

N° Série :/2024

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 Académique

Présenté Par :

Aissa Abdi Malika, Zennani Iman

-THEME-

Evaluation l'efficacité d'inhibiteurs de BaSo₄ (AD32 et SCW85372) dans le champ de HMD

Soutenue le : 10/ 06 /2024 devant la commission d'examen

Jury :

Présidente :	Belmiloud Fatima Zohra	Université UKMO Ouargla
Examineur :	MR.Touahri Abeldjebar	Université UKMO Ouargla
Encadreur:	MR. Ben Sassi Abdelatif	Université UKMO Ouargla

Année Universitaire 2023/2024

Remerciements

*Nous tenons tout d'abord à remercier **ALLAH** le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience
Pour terminer ce modeste travail.*

*Nous exprimons toute notre gratitude à **Mr Arbaoui Mohamed Ali** et **Mr Ben Sassi Abdelatif** pour la confiance qu'il nous a témoignée en acceptant de suivre ce thème, ses conseils, son sérieux
Et sa disponibilité.*

*Nous remercions **Mr Dobbi Abd El Madjid** et **Mr Chetti Djamel Eddine** pour tous leurs efforts et leurs encouragements fournis durant la période de notre formation à l'université.*

*Nous remercions tous d'abord les membres de jury **Madame Belmiloud Fatima Zohra** et **Mr Touahri Abeldjebar** pour l'intérêt qu'ils ont bien voulu porter à notre travail en acceptant
De faire partie de ce jury.*

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

*Sans oublier de remercier toutes les personnes qui nous ont aidés, pour réaliser ce travail de près ou de loin
Ainsi que tous nos amis.*

Merci à tous

Dédicace

*Tous d'abord, je remercie dieu tout puissant, car
Grâce à son aide nous avons pu réaliser ce projet.
A la seule femme de ma vie qui a tant souffert pour*

Faire de moi ce que je suis maintenant :

Ma Mère

En mémoire de l'homme à qui je dois tout cela :

Mon Père

Je dédie également ce modeste travail à mon

Compagnon

Aissa Abdi Malika

Mes sœurs

Karima, Rania, Asma

Mes frères

Radwan, Moncef, Yahya, Yaqoub

A tous mes amis et à toute ma famille.

Zennani Imane.

Dédicace

*A mes chers parents, Mon Père la source
D'amour, de tendresse et de confiance qu'ils m'ont
Témoignée, ainsi que leur soutien, leur patience et leurs
Encouragements durant mon parcours scolaire.*

A mes sœurs

Kenza, Asma, Romaiissa et Nadia

*A ma grand-mère et ma tante qui est ma deuxième
Mère pour leurs prières.*

A mes amis sans exception, mon compagnon

Zennani Imane,

L'ami de mes cinq ans d'université

Younsi Romaiissa

Et à mon ami de toujours

Bouzar Wiam, Rakhrouk Fatiha

*Vous avez tout l'amour et merci pour votre soutien
Constant*

Aissa Abdi Malika

يشكل راسب كبريتات الباريوم BaSo₄ العديد من المشكلات على مستوى آبار النفط و منشآت الإنتاج و على مستوى المكنن. هذا الراسب يتشكل أساسا من عدم التوافق بين مياه الحقن و مياه المكنن. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو دراسة العلاج الوقائي لكبريتات الباريوم عن طريق إضافة المثبطات في مياه الحقن. أين سنقوم بمقارنة فعالية مثبطين لكبريتات الباريوم: الأول هو مثبط AD32 و هو الأكثر استخداما في حقل حاسي مسعود, الثاني هو SCW85372 و الذي يعتبر مثبط جديد يتم العمل به في الوقت الحالي. قمنا بدراسة مخبرية لتوافق هاذين المثبطين مع مثبط البكتيريا ALPHA11351 و مثبط التآكل CRW85585 في ثلاث درجات حرارة مختلفة. و كان الناتج أن مثبط AD32 هو الأكثر فعالية في حقل حاسي مسعود.

كلمات مفتاحية: الراسب, BaSo₄, مثبط, AD32, SCW85372, توافق.

Résumé

Le dépôt de sulfate de baryum BaSo₄ pose beaucoup de problèmes au niveau des puits pétroliers et des installations de production et au niveau de réservoir. Ce dépôt se compose principalement par l'incompatibilité entre les eaux de gisement et les eaux d'injection.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier le traitement préventif de sulfate de baryum. On va comparer l'efficacité de deux inhibiteurs de sulfate de baryum : le premier est l'AD32, qui est le plus couramment utilisé dans le champ de HMD, tandis que le deuxième est SCW85372, un produit récent utilisé actuellement. La compatibilité de ces deux inhibiteurs anti-dépôts avec un inhibiteur de bactéricide ALPHA11351 et un inhibiteur de corrosion CRW85585 a été testée en laboratoire à trois températures différentes. D'après les statistiques de formation des dépôts dans le champ de HMD, on peut évaluer l'efficacité de chaque inhibiteur et finalement on découle que l'inhibiteur AD32 est le plus performant dans ce champ de HMD.

Mots clé : dépôts, BaSo₄, inhibiteur, AD32, SCW85372, compatibilité.

Abstract

The deposition of barium sulfate BaSo₄ poses many problems at oil wells and production installation and in the reservoir. This deposit is mainly composed of the incompatibility between reservoir water and the injection water.

The main objective of this work is to study the preventive treatment of barium sulfate. We were comparing the effectiveness of two barium sulfate inhibitors: the first is AD32, which is most commonly used in the HMD field, while the second one is SCW85372, a recent product currently in use. The compatibility of these two anti-deposit inhibitors with a bactericide inhibitor ALPHA11351 and a corrosion inhibitor CRW85585 was tested in the laboratory at three different temperatures. It follows that the inhibitor AD32 is the most efficient in the field of HMD.

Key words: deposits, BaSo₄, inhibitor, AD32, SCW85372, compatibility.

Table des matières

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	III
Table des matières	IV
Liste des figures	V
Liste des tableaux	VI
Abréviations	VII
Nomenclature	VIII
Introduction générale	1

Chapitre I : Généralité sur les dépôts

I.1. Les dépôts dans les champs pétroliers	3
I.1.1. Les dépôts organiques	3
I.1.1.1. Les dépôts d'asphaltènes	3
I.1.1.1. Les dépôts de paraffines	3
I.1.2. Les dépôts minéraux	4
I.1.2.1. Les sels solubles	4
I.1.2.2. Les sels peu solubles	5
I.1.2.3. Les sels insolubles	5
I.2. Les principaux paramètres influent sur la formation de dépôts	8
I.2.1. l'influence de pression	8
I.2.2. l'influence de la température	8
I.2.3. l'influence de PH	8
I.2.4. l'influence de salinité	8
I.3. Les conséquences de formation de dépôts	8

Chapitre II : Déposition et traitement de BaSO₄

II.1. Les caractéristiques de BaSO ₄	9
II.1.1. Propriétés physico-chimique	9
II.1.2. La structure cristalline	9
II.2. Les causes de la formation de BaSO ₄	10
II.2.1. chute de pression	10
II.2.2. changement de température	10
II.2.3. changement de produit de solubilité	11
II.2.4. incompatibilité des eaux	11
II.3. Les étapes de formation de BaSO ₄	14
II.3.1. formation de gerne	14

II.3.2. croissance du cristal	14
II.4. Localisation de dépôt	15
II.4.1. Au niveau de puits	15
II.4.2. Au niveau de réservoir	15
II.4.3. Au niveau de centre de séparation	15
II.4.4. Au niveau des équipements de la raffinerie	15
II.5. La prévision de formation de dépôt	15
II.6. La détection et suivi de dépôt	16
II.6.1. essais de puits	17
II.6.1. analyse des eaux	17
II.6.1. échantillonnage et analyses des dépôts	17
II.7. traitement de dépôt BaSO ₄	18
II.7.1. traitement curative	18
II.7.1.1. Milling	18
II.7.1.2. jetting	19
II.7.2. traitement préventif	21
II.7.2.1. Outil ENMAX	21
II.7.2.2. Dissolution chimique	22
II.7.2.3. Procédé de soustraction	23
II.7.2.4. Désulfatation des eaux d'injection	23
II.7.2.5. Distillation	24
II.7.2.6. Le procédé additif	24
II.8. Les inhibiteurs	25
II.8.1. Définition	25
II.8.2. Propriétés des inhibiteurs	25
II.8.3. Les mécanismes d'action des inhibiteurs	26
II.9. Les types des inhibiteurs	26
II.9.1. Les inhibiteur de corrosion (ICO)	26
II.9.2. Inhibiteur de bactérie (biocide) (BC)	26
II.9.3. Inhibiteurs anti-dépôt	27
II.9.3.1. Les inhibiteurs de dépôts de formulation minérale	27
II.9.3.2. Les inhibiteurs de dépôts de formulation organique	27

Chapitre III : Traitement chimique de BaSO₄ dans le champ HMD

III.1. Le réseau d'injection des produits de traitement	29
III.1.1. Stations de lavage les puits de pétrole salés	29
III.1.2. Stations de maintien de pression	32
III.1.3. Stations de Skid HP	32

III.2. Les inhibiteurs utilisés dans le champ de HMD	
III.2.1. Inhibiteur AD32	34
III.2.1.1. Les propriétés physique-chimique de l'inhibiteur AD32	34
III.2.1.2. Mécanisme de fonctionnement de l'AD32	34
III.2.2. CHIMEC1264	35
III.2.3. FQS113	35
III.2.4. GYPTRON SA 860N	36
III.2.5. SCW85375	36
III.3. Procédure d'approbation et d'acquisition de nouveaux produits	37
III.3.1. Test de compatibilité	37
III.3.1.1. Principe de la méthode	38
III.3.1.2. Résultats	38
III.3.1.3. Interprétation des résultats	43
III.3.2. Test industriel	45
III.3.2.1. Conduite du test industriel	45
III.3.2.2. Critères d'efficacité de l'inhibiteur de dépôts	46
III.3.2.3. Résultat du test	46
III.3.3. Test d'efficacité	47
Chapitre IV : Evaluation de l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD	
IV.1. Inhibition de BaSo ₄	48
IV.2. Evaluation de l'efficacité d'inhibiteur AD32	48
IV.2.1. Etude de cas des puits (HGA8, MD411, MD525, MD226, MD628 et MDZ556)	48
IV.2.2. Etude de cas puits ONIZ432	49
IV.2.2.1. Interprétation des résultats	51
IV.2.2.2. Efficacité de Traitement	51
IV.2.3. La concentration d'inhibiteur AD32 de champ HMD	52
IV.2.3.1. Suivre la concentration d'AD32 par débit d'eau	53
IV.2.3.2. Etude de cas des puits (HGA3, HGA9, HGA16, HGA17)	53
IV.2.4. Rupture de stock	55
IV.2.4.1. Aperçu sur les nouveaux inhibiteurs utilisés	57
IV.2.5. Facteurs affectant l'efficacité d'AD32	58
IV.3. Evaluation de l'efficacité d'inhibiteur SCW85372	58
IV.3.1. Etude de cas puits MD413	58
IV.3.1.1. Identification des problèmes du puits	59
IV.3.1.2. Résultat de test de jaugeage	59
IV. 3.1.3. Discussion de résultats	59
IV.3.2. Analyse dépôts de champ HMD après l'utilisation d'inhibiteur SCW85372	59

Conclusion et recommandation

61

Références Bibliographique

62

Annexe

Liste des figures

Figure	Page
I.1. les dépôts d'asphaltène	3
I.2. dépôts de paraffines	4
I.3. chlorure de sodium (NaCl)	4
I.4. carbonate de calcium (CaCO ₃)	5
I.5. sulfate de calcium (CaSO ₄)	6
I.6. les dépôts de sulfate de stronium	7
I.7. dépôts de sulfate de baryum	7
II.1. poudre blanche de sulfate de baryum	9
II.2. structure cristalline du sulfate de baryum	10
II.3. Courbe la variation de solubilité de BaSO ₄ en fonction de la pression et température	10
II.4. Schéma de l'injection d'eau maintient pression pour la série complète et incomplète	13
II.5. Les emplacements possibles de déposition BaSO ₄	15
II.6. Calibres	17
II.7. Schéma et image réel de Sand Bailer	18
II.8. échantillon des dépôts	18
II.9. Outil de Milling	18
II.10. Jet Blaster	19
II.11. Sterling Beads	19
II.12. Outil ENMAX CPRS	21
II.13. Les images illustrent comment un complexe d'EDTA apporte le sulfate de baryum a la dissolution	22
II.14. principe de l'échange d'ions	24
II.15. (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance	26
III.1. La pompe BSB et ses alimentations au gaz	29
III.2. schéma de station Z14 pour le traitement d'eau	30
III.3. schéma de station CINA pour le traitement d'eau	30
III.4. schéma de station W1C pour le traitement d'eau	31
III.5. schéma de station CIS pour le traitement d'eau	31
III.6. schéma de station HGA pour le traitement d'eau	32
III.7. Schéma de station Skid	33
III.8. Skid HP pour dessalage (BONATTI) HMD	33
III.9. Schéma expliquer le fonctionnement de l'anti-dépôt	34
III.10. L'inhibiteur de dépôt CHIMEC1264	35
III.11. L'inhibiteur de dépôt FQS113	35
III.12. L'inhibiteur de dépôt SCW85375	36
III.13. Procédure d'approbation et d'acquisition de nouveaux produits	37
III.14. compatibilité des mélanges: A, B, C, D, E, F, G à température ambiante après une	42

minute de contact	
III.15. compatibilité des mélanges: A, B, C, D, E, F, G à température ambiante après 03 heures de contact	42
III.16. compatibilité des mélanges: A, B, C, D, E, F, G à température ambiante après 48 heures de contact	42
III.17. compatibilité des mélanges: H, I, J, K, L, M, G à température 70 °C après 02 heures de contact	43
III.18. compatibilité des mélanges: H, I, J, K, L, M, G à température 04 °C après 02 heures de contact	43
IV.1. L'analyse des dépôts formés durant l'injection d'inhibiteur AD32	48
IV.2. Carte de positionnement de puits ONIZ432	49
IV.3. type des dépôts dans puits ONIZ432	50
IV.4. Dépôt produit de traitement	52
IV.5. la diminution du débit d'huile des puits HGA3, HGA9, HGA16 et HGA17	54
IV.6. Analyse de dépôt des puits HGA3, HGA9, HGA16 et HGA17	54
IV.7. L'augmentation du nombre des puits ayant le problème des dépôts de BaSO ₄ (2016 - 2020) dans le champ de HMD	57
IV.8. Carte de positionnement du puits MD413	58
IV.9. L'analyse des dépôts Après de l'utilisation de l'inhibiteur SCW85375	60

Liste des tableaux

tableau	Page
II.1. Les propriété de sulfate de baryum	9
II.2. Analyses moyennes des eaux des différentes nappes de HMD	11
II.3. propriétés des nappes Albien et Cambrien	12
II.4. solubilité de sulfate de baryum en fonction de température	16
II.5. Les condition de travail l'ENMAX	22
II.6. Formules développées des principaux inhibiteurs de dépôt	28
III.1. Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD32	34
III.2. Les propriétés physique-chimiques de CHIMEC1264	35
III.3. Les propriétés physique-chimiques de FQS113	36
III.4. Les propriétés physique-chimiques de GYPTRON SA 860N	36
III.5. Les propriétés physique-chimiques de SCW85375	37
III.6. compatibilité des mélanges des produits de traitement à température ambiante après 01 minute, 03 heures et 48 heures	39
III.7. compatibilité des mélanges des produits de traitement à température 70 °C après 02 heures	40
III.8. compatibilité des mélanges des produits de traitement à température 04 °C après 02 heures	41
III.9. tableau récapitulatif de l'étude de compatibilité	44
III.10. Les paramètres influençant le test industriel (phase 200 ppm)	46
III.11. Résultats du suivi du test industriel	47
IV.1. Résultats des tests de puits ONIZ432	49
IV.2. Résultats des tests de Jaugeage du puits ONIZ432	49
IV.3. Résultats d'analyse d'un échantillon de puits ONIZ432	50
IV.4. Résultats des tests de Jaugeage avant l'opération	51
IV.5. Résultats des tests de Jaugeage après l'opération	51
IV.6. Les causes du changement de la concentration au cours du traitement	52
IV.7. Les analyses de la concentration de l'anti-dépôt AD32	53
IV.8. Les suivis de contrôle dosage d'AD 32	55
IV.9. Le nombre des puits ayant le problème des dépôts de BaSO ₄ (2016 - 2020)	56
IV.10. Les différentes cessions des inhibiteurs de dépôts	57

Abréviations

AD32	Anti-Dépôts
CCE	Tube concentrique
COR	Gas Oil Ratio
HMD	Hassi Messouad
ppm	Partie par million
PH	Le potentiel hydrogène
Q_{avant}	Débit avant traitement
Q_{après}	Débit après traitement
EDTA	Ethylène diamine tétra acétique
DTPA	Diéthylène triamine penta acétique
SRU	Sulphate Removal Unit
NF	Nanofiltration
OI	Osmose inverse
BaSo₄	Sulfate de baryum
ICO	Inhibiteur de corrosion
BC	Biocide
SSD	Side Sliding Door
MIC	Minimal inhibitor concentration
ICP	Plasma à couplage inductif
IFP	Institut France du pétrole
BP	Base pression
HP	Haute pression
E	Efficacité

Nomenclature

GOR	Gas Oil Ratio	Sm^3/Sm^3
P	Pression	Psi ou Kg/cm^2
Pt	Pression en tête	Psi Kg/cm^2
Q	Débit	m^3/h
S	Solubilité	g/l ou mol/l
KPS	Produit de solubilité	Mol/l
T	Température	$^{\circ}\text{C}$
E	Efficacité	%
Pi	Produit ionique	Mol/l

Introduction Générale

Introduction Générale

Le tartre est le plus problématique de la série de complications rencontrées dans le secteur industriel. Il est resté, au cours des années, une menace majeure qui nécessite à des examens plus approfondis. Les désordres constatés essentiellement liés à sa composition, à son pH, à sa température mais également à la nature du matériau et aux conditions d'exploitation. 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 matières solides. [3]

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 par les tartres adhérents augmentant les pertes de charge et par conséquent les dépenses énergétiques liées à la circulation des fluides.
- ✓ L'accumulation de dépôts compromet la sécurité en causant des dommages aux équipements de production, tels que pompes électriques et constitue aussi un danger pour la santé, parce que certains dépôts sont formés de matières radioactives naturelles. [6]

Parmi les problèmes majeur dans le champ de HMD est la cristallisation indésirable, connue sous le nom de « formation de tartre », est la formation de type de tartre insolubles de sulfate de baryum **BaSo4** sur les surfaces des tubings a l'intérieur de la colonne productrice et les installations du surface (canalisations, les pompes, les vannes, les équipements de transfert de chaleur). De plus, la formation de sulfate de baryum a un impact négatif sur l'assurance de débit et la perméabilité des roches réservoirs. Le sulfate de baryum **BaSo4** est considéré comme particulièrement difficile à traiter en raison de sa faible solubilité par rapport à ces homologues **SrSo4** et **CaSo4**, sa dureté une fois formé, et ces couts de traitement ou de réparation élevés.

La formation de dépôt de **BaSo4** est souvent le résultat de mélange d'eaux incompatibles. C'est l'eau d'albien riche en sulfate qui est injecté dans les réservoirs pour maintenir la pression ou injecté a l'intérieur de la colonne pour la dissolution des sels, où il rencontre avec les eaux de gisement a l'origine de nap cambrien qui contient souvent une grande quantité de baryum, conduisant a la formation de **BaSo4** lors du mélange.

Il existe plusieurs procédés pour éviter ou traiter ce type de dépôt. Il est possible d'éviter sa formation par l'injection des inhibiteurs qui empêche la réaction entre les sulfates et les baryums, c'est le traitement préventif.

Le produit de traitement AD32 est l'inhibiteur principal utilisé au champ de HMD contre la formation des précipites de BaSO4 et qui est efficace dans le champ, Tout dépend sur Plusieurs facteurs affectés sur l'efficacité de ce inhibiteur. En 2022, Une rupture du stock de l'anti dépôt AD32 causé par des circonstances exceptionnelles) nécessite l'utilisation des autres inhibiteurs qui n'ont été pas à la même efficience par rapport à l'AD32.

Introduction Générale

Dans ce contexte, on a proposé d'étudier l'inhibition des sulfates de baryum on utilise le nouveau inhibiteur **SCW85372** et le comparer avec l'inhibiteur **AD32**.

Les résultats obtenus montrent que l'addition des nouveaux inhibiteurs réduit la production des puits ayant les gros précipités de BaSo4. Et en fin nous avons mentionné également des solutions qui nous les voyons efficaces pour évité la précipitation de ce dépôt.

Afin de mieux positionner les sujet de ce mémoire, la première partie est consacrée à une étude bibliographique consiste un aperçu générale sur les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers, et une notion générale sur les moyens de lutte contre le dépôt de sulfate de baryum.

La deuxième partie est une étude expérimentale pour tester la compatibilité entre trois types d'inhibiteurs (SCW85372-ICE-BC), et l'efficacité d'inhibiteur anti-dépôt SCW85372 dans le champ de HMD.

Chapitre I

Généralité sur les dépôts

Chapitre I: Généralité sur les dépôts

I.1 Les dépôts dans les champs pétroliers

Les principaux dépôts connus et communs aux champs pétroliers ont des origines organiques, formé a cause d'un changement des conditions réservoir. Ou d'origine minérales, leur formation est provoquée essentiellement par l'existence d'ions (calcium, baryum, carbonates. etc.) ce qui favorise dans certaines conditions la précipitation des sels solubles, peu solubles et insolubles.

I.1.1. 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. Il existe différents types de dépôts organiques (Asphaltène, Résine, Paraffine, Cire ...etc.), les quatre sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles brutes. Face à ces problèmes, il faut procéder au traitement d'une manière propre à chaque dépôt. [4]

I.1.1.1. Les dépôts d'Asphaltènes

Les asphaltènes (figure I.1) 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) Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normale et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène .etc.).Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées. [3]



Figure I.1 : les dépôts d'Asphaltènes [4]

I.1.1.2. 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 (voir figure I.2). Ainsi leurs conditions de formation dépendent de :

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

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

Chapitre I: Généralité sur les dépôts

- ✓ Paraffine solide : cires (n = 20 à 40).
- ✓ Paraffine liquide (n = 8 à 19). [4]



Figure I.2 : Dépôts des paraffines [8]

I.1.2. Les dépôts minéraux

I.1.2.1. Les sels solubles

- Chlorures de Sodium (NaCl)

Le dépôt de Chlorures de Sodium **NaCl** est une des causes fréquentes de dépôts de sels qui a pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations (voire figure I.3). Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures qui vient naturellement avec le pétrole brut, les eaux des puits chargées en sodium. [7]



Figure I.3 : Chlorure de sodium (NaCl) [7]

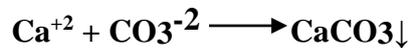
Dans certaines eaux la concentration en chlorure de sodium avoisine le taux de 350 g/l et être ainsi si proches de la saturation (à 0 °C la concentration est de l'ordre de 357g/l) qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de **NaCl**. [2]

Chapitre I: Généralité sur les dépôts

I.1.2.2. Les sels peu solubles

• Carbonate de calcium (CaCO₃)

Les carbonates de calcium, sont des sels qui se forment suivant une réaction de précipitation par la combinaison des ions calcium avec les ions carbonates ou bicarbonates selon les deux réactions suivantes:



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 **CO₂** s'échappe de la solution, par une chute de pression, c'est la réaction de gauche à droite qui se produira et le bicarbonate soluble se transformera en carbonate qui se précipitera. [7]

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

- ✓ L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes decorrosion qui risquent de se présenter
- ✓ L'inhibition par les poly-phosphates (produits anti-dépôts).

Bien que les carbonates soient très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de **CO₂**, ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion (figure I.4).



Figure I.4 : Carbonate de calcium (CaCO₃) [7]

I.1.2.3. Les sels insolubles

Dépôts de sulfates Représentent le problème généralement le plus rencontré dans le champ de HASSI MESSAOUD. Les Sulfates sont des dépôts difficiles à enlève chimiquement. Ils se forment principalement cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation soit pour l'adoucissement des puits salés ou pour le maintien de pression. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation. Sont de trois types :

Chapitre I: Généralité sur les dépôts

- **Sulfate de calcium (CaSO₄)**

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l) mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une cause principale de la formation de **CaSO₄** est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite (figure I.5). Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux. [3]

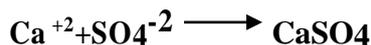


Figure I.5 : Sulfate de calcium (CaSO₄) [4]

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

- ✓ CaSO₄ 2H₂O Gypse ou di hydraté (T, P)
- ✓ CaSO₄ ½ H₂O Hémi hydraté.
- ✓ CaSO₄ Anhydre

La majeure partie du sulfate de calcium trouvé comme dépôts dans un champ pétrolier est sous forme de Gypse : **CaSO₄ 2H₂O**.

Moyens de lutte :

- ✓ L'acidification qui est efficace lorsque les dépôts ne sont pas trop anciens et donc pas trop durs.
- ✓ Les inhibiteurs à base de poly phosphates (traitement préventif) Chimiques. [4]

- **Sulfate de strontium (SrSO₄)**

Le dépôt de sulfate de strontium (voire figure I.6) 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 **SrSO₄** peut se produire par :

- ✓ Une évaporation d'eau
- ✓ Une élévation de la température
- ✓ Un mélange d'eau incompatible.

Chapitre I: Généralité sur les dépôts

Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides. Ils sont formés par l'interaction entre des cations strontium (Sr^{2+}) et les anions sulfate (SO_4^{2-}) selon la réaction suivante:



Figure I.6 : les dépôts de sulfate de strontium

- **Le sulfate de baryum (BaSO_4)**

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 (voire figure I.7), colmatant, inattaquables à l'acide et aux basses bases. Sa formation se déroule selon la réaction :



De façon générale, les problèmes posés par les dépôts sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité des deux eaux, Certaines eaux de gisement contiennent des sels de baryum Ba^{2+} en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de sulfate qui contient des ions sulfates SO_4^{2-} , le sulfate de baryum se précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage Continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels, ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour maintien de pression de ce gisement. L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs dans lesquels le mélange se fait et la précipitation du sulfate de baryum à lieu. Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact. [8]



Figure I.7 : Dépôt de sulfate de baryum [1]

Chapitre I: Généralité sur les dépôts

I.2 Les principaux paramètres influant sur la formation des dépôts

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

I.2.1. L'influence de la pression

Les variations de pression provoquent des variations de concentration des gaz dissout, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation. En effet les grandes variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs, ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de **BaSO₄** et **CaSO₄**, par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de **CaCO₃**. [3]

I.2.2. L'influence de la température

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfates. Une augmentation de la température réduit la solubilité de **CaCO₃**, **SrSO₄**, et le **CaSO₄**, mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de **BaSO₄**. [4]

I.2.3. 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 comme le **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. [3]

I.2.4. L'influence de la salinité

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation des dépôts. Dans le cas des solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables; l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliées par les carrés de leurs charges. Les ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition. [1]

I.3. Conséquences 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.
- ✓ Diminution de l'écoulement des hydrocarbures dû à la réduction de la perméabilité.
- ✓ Formation des dépôts conduit à des grands investissements de réparation et workover des équipements du fond de puits producteurs et injecteurs.
- ✓ Colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs. [2]

Chapitre II
Déposition et traitement
de BaSo₄

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSO₄

II.1. Les caractéristiques de BaSO₄

II.1.1. Propriétés physico-chimique

Le sulfate de baryum est un corps chimique minéral cristallin composée d'anion de sulfate et cation de baryum, de formule chimique **BaSO₄**. Il s'agit de cristaux orthorhombiques incolores ou blancs, ces cristaux ayant les propriétés suivantes (Tableau II.1) :

Tableau II.1 : Les propriétés de sulfate de baryum

Masse moléculaire relative	233.4 g/mol
Volume molaire	$19.3 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{mol}$
Densité relative	4.5 (15 °C)
Point de fusion	1580 °C
Solubilité	0.00022 (18 °C) et 0.0041 (100 °C)
Indice de réfraction	1.637

Le **BaSO₄** 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 autres types d'acides ou de bases. Dans la nature, il existe sous la forme minérale de baryte (Figure II.1).



Figure II.1 : Poudre blanche de sulfate de baryum

II.1.2. La structure cristalline

Les cristaux de **BaSO₄** comme ceux du **SrSO₄** sont, d'une part, orthorhombiques à mailles très voisines, d'autre part, ils sont de nature poreuse avec tendance à absorber les ions étrangers qui peuvent co-précipiter. Par contre le **CaSO₄** est orthorhombique, monoclinique à mailles très différentes de celles du **BaSO₄** et du **SrSO₄**.

Le sulfate de baryum cristallise dans le système orthorhombique. Ses paramètres de maille sont (Figure II.2): [6]

Chapitre II: Dépôt et traitement de BaSo4

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

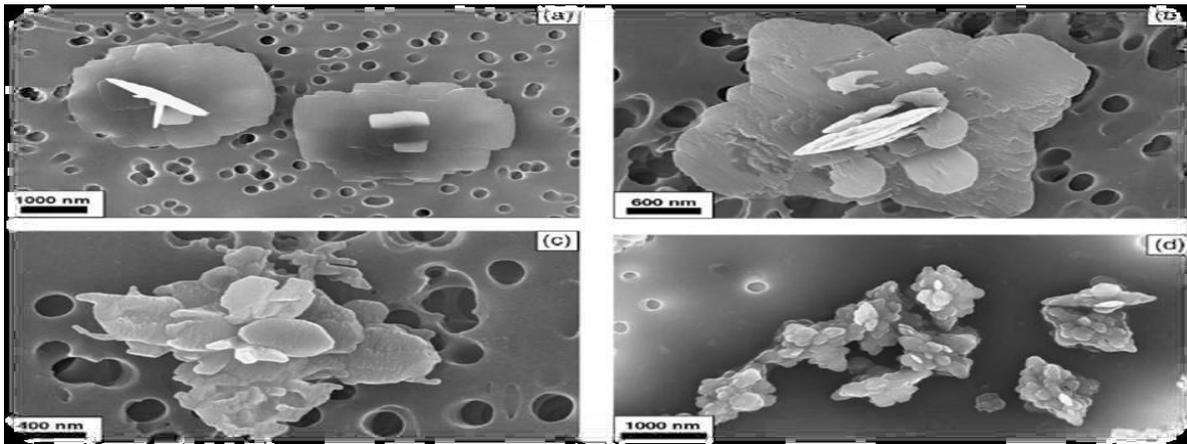


Figure II.2 : Structure cristalline du sulfate de baryum

II.2. Les causes de la formation de BaSo4

II.2.1. 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.

II.2.2. 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 avec l'augmentation. De façon générale, une élévation de température de 40° à 90° C provoque une augmentation de la solubilité de **BaSO₄**. [4] comme il représente dans la figure II.3.

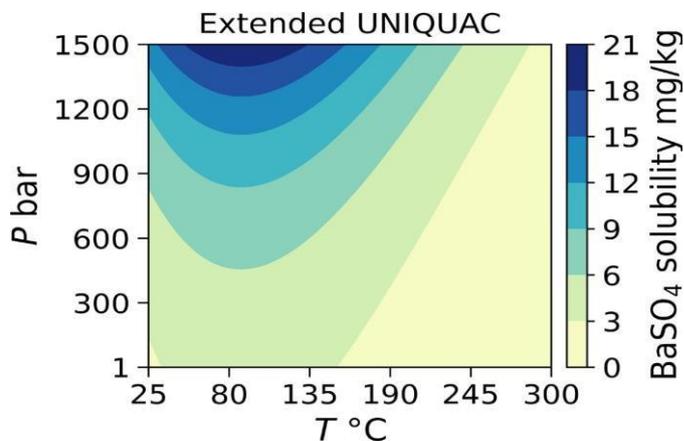


Figure II.3 : Courbe la variation de solubilité de BaSo4 en fonction de la pression et température [9]

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSo4

II.2.3. Changement de produit de solubilité

Le Produit de solubilité de sulfate de baryum **KPS** est le produit des concentrations des ions des sulfates et de baryum présents à l'équilibre : $K_{ps} = [Ba^{2+}] \cdot [So_4^{2-}]$

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

$[So_4^{2-}]$: Concentration d'ion sulfate (en mol/l).

Il est constant pour chaque composant à une température constante, pour le BaSo4 :

$$K_{ps}(25^{\circ}C) = 1,1 \cdot 10^{-10}$$

Les Conditions de précipitation:

Supposons $Pi = [Ba^{2+}] \cdot [So_4^{2-}]$ est une expression identique au **KPS** mais pour laquelle on prend les concentrations des éléments dans la solution.

Si $Pi > KPS$, il y aura précipitation.

Si $Pi = KPS$, on est à la limite de précipitation.

Si $Pi < KPS$, il n'y a pas de précipitation.

II.2.4. Incompatibilité des eaux

Dans le champ HMD, La mise en formation de dépôt **BaSo4** est provoquée par la présence d'une contacte directe entre l'eau de gisement (cambrien) chargée en baryum **Ba²⁺** et l'eau injecté (albien) chargée en élément sulfate **So₄²⁻**.

Le Tableau **II.2** représente les concentrations des ions et les propriétés dans chaque nappe de HMD :

Tableau II.2 : Analyses moyennes des eaux des différentes nappes de HASSI-MESSAOUD

Nappes	Miopliocene mg/l	Turonien mg/l	Albien mg/l	Jurassique mg/l	Lias mg/l	Trias mg/l	Cambrien mg/l
Propriétés							
(HCO ₃)	150	460	170	Traces	1370	1710	0
Cl	1000	119000	420	8169	252000	205000	210000
(SO ₄) ⁻	900	1900	600	1991	0	230	0
Ca ⁺⁺	300	3100	210	683	116000	33000	36000
Mg ⁺⁺	100	2500	70	128	10000	8370	6500
Ba ⁺⁺	0	0	0	-	0	0	800
Na ⁺	450	69840	250	5110	63300	70000	80000
K ⁺	30	1500	40	191	9240	5190	6000
Fer	0	0	0	5	0	0	4500
H ₂ S	0	97	0	10 ⁻⁴	0	0	0
CO ₂	-	275	-	12	-	-	-
O ₂	-	0	0	-	0	0	0
Point de bulle	-	3,5 bars	-	-	-	-	-
pH	7,3	6,1	7,1	7,16	6	6,5	3,6
Densité à 25°C	1	1,12	1	1,013	1,29	1,23	1,232
GWR		38 cm ³ /l	-	-	-	-	-
Profondeur	60-200	700-900	1050-1350	1900-2200	2400-2700	3000-3300	3300-3400

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSo4

Le contact entre les eaux de gisement et de l'injection peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels, ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour maintien de pression de ce gisement.

Suivant le tableau II.2 on peut conclure que les nappes responsables à la formation de sulfate de baryum dans le champ de HMD sont représentées dans le Tableau II.3:

Tableau II.3 : Propriétés des nappes Albien et Cambrien

Propriétés	Nappes	
	Albien	Cambrien
Ba ²⁺	0	800
So ₄ ²⁻	600	0

II.2.4.1. Albien (eaux d'injection)

L'eau d'injection utilisée dans la récupération du pétrole peut être tirée de diverses sources (rivière, lacs,...). Mais, généralement on emploie des eaux de puits producteur de l'eau d'Albien concernant sa quantité d'eau suffisante, on distingue deux catégories de l'injection d'eau :

- **L'eau de dessalage**

La présence d'une eau de gisement salée saturée (350 g/l), nécessite un dessalage continu au fond du puits et au niveau des installations de surface pour dissoudre les sels et assurer une bonne exploitation des puits.

Ainsi, le débit d'eau de dessalage doit être conséquent et suffisant pour assurer une efficacité du système de dessalage au niveau des équipements de surface et de fond. À pour but de :

- ✓ éliminer l'eau souvent salée produite avec l'huile ;
- ✓ améliorer la récupération de l'huile.

L'injection de l'eau de dessalage se fait selon 3 modes :

- ❖ *Les lavages à l'eau douce*

La lutte contre les dépôts de sel consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux de sels dans l'eau externe ils se font : soit en continu (objectif préventif); soit en discontinu (objectif curatif).

- ❖ *Le lavage périodique*

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production. L'opération consiste à envoyer des bouchons d'eau au fonds du puits.

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSo4

❖ L'injection continue

Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (origine d'albien) au fonds du puits pour abaisser la concentration de sel de l'eau de gisement.

Cette opération ne pas interrompre la production.

- ✓ Sur les puits à faible débit, on injecte l'eau par un tube de faible section descendu dans le tubing de production.
- ✓ Sur les puits à gros débit, l'eau est amenée au fond du puits par le tubing et la production est assurée par l'annulaire. [3]

• L'eau de maintien de pression

Au cours de l'exploitation d'un gisement, la pression statique absolue en tête de puits diminue. L'eau (d'origine albien) est injectée pour pousser l'huile vers le fond du puits, dans l'aquifère si le gisement est un série complet, ou comme un percé dans la couche d'huile si la série est incomplète, car le contact entre la couche d'eau et d'huile est inexistant pour assurer le balayage des pétroles bruts, comme illustré dans la figure.

Les couches du champ HMD sont représentées comme une série incomplète, ce qui démontre que la formation de BaSo4 au niveau des pores dans le champ est pratiquement (voir figure II.4).

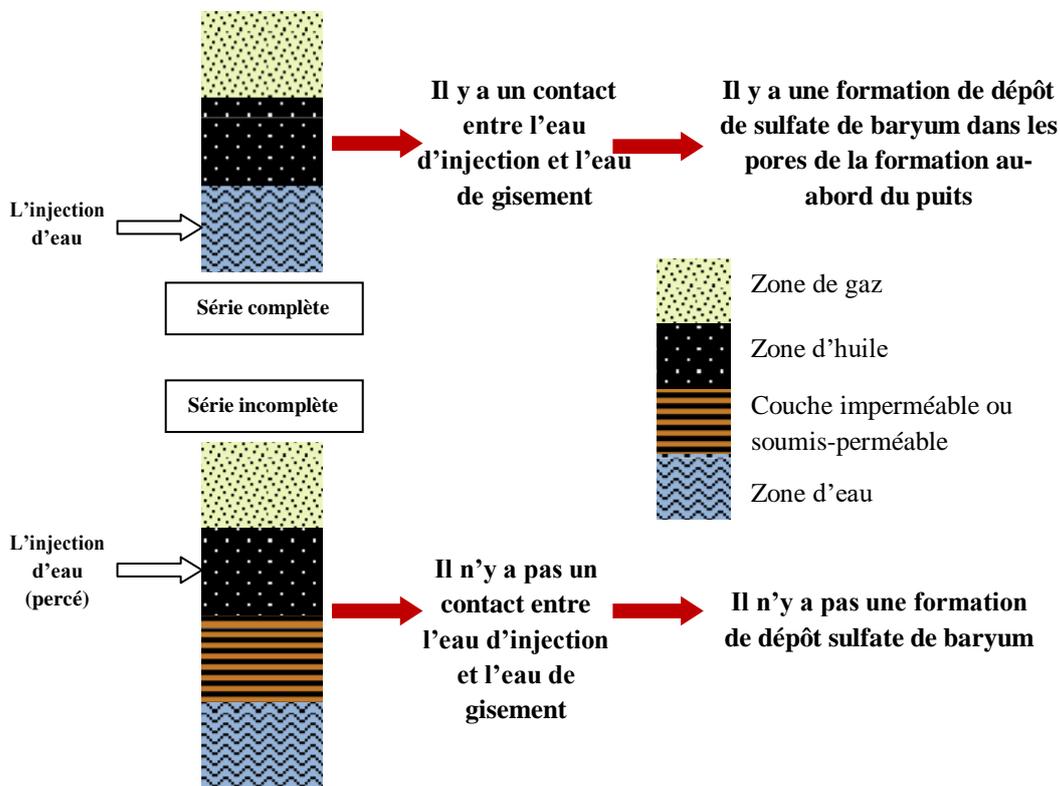


Figure II.4 : Schéma de l'injection d'eau maintient pression pour la série complète et incomplète

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSo4

II.2.4.2. cambrien (eaux de gisement)

Le pétrole brut est accompagné de l'eau dans le gisement. Il est possible que cette eau de gisement ou de formation provienne soit de la roche magasin elle-même ou de l'aquifère situé au-dessous des gisements pétrolifères, soit par une série complète, soit par une série incomplète. La présence d'une concentration de baryum Ba dans les eaux du gisement est responsable à la formation de BaSo4 lors du contact des eaux au niveau du puits.

II.3. Les étapes de formation de BaSo4

II.3.1. Formation du germe

Pour amorcer un début de germination, il est nécessaire de dépasser le produit de solubilité. Ce dépassement est caractérisé par le degré de saturation défini comme suit :

$$\emptyset = \frac{C_{sel}}{C P_{sel}}$$

\emptyset : Degré de saturation.

C_{sel} : Concentration du sel à $t=0$.

$C P_{sel}$: Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.

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, celle-ci peut précipiter plus ou moins rapidement en fonction des conditions du milieu de croissance :

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

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.

II.3.2. Croissance du cristal

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

- a- La fréquence avec laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé, cette fréquence est d'autant plus grande que leur concentration dans la solution est grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus vite si les concentrations des ions sont plus importantes.
- b- La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers. [6]

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSO₄

II.4. Localisation de dépôt de BaSO₄

La formation de dépôts BaSO₄ engendre des conséquences gravement sévères sur toute la chaîne de production et les installations de surface, selon la figure II.5:

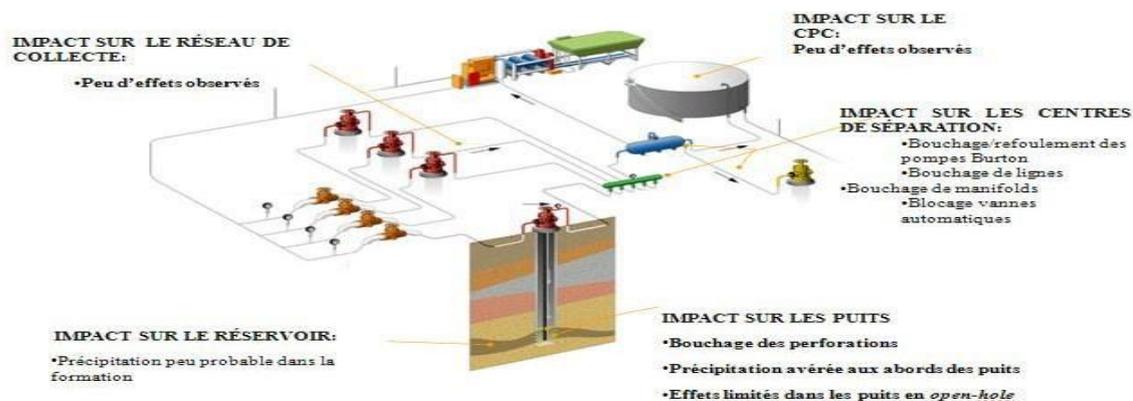


Figure II.5 : Les emplacements possibles de déposition BaSO₄

II.4.1. Au niveau de puits

- ✓ Bouchage des perforations.
- ✓ Précipitation avérée aux abords des puits.
- ✓ Effets limités dans les puits open-Hole.

II.4.2. Au niveau de réservoir

- ✓ Précipitation peu probable dans la formation.

II.4.3. Au niveau de centre de séparation

- ✓ Bouchage /refoulement des pompes Burton.
- ✓ Bouchage de ligne.
- ✓ Bouchage de manifolds.
- ✓ Blocage vanne automatique.

II.4.4. Au niveau des équipements de la raffinerie

- ✓ Corrosion des installations. [6]

II.5. La prévision de formation de BaSO₄

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.

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSo4

Les effets des ions, en excès dans la solution, sont les seuls à considérer pour prédire la solubilité. La solubilité indique le degré de précipitation (de dépôt) ou la capacité de formation de tartre.

Le produit de solubilité est dépend de la température T, du pH et des forces ioniques :

- ✓ Le pH de la solution peut également avoir un effet sur la solubilité. A des pH acides, le sulfate de baryum peut se dissoudre davantage en formant des espèces ioniques telles que (HSO_4^-) et (Ba^{2+}) ; ce qui implique qu'à des pH plus élevés le sulfate de baryum a tendance à précipiter sous forme de solide.
- ✓ La présence d'autres ions dans la solution peut également influencer la solubilité du sulfate de baryum. Par exemple, la présence de sulfate ou de chlorure de sodium peut réduire sa solubilité car ces ions peuvent réagir avec les ions de baryum pour former un précipité insoluble.
- ✓ La solubilité du sulfate de baryum augmente avec la température (voir Tableaux II.4). A des températures plus élevées, les molécules d'eau sont plus agitées, ce qui facilite la dissolution des solides dans l'eau : [10]

Tableaux II.4 : Solubilité de sulfate de baryum en fonction de température

T (°C)	0.77	3.33	18	26.75	34
BaSo₄ (mg)	0.171	0.207	0.230	0.266	0.291

T (°C)	0	10	18	30	50
BaSo₄ (mg/100ml)	0.115	0.20	0.226	0.285	0.336

II.6. La détection et suivi de dépôt de BaSo4

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

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

- ✓ Pression de tête.
- ✓ Pression de ligne (en aval de la dusse).
- ✓ Température de l'effluent.

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

- ✓ L'examen des pressions des espaces annulaires.
- ✓ La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage.
- ✓ L'état des dusses (éventuellement).

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSo4

C'est en cas de non-correspondance des résultats que l'on peut détecter la présence d'un bouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante). [8]

Dans le champ HMD on utilise plusieurs méthodes très classiques pour détecter les problèmes liés par les dépôts disponibles sur le champ HMD dont nous retiendrons:

II.6.1. Essais de puits

Pour confirmé qu'il y a un bouchage de dépôt on va faire un test de jaugeage. Le jaugeage c'est une très importante opération en surface de puits, utilisée pour connaître les paramètres de production d'un puits sous les conditions d'exploitation, comme la pression en tête, pression de ligne, débit des liquides et débit de gaz. Il a plusieurs méthodes (conventionnelle, in line, Rigless...).

Dans le jaugeage on utilise séparateur tri-phasique pour séparé le gaz et l'huile et l'eau afin de mesuré les débits de gaz, d'eau et de huile par une turbine.

Les débits doit être corrigé :

- ✓ Le débit d'huile contre l'erreur mécanique de la turbine à cause de ces gaz dessous, en versant l'huile dans un réservoir (surge tank) pour dégazé tous ces gaz dessous vers l'atmosphère et prend le volume exact d'huile pour calculé le débit, le rapport entre le débit calculé par le volume prélevé dans le réservoir sur le débit mesuré par la turbine on trouve un facteur de correction. **$Q_{turbine} * \text{Facteur} = Q_{réel d'huile}$**
- ✓ La même méthode pour l'eau.
- ✓ Le débit de gaz contre expansion, compressibilité, température, densité, orifice. Tous sa dans un constant C (Shrincage Factor).

II.6.2. Analyse des eaux

Dans le laboratoire on faire des analyses périodiques chaque mois pour les eaux récupéré (mélange d'eau Albien et Cambrien) de chaque puits pour mesuré et suivi les concentrations des composants (Ba^{2+} , So_4^{2-} , Cl^- , Mg^{+} , Ca^{2+} , HCo_3) pour détecté la précipitation des dépôts.

II.6.3. Echantillonnage et analyses des dépôts

Prendre un échantillon de dépôt pour effectuer les analyses en laboratoire. L'échantillonnage se fait par l'unitéde Wireline suivant ces étapes :

- ✓ Les calibres (Figure II.6) de diamètres décroissants sont descendus et remontés jusqu'à ce qu'ils puissent passer.
- ✓ Les calibres de diamètres croissants (+2mm) doivent être descendus et remontés afin de gratter ledépôt sur la paroi du puits
- ✓ Le dépôt est remonté à la surface par un outil de



Figure II.6 : Calibres

Chapitre II: Dépôt et traitement de BaSo₄

✓ repêchage appelé « Sand Bailer » (voir figure II.7).



Figure II.7 : Schéma et image réel de Sand Bailer

On effectue des analyses sur les échantillons de dépôts (voir figure II.8) afin de mesurer le pourcentage de chaque composant et de déterminer le type de traitement adéquat. L'échantillon est constitué de nombreux dépôts accumulés les uns sur les autres sous forme de couches, ce qui nous donne la couleurnoire au lieu du blanc, qui est la couleur du sulfate de baryum.



Figure II.8 : échantillon des dépôts

II.7. Traitement de dépôt BaSo₄

II.7.1. Traitement curatif

II.7.1.1. MILLING

Il s'effectue par grattage mécanique à l'aide d'un racleur (voir Figure II.9), Il est utilisé pour gratter les Parois sur lesquels déposé le sulfate de baryum mais il peut causer des fissures au niveau de Tubing au cours de l'opération. Cette opération est réalisée par les unités slick line, Work Over et snubbing. [4]



Figure II.9 : Outil de MILLING [4]

Chapitre II: Dépôt et traitement de BaSo4

II.7.1.2. Jetting (jet hydraulique)

Pour accéder aux dépôts dans le puits d'effectuer une opération **Scale Blaster** avec Coiled Tubing qui est efficace pour le nettoyage à l'intérieur des crépines et des ouvertures.

- **Scale Blaster**

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

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

- ❖ **Jett Blaster**

L'outil utilisé pour l'opération de Scale Blaste compose d'un nozzle en tête qui assure leur passage, deux (2) nozzles latérale provoquent la rotation du l'outil et un drift pour le control de nettoyage (Figure II.10).

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



Figure II.10 : Jet Blaster [8]

- ❖ **Sterling Beads**

Les propriétés de Sterling Beads (Figure II.11):

- ✓ N'est pas abrasive
- ✓ Plus efficace sur, les dépôts très durs, les bouchons deciment
- ✓ Pour enlever les dépôts durs et inertes tels que BaSO4
- ✓ Nettoyage positif et à un seul passage.
- ✓ Technique sécurisée. [4]



Figure II.11 : Sterling Beads [8]

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSo4

Nous pouvons faire les opérations précédentes par :

- **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.

Les objectifs de Slick-Line :

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

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

Les objectifs de Work- Over :

- ✓ Élimination des dépôts de fond (sédiments).
- ✓ Renouvellement des équipements de fond et de surface (packeranchor- seal, tubing, tête de puits).
- **Snubbing**

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

Les objectifs de Snubbing :

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

Les objectifs de Coiled Tubing :

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

- ✓ Pour le nettoyage de bouchon de sable ou de paraffine.

Chapitre II: Dépôt et traitement de BaSo₄

- ✓ Pour stimuler la formation (acidification).
- ✓ Pour des opérations de forage ou de fraisage. [8]

II.7.2. Traitement préventif

II.7.2.1. Outil ENMAX

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 (voir Figure II.12). D'écailles, de paraffines, d'asphaltènes et de rouille dans la production de pétrole et de gaz.



Figure II.12 : Outil d'ENMAX CPRS [6]

- **Les fonctions d'ENMAX CPRS**

- ✓ Prévention et élimination de la paraffine et l'asphaltène.
- ✓ 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.

- **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. [6]

Chapitre II: Dépôt et traitement de BaSo4

- Les conditions de travail d'ENMAX

Tableau II.5 : Les conditions de travail l'ENMAX [6]

Distance de travail	5 – 10 KM
Température du fluide	Jusqu'à 700 °C
Température de surface de l'équipement	Jusqu'à 500°C
Taux de liquide	Selon la taille du pipeline et la sélection de la CPRS
Durée de vie des unités	5-10 ans
PH des fluides	3~10
Chlorure	≤15000mg/l
Perte de charge dans l'unité	5% pour les unités d'ID fixes standard, ≤2% ou 0 pour les unités ID variables
Pression de travail	Basse à haute pression, pour correspondre à la pression du système
Granulométrie pour passer à travers	≤7mm
Types dépôts à traiter	Ca, Mg, Ba, Sr, Br...etc.

II.7.2.2. Dissolution chimique

Le but d'employer les agents de chélation tels que l'EDTA et les DTPA est de transformer le sulfate de baryum insoluble en carbonate de baryum ou d'autres composés il est plus facile à dissoudre qu'en utilisant un acide (voir Figure II.13).

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

Une augmentation du pH favorisera la déportation des molécules d'EDTA et de DTPA (c.-à-d. l'enlèvement des atomes d'hydrogène) à la forme (EDTA⁻⁴) ou (des ions de DTPA⁻⁶) Ces complexes d'ion peuvent maintenant adhérer au sulfate de baryum et enlever les ions de Ba⁺² en conséquence, laissant les ions de So4⁻² en solution. [6]

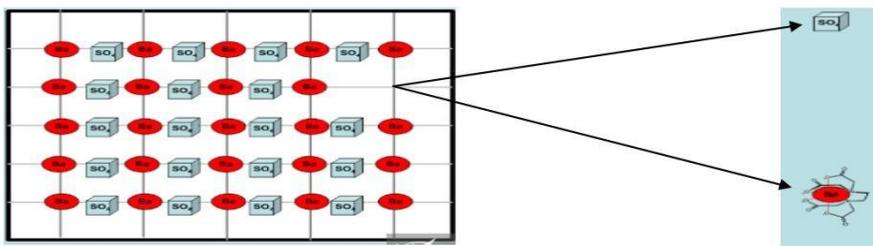
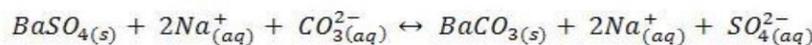
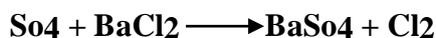


Figure II.13 : Les images illustrent comment un complexe d'EDTA apporte le sulfate de baryum a la dissolution [3]

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSo4

II.7.2.3. Procédé de soustraction

Par élimination des ions formateurs des dépôts ; exemple élimination des ions de sulfates So_4^{-2} contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par BaCl₂ suivant la réaction suivante: [8]

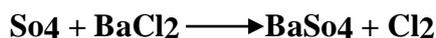


II.7.2.4. Désulfatation des eaux d'injection

Dans certains cas, et selon les caractéristiques géologiques du réservoir, les sulfates doivent être éliminés, notamment lorsque l'eau de formation est riche en ions Sr⁺² et Ba⁺². Cela permet d'éviter la précipitation du sulfate de baryum et donc le colmatage des roches poreuses du gisement. Les sulfates peuvent être éliminés par procédé soustractif, des unités SRU constituées des membranes de nanofiltration / osmose inverse ou par les résines échangeuses d'ions. [2]

- **Procédé de soustraction**

Par élimination des ions formateurs des dépôts ; exemple élimination des ions de sulfates So_4^{-2} contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par BaCl₂ suivant la réaction suivante : [2]



- **La Nanofiltration (NF)**

Les nanofiltres sont mis en oeuvre 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.

- **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.

- **Par résines échangeuses d'ions**

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

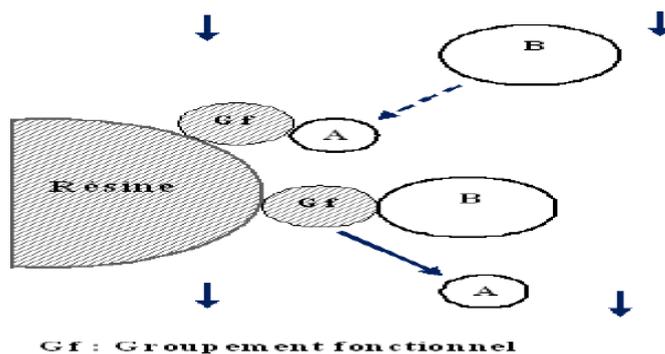


Figure II.14 : Principe de l'échange d'ions [6]

❖ Structure des échangeurs d'ions

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

Il existe deux types de matrice :

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

II.7.2.5. Distillation

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

Les substances dissoutes telles que le sulfate reste dans le récipient initial. Si elles sont mises en place correctement, l'unité de distillation peuvent éliminer presque 100% des sulfates, l'unité de distillation a besoin d'environ quatre heures pour produire 3.8 litres d'eau donc par conséquent ce type de traitement utilise une quantité substantielle d'énergie pour cette opération. [3]

II.7.2.6. Le procédé additif

• Par injection continue d'un inhibiteur

La méthode d'injection continue d'un inhibiteur est effectuée dans des puits producteurs. Cette technique permet de traiter l'eau de dessalage avec des produits chimiques de traitement appelés inhibiteurs des dépôts, et le pomper sans interruption en bas de la concentrique à une certaine profondeur. L'inhibiteur est dilué pour réaliser une bonne distribution et pour éviter la formation et la précipitation du sulfate de baryum aux abords de puits.

• Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation

Lorsque l'eau est injectée dans le réservoir pour la récupération secondaire, le contact entre l'eau injectée et l'eau de gisement a entraîné la formation de dépôts de sulfate de baryum qui colmaté les pores au abord du puits. Parmi les moyens de lutte contre les dépôts, est le traitement de l'eau d'injection par l'inhibiteur.

Chapitre II: Déposition et traitement de BaSo4

Mais cela est impossible en raison de sa grande quantité, ce qui entraîne de squeezer l'inhibiteur dans les pores de formation.

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

Toutefois, pour être efficace, il doit être libéré dans les eaux de production à un taux suffisant qui permet de prévenir la formation des dépôts. Cette valeur est appelée la concentration minimale d'inhibition (*MIC*) : concentration la plus basse d'inhibiteur pour laquelle les dépôts ne se forment pas/ne croissent pas. [2]

II.8. Les inhibiteurs

II.8.1. Définition

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

Les inhibiteurs des dépôts minéraux appelés aussi anti dépôts sont des composés utilisés à des concentrations nettement inférieures à la stœchiométrie pour l'inhibition contre la formation des dépôts cristallins. En général, ils sont utilisés dans le domaine industriel, En particulier dans le domaine pétrolier (puits producteur, réservoirs d'hydrocarbures, circuits d'eau, et installation de production en général). Les inhibiteurs des dépôts sont aussi utilisés dans le traitement des eaux (eau sanitaire, eau de procédés industriels, eau de chaudière...etc.). [8]

II.8.2. 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 sécurité** : L'inhibiteur choisi doit prendre à certaines conditions de sécurité et de protection de l'environnement.
- ✓ **Le prix** : il doit supporter à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs concurrents au point de vue de prix, du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en œuvre. [3]

II.8.3. Les mécanismes d'action des inhibiteurs

Il y a une large variété d'inhibiteurs de dépôt, avec différentes structures chimiques, fonction d'inhibition de dépôt par différents mécanismes, d'acidulant et agent de chélation.

Chapitre II: Dépôt et traitement de BaSo4

Actuellement les inhibiteurs des dépôts forment une partie intégrante avec les dépôts cristallins. Quand celui-ci commence à se former, l'inhibiteur de dépôt s'adsorbe sur la surface du cristal et c'est cette adsorption qui prévient l'accroissement du dépôt.

L'inhibiteur du dépôt sert aussi à ralentir la cinétique de l'accroissement du dépôt. Un aspect intéressant de l'inhibiteur de dépôt est qu'il joue sur les quantités stœchiométriques de sorte qu'une mole de l'inhibiteur inhibe mille moles de dépôts

Les mécanismes d'action des inhibiteurs (voir Figure II.15) sont classés en trois catégories, décrites ci dessous:

- ✓ **Inhibition de la nucléation** : déstabilisation thermodynamique des nucléus par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.
- ✓ **Dispersion des cristaux déjà formés** : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly électrolytes, sur leur surface.
- ✓ **Ralentissement/Blocage de la croissance des cristaux** : par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation. [4]

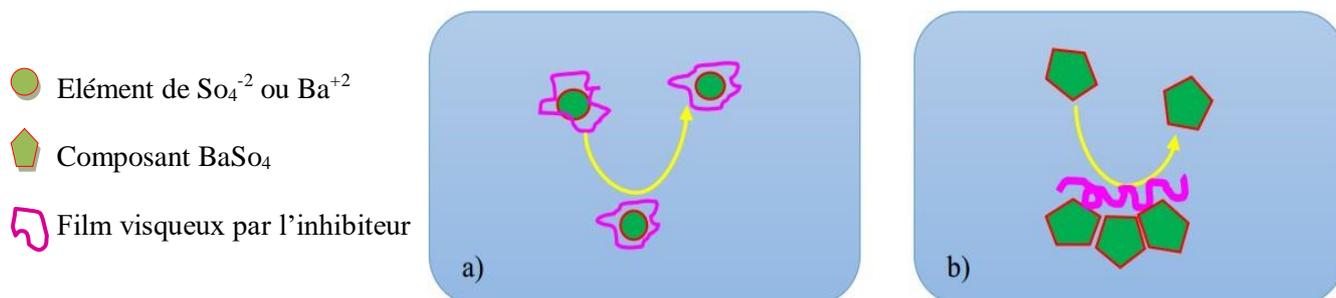


Figure II.15 : (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance [4]

II.9. Les types des inhibiteurs

II.9.1. Inhibiteur de corrosion (ICO)

C'est un composé chimique qui s'ajoute à faible concentrations au milieu corrosif, pour ralentir ou stopper le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu. [11]

II.9.2. Inhibiteur de bactérie (biocide) (BC)

Les biocides sont utilisés pour lutter contre les bactéries sulfato-réductrices, les bactéries formant des boues, les bactéries oxydant le fer et les bactéries qui attaquent les polymères dans les fluides de complétion et de reconditionnement. Les solutions biocides antimicrobiennes réduisent la corrosion induite par les bactéries et sont recommandées dans les fluides de forage, de complétion et de reconditionnement à base d'eau.

Chapitre II: Dépôt et traitement de BaSo4

II.9.3. Inhibiteurs anti-dépôt

II.9.3.1. Les inhibiteurs de dépôts de formulation minérale

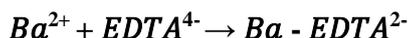
Ce sont des composés chimiques utilisés à des concentrations nettement supérieures à la stœchiométrie, dont le but d'inhiber la formation d'un dépôt cristallin par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation. [4]

II.9.3.2. 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 éthylène diamine tétra acétique (EDTA)**

C'est un agent complexant connu, qui interagit avec une multitude de cations. L'EDTA est souvent utilisée pour étudier la solubilité des dépôts comme le sulfate de baryum, ou les sulfates de calcium. Différentes techniques sont utilisées pour élucider le mécanisme de l'interaction entre les surfaces de l'EDTA et le sulfate de baryum. La chélation entre l'EDTA et Ba^{2+} , est réalisée suivant la réaction :



La constante d'équilibre donne par :

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

$K_{Ba-EDTA} = 6,02 \times 10^7$ à 25°C.

- **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 (voir Figure II.6) sont :

- ✓ Les pyrophosphates, les méta-phosphates et les polyphosphates.
- ✓ Les esters des phosphates organiques sont des inhibiteurs efficaces.
- ✓ Les phosphonates. [4]

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

Chapitre II: Dépôt et traitement de BaSo4

Figure II.6 : Formules développées des principaux inhibiteurs de dépôt [4]

Nom de l'inhibiteur	Formule développée
EDTA (Ethylène diamine tétra acétique de sodium)	$ \begin{array}{c} \text{H}^+ \text{COO} + \text{CH}_2 \\ \diagdown \quad \diagup \\ \text{N} - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{N} \\ \diagup \quad \diagdown \\ \text{Na}^+ \text{COO} - \text{CH}_2 \quad \text{CH}_2 - \text{COO}^- \text{Na}^+ \\ \text{CH}_2 - \text{COO}^- \text{H}^+ \end{array} $
Les polyphosphates	$ \left(\begin{array}{c} \text{Tri poly phosphate de sodium} \\ \text{O} \quad \text{O} \quad \text{O} \\ \quad \quad \\ \text{Na O} - \text{P} - \text{O} - \text{P} - \text{O} - \text{P} - \text{O Na} \\ \quad \quad \\ \text{O Na} \quad \text{O Na} \quad \text{O Na} \end{array} \right)_n $
Les organophosphates	$ \begin{array}{c} \text{O} \\ \\ \text{H} - \text{C} - \text{P} - \text{OH} \\ \quad \quad \\ \text{H} \quad \text{O} \quad \text{OH} \\ \\ \text{P} - \text{OH} \\ \\ \text{O} \end{array} $
Les polyacrylates	$ \left(\begin{array}{c} \text{CH}_2 - \text{CH} - \text{CH}_2 - \text{CH} \\ \quad \\ \text{COOH} \quad \text{COOH} \end{array} \right)_n $

Chapitre III

Traitement chimique de BaSO_4 dans le champ HMD

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo₄ dans le champ HMD

III.1. Le réseau d'injection des produits de traitement

Les unités de traitement d'eau (stations d'injection chimique) sont conçues pour traiter les eaux de lavage des puits de pétrole salés ainsi que le traitement de l'eau de maintien sous pression. Ils sont au nombre de huit (08) et localisés dans différentes zones sur le champ de HMD. Les stations de traitement sont pilotées à distance, ce qui permet d'avoir des informations et la possibilité d'intervenir rapidement sur :

- ✓ Concentration des produits de traitement
- ✓ Programmation de l'injection bactéricide en continu ou par choc
- ✓ Taux de corrosion
- ✓ Démarrer et arrêter les pompes, etc.,
- ✓ Débits d'eau injectée

Toutes ces informations permettront d'optimiser le traitement chimique. [12]

III.1.1. Stations de lavage les puits de pétrole salés

Les unités de traitement d'eau (stations d'injection chimique) ont pour traiter les eaux de lavage des puits de pétrole salés ainsi que le traitement des eaux de maintien sous pression par une ligne autour du champ vers les puits BP proches. Ils sont au nombre de cinq (05) et sont localisés dans différentes zones du champ de HMD.

La présence de pompes BSB (Figure III.1) est requise pour les puits éloignés afin de garantir la pression requise pour que l'eau puisse atteindre le fond du puits. Ces pompes sont alimentées par du gaz.



Figure III.1 : La pompe BSB et ses alimentation au gaz

III.1.1.1. La station Z14

Est située dans la zone centrale du champ HMD (à l'intérieur de la base IRARA) et traite les puits de pétrole salé de la zone Est. Il comprend 6 réservoirs de 1000 litres (voir Figure III.2).

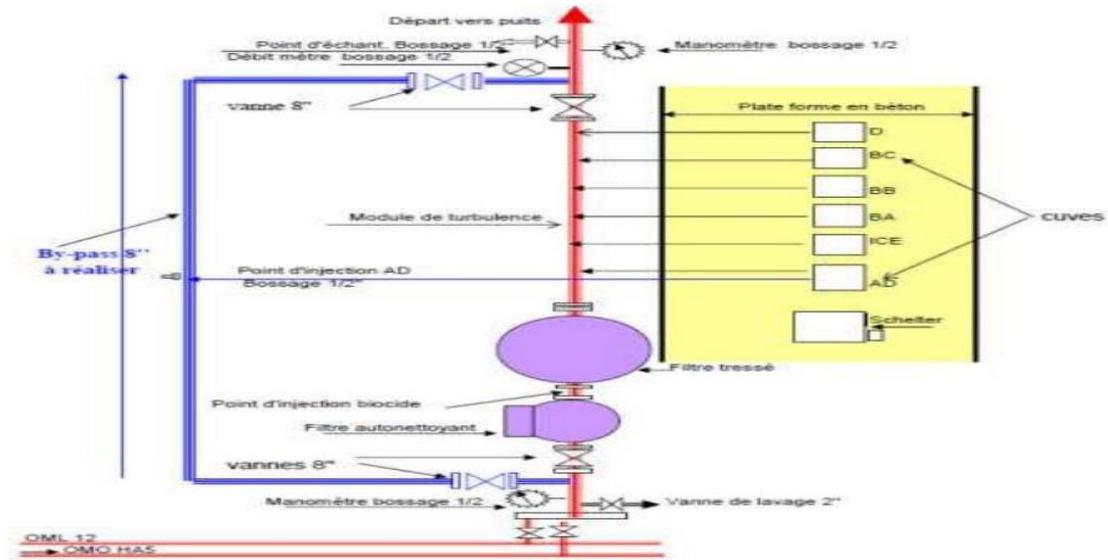


Figure III.2 : schéma de station Z14 pour le traitement d'eau [12]

III.1.1.2. La station CINA

Est située dans la zone centrale du champ HMD (à l'intérieur du Centre Industriel Nord) et traite les puits de pétrole salé de la zone Nord. Il comprend cinq réservoirs de 1 000 litres et un de 2000 litres. La capacité de cette unité varie entre 30 et 35 m³/h (voir Figure III.3).

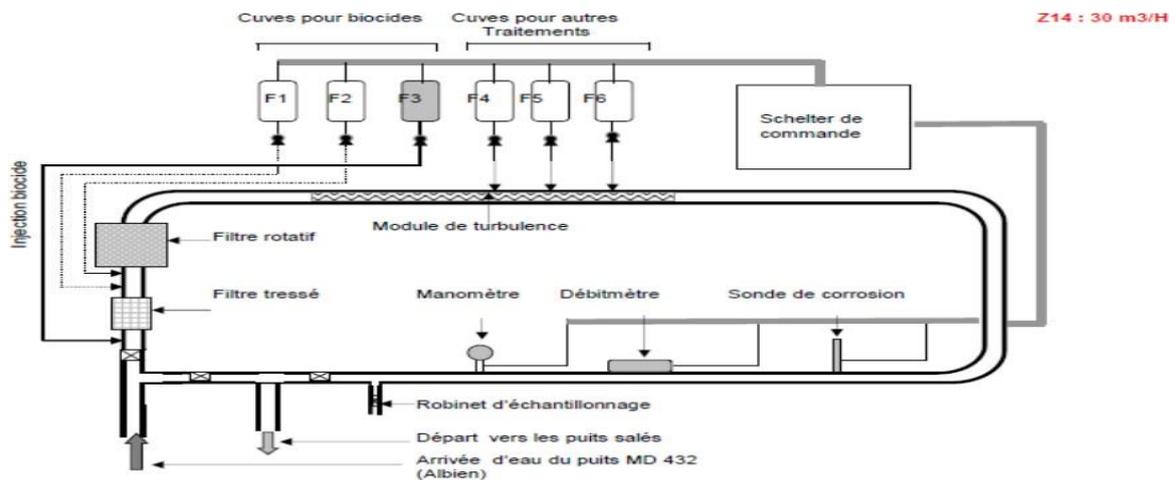


Figure III.3 : schéma de station CINA pour le traitement d'eau [12]

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo₄ dans le champ HMD

III.1.1.3. La Station W1C

Est située dans la zone complexe du champ de HMD (à l'intérieur de la station satellite W1C) et traite les puits de pétrole salé de la zone 1. Elle comprend 6 réservoirs de 1000 litres et un de 3000 litres. La capacité de cette unité est de 16 m³/h (voir Figure III.4).

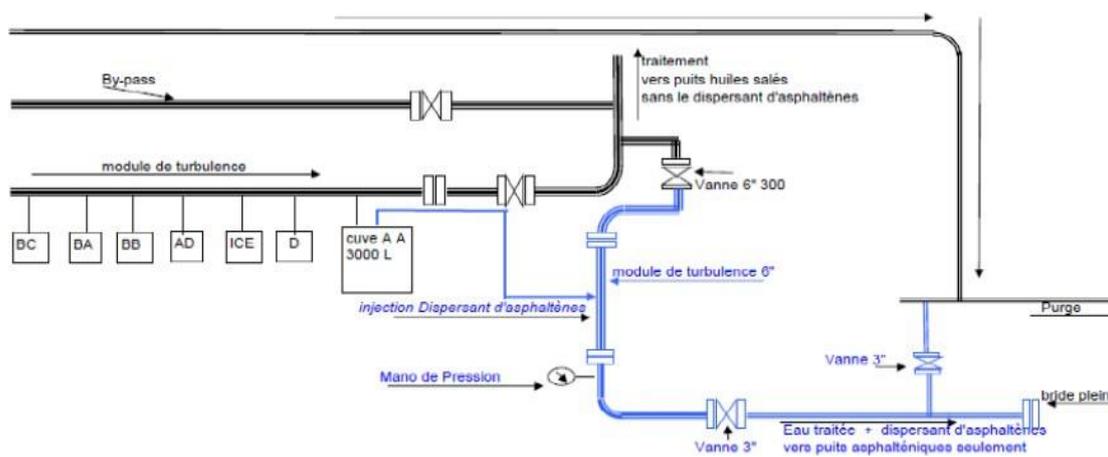


Figure III.4 : schéma de station W1C pour le traitement d'eau [12]

III.1.1.4. La station CIS

Est située dans la zone centrale du champ HMD (à l'intérieur du Centre Industriel Sud) et traite les puits de pétrole salé de la zone Ouest. Il comprend 5 réservoirs de 1000 litres et un de 2000 litres. La capacité de cette station est de 30 m³/h (voir Figure III.5).

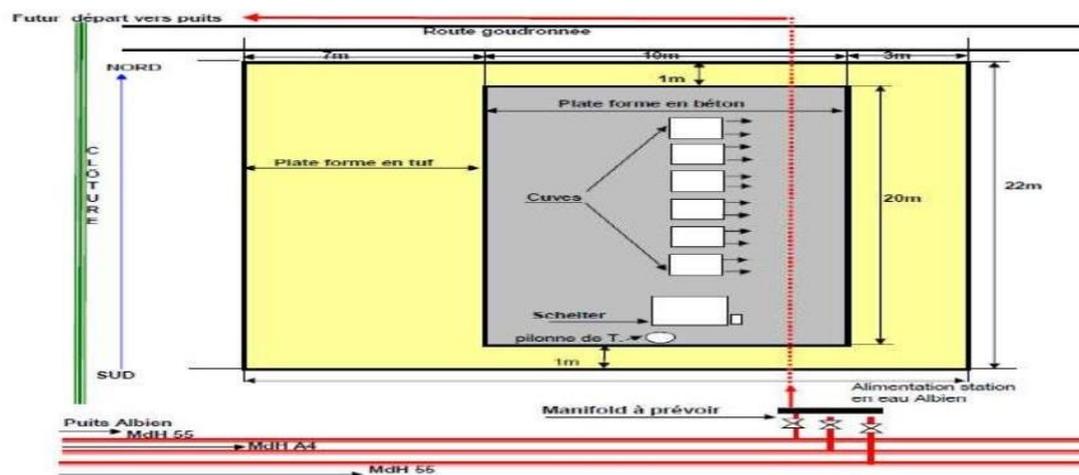


Figure III.5 : schéma de station CIS pour le traitement d'eau [12]

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo₄ dans le champ HMD

III.1.1.5. La station HGA

Est située dans la zone Complexe du champ HMD et traite les puits de pétrole salé du champ HGA. Il comprend 3 réservoirs de 1000 litres. La capacité de cette unité varie entre 2 et 5 m³/h, et la capacité maximale est de 10 m³/h (voir Figure III.6). [12]

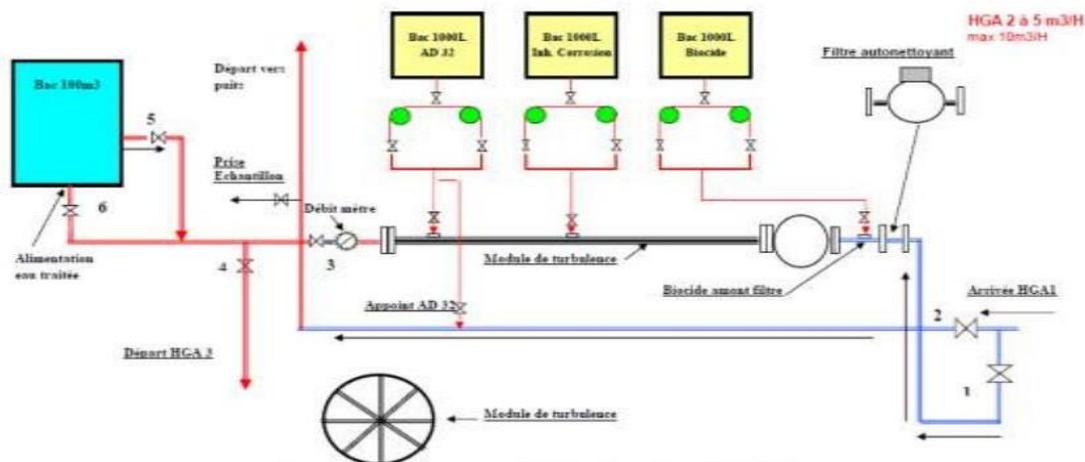


Figure III.6 : schéma de station HGA pour le traitement d'eau [12]

III.1.2. Stations de maintien de pression

III.1.2.1. La station E2A

Est située dans la zone centrale du champ HMD et traite les puits injecteurs de la zone Est. Il comprend 4 réservoirs de 3000 litres.

III.1.2.2. La station OMP 53

Est située dans la zone centrale du champ HMD et traite les puits d'injection nord-est. Comprend 2 réservoirs de 3000 litres et 2 réservoirs de 5000 litres.

III.1.2.3. La station OMN 77

Est située dans la zone centrale du champ HMD et traite les puits d'injection de la zone Nord. Il comprend 4 cuves de 5000 litres. [12]

III.1.3. Stations de Skid HP

Sont des stations pour traité l'eau est l'injecté dans les puits HP afin de garantir que l'eau parvienne au fond du puits. Il est composé de citernes pour stocker les produits de traitement (Anti-dépôt, ICE, Biocide), des pompes centrifuges pour assuré la pression et des agitateurs pour bien mixer le mélange (voir Figure III.7 et III.8). Il y a 20 stations de Skid dans le champ de HMD, ainsi que des Skid mobiles pour les puits très éloignés.

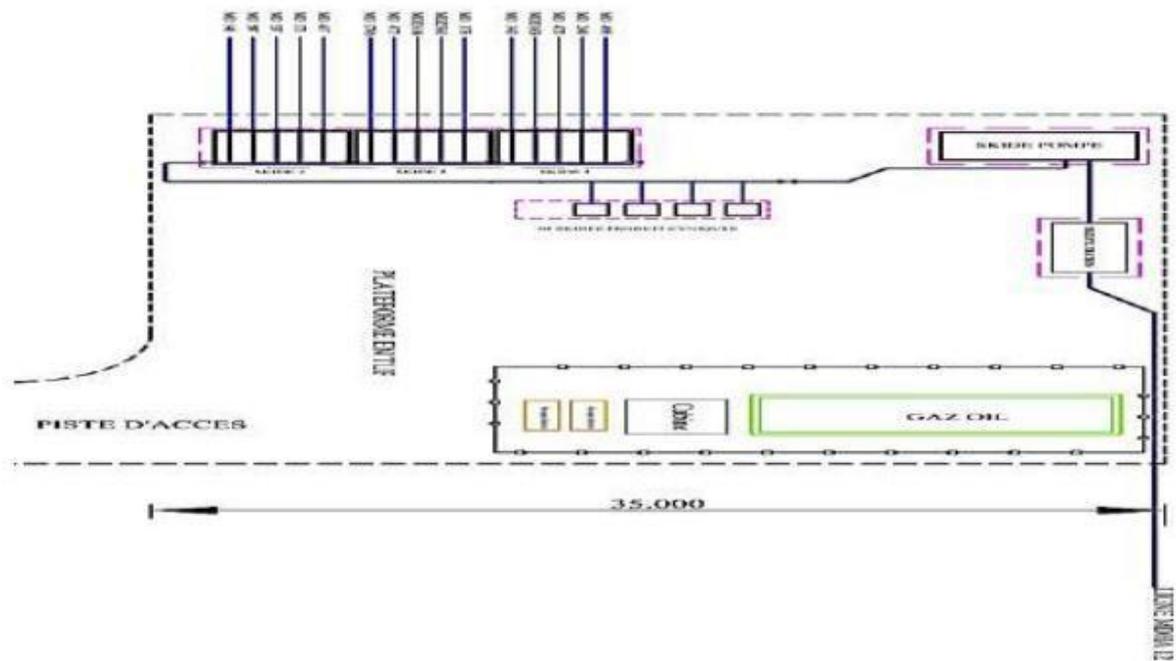


Figure III.7 : Schéma de station Skid [12]

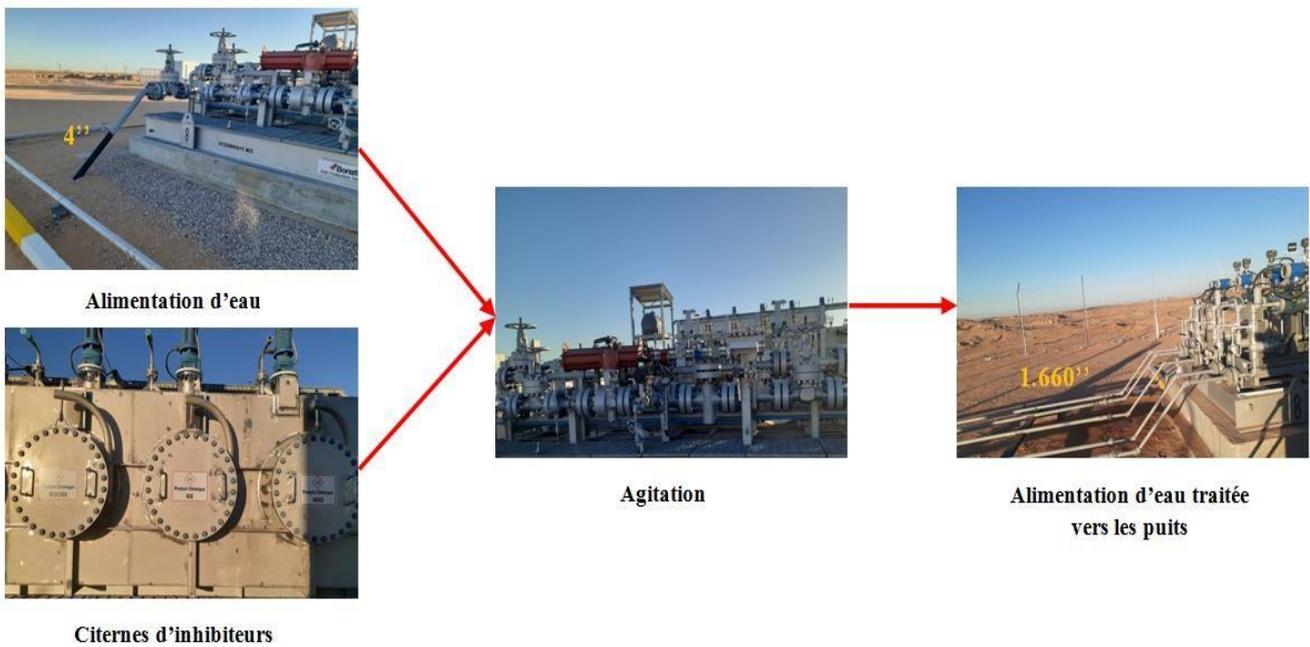


Figure III.8 : Skid HP pour dessalage (BONATTI) HMD

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo4 dans le champ HMD

III.2. Les inhibiteurs utilisés dans le champ de HMD

III.2.1. L'inhibiteurs AD32

Actuellement l'inhibiteur utilisé dans les stations de traitement du champ de HMD est L'INIPOL AD32.

L'inhibiteur AD32 est un inhibiteur de dépôt utilisé pour le traitement des circuits d'eau afin d'éviter la précipitation des sels de calcium, de strontium, de baryum, de fer et d'autres cations en association avec des sulfates, des carbonates et des oxydes. L'inhibiteur AD32 est particulièrement recommandé pour les lignes de pétrole brut et pour les circuits d'injection d'eau afin de contrôler l'entartage du tubing, des pompes, des conduites, etc. [8]

III.2.1.1. Les propriétés physique-chimique de l'inhibiteur AD32

Tableau III.1 : Les propriétés physique-chimiques d'inhibiteur AD32 [8]

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

III.2.1.2. Mécanisme de fonctionnement de l'AD32

L'AD32 phosphonate de potassium est un polymère agit comme un agent séquestrant, pour empêcher l'interaction entre les molécules de sulfate de baryum, afin d'éviter l'arrangement et la précipitation causée par l'augmentation du poids (voir Figure III.9). Sinon les particules formées restent dispersées dans le mélange d'eau récupérer.

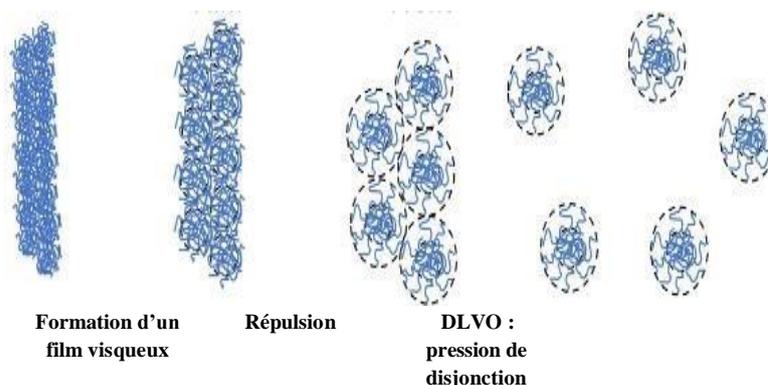


Figure III.9 : Schéma expliquer le fonctionnement de l'anti-dépôt

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo4 dans le champ HMD

III.2.2. CHIMEC1264

C'est un produit liquide polyfonctionnel utilisé spécialement pour l'inhibition de la formation des dépôts de sulfate de calcium, Ainsi que les dépôts de sulfates de baryum. Il contient un mélange équilibré d'anti incrustant, il a une efficacité considérable de protéger les surfaces métalliques contre la corrosion. [13]



Figure III.10 : L'inhibiteur de dépôt CHIMEC1264 [13]

Tableau III. 2 : Les propriétés physique-chimiques de CHIMEC1264 [13]

Nature	Phospho-organique
Apparence	Liquide
Couleur	Jaune
Point de congélation	< 0°C
Solubilité dans l'eau	Solubilité complète
Point d'ébullition	100 °C
Masse volumique à 20°C	1.07 g/cm ³
Viscosité à 20°C	< 50

III.2.3. FQS113

C'est un liquide ambre injecté dans les réseaux de dessalage dans le but d'empêcher la formation des dépôts de sulfate de baryum BaSO₄, et aussi les dépôts de sulfates de calcium CaSO₄. [13]

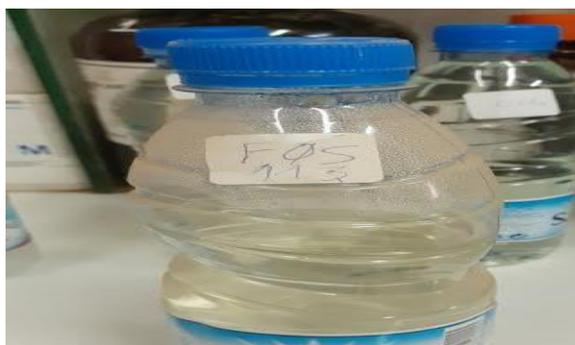


Figure III.11 : L'inhibiteur de dépôt FQS113 [13]

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo4 dans le champ HMD

Tableau III. 3 : Les propriétés physique-chimiques de FQS113 [13]

Nature	Phosphonate
Apparence	Liquide
Couleur	Marron
Stabilité chimique	Stable dans les conditions normales
Température de solidification	-12°C
PH	5 - 6
Solubilité	Soluble dans l'eau
densité	1.22 - 1.25
Viscosité cinématique à 40 °C	4.7 mm ² /s

III.2.4. GYPTRON SA 860N

Est un liquide industriel utilisé pour l'inhibition de la formation des dépôts de sulfates de baryum, L'usage de cet inhibiteur rentre dans le cadre de la procédure d'approbation et d'acquisition de nouveaux produits de traitement. [13]

Tableau III. 4 : Les propriétés physique-chimiques de GYPTRON SA 860N [13]

Nature	Phosphonate
Apparence	Liquide
Couleur	Ambre
Odeur	Une odeur d'amine
PH	3.5 – 4.5
Solubilité dans l'eau	Solubilité complète
Point d'éclair	>200 °F (>93 °C)
Viscosité dynamique	38 – 48 cps

III.2.5. SCW85375

C'est un produit liquide injecté dans les réseaux de dessalage dans le but d'empêcher la formation des dépôts de sulfate de baryum BaSo4.



Figure III.12 : L'inhibiteur de dépôt SCW85375

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo₄ dans le champ HMD

Tableau III. 5 : Les propriétés physique-chimiques de SCW85375

Apparence	Liquide
Couleur	Claire / incolore
Odeur	Légère odeur
Point d'éclair	> 62°C (>143.6 °F)
Point de congélation	≤ 0°C (≤32 °F)
PH	3.3
Solubilité	Soluble dans l'eau
Densité relative à 16 °C	1.09 - 1.16
Viscosité cinématique à 40 °C	< 10 cst

III.3. Procédure d'approbation et d'acquisition de nouveaux produits

L'achat d'un inhibiteur ou de tout autre produit chimique nécessite une série de vérifications afin de garantir son efficacité dans le champ comme il représente dans la figure III.13.

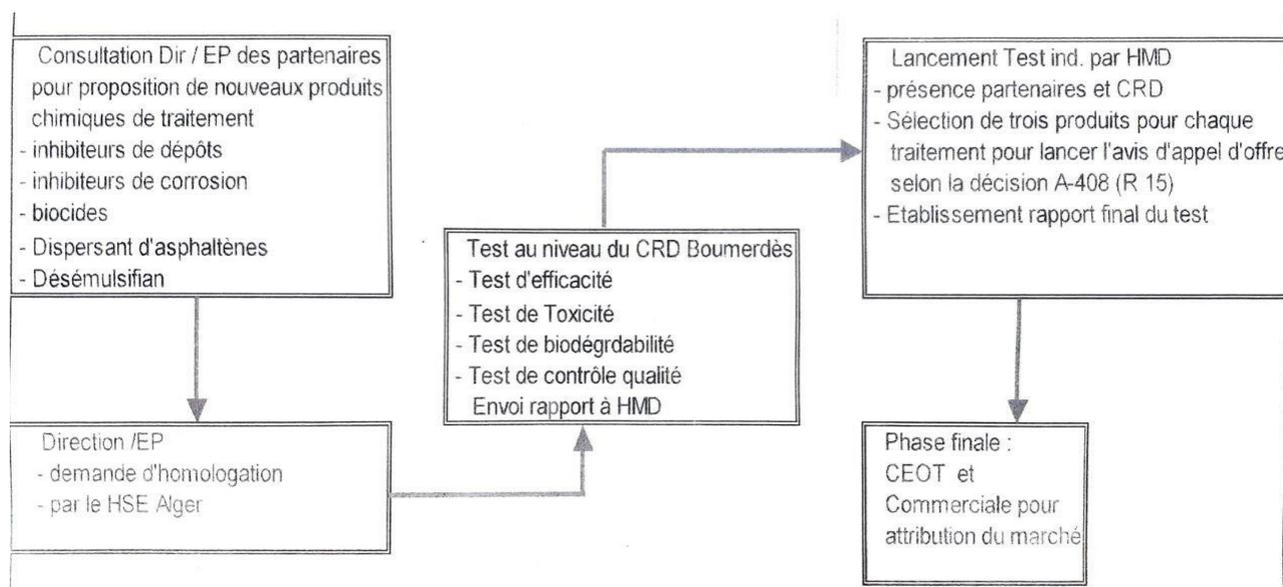


Figure III.13: Procédure d'approbation et d'acquisition de nouveaux produits

Trois tests principaux sont réalisés pour vérifier l'efficacité de ce nouveau produit dans le champ :

III.3.1. Test de compatibilité

Le laboratoire de HMD est réalisé ce test pour prévenir les problèmes qui peuvent apparaître suite à l'utilisation de deux ou plusieurs produits à la fois, l'étude de compatibilité entre les produits pétroliers est nécessaire. Une éventuelle incompatibilité entre deux produits ou plus, peut engendrer des problèmes à la production (moussage, dépôt, perte d'efficacité et bouchage des conduites).

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo4 dans le champ HMD

Nous présentons les résultats des tests de compatibilité de groupe de trois produits de traitement utilisé actuellement dans la région HMD. Il s'agit bien de l'inhibiteur de corrosion **CRW85585**, du bactéricide **ALPHA11351** avec l'anti dépôt **INHIPOL AD32** et **SCW85372**

III.3.1.1. Principe de la méthode

La méthode utilisée consiste à mélanger des volumes égaux après une minute, 03 heures et 48 heures de contact.

Les essais ont été réalisés dans les conditions ambiantes à 04 °C et à 70°C.

III.3.1.2. Résultats

Nous avons observé des différents résultats en mélangeant trois produits de traitement utilisé, et en les mélangeant entre deux à deux, dans les conditions différentes de température et de temps de contact.

Nous résumons dans les tableaux (**III.6**, **III.7**, **III.8**) les résultats des essais réalisés, ainsi que les observations visuelles représentées par les photos (**III.14**, **III.15**, **III.16**, **III.17**, **III.18**).

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo₄ dans le champ HMD

Tableau III. 6 : compatibilité des mélanges des produits de traitement à température ambiante après 01 minute, 03 heures et 48 heures

Mélanges	Temps	Compatibilité					Observations
		Miscibilité	Nombre de phases	Formation de dépôts	Formation de mousses	Formation d'émulsion	
A AD32+ CRW85585+ ALPHA11351	1 minute	Partielle	2	Non	Oui	Oui	Mélange à deux phases avec mousses dégrade par le temps. Mélange incompatible
	3 heures	Partielle	2		Oui	Oui	
	48 heures	Partielle	2		Non	Non	
B SCW85372 CRW85585+ ALPHA11351	1 minute	Partielle	1	Non	Oui	Oui	Miscibilité partielle avec mousses. Mélange incompatible
	3 heures	Partielle	2		Oui	Oui	
	48 heures	Partielle	2		Oui	Oui	
C AD32+ CRW85585	1 minute	Partielle	2	Non	Oui	Oui	Miscibilité partielle avec mousses dégrade par le temps. Mélange incompatible
	3 heures	Partielle	2		Non	Oui	
	48 heures	Partielle	2		Non	Oui	
D SCW85372 CRW85585	1 minute	Partielle	1	Non	Oui	Oui	Miscibilité partielle avec mousses dégrade par le temps. Mélange incompatible
	3 heures	Partielle	2		Oui	Non	
	48 heures	Partielle	2		Non	Oui	
E AD32+ ALPHA11351	1 minute	Totale	1	Non	Non	Non	Une seule phase homogène et limpide Mélange compatible
	3 heures	Totale	1		Non	Non	
	48 heures	Totale	1		Non	Non	
F SCW85372 ALPHA11351	1 minute	Totale	1	Non	Non	Non	Une seule phase homogène et limpide Mélange compatible
	3 heures	Totale	1		Non	Non	
	48 heures	Totale	1		Non	Non	
G CRW85585+ ALPHA11351	1 minute	Totale	1	Non	Oui	Non	Une mousse dégrade par le temps avec tendance à la formation des phases. Mélange incompatible
	3 heures	Totale	1		Oui	Non	
	48 heures	Partielle	2		Non	Non	

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo₄ dans le champ HMD

Tableau III. 7 : compatibilité des mélanges des produits de traitement à température 70 °C après 02 heures

Mélanges	Temps	Compatibilité					Observations
		Miscibilité	Nombre de phases	Formation de dépôts	Formation de mousses	Formation d'émulsion	
H AD32+ CRW85585+ ALPHA11351	2 heures	Partielle	2	Non	Non	Non	Le mélange montre une miscibilité partielle. <u>Une incompatible de mélange et probable</u>
I SCW85372 CRW85585+ ALPHA11351	2 heures	Partielle	2	Non	Non	Non	Le mélange montre une miscibilité partielle. <u>Une incompatible de mélange et probable</u>
J AD32+ ALPHA11351	2 heures	Totale	1	Non	Non	Non	<u>Mélange compatible</u>
K SCW85372 ALPHA11351	2 heures	Totale	1	Non	Non	Non	<u>Mélange compatible</u>
L AD32+ CRW85585	2 heures	Partielle	2	Non	Non	Oui	Le mélange montre une miscibilité partielle. <u>Une incompatible de mélange et probable</u>
M SCW85372 CRW85585	2 heures	Partielle	2	Non	Non	Non	Le mélange montre une miscibilité partielle. <u>Une incompatible de mélange et probable</u>
N CRW85585+ ALPHA11351	2heures	Non	2	Non	Non	Non	Le mélange montre une miscibilité partielle. <u>Une incompatible de mélange et probable</u>

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo₄ dans le champ HMD

Tableau III. 8 : compatibilité des mélanges des produits de traitement à température 04 °C après 02 heures

Mélanges	Temps	Compatibilité					Observations
		Miscibilité	Nombre de phases	Formation de dépôts	Formation de mousses	Formation d'émulsion	
H AD32+ CRW85585+ ALPHA11351	2 heures	Partielle	2	Non	Oui	Oui	Le mélange montre une miscibilité partielle avec une mousse. <u>Mélange incompatible</u>
I SCW85372 CRW85585+ ALPHA11351	2 heures	Partielle	1	Non	Oui	Oui	Formation de mousses avec tendance à la formation des phases. <u>Mélange incompatible</u>
J AD32+ ALPHA11351	2 heures	Totale	1	Non	Non	Non	<u>Mélange compatible</u>
K SCW85372 ALPHA11351	2 heures	Totale	1	Non	Non	Non	<u>Mélange compatible</u>
L AD32+ CRW85585	2 heures	Partielle	2	Non	Oui	Oui	Le mélange montre une miscibilité partielle avec une mousse. <u>Mélange incompatible</u>
M SCW85372 CRW85585	2 heures	Partielle	2	Non	Oui	Non	Le mélange montre une miscibilité partielle avec une mousse. <u>Mélange incompatible</u>
N CRW85585+ ALPHA11351	2heures	Totale	1	Non	Oui	Non	<u>Mélange compatible</u>

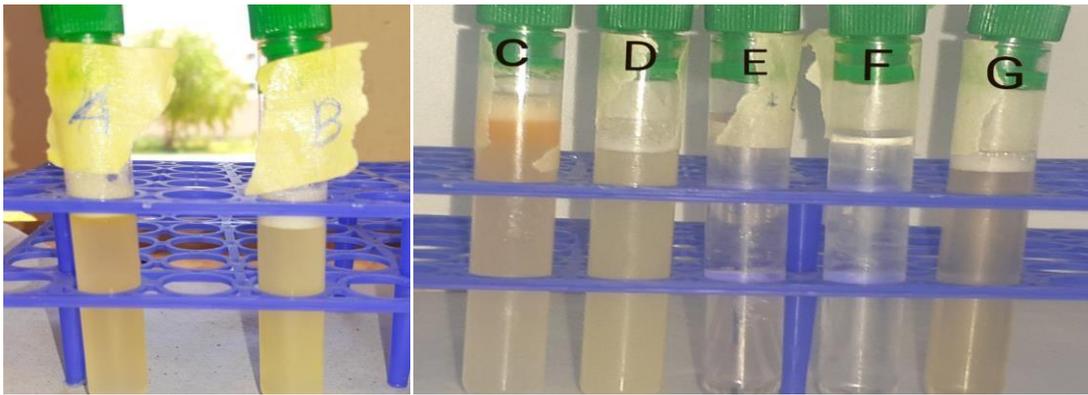


Figure III. 14 : compatibilité des mélanges: A, B, C, D, E, F, G à température ambiante après une minute de contact



Figure III. 15 : compatibilité des mélanges: A, B, C, D, E, F, G à température ambiante après 03 heures de contact



Figure III. 16 : compatibilité des mélanges: A, B, C, D, E, F, G à température ambiante après 48 heures de contact

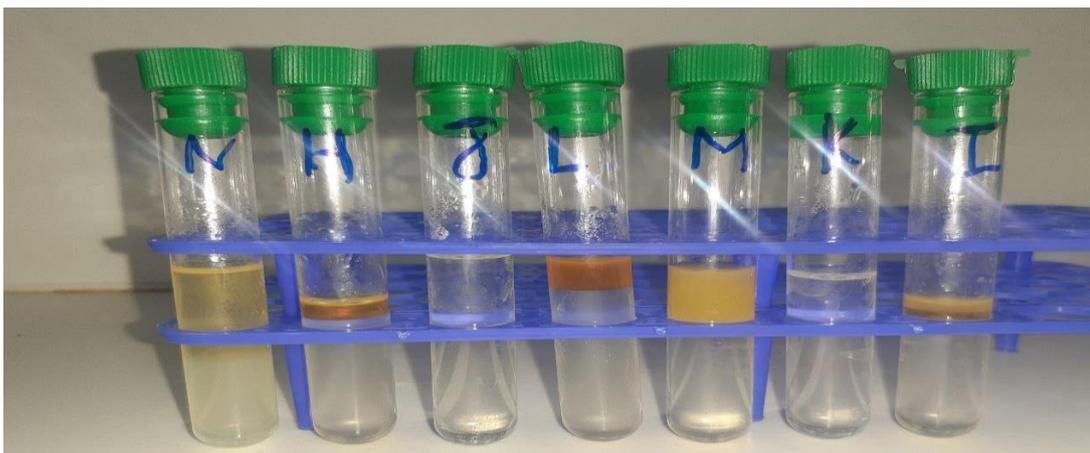


Figure III. 17 : compatibilité des mélanges: H, I, J, K, L, M, G à température 70 °C après 02heures de contact

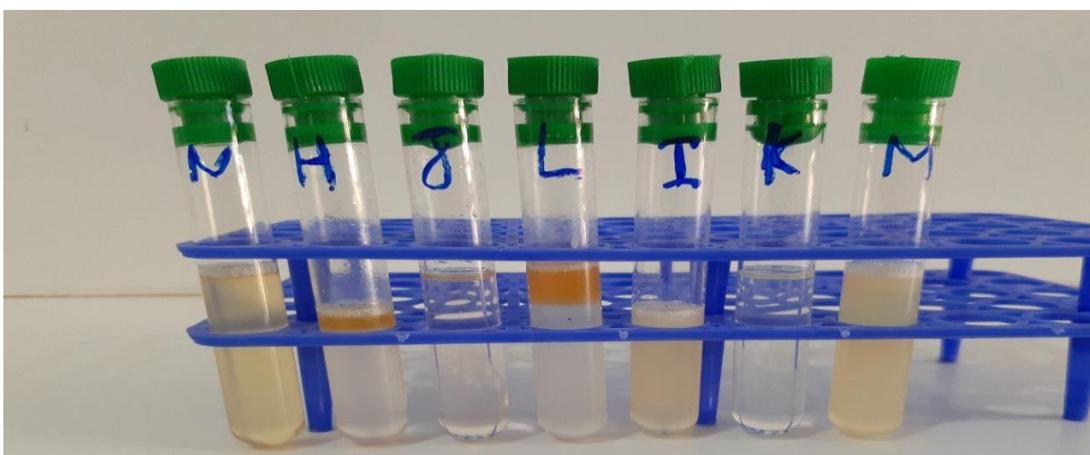


Figure III. 18 : compatibilité des mélanges: H, I, J, K, L, M, G à température 04 °C après 02 heures de contact

III.3.1.3. Interprétation des résultats

- ✓ Les trois produits de traitement: l'inhibiteur de corrosion **CRW85585**, le bactéricide **ALPHA11351** et l'anti-dépôt **INHIPOL AD32**, représentés par le mélange **A** à température ambiante, sont incompatibles entre eux, avec la formation de mousses. Le mélange **H** à 70°C et 04°C, les mousses disparaissent à 70°C, le mélange présente deux phases: une phase à volume dominant et une deuxième phase dont le volume est inférieur au volume initiale de chacun des trois produits. Dans une situation pareille, avec séparation de phase et où les volumes initiaux ne sont pas conservés, une incompatibilité du mélange est probable et des investigations plus poussées sont nécessaires.

Le mélange **C** à la température ambiante et Le mélange **L** à 70°C et 04°C (**AD32 + CRW85585**) est incompatible, où il présente une importante formation d'émulsion avec deux phases de volume différent. La même conclusion que celle sur le mélange **A** est valable.

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo4 dans le champ HMD

Le mélange **E** et le mélange **J** (**AD32** + **ALPHA11351**) s'est toujours montré compatible dans toutes les Conditions de l'essai (variation de température et variation du temps de contact).

- ✓ Les trois produits de traitement: l'inhibiteur de corrosion **CRW85585**, le bactéricide **ALPHA11351** et l'anti-dépôt **SCW85372**, représentés par le mélange **B** et le mélange **I** est incompatible, où il présente une importante formation d'émulsion et de mousses avec deux phases de volume différent. Pour le mélange **I** à 70°C et 04°C les volumes initiaux des phases ne sont pas conservés, et les mousses disparaissent à 70°C

Le mélange **D** à la température ambiante et Le mélange **M** à 70°C et 04°C (**SCW85372** + **CRW85585**) est incompatible, sont incompatibles entre eux, avec la formation de mousses. Les mousses disparaissent à 70°C et à la température ambiante après 48 heures.

Le mélange **F** la température ambiante et Le mélange **K** à 70°C et 04°C (**SCW85372** + **ALPHA11351**) s'est toujours montré compatible dans toutes les Conditions de l'essai (variation de température et variation du temps de contact).

- ✓ Le mélange **G** la température ambiante et Le mélange **N** à 70°C (**CRW85585** + **ALPHA11351**), sont incompatibles entre eux, où il présente deux phases de volume différent. Mais le mélange **N** à 04°C est compatible.

Le Tableau **III.9** représente les incompatibilités ou les risques d'incompatibilités sont observés dans les mélanges utilisés dans le test.

Tableau III.9 : tableau récapitulatif de l'étude de compatibilité

produits	AD32	CRW85585	ALPHA11351	CRW85585 + ALPHA11351	SCW85372
AD32		C et L Incompatible	E et J Compatible	A et H Incompatible	
CRW85585	C et L Incompatible		G et N Douteux		D et M Incompatible
ALPHA11351	E et J Compatible	G et N Douteux			F et K Compatible
CRW85585 + ALPHA11351	A et H Incompatible				B et I Incompatible
SCW85372		D et M Incompatible	F et K Compatible	B et I Incompatible	

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo₄ dans le champ HMD

III.3.2. Test industriel

Le test industriel désigne la détermination systématique de l'adéquation d'un produit, sur la base de critères et de normes établis et de méthodes de test généralement acceptées. Les tests industriels sont effectués dans le but de mesurer les propriétés mécaniques et technologiques d'un produit testé ou d'une partie de celui-ci dans des conditions destructives ou non destructives, en fonction des propriétés d'utilisation.

En sachant que les inhibiteurs mentionnés ci-dessus ont été injecté directement dans le réseau de dessalage sans être testé par un test industriel, On a pris le cas de l'inhibiteur de dépôt AD32 qui a été testé en laboratoire sur le mélange de l'eau de l'albien avec l'eau de cambrien. Les tests de laboratoire ont révélé une efficacité d'environ 93% à une dose de traitement de 200 ppm.

Et pour évaluer l'efficacité ce produit contre la formation des dépôts de sulfates de baryum dans les conditions réelles de production, un test industriel dans le champ sud de HMD a été réalisé au niveau d'un puits producteur d'huile salé le MD480, retenu comme puits pilote.

III.3.2.1. Conduite du test industriel

L'inhibiteur de dépôt AD32 est dilué à 200 ppm dans l'eau de lavage Albienne pour être injecté dans l'espace annulaire du tubing de production du puits MD 480, à l'aide de deux pompes doseuses de grande capacité (type BSB). Nous signalons que le puits MD 480 a été choisi par la région pour la réalisation de ce test pour sa prédisposition à former des dépôts de sulfate de baryum, d'une part et d'autre part, aux modifications dont il a subi (chemisage du puits). Les points de prélèvements pour le contrôle de l'efficacité du traitement ont été choisis de façon à prélever des échantillons d'eau de lavage traitée à la sortie de la pompe BSB vers l'intérieur de l'espace annulaire du puits, et pour l'eau produite au niveau de la tête de puits.

Une phase dure trois semaines et correspond à une dose de traitement donnée. A la fin de chaque semaine, un contrôle de l'éprouvette et du profil tubing est effectué, On passe à la phase suivante, avec une dose de traitement réduite si la phase qui vient de s'achever s'avère concluante.

Le test consiste est une succession des opérations suivantes :

- ✓ Suspending une éprouvette propre (tube métallique perforé) à l'intérieur du puits par un câble à une profondeur de 3 mètres, l'état de la surface de cette éprouvette nous renseignera sur l'efficacité de l'inhibiteur dans les conditions du fond.
- ✓ Installation de trois manchettes de contrôle propres au niveau des by-pass conçus sur la ligne de circulation du fluide, à des distances de 30 m pour la première manchette, de 1500 m pour la deuxième et de 3000 m du puits MD480 pour la dernière manchette et ce pour protéger les installations de surfaces.
- ✓ Injection de l'inhibiteur de dépôts à tester dilué dans l'eau d'injection à l'aide de pompes doseuse, avec un débit de sorte à ce que le rapport critique soit respecté. (60 % Eau-injection – 40 % Eau- gisement).
- ✓ Contrôle visuel de l'éprouvette après une semaine de test pour inspecter la surface de l'éprouvette contre une éventuelle déposition du sulfate de baryum. A la fin du test on observe les trois manchettes. Le contrôle visuel permet de voir la déposition du sulfate de baryum sur la surface de l'éprouvette et des trois manchettes si le produit n'est pas efficace. Parallèlement au contrôle visuel des manchettes et de l'éprouvette.

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo4 dans le champ HMD

Nous avons suivi le bilan des sulfates en solution et de sulfate de baryum formé. Ce suivi est basé sur le dosage des sulfates dans l'eau d'injection et dans l'eau de production, ainsi qu'à la détermination de la masse de solides formés dans l'eau de production.

III.3.2.2. Critères d'efficacité de l'inhibiteur de dépôts

- ✓ Absence de dépôts de BaSo4.
- ✓ Suivi quotidien des paramètres de production : Pression et température en tête de puits.
- ✓ Observation des manchettes installées sur la collecte du puits 1^{ère} (à 30 m du puits), 2^{ème} (à 1500 m au milieu de la collecte) et 3^{ème} (à 3000 m et avant l'entrée satellite E1C).
- ✓ Echantillonnage et analyse des dépôts
- ✓ Observation de la Duse du puits
- ✓ Le contrôle Wire Line : profil du tubing de production par un passage libre du calibre 46 mm.
- ✓ Analyse quotidienne du produit de traitement.

III.3.2.3. Résultat du test

- Paramètres de suivi du test / Observation visuelle

Un contrôle quotidien de la concentration de l'inhibiteur dans l'eau d'injection est effectué par spectroscopie UV visible au niveau du laboratoire. Pour assurer le bon déroulement du test, un suivi journalier des paramètres influençant le test industriel est effectué (voir Tableau III.10).

Tableau III. 10 : Les paramètres influençant le test industriel (phase 200 ppm)

Date et heure		Pression (bar)			Débit eau inj. mesuré (l/h)	Relevé compteur	Salinité (g)
		Totale	Annulaire	ligne			
24/06/11	9h45	29	43	18	780	88669	290
	17h00	30	22	18	730	88675	
25/06/11	8h15	24	35	18	860	Arrêt	270
26/06/11	8h15	24	18	18	824	88703	268
	16h00	24	28	18	810	88709	
27/06/11	9h00	24	28	18	840	88723	270
	16h00	24	20	18	846	88729	
28/06/11	8h00	24	20	18	846	88741	268
	16h15	24	22	18	834	88749	
29/06/11	8h30	24	40	18	828	88760	272
	16h30	24	20	18	858	88768	
30/06/11	7h30	24	30	18	880	88780	272
	17h15	24	25	18	870	88787	
01/07/11	9h00	Remontée de l'éprouvette				88799	-

Chapitre III : Traitement chimique de BaSo₄ dans le champ HMD

Tableau III. 11 : Résultats du suivi du test industriel

Date de contrôle	Observations
23/06/2011	<ul style="list-style-type: none">-Le service wireline n'arrive pas à contrôler le profile du tubing, ni à descendre l'éprouvette dans le puits.-Le puits donc est bouché.-L'après midi une opération de débouchage a été lancée par l'injection de plusieurs bouchons d'eau pour dissoudre le sel déposé sur le tubing de production.-Remise en production du puits et attente stabilisation des paramètres de puits.
24/06/2011	<ul style="list-style-type: none">-Observation visuelle de l'éprouvette et les trois manchettes avant le test.-Démarrage du test.
01/07/2011	<ul style="list-style-type: none">-Fin de la première semaine du test industriel.-Remontée de l'éprouvette par le wireline.Observation : Présence d'une couche uniforme de dépôts.-Descente du calibre (46mm) à l'intérieur de tubing, aucun frottement, passage libre jusqu'à 3464m.-Ouverture des trois manchettes.Les trois manchettes sont propres. <p>Suite à la présence d'une fine couche de dépôt sur l'éprouvette, la phase 200 ppm du test industriel de l'inhibiteur d'AD32 a été arrêtée.</p>

III.3.3. Test d'efficacité

L'objectif de cette étude est d'évaluer l'efficacité de l'inhibiteur à une concentration choisie en se basant sur le test industriel. Le test consiste à installer une manchette et un coupon contenant des trous de différents diamètres dans le bypass, et suivre la formation de dépôt pendant un mois chaque 4 jours, afin de prédire la durée de formation de dépôt et leur épaisseur.

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

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

E : efficacité de traitement.

Q_{après}: débit après traitement.

Q_{avant}: débit avant traitement.

Chapitre IV

Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

IV.1. Inhibition de BaSo4

La morphologie, la composition, le nombre et la taille des cristaux de barytine sont affectés par la présence de l'inhibiteur de dépôt à une concentration supérieure, égale ou inférieure à la concentration minimum en inhibiteur.

Les mécanismes à travers lesquels les complexes inhibiteurs agissent pour contrôler la formation de tartre sont liés à la performance de ces inhibiteurs, déterminée par rapport à la concentration résiduelle en solution après un certains temps de séjour. L'efficacité de l'inhibition de BaSO4 est donnée par l'équation suivante :

$$EI\% = \frac{C_t - C_B}{C_0 - C_B} \cdot 100$$

Avec :

EI% : Efficacité de l'inhibiteur.

C_t : Concentration du baryum dans l'échantillon (à l'instant t)

C_B : Concentration du baryum dans la solution à blanc (sans inhibiteur)

C₀ : Concentration initiale du baryum dans la solution avec inhibiteur (à t = 0). C₀ est ajouté

Dans l'échantillon d'essai pour l'analyse par ICP à des intervalles réguliers pour tenir compte des erreurs instrumentales. [14]

IV.2. Evaluation de l'efficacité d'inhibiteur AD32

IV.2.1. Etude de cas des puits (HGA8, MD411, MD525, MD226, MD628 et MDZ556)

Le produit de traitement AD32 est l'inhibiteur principal utilisé au champ de HMD contre la formation des précipités de BaSO4

Par l'analyse des échantillons de dépôts on a trouvé des pourcentages considérables de BaSo4 ainsi que des autres dépôts dans des puits salés sont en état d'injection continue d'eau albien traité avec l'inhibiteur AD32 pour le dessalage, ce qui prouve l'efficacité de cet inhibiteur dans le champ HMD :

Cette étude a été adoptée sur la comparaison entre la formation des dépôts dans les différents puits du champ HMD (Figure IV.1) voir qui nous avons choisi (HGA8, MD411, MD525, MD226, MD628 et MDZ556) :

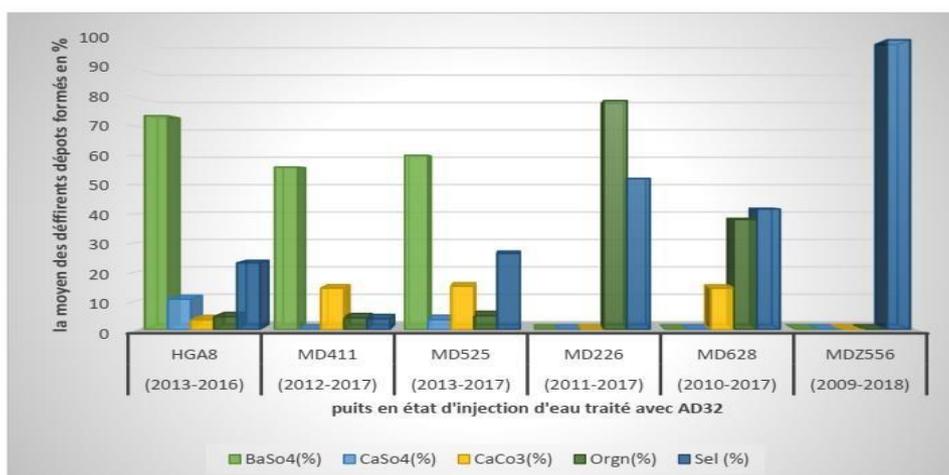


Figure IV.1 : L'analyse des dépôts formés durant l'injection d'inhibiteur AD32 [15]

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

D'après la figure : 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, dans les autres 3 puits MD226, MD628 et MDZ556, une absence de BaSo₄ et CaSo₄ et un pourcentage élevé de sels et de dépôts organique. Tout dépend sur Plusieurs facteurs affectés sur l'efficacité d'inhibiteur AD32. [15]

IV.2.2. Etude de cas puits ONIZ432

Le puits ONIZ432 est un puits producteur d'huile, il a été foré le 06/06/2008 située dans la zone HZN. [2]

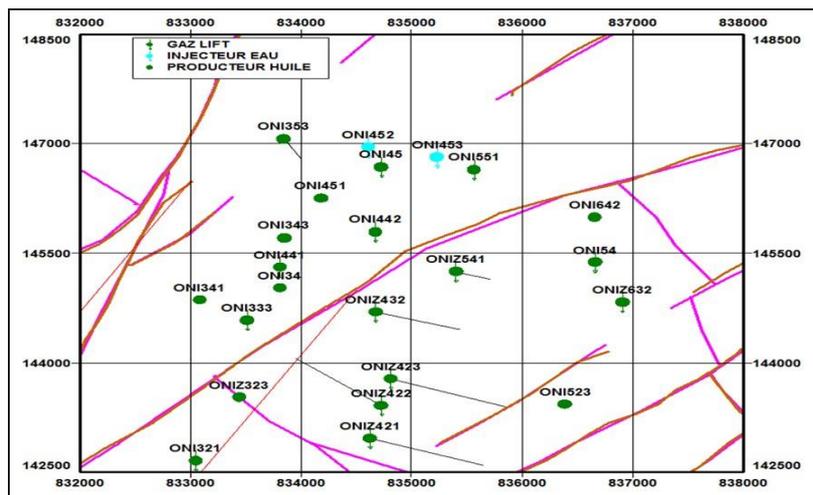


Figure IV.2 : Carte de positionnement de puits ONIZ432

- Les données du puits ONIZ32

Tableau IV.1 : Résultats des tests de puits ONIZ432

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

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

D Duse (mm)	Q Huile (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			T huile (°c)
			Tête	Pipe	Sép	
15	3.05	1162	26.49	17.73	17.19	22
15.08	0.25	41221	24.1	21.1	--	--
15.08	2.13	1360	33.4	17.6	--	--
15.08	0.95	2288	25.75	15.92	16.38	21
15.08	0.15	5218	32	18	5.3	34
15.08	1.39	530.27	381	26.1	13.6	34
15.08	0.16	9953	17.4	12.13	14.29	36
15.08	0.63	2024	23.3	9.19	--	27
15.08	0.83	1187	18.2	10.1	--	33

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

• Problème du puits ONIZ432

On a constaté une chute de potentiel du puits ONIZ432. A l'aide des résultats d'analyse en Laboratoire (voir Tableau IV.3 et Figure IV.3) on a confirmé l'existence de BaSO₄, Silice, sels (NaCl) et CaSO₄, dans le tubing et aux abords du puits. Il est suspecté en raison de l'incompatibilité de l'eau injectée (contient du sulfate) et l'eau de formation (contient du baryum) crée un dépôt de BaSO₄.

Tableau IV. 3 : Résultats d'analyse d'un échantillon de puits ONIZ432

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

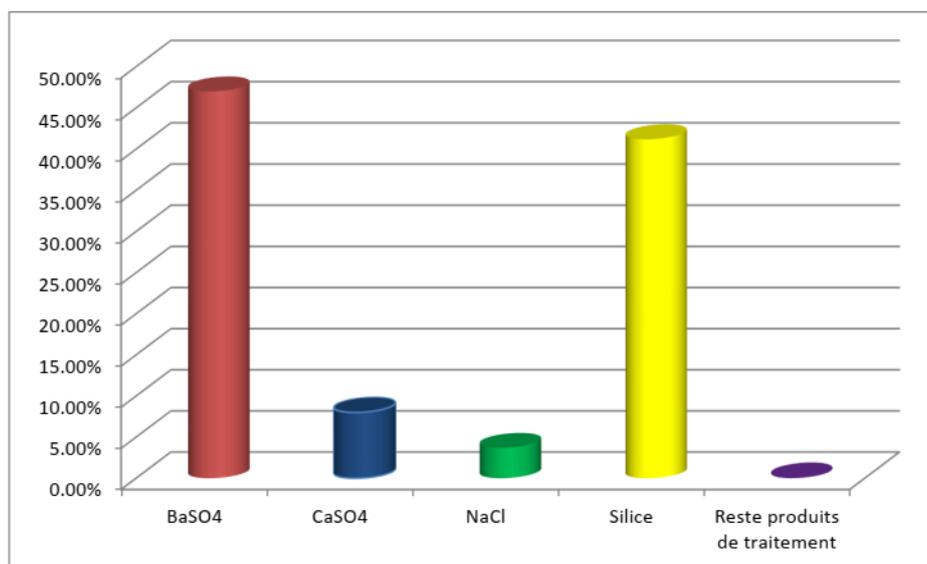


Figure IV.3 : type des dépôts dans puits ONIZ43

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

- ✓ une perturbation du débit de production.
- ✓ une diminution du débit de **1.39 m³/h** jusqu'au **0.16 m³/h** correspond à une chute de **1.23 m³/h** à cause de la précipitation de dépôts de sulfates de baryum.
- ✓ une variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs du débit de production.

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

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

Tableau IV. 4 : Résultats des tests de Jaugeage avant l'opération

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

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

Tableau IV. 5 : Résultats des tests de Jaugeage après l'opération

D duse (mm)	Q Huile (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			T huile (°c)
			Tête	Pipe	Sép	
15.08	0.63	2024	23.3	9.19	–	27
15.08	0.83	1187	18.2	10.1	–	33

IV.2.2.1. Interprétation des résultats

L'augmentation de débit de production et stabilisation à un bon débit pour un mois, cette augmentation est justifiée par l'élimination de l'endommagement causé par le sulfate de baryum.

IV.2.2.2. Efficacité de Traitement

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

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

E : efficacité de traitement.

Q_{après} : débit après traitement.

Q_{avant} : débit avant traitement

Le puits ONIZ432 :

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

L'efficacité de traitement du puits ONIZ432 est : E = 80,72 % [2]

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

IV.2.3. La concentration d'inhibiteur AD32 de champ HMD

La concentration optimale de l'inhibiteur peut être déterminée par un test industriel avec différentes concentrations (300, 250, 200, 150ppm) afin d'obtenir une concentration minimale efficace.

D'après le teste industriel dans le champ HMD. Le produit inhibiteur de dépôt INIPOL AD32 est efficace à 100% dans les conditions de fond et de surface du champ de HMD pour une concentration optimale de 200ppm.

Il est possible que le changement de concentration soit causé par un calcul incorrect de la quantité de produit requise pour atteindre la concentration optimale, ou par un changement du débit des eaux d'injection ou de gisement (voir Tableau IV.6) a cause de :

- ✓ Le changement de débit eau d'injection peut être provoqué par l'ouverture et la fermeture des puits, car il n'y a pas des pompes intelligentes qui permettent le passage de la quantité nécessaire d'inhibiteur ajouté à l'eau pour obtenir la concentration optimale.
- ✓ Le changement de débit d'eau gisement peut être causé par des modifications dans la structure du réservoir ou le contact le fond du puits-réservoir (failles, fractures, changement de la perméabilité (skin négatif ou positif)...).

Il permet de créer les dépôts suivants :

- ✓ Le dépôt de sulfate de baryum se forme en raison d'une concentration faible.
- ✓ Le dépôt de produit de traitement (Figure IV.4) se forme en raison d'une concentration élevée.



Figure IV.4 : Dépôt produit de traitement [12]

Tableau IV. 6 : Les causes du changement de la concentration au cours du traitement

Concentration	Elevé (>200ppm)	Faible (<200ppm)
Q eau injecté	Diminution → fermeture des puits, réduction de diamètre de pipe (précipitation d'un dépôt)	Augmentation → ouverture des puits
Q eau gisement	Diminution → endommagement skin>0	Augmentation → venue d'eau, skin<0
Salinité du mélange	Augmentation → débit de dessalage faible ($S_m \geq 250g/l$)	Diminution → débit de dessalage élevé ($S_m \leq 180g/l$)
Dépôt résultant	Dépôt produit de traitement	Dépôt sulfate de baryum

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

IV.2.3.1. Suivre la concentration d'AD32 par débit d'eau

Le tableau IV.7 représente la suivre de dosage dans laboratoire d'inhibiteur envoyé vert les puits d'huile salées pour la confirmation et le réglage parce que comme en observe la concentration de AD32 toutefois change à cause des facteurs extérieurs ; il faut donc le corrigé vers le bon dosage.

Tableau IV. 7 : Les analyses de la concentration de l'anti-dépôt AD32

Station	Concentration de traitement	Concentration d'AD32	Débites d'eau	Analyse des dépôts
Z14	200 ppm	223	stable	Aucune formation d'un de dépôts
		400	Diminué	Produits de traitement + autre dépôts
		130	Augmenté	BaSO ₄ + autre dépôts
		65	Augmenté	BaSO ₄ + autre dépôts
HGA	200 ppm	196	stable	Aucune formation d'un de dépôts
		90	Augmenté	BaSO ₄ + autre dépôts
		440	Diminué	Produits de traitement + autre dépôts
		344	Diminué	Produits de traitement + autre dépôts
WIC	150 ppm	165	stable	Aucune formation d'un de dépôts
		111	Augmenté	BaSO ₄ + autre dépôts
		322	Diminué	Produits de traitement + autre dépôts
		80	Augmenté	BaSO ₄ + autre dépôts
CINA	180 ppm	130	Augmenté	BaSO ₄ + autre dépôts
		305	Diminué	Produits de traitement + autre dépôts
		162	stable	Aucune formation d'un de dépôts
		100	Augmenté	BaSO ₄ + autre dépôts
CIS	180 ppm	182	stable	Aucune formation d'un de dépôts
		380	Diminué	Produits de traitement + autre dépôts
		254	Diminué	Produits de traitement + autre dépôts
		109	Augmenté	BaSO ₄ + autre dépôts



Bon dosage



Sur dosage



Dosage insuffisant

IV.2.3.2. Etude de cas des puits (HGA3, HGA9, HGA16, HGA17)

- la problématique

La production du pétrole dans la région de HASSI GEUTTAR 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. Malgré l'injection se fait d'une façon continue dans les puits HGA pour dissoudre le sel, les tests de jaugeages prouvent une diminution nette du débit de production pendant les années passées dans les puits suivent (HGA3, HGA9, HGA16, HGA17) (voir Figure IV.5) cette diminutions signale le bouchage detubing. [16]

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

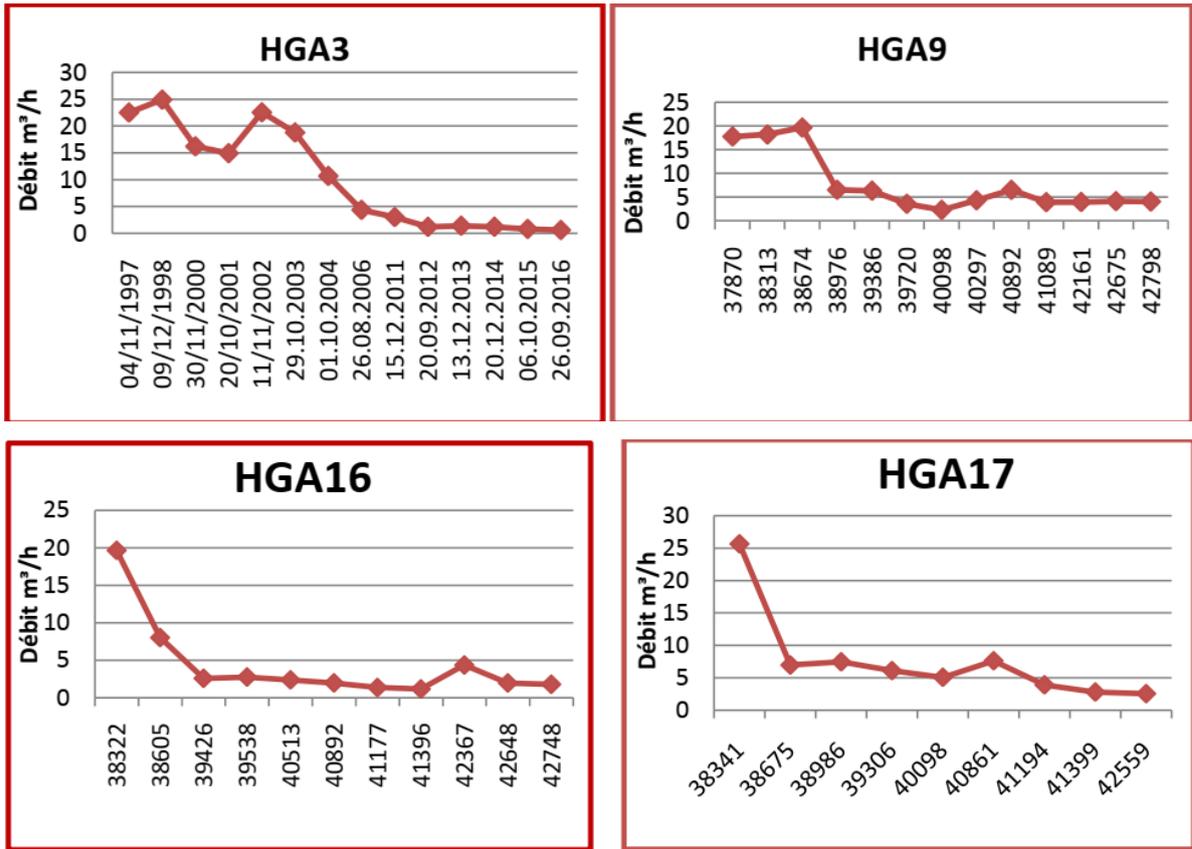


Figure IV.5 : la diminution du débit d'huile des puits HGA3, HGA9, HGA16 et HGA17 [16]

- l'analyse des dépôts

Par l'analyse des échantillons (Figure IV.6) on a trouvé un pourcentage considérable de NaCl ainsi que de BaSO4 ce qui prouve que la quantité d'eau injectée n'est pas convenable pour un dessalage efficace, la figure montre les analyses des échantillons de chaque puits.

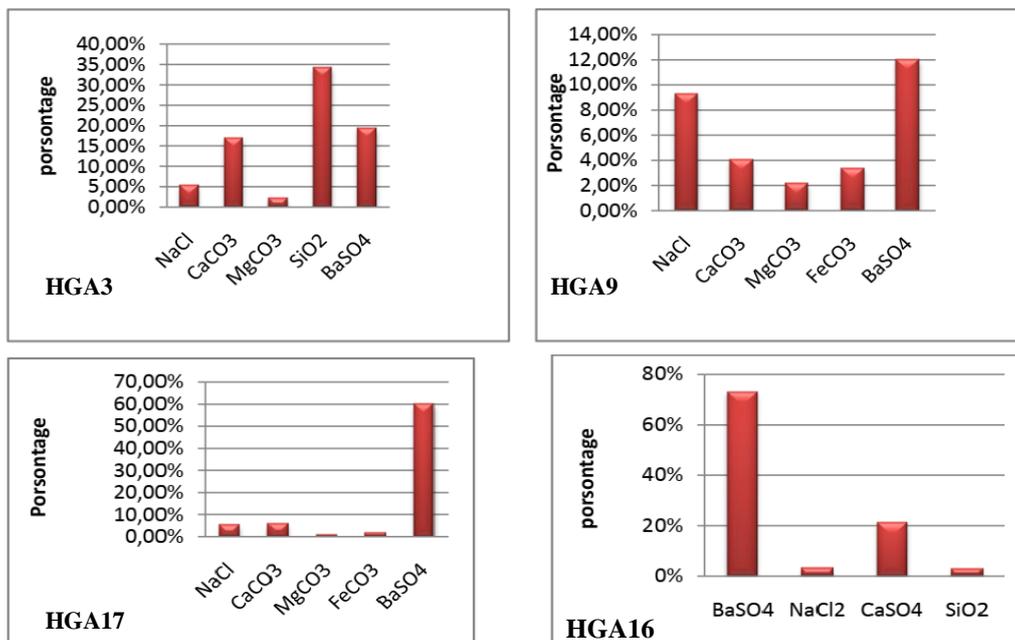


Figure IV.6 : Analyse de dépôt des puits HGA3, HGA9, HGA16 et HGA17 [16]

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

A partir des résultats de laboratoire nous remarquons que la concentration d'AD32 à l'entrée des puits est perturbée (voir Tableau IV.8), quant à sa quantité à la sortie est insuffisante

La quantité de traitement comprise entre 150 ppm et 160 ppm en fonction de celle présente dans le réservoir ; il est préférable de doubler la quantité de centre de traitement entre 250 ppm-260 ppm afin de réaliser le traitement complet d'eau située en bas, et assurer une concentration considérable de phosphonate pour terminer le traitement dans la partie supérieure (les collectes)

Tableau IV. 8 : Les suivis de contrôle dosage d'AD 32[16]

Puits	Entrée		Sortie		
	AD32 (ppm)	PH	Fe (mg/l)	AD32 (ppm)	So ₄ (mg/l)
HGA3	276	6.3	512	40	
HGA9	141	5	1160	12	1004
HGA16	85	5.1	960	4	292
HGA17	94	5	1680	6	350
HGA8	270	5.68		20	
HGA3	234	4.7	2280	18	
HGA9	220	4.6	2200	30	
HGA9	305	4.78	1400	26	
HGA17	370	4.6	512	30	
HGA3	181	5.04	60	16	
HGA9	182	6.3		40	
HGA16	166	6.26	2400	24	
HGA17	194	5.16	2200	20	

Les suivis de dosage montrent que la quantité d'AD32 à la sortie est insuffisante, en plus l'eau arrivée au puits n'est pas bien traitée car le traitement de la région HGA nécessite une concentration de **250 ppm** selon le test industriel donc on va régler ces concentrations résiduelles avec débit d'eau optimisé, pour cela il faut :

- ✓ Suivre le contrôle du dosage chaque jour.
- ✓ Assurer une concentration de 250 ppm d'AD32 à l'entrée du puits pour éviter la perturbation du dosage.
- ✓ Assurer que la quantité résiduelle d'AD32 soit suffisante pour finaliser le traitement dans la ligne jusqu'à la séparation. [16]

IV.2.4. Rupture de stock

C'est l'indisponibilité d'un produit ou une matière première. Et cela est dû à un épuisement provisoire de leur nombre en magasin ou en entrepôt. Lorsque cela se produit, il est alors impossible pour tout client de l'avoir sur le champ. Il faut alors patienter jusqu'à ce que les stocks soient réapprovisionnés ou passer une précommande afin de réserver l'article voulu.

Les raisons à l'origine des ruptures de stock sont hétérogènes et peuvent se situer à différents points de la Supply Chain. Voici quelques exemples :

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

- ✓ Une augmentation inattendue de la demande.
- ✓ Une mauvaise planification de la demande.
- ✓ Un décalage entre les données de stock enregistrées et la réalité.
- ✓ Des retards de transport.
- ✓ Des retards fournisseurs.
- ✓ Des erreurs humaines pouvant surgir au cours de l'une des étapes de la Supply Chain.

Tableau IV. 9 : Le nombre des puits ayant le problème des dépôts de BaSO₄ (2016 - 2020) [13]

Année	Nombre de puits ayant les depot de Baso4	Noms des puits
2016	20	MDR11 - MD411 - MD516 - MD629 - OL6 - HGA 8 - MD316 - MD490 - OMM402 - MD155 - OMJ723 - HGA 16 - MD161 - MD262 - HGA9 - MD264 - MD480 - MD235 - MD660 - MD481
2017	15	MDZ651 - OML75 - OL6 - MD660 - ONIZ432 - HGA 16 - MD237 - OMN761 - HGAW3 - OMN601 - HTF23 - OMJ771 - MD612 - MD525 - MD474
2018	21	MD269 - OMJ22- HGA16 - OML822 - OMN41 - MD516 - MD439 - ONMZ751 - HGA8 - OMM 532 - ONI501 - ONIZ632 - MD480 - OMF502 - MD420 - OMN56B - OMG512 - OMLZ562 - MD525 - MD353 - ZCINA
2019	20	MD513 - HGA8 - OMM532 - OMP85 - MD353 - MD66 - OMO751 - MD421 - OMM302 - RDC26 - ONM234 - HGI4 - OMJ33 - MD676 - MD497 - HGAW5 - OMN601 - MD525 - ONI54 - ONIZ632
2020	35	MD201 - ONI45 - OML832 - ONM223 - MD413 - MD235 - MD218 - ONMZ473 - HGA7 - OML822 - OMN 442 - MD269 - ONI551 - OML832 - MD676 - ONIZ413 - ONM13 - MD235 - HGAW3 - MD387 - HGA8 - MD513 - HGA9 - MD685 - ONMZ513 - ONIZ432 - OMO36 - ONM471 - MD633 - MD413 - ONIZ632 - MD744 - HGA16 - MD612 - ONM11

Selon le tableau **IV.9**, On peut mentionner les interprétations suivantes :

- ✓ Avant l'année 2022, Le nombre de puits ayant les grosses précipitations de sulfate de baryum était d'environ 20 par an dans le champ de HMD, qui tient à une raison principale qui est l'injection de l'AD32 dans les circuits d'eau afin d'éviter la formation des sulfates de baryum.
- ✓ Pendant l'année 2022, L'augmentation importante du nombre des puits ayant les dépôts de BaSO₄, Ceci s'explique par le manquement de l'AD32 (à cause des circonstances exceptionnelles), et l'utilisation des autres inhibiteurs qui n'ont été pas à la même efficience par rapport à l'AD32. [13]

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

Les résultats obtenus sont présentés comme suit dans la Figure IV.7 :

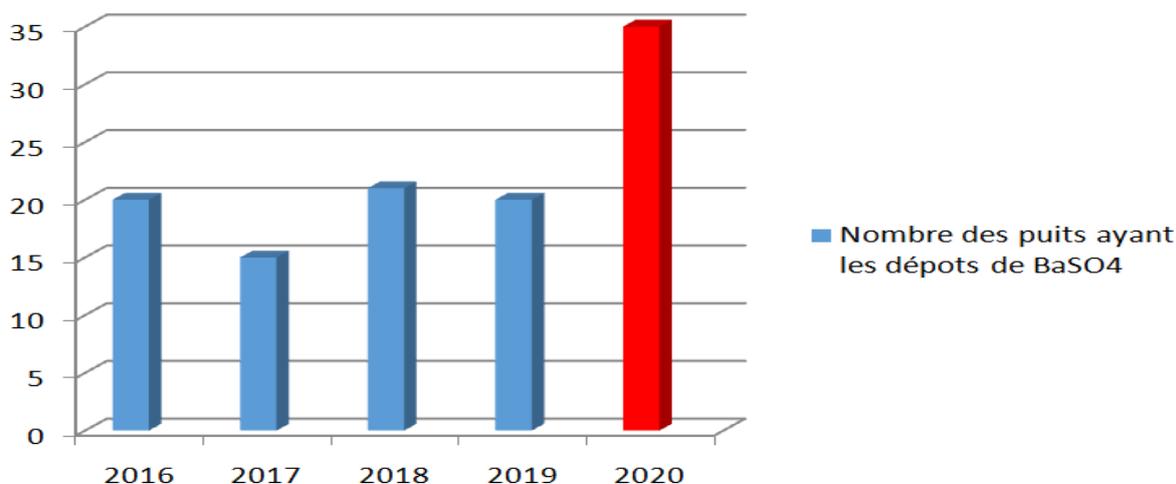


Figure IV.7 : L'augmentation du nombre des puits ayant le problème des dépôts de BaSO4 (2016 - 2020) dans le champ de HMD [13]

IV.2.4.1. Aperçu sur les nouveaux inhibiteurs utilisés

A partir du 2022, Une rupture du stock de l'anti dépôt AD32 nécessite l'utilisation des autres inhibiteurs requis d'autres champs pétroliers (BBK, Ourhoud, GSA)

Le tableau IV.10 exprime les demandes de cession concernant des différentes quantités des inhibiteurs. [13]

Tableau IV. 10 : Les différentes cessions des inhibiteurs de dépôts [13]

Produits Mois	BIOCIDE (BACTRON B 1125)	ANTIDÉPOT	Inhibiteur de corrosion
Janvier	2	Stock zéro	8 futs Norust CR 486
Février	Réception commande 450 futs AD32		
		155 AD32	4
Mars		42	8
Avril		114	24
	Restitution 60 AD32 au groupement GSA		
Mai		92	28
Juin		41	27
Juillet	Cession 80 futs SCW85375 (baker) du GEA		
	5	64	
Août	Cession 40 futs CHIMEC1264 du BBK		
	12	40	
Septembre	Cession 30 futs CHIMEC1264 du BBK		
		35	
Octobre	Cession 50 futs CHIMEC1264 du BBK		
		13	
Novembre	Cession 20m ³ (100 futs) futs SCALETREAT837C du HBNS		

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

D'après le tableau IV.10, les différents inhibiteurs qui ont remplacé l'AD 32 pendant sa rupture de stock sont : SCW85375, SCALETREAT837C, CHIMEC1264 et même FQS113.

IV.2.5. Facteurs affectant l'efficacité d'AD32

- ✓ La généralisation du traitement d'eau injecté dans les puits salés dans le champ HMD.
- ✓ Concentration inférieure ou supérieure de la dose étudiée à cause de la dilution au cours de transport, mauvais mélange dans les installations de traitement ou fuite dans la ligne de canalisation.
- ✓ Les problèmes inconnus dans le processus de pompage d'eau injecté (pompage discontinu)
- ✓ Les particules d'inhibiteur lourd (décantation).
- ✓ L'influence de température et la pression sur l'inhibiteur (inactif).

IV.3. Evaluation de l'efficacité d'inhibiteur SCW85372

IV.3.1. Etude de cas de puits MD413

Le puits étudié doit être un puits salé qui nécessite une injection d'eau. Au fil du temps, une production de l'eau de gisement apparaît dans le puits due au Water Coning, L'incompatibilité entre cette eau de formation et celle d'injection utilisée pour le dessalage provoque la formation des sulfates de baryum (l'eau de formation chargé en Ba^{2+} , et l'eau injectée chargée en élément sulfate So_4^{2-}).

Le puits MD413 est un puits de production de pétrole situé dans la zone 15 Central foré le 30/01/1987, le puits produit à travers des tubes de 4''^{1/2} pouces et est équipé de tubes CCE 1''66 pour la poursuite du dessalement de l'eau. [13]

Ci-dessous se trouve la carte de localisation détaillée du puits MD413 par rapport aux autres puits voisins.

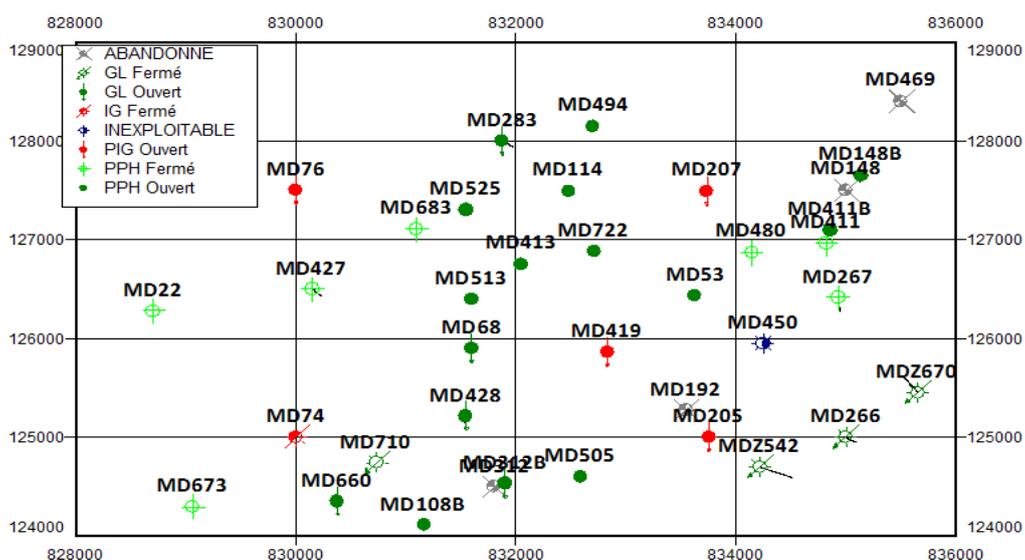


Figure IV. 8 : Carte de positionnement du puits MD413 [13]

Chapitre IV : Evaluation l'efficacité des inhibiteurs dans le champ HMD

III.3.1.4. Identification des problèmes du puits

Le puits MD413 est connu par les problèmes suivants :

- ✓ Des dépôts de sulfates de baryum.
- ✓ Des dépôts de sulfates de calcium.
- ✓ Des dépôts de sels.
- ✓ Et même des dépôts de sulfates de magnésium.

Peu importe qui sont les causes des bouchages fréquents, ils engendrent toujours une chute majeure de la production du puits.

Nous avons constaté une chute de potentiel du puits MD413 (Durant cette période, l'inhibiteur de dépôts utilisé est SCW85372). A l'aide des résultats d'analyse en laboratoire on a confirmé l'existence de BaSO₄ dans le tubing et aux abords du puits. Il est suspecté en raison de l'incompatibilité de l'eau injectée (contient du sulfate) et l'eau de formation (contient du baryum) crée un dépôt de BaSO₄. [13]

III.3.1.5. 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 de brut tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. D'après les résultats de Jaugeage, On peut mentionner l'interprétation suivante :

Une diminution de débit d'huile de 6.99 m³/h jusqu'au 4.1 m³/h et puis jusqu'au même à un débit nul, ce qui montre l'influence de ce problème malgré l'injection des inhibiteurs de dépôts de BaSO₄ (l'utilisation de l'inhibiteur SCW85372) pendant cette période. [13]

III.3.1.6. Discussion de résultats

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

- ✓ une perturbation du débit de production.
- ✓ une diminution du débit de 6.99 m³/h jusqu'au 4.1 m³/h et puis jusqu'au même à un débit nul (Dépôt de BaSO₄ à 100%) est à cause de la précipitation de dépôts de sulfates de baryum après l'utilisation du SCW85372 (inhibiteur inefficace).
- ✓ une variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs du débit de production.
- ✓ une augmentation de débit de production est justifiée par l'élimination de l'endommagement causé par les sulfates de baryum, en utilisant le traitement curatif (Scale Blaster par l'opération de Coiled Tubing). [13]

IV.3.2. Analyse dépôts de champ HMD après l'utilisation d'inhibiteur SCW85372

Par l'analyse des échantillons de dépôts (Figure IV.9) on a trouvé un pourcentage considérable de BaSO₄ ainsi que les autres dépôts de sulfate quant on injecte SCW85372, ce qui prouve l'efficacité de cet inhibiteur dans le champ HMD :

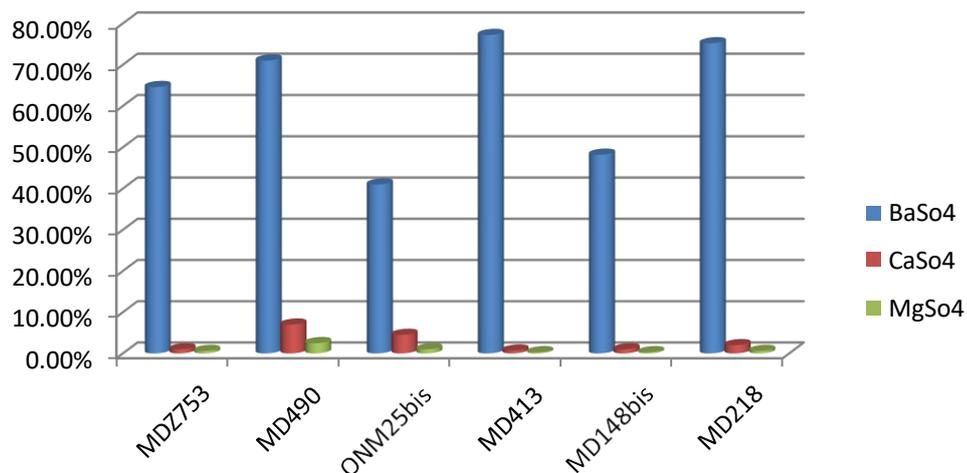


Figure IV. 9 : L'analyse des dépôts Après de l'utilisation de l'inhibiteur SCW85375

D'après ces résultats d'analyse des dépôts et les différents résultats obtenus lors des plusieurs études, on remarque que la formation de dépôt BaSo4 dans la période d'injection de SCW85375 atteint des pourcentages très élevée, cela indique qu'il a un effet inverse.

Conclusion
Et
Recommandation

Conclusion et recommandation

Les dépôts de sulfate de Baryum constituent un problème difficile à gérer par les industriels du pétrole qui utilisent la récupération par injection d'eau. Ces dépôts minéraux résultent de l'incompatibilité entre l'eau d'albien riche en sulfates So_4^{-2} et celle du cambrien riche en baryum Ba^{+2} . Le problème du dépôt de sulfates de baryum a été observé à tous les stades de la production et du traitement du pétrole, au niveau de réservoir, des tubes de production et des installations de surface.

Ce travail présente une étude de l'efficacité des deux inhibiteurs AD32 et SCW85372 testés dans la région de HMD et les moyens utilisés pour traiter la précipitation des dépôts de sulfate de baryum (préventif et curatif).

L'objectif de ce travail est d'étudier la formation et l'inhibition de dépôt de BaSO_4 par l'utilisation de l'inhibiteur AD32 et par d'autres nouveaux inhibiteurs SCW85372. Les résultats obtenus dans cette étude ont permis de savoir l'importance de l'anti dépôt mentionné ci-dessus et son efficacité par rapport aux autres produits sur l'empêchement de formation de dépôt.

Les résultats obtenus montrent que l'addition des nouveaux inhibiteurs réduit la production des puits ayant les gros précipités de BaSO_4 , Cette diminution du potentiel et l'inefficacité de ces produits dans le champ de HMD sont dû particulièrement à des différents facteurs :

- ✓ L'hétérogénéité des réservoirs entre les différents champs (Par exemple le cas du SCW85372 qui a prouvé son efficacité au champ BBK, et par contre au champ de HMD il est considéré comme inhibiteur inefficace).
- ✓ Les nouveaux inhibiteurs utilisés ne sont pas tous destinés à l'inhibition des dépôts de BaSO_4 seulement. Parmi ces produits, il y en a quelques qui sont destinés à l'inhibition des dépôts de CaSO_4 (Par exemple, Le SCALETREAT837C est utilisé pour l'empêchement de la formation des dépôts de sulfates de calcium).
- ✓ L'injection avec le dosage habituel (200 ppm pour l'AD32) entraîne parfois des surdosages et des fois des manques de doses, Ce qui peut être un fort argument de l'inefficacité des éléments de traitement utilisés (le manque des doses entrave l'efficacité des produits, alors que le surdosage provoque l'apparition d'un nouveau dépôt jaunâtre (phosphates)).
- ✓ L'application directe des inhibiteurs neufs sans faire le test industriel (en raison de la rupture du stock et l'incapacité d'importer à nouveau l'AD32).

Nous donnons également à la fin des solutions qui nous les voyons efficaces pour l'empêchement de la formation de ces composés de sulfate et qui sont :

- ✓ L'utilisation de l'eau séparée à l'huile pour le dessalage.
- ✓ La construction deux grands réservoirs (un au nord et l'autre au sud de HMD) remplis d'eau traitée par l'anti-dépôt pour l'utiliser dans les bouchons d'eau.
- ✓ Le contrôle du débit d'eau et le dosage.
- ✓ Faire des tests industriels des nouveaux inhibiteurs avant leur injection dans le système à inhiber.
- ✓ Faire une liste des inhibiteurs (Déjà testé et validé) pour les utiliser en cas de rupture de stock.

Référence
Bibliographique

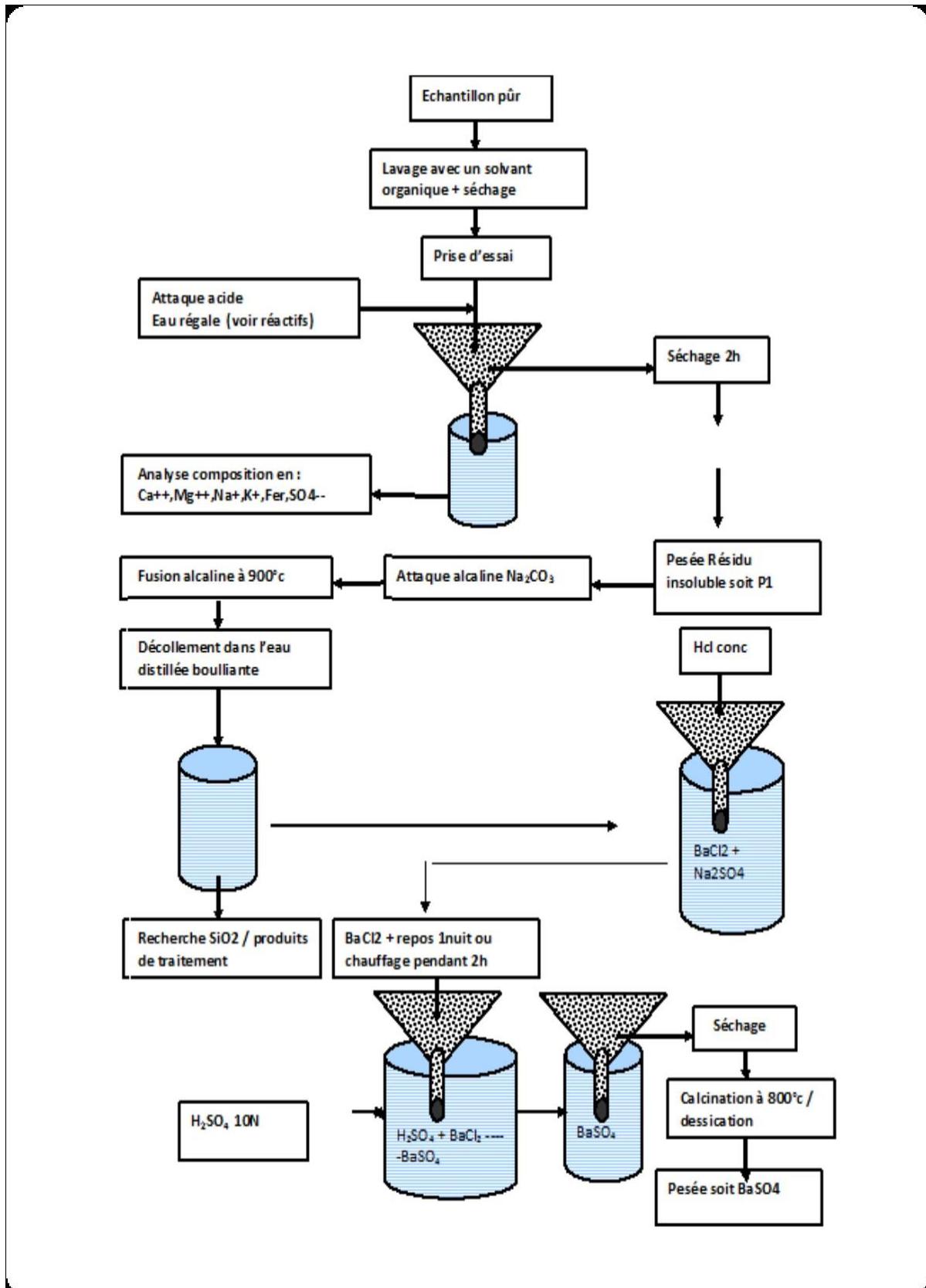
Références Bibliographique

- [1] : Righi Radia et Dida Dounia. Caractérisation des dépôts organiques dans les puits des champs pétroliers, génie des procédés, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2022.
- [2] : Mokhtari Romaiassa et Zouache Loubna. Contribution au traitement des sulfates de baryum par l'AD32 et stabilisation par l'utilisation des résines. Université Kasdi Merbah Ouargla, 2020, 55p.
- [3] : Ben Derradji Rima et Boudaouche Khadida. Influence de l'inhibiteur anti dépôts (AD32) sur la croissance de dépôts de sulfate de baryum, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2019, 61p.
- [4] : Akabli Abdelhamid et Alem Ibrahim et Haibaoui Mohammed. Analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum (BaSo4) dans le champ de HMD (puits ONIZ432, MD660 et OL6). Université Kasdi Merbah Ouargla, 2018, 63p.
- [5] : Imhamed SAA. Application of magnetic susceptibility measurements to oilfield scale management, Institute of petroleum engineering Heriot-Watt, University Edinburgh, Scotl and, UK April 2012.
- [6] : Djaout Chaima et Abadi Racha. Contribution au traitement des sulfates de baryum par déminéralisation de l'eau d'injection dans le champ HMD, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2021.
- [7] : Boulbina Ramdhane, Djebali Abdelkader, Belaachi Abdelhamid Haitem. Les impacts des dépôts minéraux sur la production du champ de HMD sud, Université Kasdi Merbah Ouargla. 2018.
- [8] : Toumi Ibrahim. Contribution à l'analyse de sulfate de baryum dans les puits MD480 et MD525 au niveau du champ HMD, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2020.
- [9] : Lucas F.F. Corrêa. Review of barium sulphate solubility measurements. September 2022, volume 104, 102465.
- [10] : Diallo Kassoum. Complexation des métaux par acide carboxylique, ester et EDTA : Focalisation sur le Baryum en vue d'empêcher sa précipitation dans les eaux d'injection du pétrole. Chimie appliquée. mostaganem. universite abdelhamid ibn badis. 2022-2023
- [1] : Bedrina Mohammed et Bensalem Oussama. Evaluation de traitement chimique de dépôt par inhibiteurs (AD32, ICE, BC) dans le champ HMD, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2023.
- [11] : Mohamed Ali Arbaoui. Traitement de dépôt des sulfates de baryum. Thèse doctorat. Université Kasdi Merbah Ouargla, 140p.
- [12] : Hablal Mohamed Rafik, Hadj Youcef Mohamed Amine. Etude de l'efficacité du traitement chimique de sulfate de baryum dans le champ de Hassi Messaoud. Mémoire de Master. Université Kasdi Merbah Ouargla. 2021
- [13] : Larbaoui Karima. Analyse et traitement de sulfate de baryum. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [14] : Bengana Atik, Tati Saif Eddine. Analyse et Traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile - Champ Hassi Messaoud. Université Kasdi Merbah Ouargla. 2019
- [15] : Boukelmoune Omar el Isslem, Bouaoune Sara, Tamma Sabrina. Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA. Université Kasdi Merbah Ouargla. 2017

Annexe

Annexe 1

L'analyse de dépôts :



Annexe

➤ **Mesure de teneur en NaCl :**

• **Protocole :**

On prend 1g (séché et broyé) est dissous dans un volume d'eau avec chauffage.

La solution sera ensuite filtrée, on complète à 100 ml par l'eau distillée. On prélève 5ml d'une fiole conique et on les dose par AgNO₃ (0.1 ou 0.01n) en présence d'indicateur K₂CrO₄.

• **Résultats :**

Soit v le volume dépenser d'AgNO₃ % NaCl = 2.58.45.V.N

Pour un :

- ✓ V=0,3
- ✓ PE=5ml
- ✓ N=0,1

Le pourcentage de NaCl est de : 3,5%.

➤ **Mesure de teneur en BaSO₄ :**

• **Attaque acide**

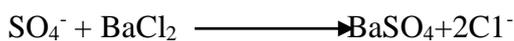
- ✓ Laver, Sécher et broyer l'échantillon ;
- ✓ Prélever 1g de l'échantillon dans 30 ml d'eau régale (20 ml de HCl +10 ml de HNO₃) évaporer complètement la solution.
- ✓ Ajouter 20 ml de Hcl et évaporer à sec, puis 10 ml d'eau distillée laisser bouillir pendant 1mn, répéter l'opération précédente en ajoutant 20 ml d'eau bouillir pendant
- ✓ 10mn et enfin 100ml d'eau distillée et une ébullition de 15mn, puis filtrer ;
- ✓ Après filtration le précipité est gardé et le filtrat est ramené à un volume de 250 ml, pour doser le calcium, le magnésium, le fer, les sulfates, les phosphates, les sulfures, le sodium ...etc.

1) Essais de présence des sulfates :

a -Réactifs :

- Solution chlorure de baryum.
- Eau filtré+eau distillé.

b -La réaction chimique :



2) Dosage du calcium : (Par la méthode volumétrie)

a- Réactifs :

- Solution KOH ou NaOH à20%.
- Solution d'EDTA à 0,01 N ou 0,1 N
- Indicateur coloré muréxide.

Annexe

b- Appareillages :

- ✓ Dosimètre.
- ✓ Pipette de 25 ml.
- ✓ Agitateur magnétique.

c- Mode opératoire :

- ✓ Pour une prise d'essai de 5 ml dans un bêcher, ajouter 1ml de KOH, ensuite introduire une pincée du muréxide.
- ✓ Mettre sous agitation et titrer avec la solution d'EDTA jusqu'au virage de la coloration du rose au violet. Noter le volume V1 affiché sur le dosimètre. $\text{SO}_4^{-2} + \text{Ca}^{+2} \rightarrow \text{CaSO}_4$

d- Calcul :

$$[\text{Ca}^{++}] = \frac{V_1 \cdot 40,08 \cdot 10^3 \cdot N \cdot D}{PE}$$

- ✓ V1 : volume d'EDTA verse en ml =0,1
- ✓ N : normalité de la solution d'EDTA=0,01
- ✓ D : Dilution = 1000/4
- ✓ PE : prise d'essai de l'eau à analyser =5ml

40,08 x 103 mass atomique du Ca⁺²

- La concentration des ions de calcium dans le mélange est de : 20,04 mg/l

$$\text{CaSO}_4 (\%) = \frac{136[\text{Ca}^{++}]}{Ma(\text{Ca}^{++})} / 10$$

- Le pourcentage de CaSo4 est : 6,8 %

3) Dosage du magnésium :

a- Réactifs :

- Solution tampon (NH₄OH + NH₄Cl) à Ph = 10.
- Solution d'EDTA à 0,01 N ou 0,1 N
- Indicateur coloré noir ériochrome.

b- Appareillages :

- Dosimètre.
- Pipette de 25 ml.
- Agitateur magnétique.

c- Mode opératoire :

- ✓ Pour une prise d'essai de 5 ml dans un bêcher, ajouter 1 ml de solution tampon (à pH=10), ensuite introduire une pincée de noir ériochrome.

Annexe

- ✓ Mettre sous agitation et titrer avec la solution d'EDTA jusqu'au virage de la coloration du rouge brun au bleu. Noter le volume V2 affiché sur le dosimètre. $\text{SO}_4^{2-} + \text{Mg}^{2+} \rightarrow \text{MgSO}_4$

d- Calcul:

$$[\text{Mg}^{++}] = \frac{(V_2 - V_1)24,32.10^8 N.D}{PE}$$

- ✓ V1 : volume d'EDTA en ml nécessaire au tirage de la somme (Ca++) + (Mg++).
- ✓ V2 : volume d'EDTA en ml nécessaire au tirage du Ca++
- ✓ N : normalité de la solution d'EDTA.
- ✓ PE : prise d'essai de l'eau à analyser en ml
- ✓ D : dilution.
- ✓ 24032.103 : masse atomique du Mg+2 en mg.
- La concentration des ions de magnésium dans le mélange est de : 6,07 mg/l

$$\text{MgSO}_4 (\%) = \frac{120[\text{Mg}^{++}]}{Ma(\text{Mg})} / 10$$

- Le pourcentage de MgSo4 est : 3%

4) Dosage du fer total :

a- Réactifs :

- Solution d'acide chlorhydrique concentrée.
- Solution d'acide nitrique HNO3.
- Acide acétique à l'acétate de sodium.
- Indicateur coloré, acide sulfo-salicylique.
- Solution d'EDTA à 0.01N.

b- Appareillages :

- Dosimètre.
- Pipette de 50 ml.
- Agitateur magnétique.
- Plaque chauffante.
- PH mètre.

c- Mode opératoire :

- ✓ Pour une prise d'essai de 30 ml d'eau à analyser, ajouter 03 gouttes de HCl et mettre sur la plaque chauffante jusqu'à l'ébullition, ensuite ajouter 05 gouttes de HNO3 et laisser bouillir 2 min puis refroidir.
- ✓ Ramener le pH à la valeur 1,5-3 avec 5 ml d'acide acétique plus acide de acétate de sodium puis ajouter quelque gouttes d'acide sulfo-salicylique.
- ✓ S'il y a apparition de la coloration rouge brun, procéder au titrage à l'EDTA jusqu'à disparition de la couleur. Noter le volume d'EDTA affiché sur le dosimètre.

Annexe

c- Calcul :

$$[\text{Fe}] = \frac{V.N.D \times 24,32.10^8}{PE}$$

- ✓ V : volume d'EDTA utilisé en ml.
- ✓ N : normalité de la solution d'EDTA.
- ✓ D : dilution.
- ✓ PE : prise d'essai de l'eau à analyser en ml.
- ✓ 55,85.103 : masse atomique du fer en mg.

➤ **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 5 à 6 g de carbonate de sodium. Faire la fusion au moufle à 900°C pendant 30'. Retirer le creuset et laisser refroidir au dessiccateur.
- Faire bouillir environ 200 cc 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 le carbonate de baryum), dissoudre le Contenu du filtre avec Hcl conc, un bécher de 250 ml. Etendre avec un d'eau distillée et faire bouillir.
- Apres ébullition ajouter H₂SO₄ 10 N. Un précipité blanc se forme nous indiquant la présence de sulfate de baryum. Laisser reposer une nuit ensuite filtrer, laver, sécher, et calciner au four à 800°C.

Soit P2 le poids du précipité obtenu :

$$\% \text{BaSO}_4 = P2 \times 100 = 63\%$$

$$\% \text{SiSO}_2 = (P1 - P2) \times 100 = 20\%$$

Annexe

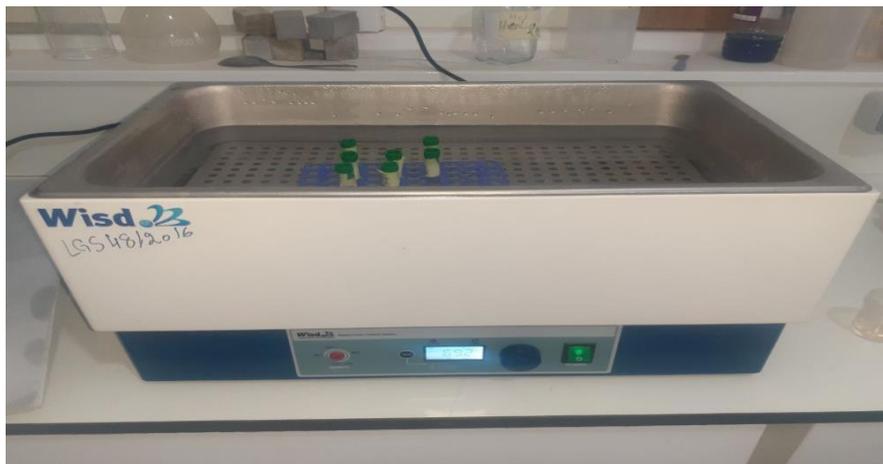
Annexe 2

Les matériels utilisés dans laboratoire:

Les inhibiteurs :



Water bath a 70 C° :



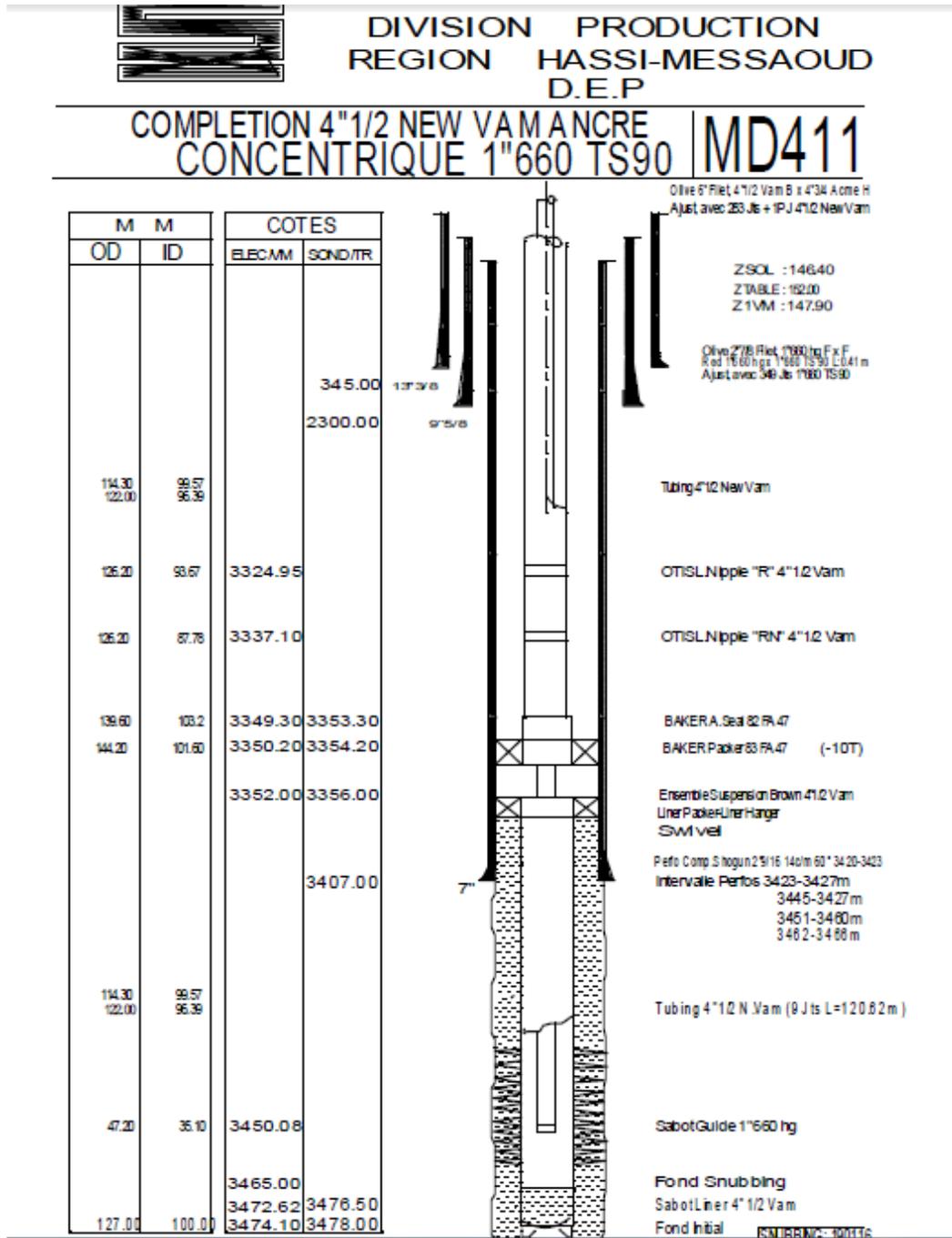
Réfrigérateur de laboratoire a 04 C° :



Annexe

Annexe 3

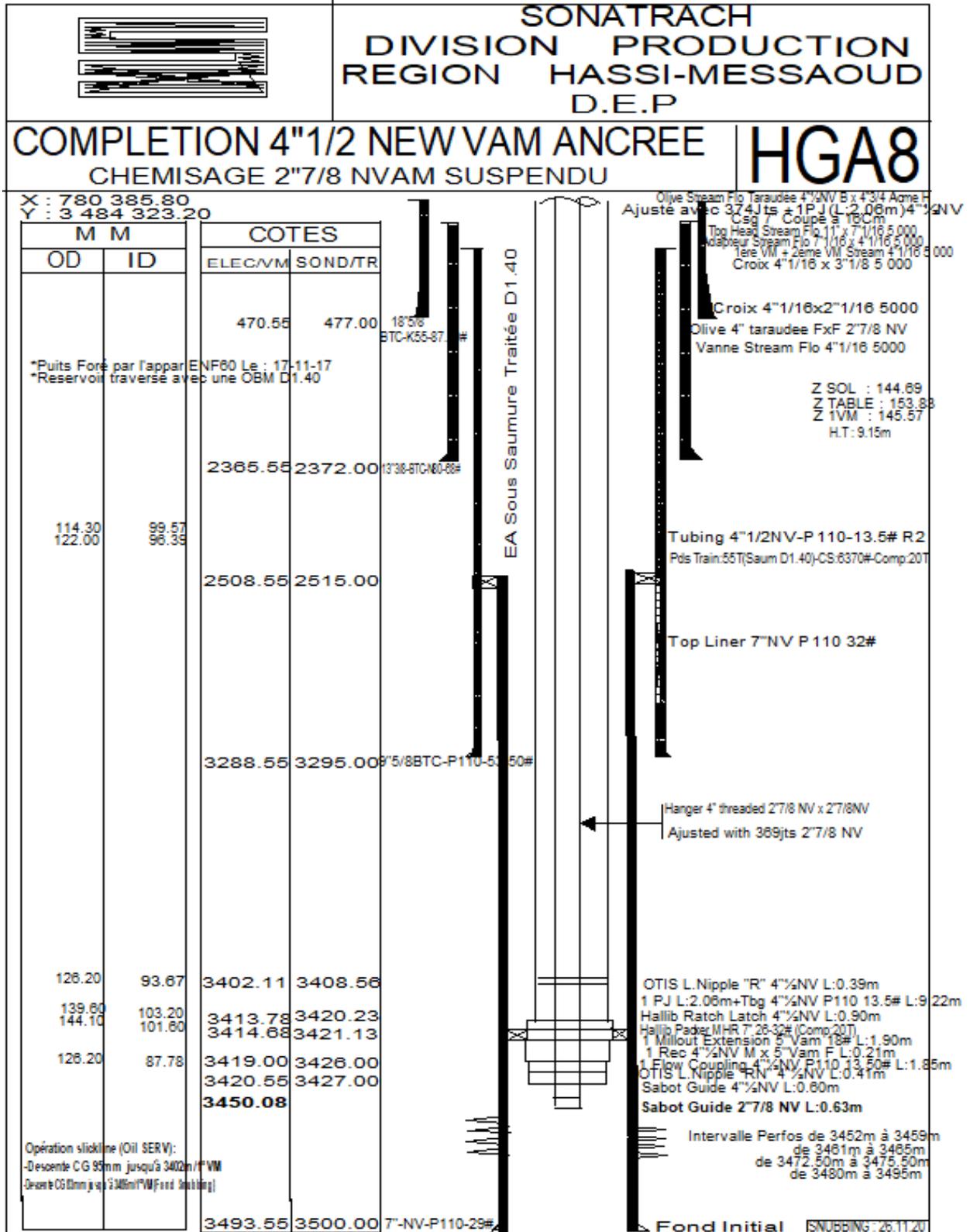
Fiche technique de puits MD411 :



Annexe

Annexe 4

Fiche technique de puits HGA8 :



Annexe

Annexe 5

Résultats complet des tests de Jaugeage de puits ONIZ432 :

Diam. Duse (m ps)	Unité Sépara	Débit (m ³ /h)		GO R	Pression (kg/cm ²)			Tem p. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
		Huile	Gaz		Press - Tête	Press .Pipe	Press. Sépara			Récupéré	Injectée
9.53		18.2	4878.11	268	172.3	10	6.42	51	.5477	0	0
9		11.77	1656.35	141	130	17.5	4.59	36	.5765	630	0
9	600	11.08	2399.05	217	107	15.8	4.28	36	.5042	0	0
9	720	7.84	1176.90	150	75	18.6	5.71	37	.4996	0	0
9	655	6.73	812.11	121	65.2	17.6	4.89	26	.5057	0	0
9		5.94	750.85	126	51	20	4.79	26	.4483	0	0
9		3.98	480.30	121	45	20	4.28	20	.59	0	0
9		3.98	490.03	123	41	22	4.28	20	.5376	0	0
9	720	2.61	493.22	189	35	24.2	5	12	.7006	0	0
12.7	1440	0.23	2606.11	11356	27	20.4	20.5	36	11.3422	0	0
12.7		4	2551.14	637	49	21	4.59	14	1.1874	0	0
12.7		2.33	538.30	231	49	9.1	5	25	2.0417	0	0
15	1440	3.05	3543.40	1162	26.49	17.73	17.19	22	1.1372	40	0
15.08	Vx29	0.25	10387.60	41221	24.1	21.1			10.3858	0	0
15.08		2.13	2892.10	1360	33.4	17.6			2.0764	807	0
15.08	1440	0.95	2176.35	2288	25.75	15.92	16.38	21	3.5782	0	0
15.08		0.15	768.86	5218	32	18	5.3	34	28.7007	0	0
15.08	Vx29	1.39	530.27	381	26.1	13.6		34	2.4805	822	0
15.08		0.16	1609.72	9953	17.4	12.13	14.29	36	14.2191	0	0
15.08		0.63	1280.62	2024	23.3	9.19		27	4.8667	1810	0
15.08	Vx29	0.83	983.45	1187	18.2	10.1		33	2.9036	804	0
15.08	1440	.74	3281.75	4416	38.04	13.64	13.7	20	6.7645	1560	0
15.08	1440	1.44	1272.93	882	20.8	12.1	11.22	14	1.9041	135	0
15.08		.55	1655.44	3029	26.4	13.8	13.26	10	6.3833	0	0
15.08	Vx29	.06	721.59	12629	23	14.1		32	53.2037	3731	0

Annexe

Jaugeage du puits MD413 :

Diam. Duse (m)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL			Temp Huille (°C)	K Psi
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)		
14	9.43	5408.07	574	108	14.5	8.16	.795		-	-	-	34	1.3244
14	10.23	7296.65	713	105	18	13.66	.806		-	-	-	33	1.1869
14	8.25	7093.76	860	110	16	9.38	.789		-	-	-	34	1.542
14	8.25	6691.43	811	104	15.5	8.87	.803		-	-	-	34	1.457
14	8.6	6408.28	745	105	14.8	8.67	.798		-	-	-	39	1.411
14	7.88	7539.07	957	104	13.8	10.71	.798		-	-	-	31	1.5259
14	7.69	5039.34	656	101.2	14.5	9.18	.808		-	-	-	31	1.5225
14	6.03	4893.81	812	105	16	15.81	.794		-	-	-	27	2.0142
14	7.95	6378.33	802	97.8	19	19.17	.798		-	-	-	36	1.4221
14	8.24	5899.32	716	97	18.8	18.66	.794		-	-	-	34	1.3604
14	6.45	6474.79	1004	96.8	13.8	10.1	.79		-	-	-	39	1.7351
14	7.16	5061.98	707	94.1	16.1	16.07	.794		-	-	-	25	1.5197
14	6.11	6154.22	1007	97.7	25	8.57	.804		-	-	-	30	1.8476
14	6.29	4499.23	715	92.8	13.3	7.44	.795		-	-	-	33	1.7053
14	3.16	2270.19	718	90	13.5	4.28	.801		-	-	-	27	3.289
14	6.98	4992.68	715	83.5	14	7.65	.802		-	-	-	18	1.383
14	6.69	4883.71	730	84.6	19.5	19.17	.794		-	-	-	26	1.4612
14	6.53	4263.12	653	83	10	6.78	.794		-	-	-	26	1.4694
14	5.48	4544.40	829	79	14	6.42	.801		-	-	-	38	1.6664
14	4.05	1958.05	484	77.1	16.6	--	.811		-	-	-	37	2.2025
14	7.91	4491.80	568	80	18	17.34	.776		-	-	-	43	1.1693
14	8.41	4951.95	589	73.6	17.4	--	.808		-	-	-	27	1.0123
14	6.16	4548.84	739	79	13	7.34	.798		-	-	-	22	1.4832
14	5.9	4192.08	710	71	14	7.14	.795		-	-	-	32	1.3905
14	5.06	3677.33	727	72.7	15.4	--	.81		-	-	-	30	1.6613
14	6.85	4278.23	625	72.5	19.8	--	.805		-	-	-	37.6	1.2239
14	5.78	4167.09	720	68	15	7.39	.795		-	-	-	36	1.3593
		7											
14	5.91	3694.04	625	61	13.2	5	.792		-	-	-	31	1.1937
14	4.99	4253.54	852	59.2	22.4	21.71	.783		-	-	-	43	1.371
14	5	3756.74	752	60.5	14	6.12	.803		-	-	-	37	1.3998
14	4.88	4041.18	828	73	14	7.65	.79		-	-	-	40	1.7288
14	5.52	3853.25	698	67.2	19.5	--	.803		-	-	-	29	1.4079
14	3.75	3466.51	924	63.3	24.6	5.81	.792		-	-	-	28	1.95
14	6.99	4050.35	579	65	34.6	--	.793		-	-	-	28	1.0748
14	6.79	3908.78	576	59.9	34.9	35.05	.807		-	-	-	34	1.0205
14	4.13	2849.44	690	58.7	35.5	5.6	.796		-	-	-	33	1.6437
14	5.57	5480.56	983	53	33	8.97	.806		-	-	-	20	1.0994
14	6.04	4450.85	737	46.2	15.4	15.07	.795		-	-	-	35	0.884

Annexe

Annexe 7

Schéma représentative du test industriel:

