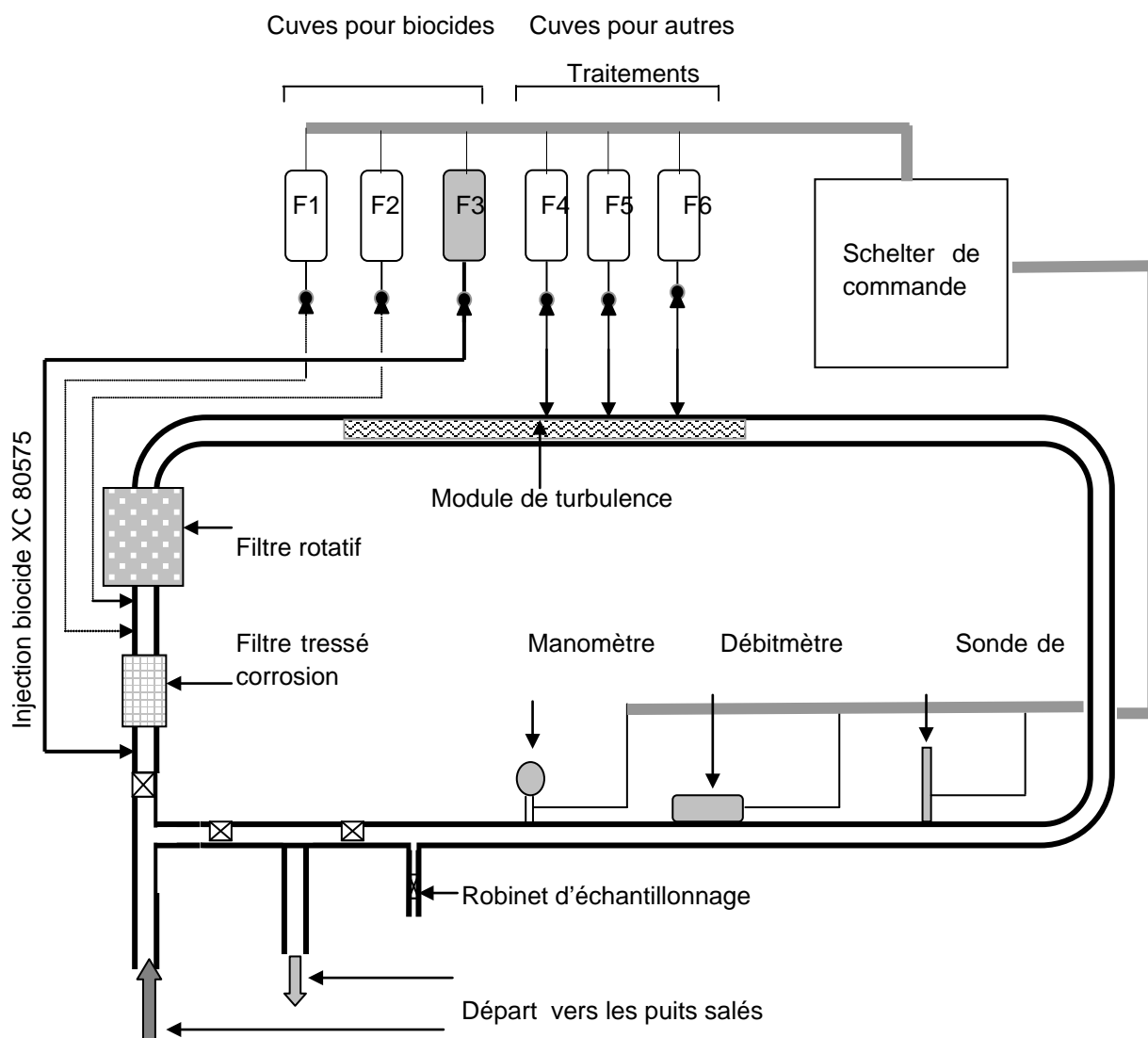


Figure IV.8 : Schéma de station de lavage des puits huile salés

IV.8.2. Traitement curatif :

Ce type de traitement consiste à la réalisation des opérations de nettoyage des puits par :

- ✓ Bouchon d'eau
- ✓ Wire Line
- ✓ Snubbing
- ✓ Traitement par réformat en cas de dépôts organiques
- ✓ Acidification en cas de dépôts des carbonates

A/ 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 devers tel que (appareil de forage...). [4]

Les objectifs de Work Over :

- ✓ Élimination des dépôts de fond (sédiments);
- ✓ Renouvellement des équipements de fond et de surface (tubing, tête de puits...).

B / Snubbing :

Le snubbing est une technique utilisée pour manœuvrer les tubes obturés en 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. [4]

C/ 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. [4]

Opérations réalisées au Coiled Tubing :

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

- ✓ Pour le nettoyage de bouchon de sable ou de paraffines
- ✓ Pour stimuler la formation (acidification)
- ✓ Pour des opérations de forage ou de fraisage [4]

V.1. Analyse des Dépôts dans le laboratoire :

Pour répondre aux différentes hypothèses concernant la problématique des dépôts, plusieurs analyses ont été effectuées sur l'ensemble des échantillons au niveau du laboratoire. [3]

Le mode opération de l'ensemble des analyses réalisées est représenté dans le schéma simplifié suivant :

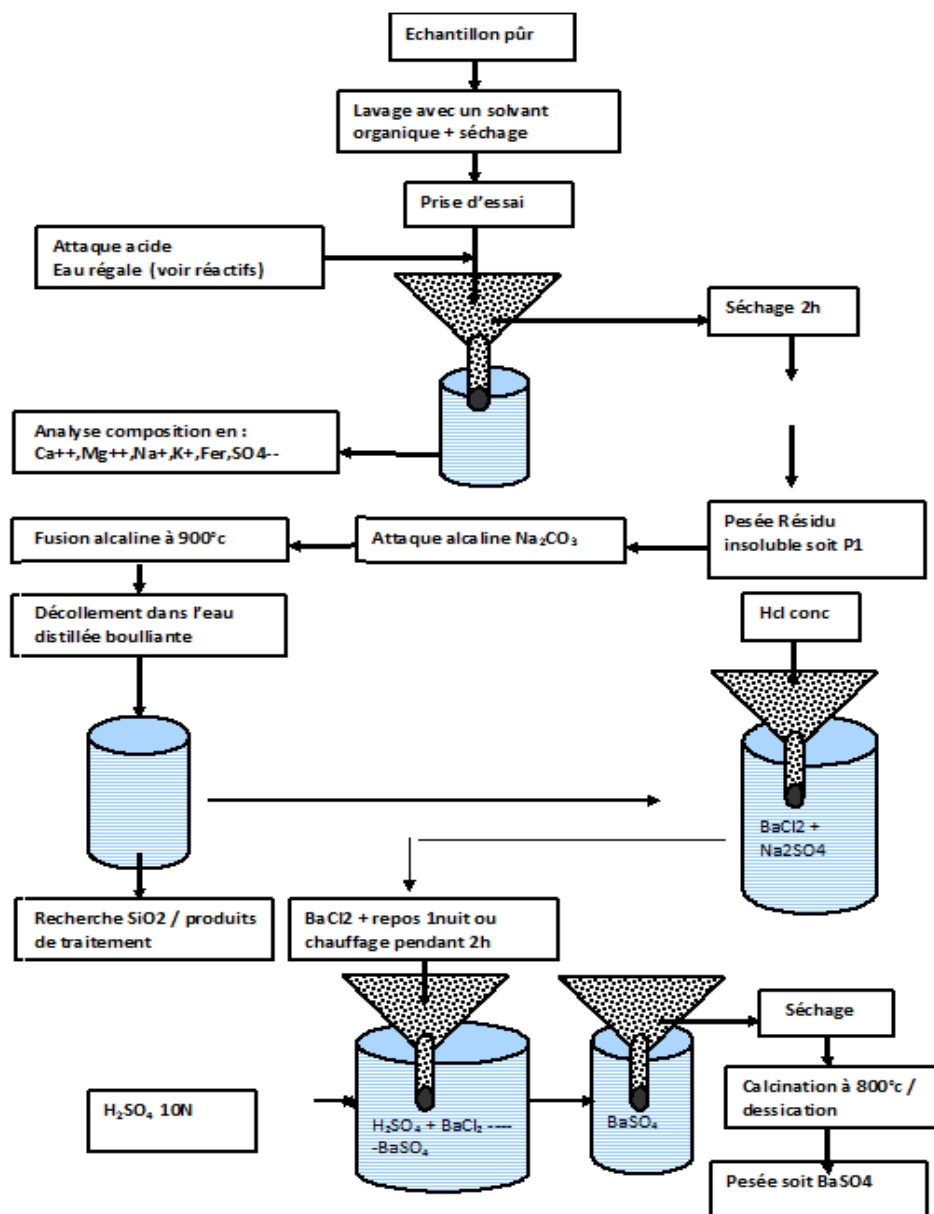


Figure V.1 : Mode opératoire des analyses réalisées [3]

En application du mode opératoire, les travaux effectués sont :

V.1.1. ATTAQUE ACIDE : Après le prélèvement d'un échantillon de dépôt on procède à cette opération selon les étapes suivantes :

- Laver, Sécher et broyer l'échantillon,
- Prélever 01 g de l'échantillon dans 60 ml d'eau régale (40 ml de HCl + 20 ml de HNO₃);
- Evaporer complètement la solution au niveau de la haute d'évaporation;
- Ajouter 20 ml de HCl et évaporer à sec, puis 10 ml d'eau distillée et laisser bouillir pendant 1 mn ;
- Répéter l'opération précédente en ajoutant 20 ml d'eau et bouillir pendant 10 mn et enfin 100 ml d'eau distillée et une ébullition de 15 mn, puis filtrer.
- Après filtration le précipité est gardé et le filtrat est ramené à un volume de 250 ml, pour doser le calcium, le magnésium, le fer, les sulfates, les phosphates, les sulfures et le sodium ...etc. [3]

Ce dépôt est un mélange de résidu insoluble et des carbonates de calcium, carbonate de magnésium et les carbonate de fer, car lorsque on mélange le dépôt avec l'acide chlorohydrique (HCl) on remarque des bulles de gaz indiquant la présence des carbonates.

➤ **Dosage Du Calcium :**

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon 05 ml
- Ajouter 05 ml de NaOH (pH = 13) et un indicateur coloré (murexide), la solution devient rose;
- Titrer avec L'EDTA à 0.1 N jusqu'au virage à la couleur violet, soit V1 le volume versé de L'EDTA; [3]

- Calcul de la Concentration du Ca²⁺ :

$$[\text{Ca}^{2+}] = 40,08 \times N \times 1000 \times V1 \times D/Pe$$

- **40.08 g :** Massa molaire du calcium
- **N :** Normalité de l'EDTA
- **V1 :** le volume d'EDTA écoulé
- **Pe :** Prise d'essai
- **D :** facteur de dilution;

- $[\text{Ca}^{2+}]$ = est exprimée en mg/l
- $[\text{Ca}^{2+}] = 40,08 \times 0,1 \times 1000 \times 1,2 / (20 \times 4 \times 5) = 12.024 \text{ mg/l}$

01 mole de Ca \longrightarrow 01 mole de CaCO_3

40.08 g \longrightarrow 100.08 g

12.024 mg \longrightarrow Y

$$Y = 12.024 \times 100.08 / 40,08 = 30.024 \text{ mg}$$

30.024 mg \longrightarrow 1000 mg

X \longrightarrow 100 mg

$$X = 3.0024 \text{ mg donc } [\text{CaCO}_3] = 3.0024 \%$$

➤ Dosage Du Magnésium :

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon de 05 ml ;
- Ajouter 05 ml de tampon NaOH (ph=10) et indicateur coloré noir (euriochrome T) la solution devient rouge-vin
- Titrer avec L'EDTA à 0.1 N jusqu'au virage à la couleur verte, soit V2 le volume versé de L'EDTA. [3]

- Calcul de la Concentration du Mg^{2+} :

$$[\text{Mg}^{2+}] = 24.3 \times N \times 1000 \times (V2-V1) \times D/Pe$$

- 24.3 g : Massa molaire du Magnésium
 - N : Normalité de l'EDTA
 - V1 : Volume d'EDTA écoulé
 - Pe : Prise d'essai
 - D : facteur de dilution
- $[\text{Mg}^{2+}]$: est exprimée en mg/l
 - $[\text{Mg}^{2+}] = 24.3 \times 0,1 \times 1000 \times (3-1.2) / (20 \times 5 \times 4) = 10.935 \text{ mg/l}$

01 mole de Mg \longrightarrow 01 mole de MgCO_3

24.3 g \longrightarrow 84.3g

10.935 mg \longrightarrow Y

$$Y = 10.935 \times 84.3 / 24.3 = 37.935 \text{ mg}$$

37.935 mg \longrightarrow 1000 mg

X \longrightarrow 100 mg

$$X = 3.7935 \text{ mg donc } [\text{MgCO}_3] = 3.7935 \%$$

➤ **Dosage du fer total :**

Avant de doser le fer il faut s'assurer de sa présence, et pour se faire on ajoute quelques gouttes de NaOH, la couleur de l'échantillon doit transformée en vert.

- Prélève 50 ml du filtrat dans un bécher de 250 ml
- Oxyder le milieu avec HNO_3 à chaud pour oxydation du fer ferreux en fer ferrique;
- Laisser refroidir puis on élève le ph avec NaOH et on rajoute l'acide acétique dilué et d'acétate de sodium pour amener le pH entre 3 et 3.5. [3]



Figure V.2 : pH mètre utilisé dans l'opération d'analyse des dépôts

- Ajouter ensuite 05 ml d'indicateur (Acide sulfo salicylique)
- Titrer par l'EDTA 0.1 N ou 0.01 N selon la concentration du fer jusqu'à virage à la couleur pourpre au jaunâtre.

- Calcul de la Concentration du Fer:

$$[\text{Fer}] = 55.85 \times N \times 1000 \times V \times /P_e$$

- **55.85 g** : Masse molaire du fer
- **V** : Volume d'EDTA versé
- **Pe** : Prise d'essai
- **N** : Normalité de l'EDTA

$$[\text{Fer}] = 0,01 \times 4,3 \times 55,85 \times 1000 / (4 \times 50) = \mathbf{12.00 \text{ mg/l}}$$

01 mole de Fer —————> 01 mole de FeCO_3

55,85 g —————> 116 g

12.00 mg \longrightarrow Y

$$Y = 12 \times 116 / 55.85 = \mathbf{24.92 \text{ mg}}$$

24.92 mg \longrightarrow 1000 mg

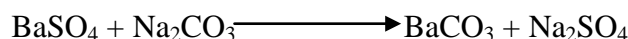
X \longrightarrow 100 mg

$$X = 2.492 \text{ mg donc } [\mathbf{FeCO_3}] = \mathbf{2.492 \%}$$

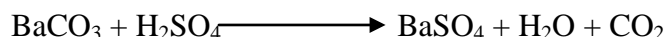
V.1.2. ATTAQUE ALCALINE

- Le résidu insoluble, est calciné au four à moufle à 800°C dans un creuset en platine;
- Peser le contenu du creuset ;
- Ajouter 05 à 06 g de carbonate de sodium ;
- Faire la fusion au four à moufle à 900°C pendant 30 min ;
- Retirer le creuset et laisser refroidir au dessiccateur.

L'expérience est réalisée selon l'équation de réaction suivante :



- Faire bouillir 200 ml d'eau distillée dans un bécher ;
- Introduire le creuset dans le bécher et laisser bouillir jusqu' à ce qu'il se décolle.
- Après filtration (le filtrat contient de la silice et du sulfate de sodium et le filtre contient le carbonate de baryum),
- Dissoudre le contenu du filtre avec le HCl concentré dans un bécher de 250 ml.
- Etendre avec une d'eau distillée et faire bouillir selon la réaction ci-dessous;
- Après ébullition ajouter H₂SO₄ à 10 N, un précipité blanc se forme nous indiquant la présence de sulfate de baryum.
- Laisser reposer une nuit ensuite filtrer, laver, sécher, et calciner au four à 800°C.



Pour le calcul des pourcentages de résidus insoluble (sulfate de baryum et la silice)

Soit P2 le poids du précipité obtenu; [3]

$$\mathbf{\% BaSO_4 = P2 \times 100}$$

$$\mathbf{\% SiO_2 = (P1 - P2) \times 100}$$

$$P \text{ (nacelle vide)} = 38.124 \text{ g}$$

$$P \text{ nacelle} + 01 \text{ g dépôt avant calcination} = 39.124 \text{ g}$$

$$P \text{ nacelle} + 01 \text{ g dépôt après calcination} = 38.322 \text{ g}$$

$$P1 = \text{masse générale de résidus insoluble} = 39.124 - 38.322 = \mathbf{0.802 \text{ g}}$$

Donc il y a 80.2 % du résidus insoluble (BaSO₄ + SiO₂)

$P_2 = 0.73$ g après calcination relative à l'attaque alcaline donc :

$$\% \text{BaSO}_4 = P_2 \times 100 = 0.73 \times 100 = 73 \%$$

$$\% \text{SiO}_2 = (P_1 - P_2) \times 100 = (0.802 - 0.73) \times 100 = 7.2 \%$$

$$\% \text{SiO}_2 = (P_1 - P_2) \times 100 = (0.802 - 0.73) \times 100 = 7.2 \%$$

V.1.3. Conclusion :

A l'issu de cette expérience d'analyse de dépôt, nous avons conclu que la composition principale de ce dépôt est les sulfate de baryum BaSO_4 avec une quantité minime d'un mélange de carbonate calcium, magnésium et fer.

V.2. Etude de cas du puits OMM32 :

V.2.1. Choix du puits :

le puits OMM32, a été choisi dans cette étude pour plusieurs raisons, citons à titre d'exemple :

- ✓ Disponibilité des données statistiques du puits,
- ✓ Le puits en question a subi plusieurs opérations d'entretien et maintenance;
- ✓ Le puits a déjà enregistré la présence des dépôts ...etc.
- ✓

Les histogrammes représentés dans la figure V.2, illustrent les dépôts les plus fréquents au champs de HMD.

Suite à une analyse des données statistiques, nous avons constaté que le puits OMM32 présente des dépôts minéraux (sulfates de baryum $BaSO_4$), pour cela une modeste étude statistique sur ce puits est faite dans le but de voir l'impacte de ces dépôts sur la production du puits et l'impacte du traitement.

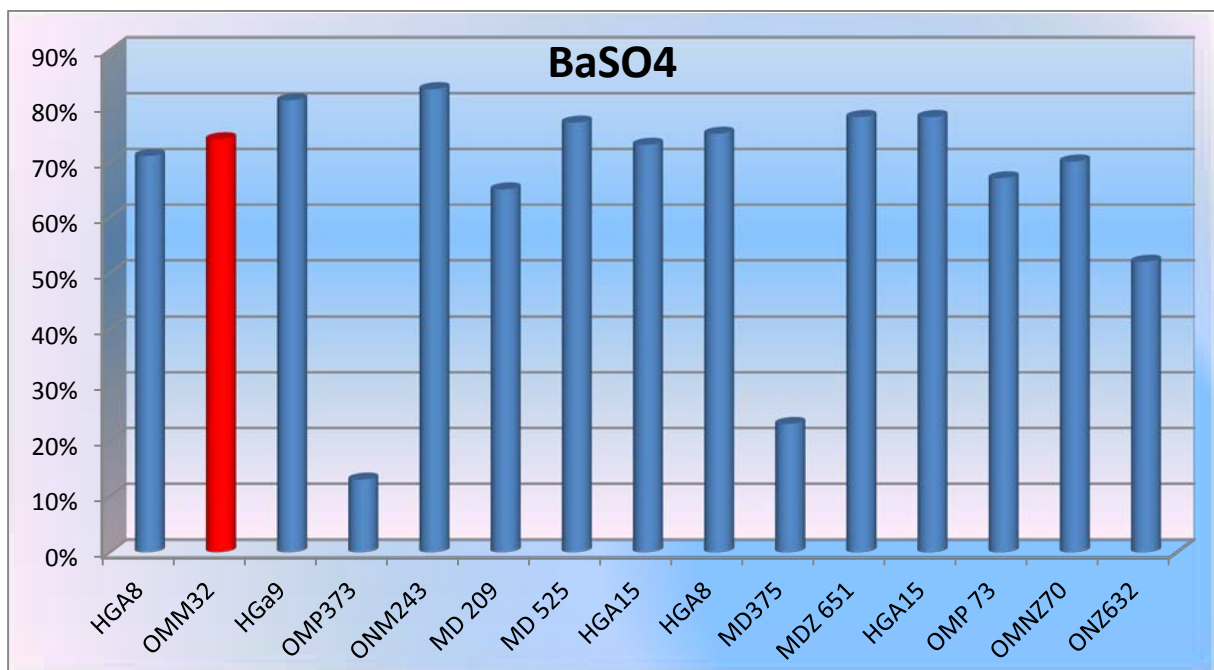


Figure V.3 : Les dépôts de sulfate de baryum au niveau du champ HMD [6]

V.2.2. Historique du puits :

Le puits OMM-32 est un puits producteur d'huile vertical foré en 25/02/1980 (date fin de forage) à une profondeur de 3481 m dans la zone 1A (zone complexe) du champ de Hassi Messaoud.

les opération de jaugeage se font par manifold w1cs/ w1f.

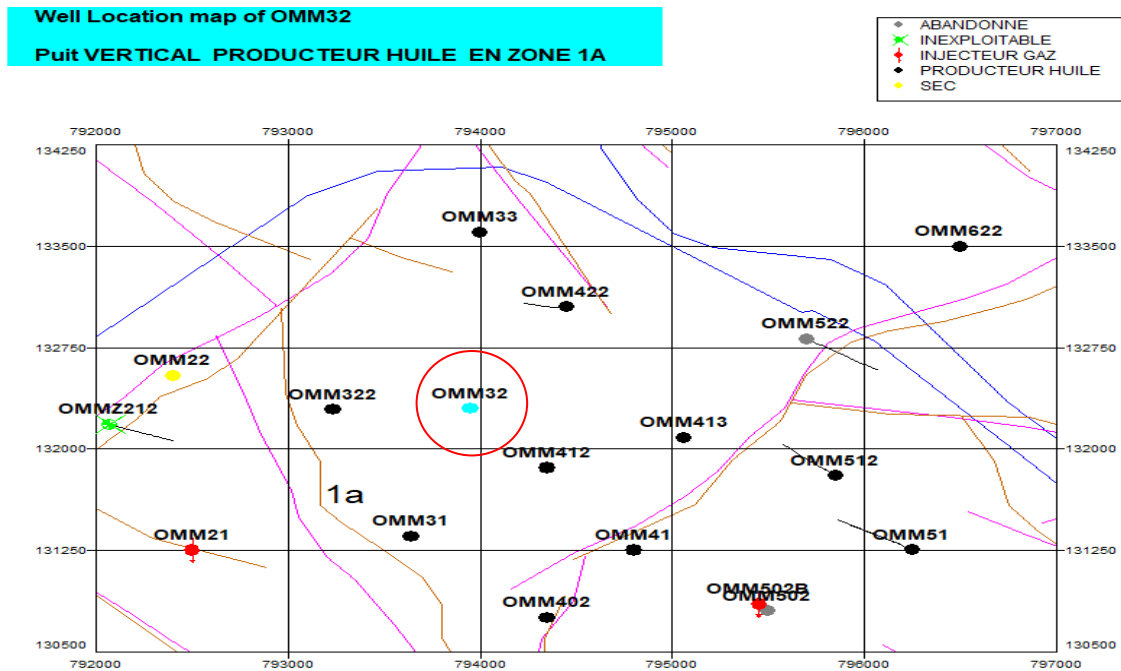


Figure V.4 : Carte de localisation du Puits OMM32 [6]

V.2.3. Problème du puits :

Le puits OMM-32 est connu par les problèmes des dépôts de sulfates de baryum, qui sont les causes des bouchages fréquent du tubing qui a engendré une chute de la production du puits le long des années d'exploitation.

V.2.4. Identification du problème du puits :

La base de données du puits OMM32 nous a permis de constater que plusieurs étapes ont été faites afin d'identifier ce problème et ses conséquences sur la production à savoir :

- ✓ Test de jaugeage ;
- ✓ Test de puits.

V.2.5. Résultat de test de jaugeage :

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres caractérisant le pétrole brut, tels que le GOR (Gaz and Oil Ratio), la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont représentés dans le **tableau V.1**

Tableau V.1 : Résultats des tests de Jaugeage [6]

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m ³ /h)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			T huile (°C)
				Tête puits	Pipe	séparateur	
03/04/2018	15	10.02	148	46.2	16.9	--	35
25/05/2018	15	5.9	190	29.9	17.2	--	32
10/06/2018	15	7.07	280	38	15	4.08	34
13/08/2018	15	3.63	139	20.69	15.49	16.21	32
08/01/2019	15	1.79	126	30	14	3.57	21
17/03/2019	15	1.81	246	50	15	4.28	25
08/04/2019	15	7.41	132	32.7	14.6	14.48	34
26/09/2019	15	6.69	190	25	14	3.06	33
10/01/2020	12.7	6.06	63	34.6	13.8	13.77	34
03/03/2020	12.7	5.93	64	33.1	12.7	13.36	33

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

- Une diminution excessive de débit de 10.02 m³/h jusqu'au 3.63 m³/h correspond à une chute de 6.39 m³/h ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des traitements chimiques durant cette période. Ces traitements ont provoqué une légère amélioration de production.
- La diminution du débit entre 2019 et 2020 explique la grande vitesse de précipitation de ce dépôt au niveau du pipe et la tête de puits.
- La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs de débit de production.

V.2.6. Les dernières opérations réalisées :

Pour résoudre les contraintes de colmatage et bouchage des installations de traitement et améliorer la productivité du puits, la Direction Production HMD a procédé à la réalisation de plusieurs opérations dans le cadre du plan de maintenance curatif. [6]

Tableau V.2 : Les trois dernières opérations réalisée sur le puits OMM32 [6]

Date début	Date fin	Type
10/01/2019	25/01/2019	SNUBBING
20/03/2019	20/03/2019	WIRELINE
22/03/2019	22/03/2019	KICK OFF

V.3. Recommandations :

A l'issu de cette étude de cas, on a constaté que les traitements précédents à savoir :

➤ Le traitement préventif :

Ce type de traitement présente plusieurs limites et contraintes à titre d'exemple :

- Les ruptures de stock des produits utilisés;
- Défaillances multiple des équipements (pompes, instruments divers et vannes..etc);
- Produits monopolisés par les fabricants sont couteux;

➤ le traitement curatif :

De même, ce traitement est caractérisé par :

- Des opérations lourdes et couteuses;
- Nécessite des durées importantes pour la réalisation;
- Nécessite des arrêts des installations et par conséquence des pertes de production.

De ce qui précède, nous avons formulé une série de recommandations qui se résument comme suit :

- Opter pour un procédés de Desulfatation des eaux injectées selon l'une des techniques suivantes :

1/ Osmose inverse;

2/ Nano-filtration.

V.4. Proposition des solutions :

Dans le cadre de la lutte contre la formation du sulfate de baryum dans les puits et installations de surface, et en vue d'éliminer définitivement ce problème responsable de manque à produire et cout de maintenance considérable, nous proposons un projet de Desulfatation des eaux albiennes destinées au réseau de dessalage des puits producteurs d'huiles salés.

Il s'agit de l'élimination des sulfates par les procédés membranaires à savoir la nano-filtration / Osmose inverse, néanmoins ce procédés engendre un rejet de saumure important pour lequel une solution convenable doit être mise en place.

V.4.1. Desulfatation des eaux injectées :

Traitement par (Nanofiltration, Osmose inverse)

Les unités de traitement des sulfates requièrent un prétraitement de l'eau pour l'élimination des solides en suspension en amont de la membrane de nanofiltration. Et peuvent aussi être équipées d'une petite unité d'osmose inverse de production d'eau douce pour le rinçage de la membrane de nanofiltration. [15]



Figure V.5 : Exemple d'installation de Desulfatation

La Nanofiltration (NF) :

Utilisé pour les sels minéraux tel que le sulfate, dans une forte rétention globale des espèces ioniques à de faibles concentrations, et dans une séparation entre mono et multivalents pour des concentrations élevées. Les nanofiltres sont mis en œuvres selon le principe de la filtration tangentielle avec un transfert de matière à travers la membrane dû à un gradient de pression pouvant varier de 10 à 40 bars. La couche active de ces nanofiltres est constituée d'un matériau organique ou inorganique présentant une structure microporeuse avec des diamètres de pores de l'ordre du nanomètre. [15]

L'Osmose inverse (OI)

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

Les membranes généralement utilisées sont en polyamide non biodégradable de porosité 0,2 nm. Les prétraitements peuvent être très poussés pour éviter toute détérioration de la membrane. [15]

V.4.2. Avantages et inconvénients :

Comme toutes les méthodes de traitement, la desulfatation à l'aide des deux techniques (Nanofiltration / Osmose inverse) présente des avantages et des inconvénients malgré les améliorations qui ont été faites permettant de récupérer l'énergie des fluides sous pression à l'aide des turbines.

➤ **Avantages :**

- Elles opèrent à température ambiante en général, d'où l'absence de dénaturation des molécules fragiles telles que les protéines et le respect des qualités organoleptiques grâce à l'absence de choc thermique
- La séparation est fondée sur des critères physiques (diamètres de pores) et ne fait pas intervenir de réactifs chimiques (solvants, acides, bases...), réactifs qui sont, en général, une source importante de pollution.
- Elles ne font pas intervenir de changement de phase, l'osmose inverse connaît un développement important dans le domaine du dessalement de l'eau de mer, en particulier parce que la consommation d'énergie associée au procédé est très faible ;
- Les procédés peuvent fonctionner en continu et sont simples et faciles à automatiser contrairement à la filtration frontale ou à l'échange d'ions, qui sont des procédés séquentiels (avec des phases de fixation et d'éluion pour l'échange d'ions), la circulation tangentielle du liquide à traiter permet d'éviter l'accumulation progressive de dépôts.
- Systèmes modulaires, d'où une grande flexibilité d'utilisation ;
- Possibilité de recyclage du perméat et du concentré ;
- Coûts des opérations d'entretien et maintenance faible ; [15]

➤ **Inconvénients**

- Risque de colmatage des membranes, qui se traduit, en général, par une baisse de la perméabilité et une modification de la sélectivité qui n'est pas toujours souhaitable ;
- Sélectivité imparfaite des membranes : elle n'est jamais égale à 100 % sauf peut-être en microfiltration;
- Durée de vie des membranes limitée, soit par perte de résistance mécanique, soit par suite d'une mauvaise tenue aux réactifs utilisés pour le nettoyage. [15]

Conclusion Générale :

Le problème des dépôts de sulfate de baryum est très fréquent dans la région de HMD. Ces dépôts minéraux résultent de l'incompatibilité entre l'eau d'albienne riche en sulfates et celle du cambrien riche en baryum.

Notre but principal relativement au travail réalisé, est de lutter contre la formation de ce genre de dépôts .

Au niveau de laboratoire, nous avons procédé à l'analyse expérimentale du dépôt récupéré de l'entrée de puit OMM32, cette analyse est composée en deux parties qualitative (aspect physique et chimique) et quantitative (attaque acide et attaque alcaline).

A l'issue de cette analyse, nous avons conclu que le dépôt objet de l'étude est constitué d'un mélange de composants; dont le composé principal est le Sulfate de Baryum $BaSO_4$ avec un pourcentage de **73 %**, et le reste sont des carbonates de calcium, magnésium et de fer.

de même, l'analyse des données statistiques sur l'exploitation du puits OMM32, nous a permis de constater que l'efficacité de l'inhibiteur AD32 est instable ce qui explique la diminution de débit de production de **10.03** à **3.63 m³/h**, d'où nous insistons sur la nécessité de mise en place d'un système de contrôle continu de la concentration de l'inhibiteur à la sortie et un ajustement de celle de l'entrée.

Nous avons aussi constaté que l'amélioration du débit d'injection du puits par les traitements curatifs a abouti à des améliorations assez significatives de production.

Pour cela ce traitement doit se faire convenablement et doit présenter une importance pour tout les services impliqués : laboratoire, puits et service surveillance.

A cet effet, nous avons énuméré une série de mesures qui doivent être prise en considération en vue d'optimiser le traitement et qu'on présente en points suivants :

- Améliorer la coordination entre les services impliqués afin de maîtriser les concentrations de l'anti-dépôt en cas de changement de débit d'eau;
- Utilisation de matériels plus performant (débitmètres, pompes....Tec),
- Contrôle rigoureux des pompes doseuses par le service concerné afin d'éviter les perturbations dans la continuité des opérations d'injection de l'AD32 ;

- Les bouchons d'eau doivent être traités et contrôlés avec la mise en place d'un système de suivi documenté qui servira comme une base de données.
- Prévoir des mini stations pour le traitement par les techniques de Desulfatation des eaux des puits albiens.