

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté Par :

HABLAL Mohamed Rafik , HADJ YUCEF Mohamed Amine

-THEME-

Etude de l'efficacité du traitement chimique de sulfate de baryum dans le champ de
Hassi Messaoud

Soutenu le : 19 / 06 / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr MILOUDI Mustapha	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr ARBAOUI Mohamed Ali	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr HADJADJ Sadok	MCB	Univ. Ouargla



REMERCIEMENTS

Tout d'abord nous exprimons notre profonde gratitude à notre dieu le tout puissant qui nous a éclairés dans le chemin du savoir.

Nous remercions aussi nos parents qui ont toujours été là pour nous, et qui nous ont donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance.

Nous témoignons notre profonde reconnaissance à notre enseignant et encadreur **Mr. ARBAOUI Mohamed Ali** pour son aide, sa disponibilité, son sérieux ainsi que ses encouragements.

Nous remercions chaleureusement les ingénieurs du groupement SH-DP notamment Mr. KABACHE Farid et l'ensemble de nos enseignants pour leurs efforts mais aussi pour leurs aides.

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.

HADJ YUCEF MOHAMED AMINE

HABLAL MOHAMED RAFIK

Dédicace

Je dédie ce modeste travail:

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

Qui m'ont encouragé le long de mes études :

Ma très chère mère ASSIA et mon très cher

père ABDERRAHMANE, Que le dieu me les

protège et me les garde; A mes sœurs :

ASMA, NESRINE, SABRINE ; A toute ma

famille; A tous mes amis ;

A tous mes collègues de la faculté

Des hydrocarbures ;

A toutes les personnes qui m'ont aidé de proche

Ou de loin pour réaliser ce travail.

HADJ YUCEF MOHAMED AMINE



Dédicace

Je dédie ce modeste travail:

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

Qui m'ont encouragé le long de mes études :

Ma très chère mère et mon très cher père,

Que le dieu me les protège et me les garde;

A toute ma famille; A mon ami et mon frère

Kamel ; A tous mes enseignants de la

faculté Des hydrocarbures ;

A toutes les personnes qui m'ont aidé de proche

Ou de loin pour réaliser ce travail.

HABLAL MOHAMED RAFIK



Résumé

Notre travail est pour l'objectif d'étudier les dépôts à base de sulfate de baryum qui posent de nos jours des problèmes dangereux lors de la production des hydrocarbures, Ce type de dépôts survient, lorsque l'eau injectée pour la récupération d'hydrocarbures est incompatible avec l'eau de formation.

Ce travail réalisé vise à explorer l'inhibition des dépôts des sulfates de baryum par l'anti dépôts AD32 et déterminer l'efficacité de ce dernier par rapport aux autres inhibiteurs.

Dans un premier temps, nous avons étudié le cas des deux puits MD413 et MD633, et par analyses d'identification des dépôts de BaSO₄ ont été réalisées au niveau de laboratoire de SONATRACH DP (IRARA), Nous avons remarqué l'inefficacité des autres inhibiteurs (CHIMEC1264).

En suite, La réalisation d'un test industriel au niveau d'un puits pilote MD480 prouvait aussi l'inefficacité de l'anti dépôt GYPTRON SA 860 N.

L'inefficacité des autres anti depot causait des pertes économiques considérable.

Mots-clés : Dépôts, Sulfate de baryum, AD 32, production, inhibition, inefficacité.

ملخص

تطرح ترسبات كبريتات الباريوم مشاكل خطيرة في إنتاج المحروقات ، ويحدث هذا النوع من الترسبات عندما يكون الماء المحقون لاستعادة الهيدروكربونات غير متوافق مع ماء التكوين. الهدف من هذا العمل هو دراسة تثبيط ترسبات كبريتات الباريوم عن طريق مكافح الترسيب AD32 ودراسة فعالية هذا الأخير مقارنة بالمنتجات الأخرى.

أولا درسنا حالة البئر MD413 و MD633 و تم إجراء تحليلات تحديد رواسب BaSO₄ على مستوى المخبر في سوناطراك قسم الإنتاج (ارارة). ولقد لاحظنا عدم فعالية المثبط (CHIMEC1264).

بعد ذلك، تم انجاز تجربة صناعية على بئر MD480 اثبت ايضا عدم فعالية مثبط الترسبات GYPTRON SA 860 N عدم فعالية مثبطات الترسيب تسبب في خسائر مادية معتبرة.

الكلمات المفتاحية: الرواسب ، كبريتات الباريوم ، 32 م ، الإنتاج ، التثبيط ، عدم فعالية .

Abstract

Barium sulphate deposits pose dangerous problems in the production of hydrocarbons. This type of deposit occurs when the water injected for the recovery of hydrocarbons is incompatible with the formation water.

The objective of this work is to study the inhibition of barium sulphate deposits by anti-AD32 deposits and determine the effectiveness of the latter compared to other inhibitors.

Initially, we studied the case of the two wells MD413 and MD633, and by analyzes of identification of the deposits of BaSO₄ were carried out at the laboratory level of SONATRACH DP (IRARA), We noticed the inefficiency of the other inhibitors (CHIMEC1264).

Next, the performance of an industrial test at the level of an MD480 pilot well also proved the inefficiency of the anti-deposition GYPTRON SA 860 N. The inefficiency of other anti-depots caused considerable economic losses.

Key words: Deposits, Barium sulphate, AD 32, production, inhibition, inefficiency.

LISTE DES FIGURES

Figure I . 1 : Diagrammes de sursaturation et précipitation de dépôt de sulfate de baryum	8	
Figure I . 2 : Dépôt d'asphaltènes	10	
Figure I . 3: Dépôt de paraffines	11	
Figure I . 4 : Cristal du chlorure de sodium	11	
Figure I . 5 : L'effet de la pression sur la solubilité de NaCl.....	12	
Figure I . 6 : Dépôt de carbonate de calcium	13	
Figure I . 7 : Dépôt de CaSO4 dans une pipe du pétrole	13	
Figure I . 8 : Dépôt de SrSO4	14	
Figure I . 9 : Le dépôt de BaSO4	Figure I . 10 : Les cristaux de BaSO4.....	14
Figure II . 1 : Précipitation de sulfate du baryum.....	20	
Figure II . 2: La précipitation de BaSO4 dans les installations de fond et de surface	21	
Figure II . 3 : Sulfate du baryum	22	
Figure II . 4 : Mécanisme de formation du sulfate de baryum	22	
Figure II . 5 : Poudre blanche de sulfate du baryum	24	
Figure II . 6 : La structure cristalline de sulfate de baryum	24	
Figure III . 1 : l'image de SEM d'un échantillon de grés non précipité.....	30	
Figure III . 2 : l'image de SEM des dépôts de BaSO4 dans un échantillon de grés	30	
Figure III . 3 : DISPERSION DES NUCLEUS FORMÉES	35	
Figure III . 4 : STABILISATION DES DÉPOT EN CROISSANCE.....	36	
Figure III . 5 : Outil de MILLING	37	
Figure III . 6 : Outil de JETTING	37	
Figure IV . 1 : Situation géographique du HMD.....	40	
Figure IV . 2 : Situation géologique du HMD	41	
Figure IV . 3 : Zones du champ HMD.....	42	
Figure IV . 4 : Station de traitement d'eau par des produits chimiques.....	44	
Figure IV . 5 : L'inhibiteur de dépôt AD32	45	
Figure IV . 6 : L'augmentation du nombre des puits ayant le problème des dépôts de BaSO4 (2016 - 2020) dans le champ de HMD.....	48	
Figure IV . 7 : L'inhibiteur de dépôt CHIMEC1264	50	
Figure IV . 8 : L'inhibiteur de dépôt FQS113	51	
Figure IV . 9 : Carte de positionnement du puits MD413	60	
Figure IV . 10 : Cahier de courbes de puits MD413 – Après de l'utilisation de l'inhibiteur CHIMEC 1264.....	61	
Figure IV . 11 : Carte de positionnement du puits MD633	62	
Figure IV . 12 : Cahier de courbes de puits MD633 – Après de l'utilisation de l'inhibiteur CHIMEC 1264.....	64	
Figure IV . 13 : La variation du MAP et du nombre de puits ayant le problème des dépôts de sulfates de baryum durant l'année 2020.	65	

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre I

Tableau I . 1 : Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien.....	4
Tableau I . 2 : Comparaison des solubilités	15
Tableau I . 3 : Produits de solubilité de quelques fréquents dépôts à HMD	18

Chapitre II

Tableau II . 1 : Solubilité du BaSO ₄ par KOHLRAUSCH.....	25
Tableau II . 2 : Données de Solubilité du BaSO ₄ par COWN & WEINTRITT.	25
Tableau II . 3 : Le premier dépôt qui se forme c'est le BaSO ₄	26

Chapitre III

Tableau III . 1 : Classification des familles des inhibiteurs.....	34
--	----

Chapitre IV

Tableau IV . 1 : Propriétés physique et chimique de l'AD 32.....	46
Tableau IV . 2 : Le nombre des puits ayant le problème des dépôts de BaSO ₄ (2016 - 2020) dans le champ de HMD.....	47
Tableau IV . 3 : Les différentes cessions des inhibiteurs de dépôts.....	49
Tableau IV . 4 : Propriétés physique et chimique de CHIMEC1264	50
Tableau IV . 5 : Propriétés physique et chimique de FQS113	51
Tableau IV . 6 : Propriétés physique et chimique de l'inhibiteur GYPTRON SA 860 N	53
Tableau IV . 7 : Les paramètres influençant le test industriel (phase 200 ppm).....	55
Tableau IV . 8 : Résultats du suivi du test industriel	56
Tableau IV . 9 : Paramètres d'injection de l'eau de lavage.....	57
Tableau IV . 10 : Bilan des sulfates.....	57
Tableau IV . 11 : Bilan du sulfate de baryum.....	58
Tableau IV . 12 : Les dernières opérations de puits sur le puits MD413.....	59
Tableau IV . 13 : Résultats de l'analyse des échantillons du puits MD413.....	61
Tableau IV . 14 : Les dernières opérations réalisées sur le puits MD633.....	63
Tableau IV . 15 : Résultats de l'analyse des échantillons du puits MD633.....	63
Tableau IV . 16 : La variation du manque à produire dans le champ sud	65
Tableau IV . 17 : La variation du manque à produire dans le champ nord ..Error! Bookmark not defined.	
Tableau IV . 18 : Les coûts des opérations Scale-Blaster destinés au traitement curatif des dépôts de BaSO ₄	67

Sommaire

Résumé	I
Liste de figures	II
Liste de tableaux	III
Liste des abréviations	IV
Notions et symboles	V
Introduction générale	VI

CHAPITRE I : Généralités sur les dépôts³

I.1. Introduction.....	3
I.2. Les différents types des eaux dans les champs pétroliers	3
I.3. Les conditions de formation de tartre	5
I.4. Les principales causes de formation des dépôts	6
I.5. La prévision de la formation de dépôt	7
I.6. Etapes de formation de dépôts	8
I.7. Les différents types des dépôts	9
I.7.1. Les dépôts organiques	9
I.7.2. Les dépôts minéraux.....	11
I.7.2.1. Les sels solubles	11
I.7.2.2. Les sels peu solubles.....	12
I.7.2.3. Les dépôts de sulfates	13
I.8. Comparaison entre les trois dépôts	15
I.9. Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers	15
I.10. Influence des paramètres sur la formation des dépôts	15
I.11. Détection et suivi des dépôts.....	16
I.12. La solubilité et la sursaturation	17
I.13. Relation entre la solubilité et le produit de solubilité	17

CHAPITRE II : Dépôt de sulfate de baryum

II.1. Introduction	19
II.2. Définition.....	20
II.3. L'origine des sulfates de baryum.....	20
II.4. Localisation des dépôts de sulfate baryum	20
II.5. Conditions de la formation de dépôt.....	21
II.6. Etapes de formation de dépôts sulfate de baryum	22
II.6.1. Formation du germe	22
II.6.2. Croissance du cristal	23

Sommaire

II.6.3. Agglomération et agrégation.....	23
II.7. Caractéristique du sulfate du baryum	23
II.7.1. Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum	23
II.7.2. Structure cristalline du sulfate de baryum	24
II.7.3. Solubilité du BaSO ₄	25
II.7.4. Taux de saturation.....	27
II.8. Phénomène d'adsorption	27
CHAPITRE III : Les méthodes de traitement de BaSO ₄	29
III.1. Introduction	29
III.2.Détection des dépôts de sulfate de baryum	29
III.2.1.L'analyse de microscopie électronique de scanning SEM.....	29
III.3.Traitement Des Dépôt de sulfate baryum.....	30
III.3.1.Traitement préventif	30
III.3.1.1.Le procédé soustractif	30
III.3.1.2.Le procédé additif (par Injection Continue d'un inhibiteur).....	31
III.3.1.3.Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation.....	31
III.3.1.4.Dissolution chimique	31
III.3.1.5.La distillation	32
III.3.1.6.Désulfatation des eaux d'injection.....	32
III.3.1.7.Les inhibiteurs	33
III.3.1.7.1.Définition des inhibiteurs.....	33
III.3.1.7.2.Propriétés des inhibiteurs	33
III.3.1.7.3.Types des inhibiteurs	33
III.3.1.7.4.Classification des familles d'inhibiteurs	34
III.3.1.7.5.Les mécanismes d'action des inhibiteurs	35
III.3.1.7.6.Le surdosage d'inhibiteur	36
III.3.1.7.7.Inefficacité des inhibiteurs	36
III.3.2.Traitement curatif	37
III.3.2.1.Milling.....	37
III.3.2.2. Jetting (jet hydraulique)	37
III.4.Les travaux réalisés (l'état de l'art) de traitement des dépôts de sulfates de baryum	38
CHAPITRE IV : Etude de l'efficacité du traitement chimique par AD32.....	39
IV.1 Aperçu sur le champ de Hassi Messaoud.....	39
IV.1.1. Introduction.....	39
IV.1.2. Historique du champ	39
IV.1.3. Situation géographique	39

Sommaire

IV.1.4. Situation géologique :	40
IV.1.5. Zones et numérotation des puits	41
IV.2 Etude de l'efficacité de l'AD32 par rapport aux autres inhibiteurs	43
IV.2.1. Introduction	43
IV.2.2. Le système de dessalage dans les champs de Hassi Messaoud	43
IV.2.2.1. Station de traitement	43
IV.2.2.2. Les modes de dessalage dans le champ Hassi Messaoud :	44
IV.2.3. Le choix d'inhibiteur	45
IV.2.4. L'inhibiteur AD32	45
IV.2.4.1. Caractérisations de l'inhibiteur AD32	45
IV.2.4.2. Mode d'emploi d'inhibiteur AD32	46
IV.2.4.3. L'efficacité de l'AD32	46
IV.2.5. Les nouveaux inhibiteurs utilisés	48
IV.2.6. Aperçu sur les nouveaux inhibiteurs utilisés	49
IV.2.6.1. CHIMEC1264	49
IV.2.6.2. FQS113	51
IV.3. Test industriel	52
IV.3.1. Introduction	52
IV.3.2. L'inhibiteur GYPTRON SA 860N	52
IV.3.3. Conduite du test industriel	53
IV.3.4. Critères d'efficacité de l'inhibiteur de dépôts	54
IV.3.5. Résultat du test	54
IV.3.6. Contrôle chimique :	56
IV.3.7. Conclusion :	58
IV.4. Etude de cas	59
IV.4.1. Le choix du puits étudié	59
IV.4.2. Puits MD413	59
IV.4.2.1. Identification des problèmes du puits	60
IV.4.2.2. Problème du puits MD413	60
IV.4.2.3. Résultat de test de jaugeage	61
IV.4.3. Puits MD633	62
IV.4.3.1. Historique de puits MD633	62
IV.4.3.2. Problème du puits MD633	63
IV.4.3.3. Résultat de test de jaugeage	63
IV.5. La variation du MAP	64
IV.6. Etude économique	67
IV.6.1. Analyse de pertes	67
IV.6.2. Le résultat économique	68

Sommaire

Conclusion et recommandation.....	69
-----------------------------------	----

Liste des abréviations

AD32 :	Anti dépôts
HMD :	Hassi Messaoud
CCF :	Centrale composite face
CNS :	Carbon nanosphere
CCC :	Centrale composite centré
NSC :	Nanosphère de carbone
MRN :	Matières radioactifs naturelles
Q:	Débit de l'huile
DTPA:	Diethylene Triamine Pentaacetic acid
EDTA:	Ethylene Diamine Tetraacetic Acid
NF :	Nanofiltration
MEB :	Microscopie électronique à balayage
IPR:	Inflow Performance Relationship
OI:	Osmose inverse
MPE :	Méthode des plans d'expérience
RSM :	Méthodologie de la surface de réponse
Ppm :	Partie par million

Notions et symboles

Q :	Débit (bbl/jour ou m ³ /h)
T :	Température (°C)
P :	Pression (psi ou Kg/cm ²)
V :	Volume (L)
S :	Solubilité (g/l au mol/l)
C :	Concentration (ppm)
GOR:	Gas Oil Ratio (sm ³ /sm ³)
R :	Taux d'inhibition (%)
MAP :	Manque à produire (Tonnes par jours)
SNB:	Opération Snubbing
WO:	Opération Work Over

Introduction générale

La croissance de la production et l'exploitation des gisements à travers les années conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits, et afin de continuer à les exploiter dans les meilleures conditions, il est indispensable de passer au stade de récupération assistée.

La méthode de l'injection d'eau dans les réservoirs est la méthode la plus employée dans la récupération du pétrole. Malheureusement, L'incompatibilité entre l'eau de formation et l'eau albion pose énormément de problèmes tels que la formation des dépôts minéraux. Les eaux de gisement peuvent contenir des ions alcalino-terreux et être mise en contact avec l'eau de lavage (l'eau de dessalage) qui contient des ions de sulfates.

L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs d'où la précipitation de sulfate de baryum ($BaSO_4$), ces cristaux se collent alors aux parois des tubings, selon un processus qui peut être semblable à celui du chlorure de sodium, mais cette fois-ci le problème est plus grave, car il s'agit d'un dépôt très compact et insoluble dans l'eau et dans les acides forts.

Les dépôts qui se forment au cours de la production et l'expédition représentent une véritable calamité contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies, provoquant des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de production de fond Comme de surface et quelque fois, pour la roche elle même.

Jusqu'à présent, un grand nombre de techniques a été utilisé pour étudier le dépôt de sulfate de baryum, l'intérêt principal étant d'élucider le processus de précipitation en solution. La focalisation sur la cinétique de formation de $BaSO_4$ en surface est apparue au cours de la dernière décennie, car il est devenu évident que les mécanismes et les taux de précipitation du sulfate de baryum en solution et en surface peuvent être différents.

Cette étude vise, en effet, à développer une compréhension fondamentale de la façon par laquelle les inhibiteurs de dépôt agissent sur la formation de dépôts de sulfate de baryum.

Et pour cela, on a étudié l'usage de l'inhibiteur principal AD32 et d'autres nouveaux inhibiteurs qui sont utilisé pour l'objectif de l'inhibition des dépôts de sulfates de baryum.

Afin de détailler le sujet du mémoire, le premier chapitre est consacré sur des notions générales sur les différents dépôts; le deuxième chapitre se rapporte à une définition générale des sulfates de baryum ainsi que leurs caractéristiques et leurs étapes de formations. Ensuite, Le troisième chapitre donne un aperçu bien détaillé sur les différentes méthodes de traitement de ce type de dépôts que ce soit les méthodes préventives ou même les méthodes curatives.

Nous présentons dans le quatrième chapitre une étude expérimentale, composée de deux (02) parties ; le première décrit le champ de Hassi Messaoud et fournit les informations indispensables sur le système de dessalage dans ce grand champ d'hydrocarbure. La deuxième partie c'est une étude de cas dans laquelle on procède diverses expériences pour prouver l'influence des de l'absence de l'AD32 sur la formation des dépôts de $BaSO_4$.

CHAPITRE I

GENERALITES SUR LES DEPOTS

CHAPITRE I : Généralités sur les dépôts

I.1. Introduction

L'utilisation de l'eau comme liquide d'injection dans la récupération de pétrole ou comme fluide thermique dans les circuits de refroidissement pose un certain nombre de problèmes tels que la corrosion et l'entartrage. 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 appelle à des examens plus approfondis. Les désordres constatés dans les installations véhiculant de l'eau sont essentiellement liés à sa composition, à son pH, à sa température mais également à la nature du matériau et aux conditions d'exploitation des systèmes de transport de cette eau.

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 [1].

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 [2].
- 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.

I.2. Les différents types des eaux dans les champs pétroliers

➤ L'eau de maintien de pression

Elle est utilisée comme moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue rapidement au cours d'exploitation d'un gisement et que la récupération d'huile en place n'atteindra qu'un très faible pourcentage des réserves estimées.

➤ **L'eau de lavage**

Afin de remettre les puits en production, on intervient sur le NaCl en envoyant tout simplement une quantité d'eau douce. Quelque soit son utilisation l'injection d'eau pose de sérieux problèmes de l'incompatibilité avec les eaux de gisement (voir Tableau IV.1). En effet, les eaux de gisement peuvent contenir des ions de Baryum, Calcium, et de Strontium, et être mise en contact avec l'eau de lavage qui contient des ions de sulfates. Il résulte de ceci la formation des dépôts dans les installations.

➤ **L'eau de gisement**

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur, cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères, soit de la roche magasin elle-même. Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation ; le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de calcium, potassium, magnésium, carbonates, bicarbonates, chlorures... etc.

Tableau I . 1 : Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien [1]

	ALBIEN	CAMBRIEN
	(mg/l)	(mg/l)
(HCO₃)⁻	170	0
CO₃²⁻	0	0
Cl⁻	420	210 000
(SO₄)²⁻	600	0
Ca²⁺	210	36 000
Mg²⁺	70	6 500
Ba²⁺	0	800
Sr²⁺	0	970.00
Na⁺	250	80 000
K⁺	40	6 000
Fer total	0	5 500
pH	7.0	3.5
Densité à 25 °C	1.00	1.23
Profondeur (m)	1050-1350	3300-3400

I.3. Les conditions de formation de tartre

Avant forage, dans le gisement, les minéraux des eaux de formation sont dissous et en équilibre avec ceux qui constituent la roche réservoir. Ce n'est qu'au moment du forage d'un puits dans le gisement et ensuite lors de l'exploitation du puits que lesdits minéraux risquent de précipiter dans le réservoir, du fait de modifications des conditions thermodynamiques (T, P) ou chimiques.

Les conditions de formation de tartre de calcite (CaCO_3) sont souvent présentes dans les systèmes de production des champs d'hydrocarbures et les eaux de formation. Surtout lorsque ces dernières comportent des concentrations importantes de calcium dissous. Les deux types les plus courants de dépôts de calcium (Ca) sont le carbonate de calcium (CaCO_3) et le sulfate de calcium (CaSO_4).

Le tartre de carbonate de calcium apparaît en premier lieu en raison de changements de pression partielle du CO_2 , de température et de pH des fluides de production (Vetter et al, 1987), tandis que la formation de tartre de sulfate de calcium est d'origine secondaire associée principalement au mélange des eaux d'injection et de formation incompatibles.

Le dépôt de fer est un problème majeur dans les gisements d'hydrocarbures qui a été ignoré pour la plupart du temps à cause de la difficulté de son identification et de sa prévention. Les dépôts de Fe sont moins présents dans les champs de pétrole que les dépôts des groupes Ba et Ca. La famille des dépôts de Fe se compose de six classes d'anions: les carbonates, les sulfures, les sulfates, les oxydes, les hydroxydes et les fluorures. C'est le groupe le plus varié de tous les groupes des dépôts.

Les dépôts de baryum sont représentés par deux principaux constituants minéraux: dépôts de sulfate de baryum (BaSO_4) et dépôt de carbonate de baryum (BaCO_3). Le sulfate de baryum, la baryte ou barytine, s'avère être le dépôt le plus répandu du groupe du Baryum (Jordan et al. 1994; Graham et al. 1997). La précipitation du sulfate de baryum se produit lors du mélange de deux types d'eaux incompatibles (par exemple l'eau de formation et l'eau d'injection contenant le cation Ba^{2+} et l'anion SO_4^{2-} respectivement conduisant à la précipitation de BaSO_4). Le carbonate de baryum se produit principalement en raison de la décompression de gaz CO_2 dans les eaux de formation saturées en Ba^{2+} .

Il faut noter que les dépôts de Baryum sont considérés comme étant les plus stables par rapport à leur dissolution chimique.

I.4. Les principales causes de formation des dépôts

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

✓ Chute de pression

L'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression. Lorsque la pression est suffisamment réduite, certains gaz dissous s'échappent.

La diminution de la concentration d'un de ces gaz provoque un déséquilibre conduisant à la formation de dépôts. En effet, la diminution du dioxyde de carbone CO_2 par exemple, perturbe l'équilibre bicarbonate-carbonate, ce qui augmente la probabilité de formation du dépôt de carbonate de calcium et la restriction de l'écoulement des fluides [3].

✓ 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 [4]. En effet, à titre d'exemple, la formation de carbonate de calcium, dans certains équipements, est due à la diminution de sa solubilité avec l'augmentation de la température.

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

De façon générale, une élévation de température de 40° à 90° C provoque une augmentation de la solubilité de BaSO_4 et une diminution des solubilités de CaSO_4 et de SrSO_4 [5].

Le gypse $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ présente une solubilité maximale à 43°C qui diminue à mesure qu'on s'éloigne de cette valeur de température.

✓ Changement des caractéristiques minérales

Un changement dans les caractéristiques minérales des eaux, pourrait conduire à la formation de dépôts en raison du changement des forces ioniques des ions en solution. La concentration totale des sels (sels totaux) contenus dans l'eau constitue un facteur important. Exemple: la solubilité du carbonate de calcium augmente avec l'augmentation des sels totaux dissous. La présence de chlorures (Na Cl) dissous ou d'ions sulfates ou d'autres ions que ceux de calcium dans l'eau augmente la solubilité du gypse $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ou de l'anhydrite CaSO_4 . La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau est également favorisée par la présence des sels étrangers dissous [6].

✓ Mélange des eaux incompatibles

Lors de la récupération secondaire, l'eau des puits de production, contenant divers minéraux, mélangée après la percée, à de l'eau d'injection provoque un changement dans les caractéristiques minérales en raison de l'incompatibilité des deux eaux qui conduit à la formation de dépôt [6].

Dans de nombreux cas, l'instabilité par rapport aux carbonates ou sulfates de calcium et au sulfate de baryum est une conséquence directe de cet amalgame comme il est souvent le cas dans les champs d'hydrocarbures de la mer du Nord. En effet, lorsque deux eaux incompatibles, eau de formation contenant des ions de baryum et l'eau de mer contenant des ions sulfates sont mélangées, le dépôt de sulfate de baryum est formé [7].

I.5. La prévision de la formation de dépôt

Afin de prédire la formation de certains types de dépôts, il est nécessaire d'avoir des informations précises sur les conditions de leur apparition dans les puits de productions. Pour ce faire, plusieurs modèles de prévision sont disponibles et cités dans la littérature (Alwi, N. 2013; Chen, H.J. 2007; Guan, H. 2010; Dai, Z. 2013; Kan, A.T. 2012, 2013 Tomson, M. B. 2009).

La prévision de la formation de dépôt est possible en calculant le produit de solubilité du composé de dépôt dans une large gamme de conditions thermodynamiques. Ces conditions thermodynamiques sont essentiellement la pression et la température avec des variations des compositions chimiques des solutions. Les effets des ions, en excès dans la solution, sont les seuls à considérer pour prédire la solubilité. La solubilité indique le degré de précipitation (de dépôt) ou la capacité de formation de tartre [8].

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

Les résultats d'une étude de prévision de l'entartrage et de la précipitation de dépôt du sulfate de baryum lors du mélange de l'eau de mer et de l'eau de gisement dans un circuit d'injection est donné sur la Figure (I.1) [6].

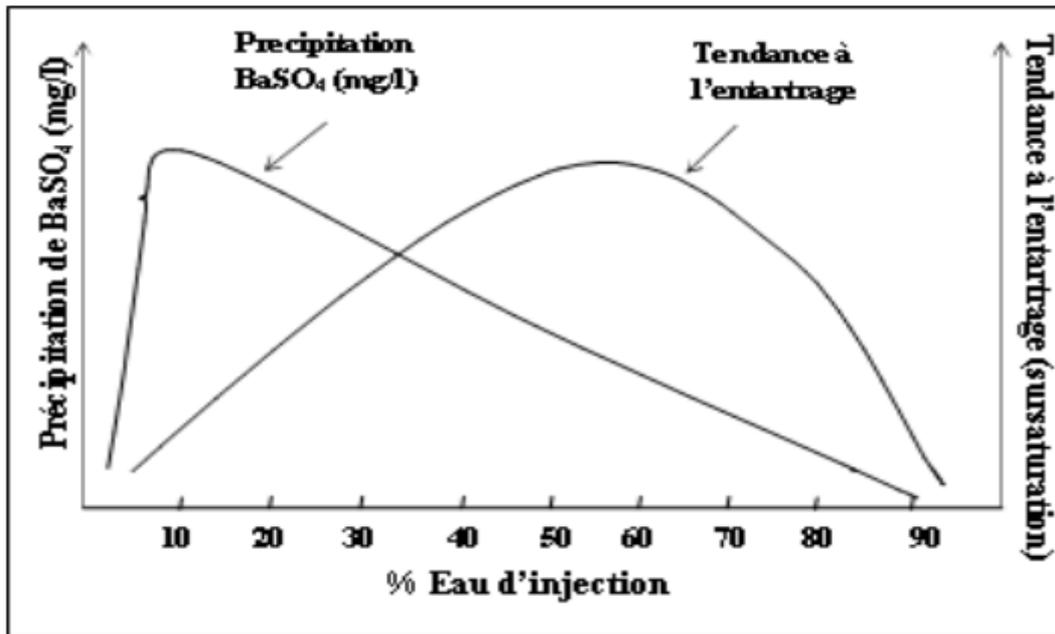


Figure I . 1 : Diagrammes de sursaturation et précipitation de dépôt de sulfate de baryum [6]

D'après cet exemple, la précipitation maximale de sulfate de baryum se produit au rapport de mélange 10:90 (eau d'injection/eau de gisement) alors que pour atteindre l'équilibre thermodynamique, la précipitation de dépôt maximale, est à un mélange 60:40

La précipitation de sel insoluble est due au mélange des eaux créant une solution saturée en sel. La solution ne peut plus contenir cette quantité de sel et les ions qui sont incompatibles entre eux forment un complexe insoluble qui précipite hors de la solution, sous forme de solide. Cette capacité de précipitation du mélange change selon la nature et le rapport des eaux incompatibles (Yuan M.D 1994, Boak L.S 2012)

I.6. Etapes de formation de dépôts

▪ Sursaturations des sels économiquement solubles

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamique; toute variation de ces deniers fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc des précipitations. 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:

$$\phi = \frac{C \text{ Sel}}{C P \text{ Sel}} \dots \dots \dots (1)$$

ϕ : Degré de saturation

C Sel : Concentration du sel à t=0

C P Sel : Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.

- **La germination**

La nucléation (ou la germination) se rapporte à la formation d'une nouvelle phase solide de cristal. Une fois que la sursaturation se produit, les ions commencent à s'associer et forment des noyaux ou des faisceaux. La nucléation du dépôt se produit selon deux mécanismes: homogène (spontané) dominant à la sursaturation élevée, hétérogène induite par les particules étrangères ou des impuretés dissoutes dans le système [15].

- **Croissance cristalline**

Au cours de la précipitation, deux phénomènes antagonistes entrent en jeu: d'un côté, le mélange qui génère la sursaturation et de l'autre, la nucléation et la croissance qui la fait chuter. Quand les germes se forment, il y a :

- Croissance homogène: c'est la nutrition de ces germes par la solution sursaturée par transfert de la matière.
- Croissance hétérogène : c'est la formation de la deuxième couche par adsorption des ions de la solution sursaturée qui donnent par la suite un dépôt adhérent au substrat.

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

I.7. Les différents types des dépôts

Dans la production du pétrole, plusieurs dépôts (organiques et minéraux) de différentes compositions sont encore rencontrés, en particulier sur les parois des installations de fond, et aux abords du puits causant ainsi des perturbations dans la production.

La formation de ces dépôts est due de la déplétion naturelle ou l'incompatibilité entre l'eau d'injection (utilisé pour la récupération de pétrole ou pour dessalage) et l'eau de gisement [10].

I.7.1. 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 [10].

❖ Les dépôts d'asphaltènes

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils peuvent se déposer partout (matrice, les perforations, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression) 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 [10].



Figure I . 2 : Dépôt d'asphaltènes [10]

❖ Les dépôts de paraffines

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

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

En général, Les paraffines sont des alcanes, à savoir des molécules linéaires d'hydrocarbures saturés à chaîne droite (de formule brute C_nH_{2n+2}) [12].

On distingue principalement:

- Paraffine solide : cires ($n = 20$ à 40).

- Paraffine liquide (n = 8 à 19).



Figure I . 3: Dépôt de paraffines [12]

I.7.2. Les dépôts minéraux

Le réseau de dessalage dans la région Hassi Messaoud a pour but principale de lavage des puits salés, sachant que la majorité des puits nécessite l'injection d'eau douce vu leur salinité élevée. Cette injection d'eau douce dans les puits provoque un deuxième problème c'est la formation des dépôts sulfatés qui résulte de l'incompatibilité entre l'eau d'Albien injectée qui contient les ions de sulfates et l'eau de formation (Cambrien) qui contient les cations alcalino-terreux (Mg, Ca, Sr, Ba) [12].

I.7.2.1. Les sels solubles

Chlorure de Sodium (Na Cl)

Le Na Cl est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Certaines eaux de formation peuvent en contenir jusqu'à 350 mg/l, donc proche de la sursaturation qu'une très faible évaporation d'eau due à la chute de pression, peut provoquer une précipitation importante de chlorure de sodium. C'est toutefois le dépôt de sel le moins gênant pour le producteur grâce à la facilité de sa dissolution [12].



Figure I . 4 : Cristal du chlorure de sodium [12]

- **L'effet de température sur la solubilité**

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

- **L'effet de la pression sur la solubilité**

En général, la solubilité de NaCl est liée proportionnellement avec la pression c'est-à-dire plus la pression est élevée, plus l'eau peut contenir de sel dissout et inversement. Ces conditions expliquent la formation des dépôts, la réduction des diamètres du tubing qui provoquent une chute de pression [13].

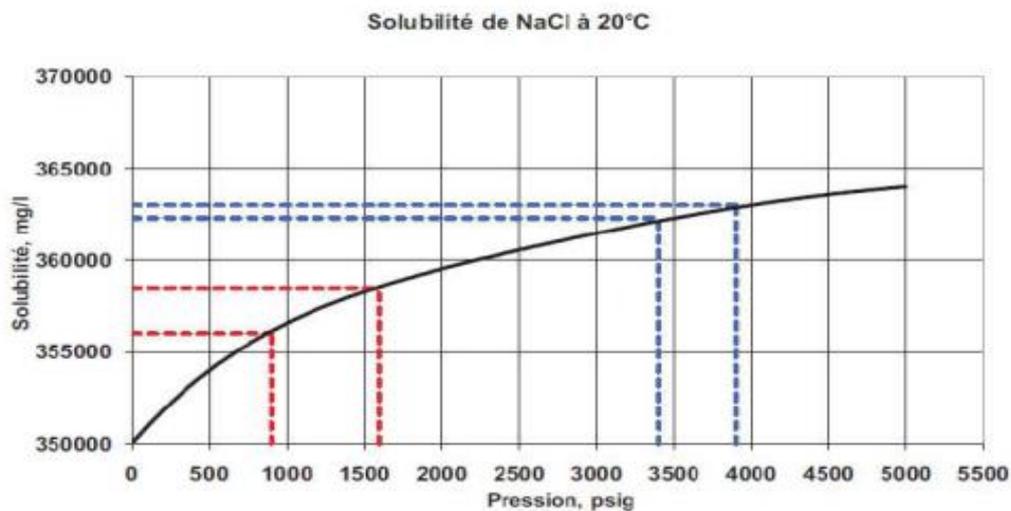


Figure I . 5 : L'effet de la pression sur la solubilité de NaCl [13]

I.7.2.2. Les sels peu solubles

Les Carbonates

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de CO₂, par augmentation de la température ou par une baisse de la pression, ou par la sursaturation de longtemps, sa formation a lieu suivant la réaction $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 \xrightarrow{-\text{CO}_2} \text{H}_2\text{O} + \text{CaCO}_3$. L'effet inverse de la pression et de la température rend la prévision de formation difficile, c'est pourquoi on cherchera plutôt à utiliser une technique préventive on pourra utiliser des inhibiteurs (retardateurs de cristallisation), ou des traitements acides car les carbonates sont très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de CO₂, ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion [14].



Figure I . 6 : Dépôt de carbonate de calcium [14]

I.7.2.3. Les dépôts de sulfates

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation soit pour l'adoucissement des puits salés ou pour le maintien de pression. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation. Les analyses des eaux d'albien et de cambrien nous donnent le tableau ci-dessous :

❖ Sulfate de calcium (CaSO_4)

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 CaSO_4 est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite. Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux [14].

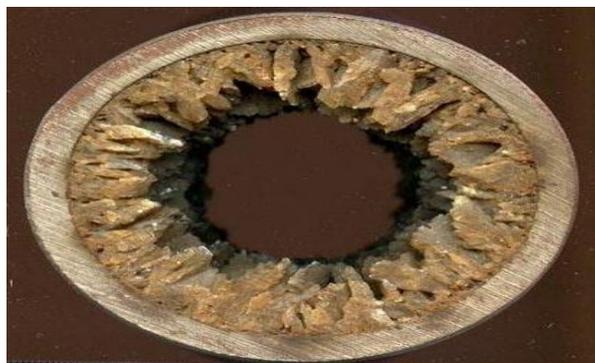


Figure I . 7 : Dépôt de CaSO_4 dans une pipe du pétrole [14]

❖ Sulfate de strontium (SrSO₄)

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température. La précipitation de SrSO₄ peut se produire par :

- Evaporation de l'eau.
- L'élévation de température.
- Mélange d'eaux non compatibles.
- Les dépôts de SrSO₄ sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides [14].



Figure I . 8 : Dépôt de SrSO₄ [14]

❖ Sulfate de baryum (BaSO₄)

C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts sont durs et compacts. En règle générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du gisement peuvent contenir des ions baryum (Ba²⁺) et être mises en contact avec des eaux, qui contiennent des ions de sulfates (SO₄²⁻) $Ba^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow BaSO_4 \downarrow$



Figure I . 9 : Le dépôt de BaSO₄



Figure I . 10 : Les cristaux de BaSO₄

I.8. Comparaison entre les trois dépôts

A titre de comparaison, la solubilité du **BaSO₄** dans l'eau douce est de 2 mg/l, c'est-à-dire 10 fois inférieur à celle du **CaCO₃**, 100 fois inférieur à celle du **SrSO₄** et mille fois inférieur à celle du **CaSO₄**. Mais sa solubilité augmente avec la force ionique de l'eau et on peut trouver dans une eau de gisement jusqu'à 50 mg/l de sulfates dissous. D'autres parts, la taille des cristaux est d'autant plus grande que la sursaturation de la solution est faible

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités du sulfate de baryum et de sulfate de calcium, donc ce tableau montre que le premier qui se forme c'est le BaSO₄ [14].

Tableau I . 2 : Comparaison des solubilités [14]

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

I.9. Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers

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

- Diminution d'échange thermique ce qui implique une augmentation de la température.
- Diminution de section de passage, donc une diminution de la production.
- Diminution de l'écoulement des hydrocarbures du 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 entour les puits producteurs [6].

I.10. Influence des paramètres sur la formation des dépôts

Il existe plusieurs paramètres qui ont une influence considérable sur la solubilité des dépôts minéraux :

- **La température** : Elle influe sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfates. Lorsque la température croit la solubilité de CaCO₃,

SrSO_3 et CaSO_4 réduit, mais elle provoque par contre une grande dissolution de BaSO_4 [6].

- **La pression :** Lorsque la pression varie, il y aura une variation de concentration des phases dissoutes. En effet les grandes variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs, ce qui favorise une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de BaSO_4 et CaSO_4 par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de CaCO_3 [6].
- **Le pH :** En présence d'un PH acide, l'activité de cation H^+ , est très forte, elle attaque facilement le dépôt, Dans le cas inverse, la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité [15].
- **La salinité :** Lorsque la concentration des électrolytes augmente, la vitesse de formation des dépôts va accélérer. 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 [6].

I.11. Détection et suivi des dépôts

Pour assurer les meilleures conditions de production, après avoir complété et raccordé le puits au réseau de production, une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux fois par semaine) [12].

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)

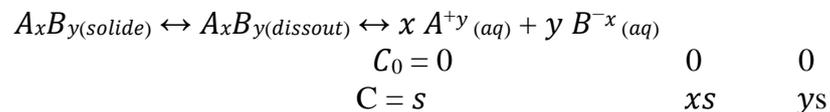
I.12. La solubilité et la sursaturation

La solubilité est définie comme la quantité limitée de soluté qui peut se dissoudre dans le solvant compte tenu des conditions physiques. Les sels minéraux dissous dans l'eau sont présents dans leur forme ionique. La solubilité d'un solide particulier n'est, cependant, atteinte que si le nombre de cations est égal au nombre d'anions ou bien, lorsque la solution est en équilibre stœchiométrique. Si un excès d'ions se produit, la solubilité du sel est nettement diminuée, la sursaturation de sel total dans la solution devient plus élevée. La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre: alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le Na_2SO_4 , un certain nombre de sels sont partiellement solubles et d'autres complètement insolubles comme le sulfate de baryum [6].

La sursaturation représente le taux de sel en excès dans la solubilité et représente ainsi la quantité disponible pour précipitation à partir de la solution jusqu'à ce que la solution revienne à son état d'équilibre. Le précipité peut rester en suspension ou former un dépôt adhérent à une surface [6].

I.13. Relation entre la solubilité et le produit de solubilité

Soit la dissociation du solide ionique de la formule A_xB_y . La solubilité de sel : $s = [A_xB_y]$ dissout. On peut écrire :



Les concentrations ioniques $[A^{+y}]$ et $[B^{-x}]$ peuvent alors s'exprimer en fonction de la solubilité

'S' du sel : $[A^{+y}] = xs$ et $[B^{-x}] = ys \dots \dots \dots (2)$

L'expression du produit de solubilité est par ailleurs:

$$K_{sp} = [A^{+y}]^x \cdot [B^{-x}]^y$$

Et peut donc s'écrire :

$$K_{sp} = (xs)^x \cdot (ys)^y \text{ ou } K_s = x^x \cdot y^y \cdot s^{(x+y)}$$

On obtient donc :

$$S = \sqrt[x+y]{\frac{K_s}{x^x y^y}} \dots \dots \dots (3)$$

Tableau I . 3 : Produits de solubilité de quelques fréquents dépôts à HMD [6]

Nom du dépôt	Produit ionique	Produits de solubilité à 25°C
FeS	$[\text{Fe}^{2+}] \cdot [\text{S}^{-}]^2$	$3,2 \cdot 10^{-18}$
BaSO ₄	$[\text{Ba}^{2+}] \cdot [\text{SO}_4^{2-}]$	$1,1 \cdot 10^{-10}$
CaSO ₄ .2H ₂ O	$[\text{Ca}^{2+}] \cdot [\text{O}_4^{2-}]$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
SrSO ₄	$[\text{Sr}^{2+}] \cdot [\text{SO}_4^{2-}]$	$2,8 \cdot 10^{-7}$
Ba CO ₃	$[\text{Ba}^{2+}] \cdot [\text{CO}_3^{2-}]$	$8,10^{-9}$
CaCO ₃	$[\text{Ca}^{2+}] \cdot [\text{CO}_3^{2-}]$	$4,8 \cdot 10^{-9}$
Mg CO ₃	$[\text{Mg}^{2+}] \cdot [\text{CO}_3^{2-}]$	$1,0 \cdot 10^{-5}$

CHAPITRE II
DEPOT DE SULFATE DE
BARYUM

CHAPITRE II : Dépôt de sulfate de baryum

II.1. Introduction

Le sulfate de baryum est un corps chimique minéral cristallin anhydre composé d'anions sulfates et de cations baryum, de formule chimique $BaSO_4$. C'est également un minéral naturel, nommé barytine ou communément baryte par les minéralogistes.

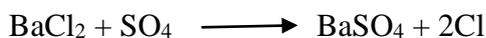
Le sulfate de baryum ou barytin, appelé plus couramment dans le forage baryte (la baryte au sens stricte du mot est l'hydroxyde de baryum $Ba(OH)_2$: c'est un minérale très lourd pouvant atteindre une densité de 4,30 voire 4,48 max.

Les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Certaines eaux de gisements contiennent des sels de baryum Ba^{2+} en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de surface qui contient des sulfates (SO_4^{2-}), le baryum (Ba^{2+}) 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 le maintien de la 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 aura lieu.

D'après Vauquelin qui, le premier distingua la barytine ou sulfate naturel de baryum de la Célestine, par la coloration à la flamme. On la rencontre fréquemment dans les filons métalliques.

Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact.

Sa formation à lieu suivant la réaction :



Il faut retenir trois notions importantes dans le phénomène d'adsorption qui sont:

- ✓ Un précipité adsorbe préférentiellement ses propres ions, comme si le cristal devait continuer à croître.
- ✓ La précipitation du $BaSO_4$ commence par la formation de germes cristallins constitués par l'association de quelques ions Ba^{++} et SO_4^{--}
- ✓ Ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions Ba^{++} et SO_4^{--} [ARCHIVE 2].

II.2. Définition

C'est le gisement de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très faibles et les dépôts sont durs et compact. En général, les problèmes des dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du réservoir peuvent contenir des ions de baryum (Ba^{+2}) et peuvent entrer en contact avec des eaux contenant des ions du sulfate (SO_4^{2-}). La solubilité du sulfate de baryum (par exemple) est de cent pour cent. Inférieure à celle du sulfate de calcium. Cependant, la solubilité du $BaSO_4$ augmente avec la force ionique de l'eau. Un excès d'ions de sulfate a tendance à coaguler le précipité tandis qu'un excès d'ions baryum a tendance à le disperser. Le niveau de saturation est un facteur important élément qui régule la vitesse de cristallisation du sulfate de baryum. Plus le niveau de sursaturation est élevé, plus le plus rapide les précipitations.



Figure II . 1 : Précipitation de sulfate du baryum [14]

II.3. L'origine des sulfates de baryum

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir (eau de gisement combro ordovicien- qui est chargée en baryum Ba^{2+}), et l'eau injectée (eau d'injection-lias- qui est chargée en élément sulfate SO_4^{2-}), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors le dessalage : bouchage des puits et corrosion des installations. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière. La précipitation de $BaSO_4$ se manifeste sur toute la chaîne de production, au fonds des puits et dans les installations de surface [14].

II.4. Localisation des dépôts de sulfate baryum

La précipitation de sulfate baryum $BaSO_4$ n'est toutefois pas limité à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface,

ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut (voir figure II.3)

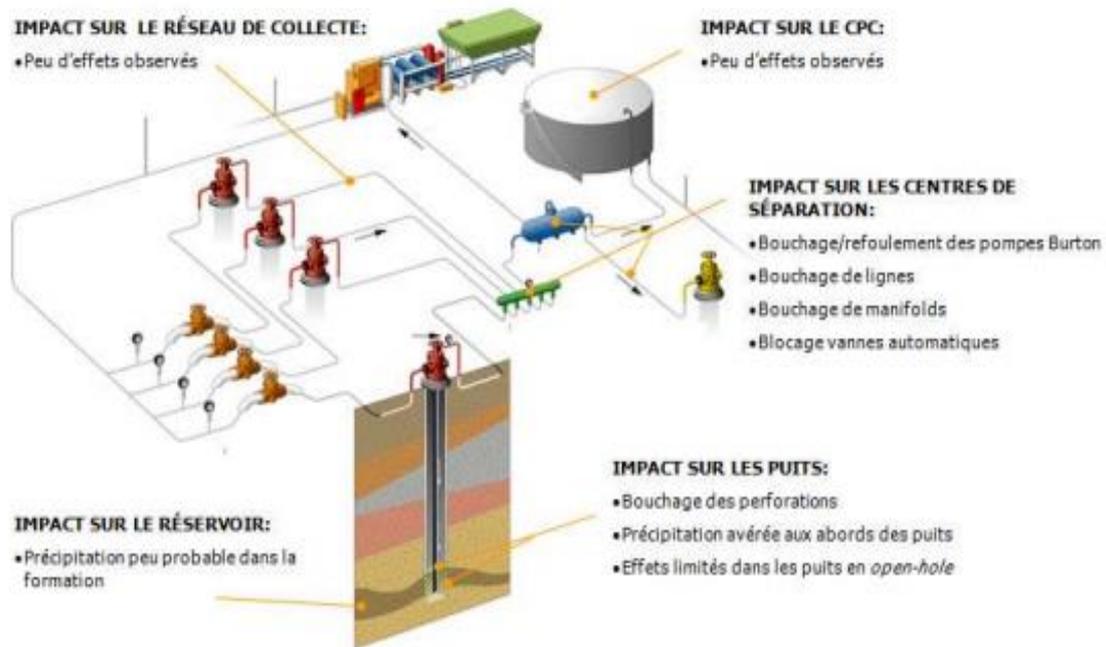


Figure II . 2: La précipitation de $BaSO_4$ dans les installations de fond et de surface [14]

II.5. Conditions de la formation de dépôt

Un échange d'ions dans la roche peut, entre autres, être à l'origine de l'état de saturation de l'eau. Quoi qu'il en soit, la perte de charge entre le dépôt et le fond du puits produit une évaporation partielle de cette eau, qui sursature et précipite des cristaux. Certains ont proposé une explication basée surcharges électriques. Les gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doivent porter une charge électrique positive et avoir un constant diélectrique plus grand que celle du brut dans lequel ils nagent. La roche est chargée négativement en raison de la présence d'argiles; de même, les courants d'écoulement dans les canalisations le portent à un potentiel négatif. D'où l'attraction et la fixation sur les aspérités. Les cristaux qui ont leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement. Leur croissance est, par la suite, facile à concevoir.



Figure II . 3 : Sulfate du baryum [14]

La précipitation du sulfate de baryum n'est cependant pas limitée aux réservoirs d'huile. Des dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubes, les installations de surface ou dans les équipements de raffinage utilisés pour le traitement du pétrole brut.

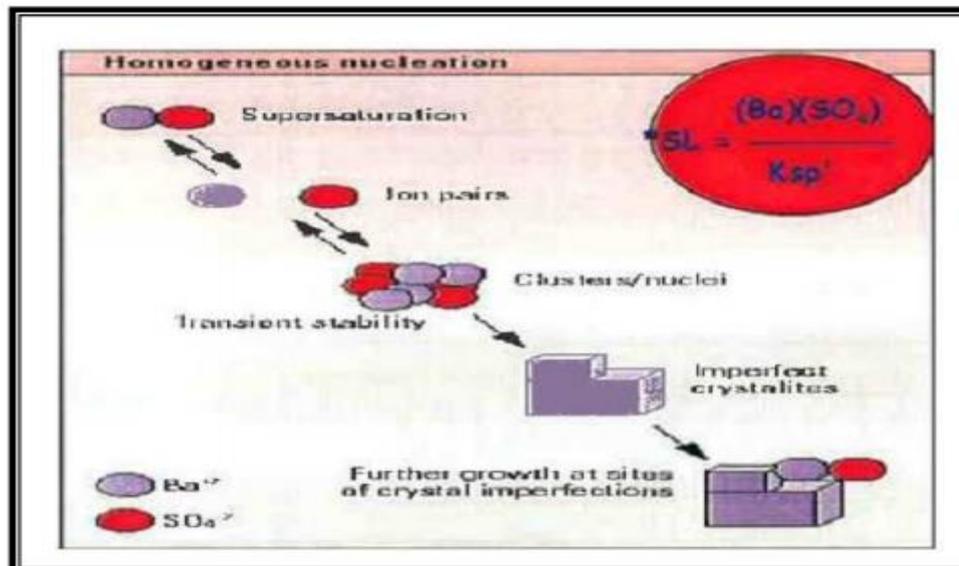


Figure II . 4 : Mécanisme de formation du sulfate de baryum [15]

II.6. Etapes de formation de dépôts sulfate de baryum

II.6.1. Formation du germe

La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions (par exemple Ba^{2+} et SO_4^{2-}) ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon. Dans une solution sursaturée par rapport à une phase, celle-ci peut précipiter plus ou moins rapidement en fonction des conditions du milieu de croissance [15] :

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

Il existe deux types de La germination :

- Homogène (spontané) dominant à la sursaturation élevée
- Hétérogène induite par les particules étrangères ou des impuretés dissoutes dans le système.

II.6.2. 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.

II.6.3. Agglomération et agrégation

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

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

II.7. Caractéristique du sulfate de baryum

II.7.1. Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum

Le sulfate de baryum a sa formule chimique BaSO_4 . Ce sont des cristaux orthorhombiques incolores ou blancs avec un poids moléculaire relatif de 233,4, une densité relative de 4,5 (15 °C), un point de fusion de 1580 °C et une réfraction indice de 1,637. Il est presque insoluble dans l'eau avec une solubilité de 0,00022 à 18 °C et 0,0041 à 100 °C. Il est légèrement soluble dans l'acide sulfurique concentré et soluble dans une solution de carbonate de métal alcalin

dans laquelle il est converti en baryum est insoluble dans d'autres types d'acides ou de bases. Dans la nature, il existe sous forme minérale de barytine [16].



Figure II . 5 : Poudre blanche de sulfate du baryum [16]

II.7.2. Structure cristalline du sulfate de baryum

Les cristaux de BaSO_4 comme ceux de SrSO_4 sont, d'une part, orthorhombiques à maillage très similaire, d'autre part, ils sont de nature poreuse avec une tendance à absorber les ions étrangers qui peuvent Co-précipiter. D'autre part, le CaSO_4 est orthorhombique, monoclinique avec des mailles très différentes de celles du BaSO_4 et du SrSO_4 . Le sulfate de baryum cristallise dans le système orthorhombique (groupe Pmma). Ses paramètres de maillage varient en fonction des auteurs. Miyake (Miyake et al. 1978) obtient [6]:

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

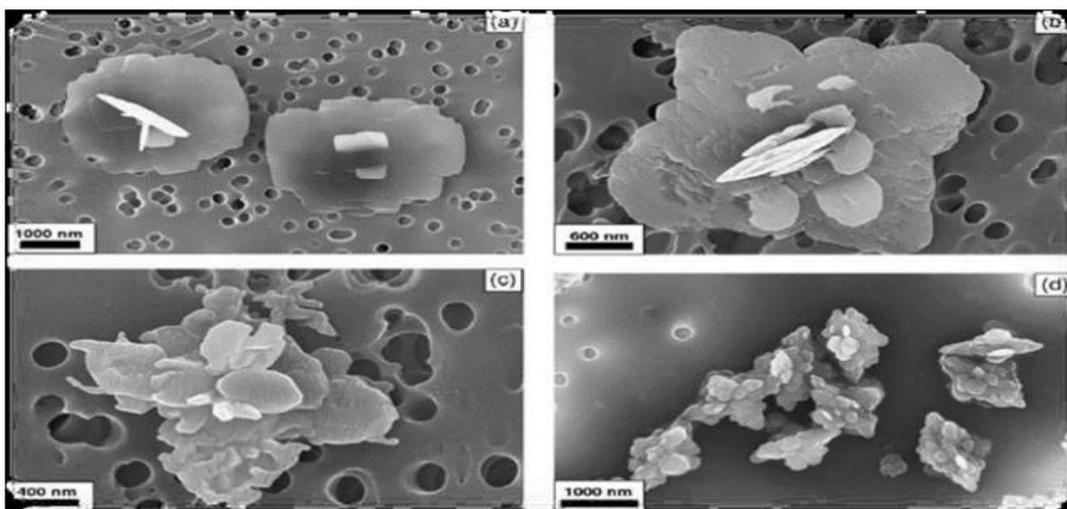


Figure II . 6 : La structure cristalline de sulfate de baryum [6]

II.7.3. Solubilité du BaSO₄

La solubilité est définie comme la quantité limite du corps dissous, cela peut se dissoudre dans un dissolvant sous un ensemble donné des conditions physiques.

La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre. Alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le Na₂SO₄, un certain nombre de sels partialement solubles et d'autres insolubles comme le sulfate de baryum.

La solubilité 'S' est en fonction de produit de solubilité et varie dans la même sens. La solubilité a été mesurée par KOHLRAUSCH dont les résultats sont exprimés dans le tableau suivant en mg de sel dans 100 m³ d'eau [9]:

Tableau II . 1 : Solubilité du BaSO₄ par KOHLRAUSCH [9]

T°C	0°77	3°33	18°	26°75	34°
BaSO ₄ mg	0,171	0,207	0,230	0,266	0,291

Nous avons vérifié que ces valeurs ne varient pas beaucoup d'un auteur à un autre, en particuliers on peut citer dans le tableau suivant les données de COWAN & WEINTRITT (1975).

Tableau II . 2 : Données de Solubilité du BaSO₄ par COWN & WEINTRITT [9]

T°C	0°	10°	18°	30°	50°
BaSO ₄ mg	0,115	0,20	0,226	0,285	0,336

La solubilité du BaSO₄ augmente avec l'augmentation de la température et la diminution de pH qui influe sur la force ionique et la température sur le produit de solubilité de BaSO₄ dans l'eau distillée.

L'eau salée et la saumure ont prouvé que l'augmentation de la force ionique provoque l'augmentation de la solubilité de BaSO₄.

Le BaSO₄ est insoluble dans les acide et les bases ce qui explique les bouchages des puits après formation de dépôt.

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités des carbonates de calcium, de sulfate de baryum et de sulfate de calcium.

Tableau II . 3 : Le premier dépôt qui se forme c'est le BaSO₄ [9]

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

Remarque :

Quand la température ou la concentration d'un dissolvant augmente, la solubilité peut augmenter, diminuer, ou rester constante selon la nature du système.

Par exemple, si le processus de dissolution est exothermique, la solubilité diminue avec la température. Si le processus est endothermique la solubilité augmente avec la température

❖ Lois de solubilité

La solubilité des sels est régie par la loi d'action masse, l'équilibre de dissociation d'un sel du type $C_n A_m$ est le suivant :



C : cation de valence X

A : anion de valence Y

(NX=MY)

La constante de dissociation s'écrit : $\frac{[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m}{[C_n A_m]} = \text{constante} \dots \dots \dots (4)$

(Suivant des conditions thermodynamiques données)

Les valeurs entre crochets désignent les activités qui, dans le cas de solutions peu chargées en sel sont équivalentes aux concentrations des ions considérés. Par ailleurs, l'activité des espèces insolubles (cas de $C_n A_m$) est unitaire. Dans ces conditions : $[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m = S$

Cette constante S est appelée produit de solubilité, elle est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques [13].

La solubilité du BaSO₄ augmente avec l'augmentation de la température et la diminution de pH donne l'influence de la force ionique et de la température sur le produit de solubilité de BaSO₄ dans l'eau distillée [14].

L'eau salée et la saumure ont prouvé que l'augmentation de la force ionique provoque l'augmentation de la solubilité de BaSO₄. Le BaSO₄ est insoluble dans les acide et les bases ce qui explique les bouchages des puits après formation de dépôt [9].

❖ Le produit de solubilité

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques ; toute variation de ces derniers fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc des précipitations. 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 :

$$\Phi = \frac{C_{\text{Sel}}}{C_{\text{P Sel}}} \dots \dots \dots (5)$$

produit des activités des ions au temps ($t = 0$) / produit des activités des mêmes ions à l'équilibre thermodynamique

Φ : Degré de saturation

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

$C_{\text{P Sel}}$: Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique [9].

II.7.4. Taux de saturation

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

$$SR = \frac{[Ba^{2+}]_0 [SO_4^{2-}]_0}{K_{sp}}$$

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

$[SO_4^{2-}]_0$: Concentration initiale de l'ion sulfate (mol/l)

K_{sp} : Produit de solubilité de sulfate de baryum, dépend de la température T, du pH et des forces ioniques. SR: dépend d'un certain nombre de conditions expérimentales, y compris le mélange eau d'injection et de formation, la température (T), le pH et la force ionique des espèces en solution [9].

II.8. Phénomène d'adsorption

L'adsorption est la fixation d'un ion ou d'une molécule de grosseur variable dit adsorber à la surface d'une molécule ou d'un complexe moléculaire appelé adsorbant.

C'est un phénomène de surface qu'il ne faut pas confondre avec l'adsorption dans laquelle l'ion ou la molécule lorsque l'adsorbant et l'adsorbé sont suffisamment rapprochés, certaines forces attractives physiques et chimiques peuvent s'exercer. Les premières sont des forces électrostatiques de Van Der Waals qui ont la propriété de mettre en jeu des énergies assez faibles et d'être en principe réversibles.

Les forces chimiques sont expliquées par des réactions possibles et irréversibles entre les radicaux fonctionnels existants à la surface de l'adsorbant avec les molécules adsorbées d'où l'existence de sites actifs.

L'adsorption est un phénomène réversible parce qu'elle se produit en même temps qu'un phénomène inverse appelé désorption, l'évolution simultanée de ces deux phénomènes antagonistes nous amène à un état d'équilibre dynamique appelé équilibre d'adsorption.

CHAPITRE III
LES METHODES DE
TRAITEMENT DE BaSO₄

CHAPITRE III : Les méthodes de traitement de BaSO₄

III.1. Introduction

La compréhension des mécanismes de formation des dépôts de sulfate de baryum a permis la mise en œuvre de l'étude des mécanismes d'inhibition et la mise en place de molécules actives capables, une fois mélangées, de retarder la croissance cristalline des dépôts.

Plusieurs traitements sont utilisés plus ou moins coûteux à mettre en œuvre, dont on pourra citer les deux principaux : mécanique et chimique. Dans le procédé mécanique, les dépôts sont enlevés mécaniquement ou manuellement par des opérations de grattage, ou par une fracturation hydraulique, Le procédé chimique consiste à injecter dans le puits des espèces chimiques capables de maintenir les cristaux de dépôts en suspension. Pour empêcher et/ou pour retarder la croissance des dépôts, l'eau injectée dans les puits pour le dessalage est traitée préalablement par des inhibiteurs de dépôts. La concentration d'usage à laquelle l'inhibiteur de dépôts est efficace est déterminée par des mesures appropriées au laboratoire puis corrigée sur site par des tests industriels.

Cependant, les moyens les plus rentables de manipuler la précipitation de dépôt est l'application des inhibiteurs. L'entartrage est influencé par les changements de la température et/ou de pression qui sont favorables à la précipitation des sels minéraux des eaux de formation, le mélange des eaux incompatibles pendant des opérations d'injection d'eau de dessalage. L'empêchement de dépôt est fait en exécutant les traitements de compression dans lesquels les inhibiteurs de dépôt sont injectés dans la formation productrice près du puits.

III.2.Détection des dépôts de sulfate de baryum

III.2.1.L'analyse de microscopie électronique de scanning SEM

Les échantillons de Dépôt ont été examinés par SEM pour observer la dimension particulaire et la morphologie des précipités. On a observé la formation CaSO₄, de SrSO₄, et de BaSO₄ pendant l'écoulement des eaux d'injection et de formation dans des milieux poreux par des micrographes de la microscopie électronique de Scanning (SEM) [17].

La comparaison de BaSO₄ avec CaSO₄ et de SrSO₄ formés dans des milieux poreux n'a pas montré des différences significatives dans la morphologie extérieure des cristaux. Les différences lignes dans l'irrégularité des cristaux formés dans des pores de roche. La taille moyenne des cristaux de BaSO₄ précipités provient des mélanges des eaux, était environ

2.5µm plus grand que la taille moyenne des cristaux CaSO₄ et de SrSO₄ est environ 1.8 µm (Figure III.1), (Figure III.2).

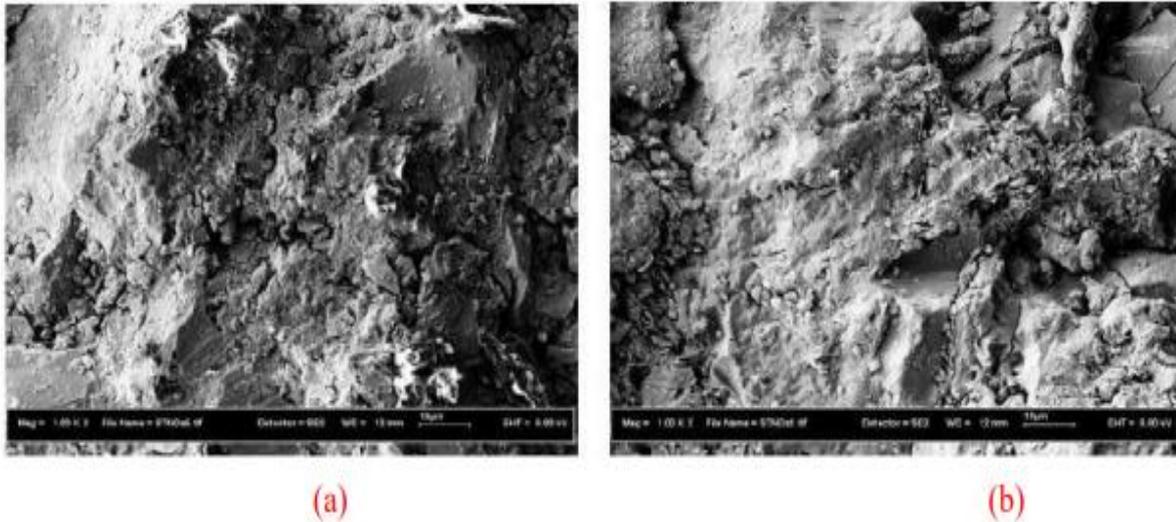


Figure III . 1 : l'image de SEM d'un échantillon de grés non précipité [17]

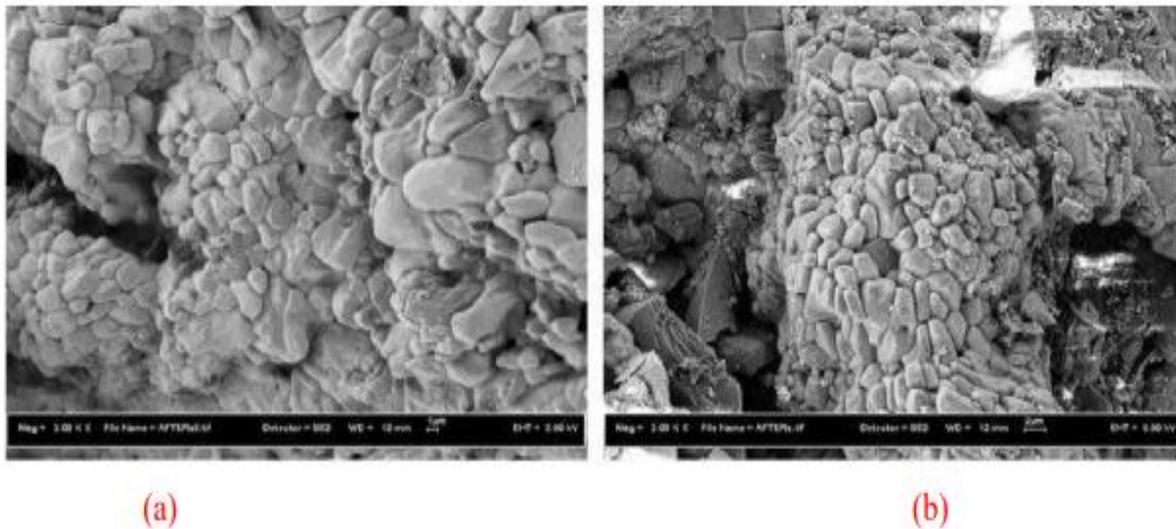


Figure III . 2 : l'image de SEM des dépôts de BaSO₄ dans un échantillon de grés [17]

III.3.Traitement Des Dépôt de sulfate baryum

III.3.1.Traitement préventif

III.3.1.1.Le procédé soustractif

Par élimination des ions formateurs de dépôts ; exemple élimination des ions sulfates SO₄²⁻ contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par BaCl₂ suivant la réaction suivante :

$$SO_4^{2-} + BaCl_2 \rightarrow BaSO_4 + 2Cl^-$$

III.3.1.2. Le procédé additif (par Injection Continue d'un inhibiteur)

La méthode d'injection continue d'un inhibiteur est effectuée dans des puits injecteurs et des puits producteurs. Cette technique permet de pomper sans interruption d'un inhibiteur en bas de la concentrique à une certaine profondeur. L'inhibiteur est dilué pour réaliser une bonne distribution et pour éviter la précipitation aux abords de puits provoquée par l'inhibiteur concentré [17].

III.3.1.3. Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation

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

- Le succès du traitement dépend d'une dissolution lente continue de l'inhibiteur de dépôt du réservoir dans le fluide produit.
- Un certain produit chimique est également irréversiblement perdu à la formation. Les minéraux de carbonate ou d'argile doivent être présents dans la formation pour maintenir assez d'inhibiteur pour assurer la protection à long terme.
- Les traitements de compression ont plusieurs autres inconvénients :
 - ❖ La concentration de l'inhibiteur qui retourne avec de la saumure dépend de la chimie du sel d'inhibiteur ; commander est limité.
 - ❖ La production perdue pendant la fermeture du puits dans la période du procédé de compression effectue la rentabilité du puits.
 - ❖ Quelques puits ne regagnent pas les volumes originaux de production [6].

III.3.1.4. Dissolution chimique

Le but d'employer les agents de chélation tels que l'EDTA et les DTPA est de transformer le sulfate de baryum insoluble en carbonate de baryum ou d'autres composés il est plus facile à dissoudre qu'en utilisant un acide. En peut commander la stabilité du complexe du métal par la concentration en ion d'hydrogène (c.-à-d. pH). Ceci le plus généralement est fait par dissoudre l'hydroxyde de sodium en solution pour augmenter le pH de milieu. Une augmentation du pH favorisera la déportation des molécules d'EDTA et de DTPA (c.-à-d. l'enlèvement des atomes d'hydrogène) à la forme (EDTA)⁴⁻ ou (des ions de DTPA)⁶⁻ Ces complexes d'ion peuvent maintenant adhérer au sulfate de baryum et enlever les ions de Ba²⁺ en conséquence, laissant les ions de SO₄²⁻ en solution [18].

III.3.1.5. La distillation

C'est un système dans lequel l'eau est portée à l'ébullition, puis la vapeur est refroidie jusqu'à ce qu'elle condense dans un récipient séparé. Les substances dissoutes ; telles que le sulfate, restent dans le récipient initial. Si elles sont mises en place correctement, l'unité de distillation peut 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 [9].

III.3.1.6. 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 Sr²⁺ et Ba²⁺. Cela permet d'éviter la précipitation du sulfate de baryum et donc le colmatage des roches poreuses du gisement. Les sulfates peuvent être éliminés par des unités SRU (Sulphate Removal Unit) constituées de membranes de nanofiltration / osmose inverse. Ces unités comportent la même filière de traitement [19]:

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

❖ 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 [20].

❖ L'Osmose inverse (OI)

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

Les membranes généralement utilisées sont en polyamide non biodégradable de porosité 0,2 nm. Les prétraitements peuvent être très poussés pour éviter toute détérioration de la membrane [21].

III.3.1.7. Les inhibiteurs

III.3.1.7.1. Définition des inhibiteurs

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts et pour inhiber une réaction chimique c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter [14].

Domaine d'utilisation

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

III.3.1.7.2. 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 mise 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 choisit doit prendre à certaines conditions de sécurité et de protection de l'environnement.
- ✓ **Le prix** : il doit supporter à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs concurrents au point de vue de prix, du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en œuvre [9].

III.3.1.7.3. Types des inhibiteurs

Il existe deux types :

- ✚ **Inhibiteurs anti-dépôt** : Ce sont des composés chimiques utilisés à des concentrations nettement supérieures à la stœchiométrie, dont le but d'inhiber la formation d'un dépôt cristallin par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation [22].

✚ **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 [26]. Différentes techniques sont utilisées pour élucider le mécanisme de l'interaction entre les surfaces de l'EDTA et le sulfate de baryum [23].

✚ **Les phosphates à chaîne linéaire :** Ce sont les premiers inhibiteurs utilisés, Ils sont caractérisés par des liaisons p-o-p ; les composés les plus connus dans cette classe sont :

- les pyrophosphates, les méta-phosphates et les polyphosphates ;
- les esters des phosphates organiques sont des inhibiteurs efficaces ;
- les phosphonates [6].

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

✚ **L'inhibiteur AD32**

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.

III.3.1.7.4. Classification des familles d'inhibiteurs

Tableau III . 1 : Classification des familles des inhibiteurs [9]

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

III.3.1.7.5. Les mécanismes d'action des inhibiteurs

Les différents mécanismes et modification susceptible d'intervenir sont :

- La complexation  DRIKER, REMPELS.
- la chélation et la séquestration  BARTHOLL.
- La formation de film mono moléculaire  BUKOUITC.

Les inhibiteurs de dépôts peuvent agir sur la période de germination, sur la période de croissance, ou sur les deux au même temps. Ces inhibiteurs de dépôts ont la capacité de former des chélates avec les cations qui forment les dépôts. Le mécanisme d'inhibition des anti-dépôts diffère d'un inhibiteur à un autre. Certains inhibiteurs s'adsorbent sur les sites actifs du cristal ce qui conduit, par suite, à la modification des faciès du cristal, donc à la diminution de l'adhérence de ces cristaux sur les parois des installations et à l'apparition des cristaux désordonnés, mal formés et facile à éliminer du milieu aqueux.

Pour d'autres inhibiteurs, ce sont les groupements fonctionnels qui s'adsorbent sur le cristal, l'autre partie de la molécule reste libre dans la solution ce qui conduit à l'apparition d'une charge électrique importante sur le cristal [9]

✓ Influence sur la période de germination

L'ensemble des inhibiteurs agissant sur la germination, a pour effet d'augmenter le temps de germination ou de la latence TG, deux manières sont possibles :

- Diminuer la nucléation homogène : c'est-à-dire, les agents tartrifuges vont modifier le rayon critique des germes.
- Diminuer la nucléation hétérogène : dans ce cas, les produits vont s'adsorber sur les surfaces possédant des sites de nucléation hétérogène (Figure III.3).

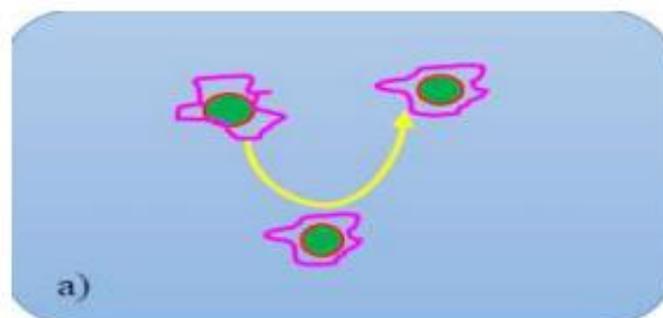


Figure III . 3 : DISPERSION DES NUCLEUS FORMÉES [9]

✓ Influence sur la période de croissance

L'action de ces produits sur la période de croissance (maximum V₀) avoir plusieurs effets (Figure III.4)

- Diminution de la vitesse de croissance maximum V₀.
- élever le faciès des cristaux obtenus.
- Diminution de l'adhérence des cristaux formés sur les surfaces.

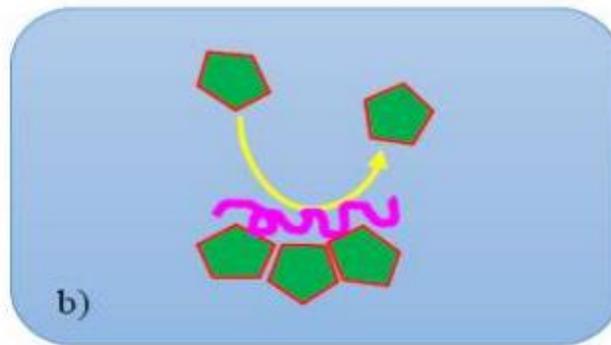


Figure III . 4 : STABILISATION DES DÉPÔT EN CROISSANCE [9]

III.3.1.7.6. Le surdosage d'inhibiteur

Problème dû aux perturbations répétées du débit d'eau traitée causant un surdosage en produit de traitement AD32 qui entraîne l'apparition d'un dépôt jaunâtre (phosphates)

Les principales causes du problème de surdosage sont:

- L'état des pompes BSB
- Les fuites causées par la corrosion des lignes
- Fermetures et ouvertures des puits salés
- Les Opérations qui utilisent les puits Albien

III.3.1.7.7. Inefficacité des inhibiteurs

Le problème qui rencontre les inhibiteurs de dépôts est la réduction de leur efficacité dus à l'existence des ions de Fe²⁺ et Fe³⁺ dans les eaux de gisements.

Les ions Fe²⁺ en présence de l'oxygène de l'air, s'oxydent en Fe³⁺, se précipitant sous forme de Fe(OH)³. Ce dernier grâce à son grand pouvoir adsorbant vis-à-vis des autres ions en solution empêche l'inhibiteur d'être adsorbé sur les sites de croissance des germes du dépôt.

Pour rendre l'inhibiteur plus efficace, on procède à l'élimination de l'oxygène par des méthodes mécaniques ou chimiques.

III.3.2. Traitement curatif

III.3.2.1. Milling

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



Figure III . 5 : Outil de MILLING [9]

III.3.2.2. Jetting (jet hydraulique)

Il est utilisé pour l'élimination de tartre inerte BaSO₄, c'est un outil de nettoyage souple au jet à haute pression descendu par le coiled tubing [24].



Figure III . 6 : Outil de JETTING [9]

III.4. Les travaux réalisés (l'état de l'art) de traitement des dépôts de sulfates de baryum

Ces dernières décennies, l'inhibition de la précipitation de sulfate de baryum a été largement étudiée en utilisant un grand nombre de techniques.

- Christian Roque a étudié la maîtrise des paramètres d'utilisation et de contrôle de l'agent inhibiteur afin de résoudre rapidement les problèmes d'extrapolation liés à un futur traitement anti-dépôts généralisé l'ensemble du champ de TFT.
- F. Jones et al, ont étudié l'effet d'une série de molécules de phosphonates sur la précipitation du sulfate de baryum. Ils ont trouvé que l'augmentation du nombre de groupes phosphonates dans ces molécules entraîne généralement une forte inhibition de la précipitation du sulfate de baryum.
- F. Jones et al, ont utilisé l'acide éthylène diamine tétra-acétique (EDTA) pour inhiber la formation des sulfates de baryum.
- Zerrouk Lalmi a étudié l'inhibition du dépôt de sulfate de calcium par trois produits commerciaux (NALCO65 61, AD32, et SI4012) et par un composé synthétisé de famille de ferrocènes.
- Yu T. et al, ont étudié les méthodes de gravimétrie et de spectrométrie d'absorption atomique ont été utilisées pour étudier la capacité de détartrage et les mécanismes d'action des agents détartrants de type carboxy-ammonium. Les agents détartrants sont l'acide Nitrilotri-acétique (NTA), l'acide éthylène diamine tétra-acétique (EDTA), et l'acide diéthyltriamine penta acétique (DTPA).
- Mavredaki E. et al, ont examiné l'effet de l'acide polyphosphino carboxylique (PPCA) et de l'acide diéthylène triamine-penta-méthylène phosphonique (DETPMP) qui sont deux inhibiteurs commerciaux sur certains plans cristallins de sulfate de baryum.

CHAPITRE IV
ETUDE DE L'EFFICACITE DU
TRAITEMENT CHIMIQUE PAR
AD32

CHAPITRE IV : Etude de l'efficacité du traitement chimique par AD32

IV.1 Aperçu sur le champ de Hassi Messaoud

IV.1.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde, Il demeure à l'heure actuelle le gisement plus productif d'Algérie avec une production de l'ordre 400 000 barils par jour, Il contribue pour plus de 50 % dans la production algérienne. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres petro physiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc.....) [12].

IV.1.2. Historique du champ

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1 ; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la Compagnie Française de Pétrole d'Algérie (C.F.P.A).
- Au sud la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie (SN.REPAL).

IV.1.3. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- De [790.000 à 840.000] Est.
- De [110.000 à 150.000] Nord.

Ses coordonnées Lambert sont :

- X : 790.000 à 840.000 Est ; - Y : 110.000 à 150.000 Nord.

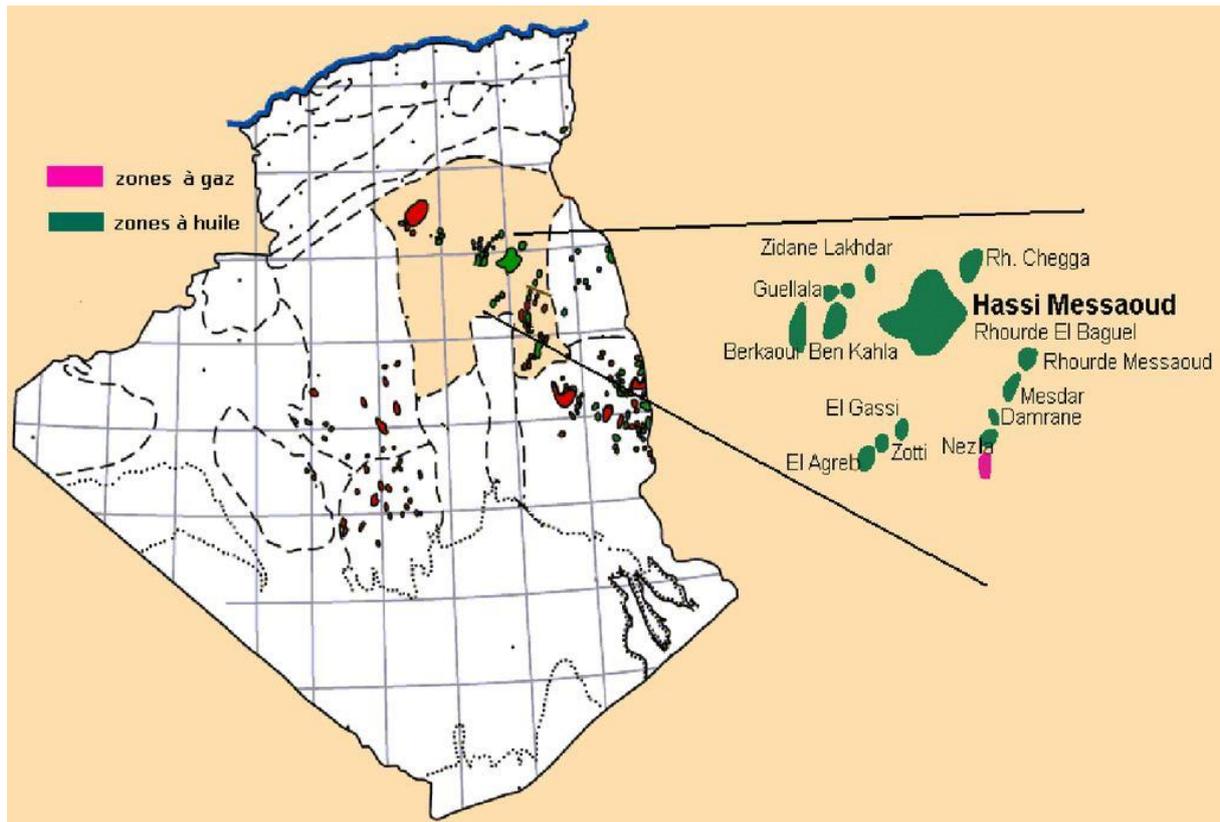


Figure IV . 1 : Situation géographique du HMD [12]

IV.1.4. Situation géologique :

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

La région de Hassi-Messaoud fait partie de l'Erg Oriental du Sahara Septentrional, elle occupe la partie centrale de la province triasique. Au Nord, elle est entourée par les structures de Djemaa-Touggourt, à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya, à l'Est par le haut fond de Dahar et Rhourd-El-Baguel Hassi Chergui et la dépression de Ghadames, enfin au Sud par le haut fond d'Amguid El-Biod [12].

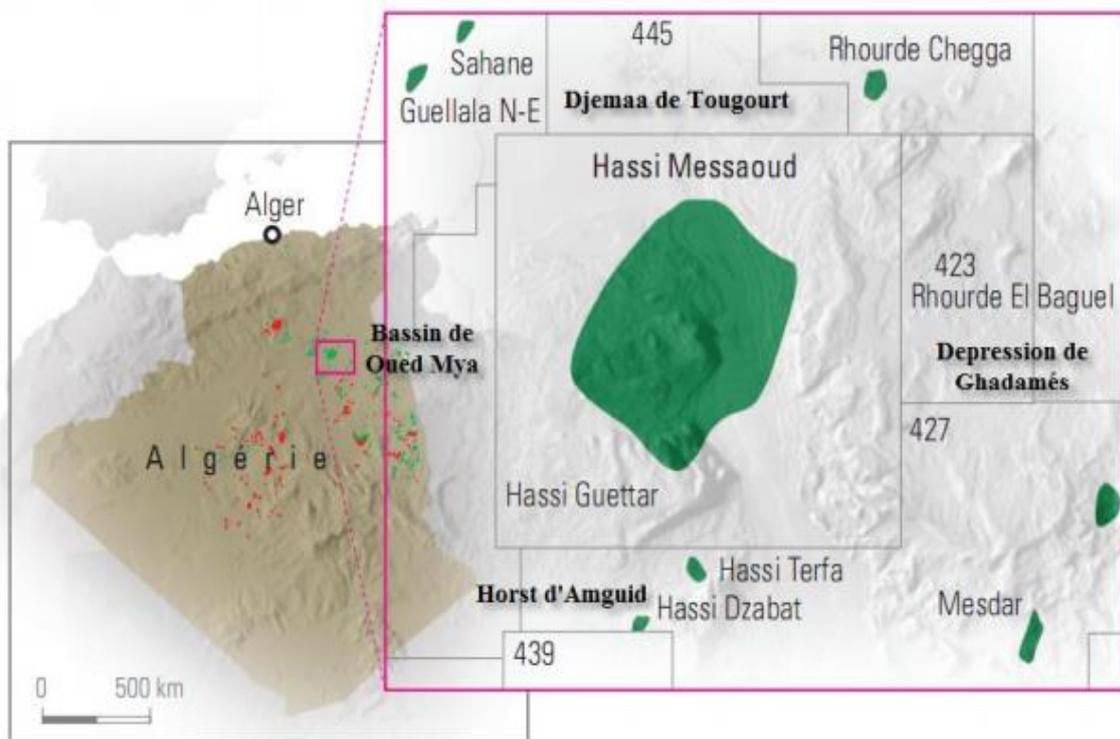


Figure IV . 2 : Situation géologique du HMD [12]

IV.1.5. Zones et numérotation des puits

Le champ de Hassi-Messaoud est subdivisé en zones en tenant compte des iso-pressions. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble des puits qui se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation [9].

- **Champ Nord** : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Omkz12*
O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m: superficie de la zone à huile tel que ; $O_m = 1200 \text{ km}^2$, $O_n = 300 \text{ km}^2$.

o : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km^2 .

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

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

* : 'z' signifie un puits horizontal.

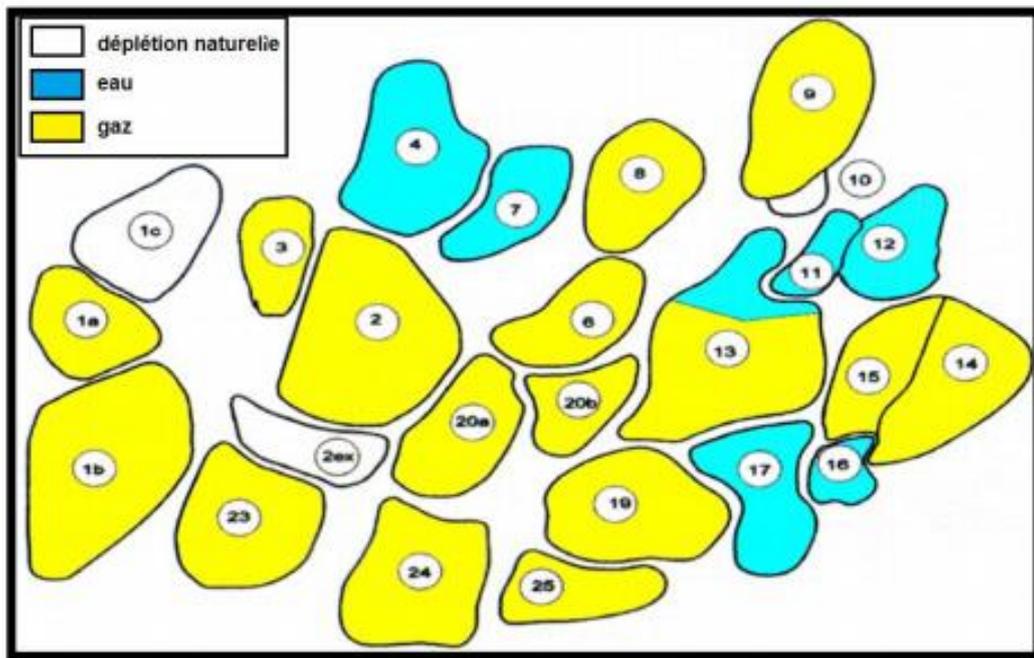


Figure IV . 3 : Zones du champ HMD [12]

IV.2 Etude de l'efficacité de l'AD32 par rapport aux autres inhibiteurs

IV.2.1.Introduction

La production du pétrole dans la région de Hassi Messaoud est assistée par l'injection de l'eau douce pour éliminer la formation de sel NaCl, cette injection d'eau crée un problème de formation de dépôts de sulfate de baryum. Ces derniers dépôts ont été luttés par l'utilisation de l'AD32 pour le but d'éviter leur formation.

En 2020, et à cause du non disponibilité de l'anti dépôt 32, plusieurs inhibiteurs (par exemple SCW85375) ont été utilisé afin de remplacer AD32. Et pour cela, la problématique qu'on a traitée dans cette étude s'agit principalement de la chute de production après l'utilisation des nouveaux inhibiteurs.

IV.2.2. Le système de dessalage dans les champs de Hassi Messaoud

L'analyse des eaux de gisement montrent la présence d'un pourcentage important des sels. Ce dernier entraîne la précipitation des dépôts de sels après un certain temps de production à cause des changements des paramètres thermodynamiques et/ou de sursaturation de l'eau de gisement. Le gisement de Hassi Messaoud est saturée en sel, et pour cela nous mettons en œuvre un système de dessalage qui consiste à traiter l'eau douce par des produits chimiques dans la station du dessalage pour éviter la déposition de ces sels afin d'assurer une bonne production.

IV.2.2.1. Station de traitement

La station de traitement est utilisée pour l'objectif de contrôler à distance et cela nous permet d'avoir des informations instantanées sur les puits comme elle nous offre la possibilité d'intervenir rapidement sur :

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

Toutes ces informations nous permettent d'optimiser le traitement chimique.



Figure IV . 4 : Station de traitement d'eau par des produits chimiques [9]

IV.2.2.2. Les modes de dessalage dans le champ Hassi Messaoud :

Il existe deux modes de dessalage :

+ Dessalage à basse pression

Le mode de dessalage à faible pression était le plus utilisable pendant les années passées : d'abord l'eau est traitée dans la station de dessalage avec des produits chimiques ensuite elle est acheminée vers les puits salés et finalement cette eau est évacuée par des pompes BSB placées près des puits de production.

+ Dessalage à haute pression

Ce mode de dessalage fonctionne avec de très grandes pressions à l'aide des pompes centrifuges situées à la sortie de station. Ce système distribue de l'eau à tous les puits auxquels il est relié car la pression de fond de ces puits est importante.

IV.2.3. Le choix d'inhibiteur

Pour considérer une substance comme un inhibiteur de dépôt, il doit répondre aux exigences actuelles en matière d'environnement; c'est-à-dire il doit posséder ces trois caractéristiques :

- Le non toxicité ;
- L'efficacité à faible concentration ;
- Le cout (prix) supportable ;

Et dans cette étude, on va prendre le produit commercial (AD32) comme inhibiteur des dépôts (La formules chimique de ce produit est inconnue et n'est pas fournie par le fabricant).

IV.2.4. L'inhibiteur AD32

C'est l'inhibiteur principal utilisé dans le champ de Hassi Messaoud, c'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.



Figure IV . 5 : L'inhibiteur de dépôt AD32

IV.2.4.1. Caractérisations de l'inhibiteur AD32

Le tableau IV-1 montre les propriétés physique-chimiques de l'inhibiteur AD32.

Tableau IV . 1 : Propriétés physique et chimique de l'AD 32 [9]

Nature	Phosphonate
Aspect	liquide
Température de solidification	-5 °C
pH	6 - 8
Matière active	25%
Point d'éclair	100°C (NF T 60-103)
Masse volumique	1230-1280 Kg/m ³
Viscosité	10 m Pa/s
Solubilité	Soluble dans l'eau, solvant organique (insoluble dans l'hydrocarbure)

IV.2.4.2. Mode d'emploi d'inhibiteur AD32

Injecté directement dans le système à inhiber, pur ou dilué dans l'eau, de préférence en injection continue à l'aide d'une pompe doseuse.

IV.2.4.3. L'efficacité de l'AD32

Le produit de traitement AD32 est l'inhibiteur principal utilisé au champ de Hassi Messaoud contre la formation des précipites de BaSO₄

Le tableau ci-dessous montre le nombre des puits ayant le problème des dépôts de BaSO₄ de l'année 2016 jusqu'à 2020 dans le champ de HMD.

Tableau IV . 2 : Le nombre des puits ayant le problème des dépôts de BaSO₄ (2016 - 2020) dans le champ de HMD [25]

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

✓ **Discussion des résultats**

Selon le tableau ci-dessus, On peut mentionner les interprétations suivantes :

- Avant l'année 2020, 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 2020, 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 en raison de début de la pandémie Covid-19), et l'utilisation des autres inhibiteurs qui n'ont été pas à la même efficacité par rapport à l'AD32.

Les résultats obtenus sont présentés comme suit :

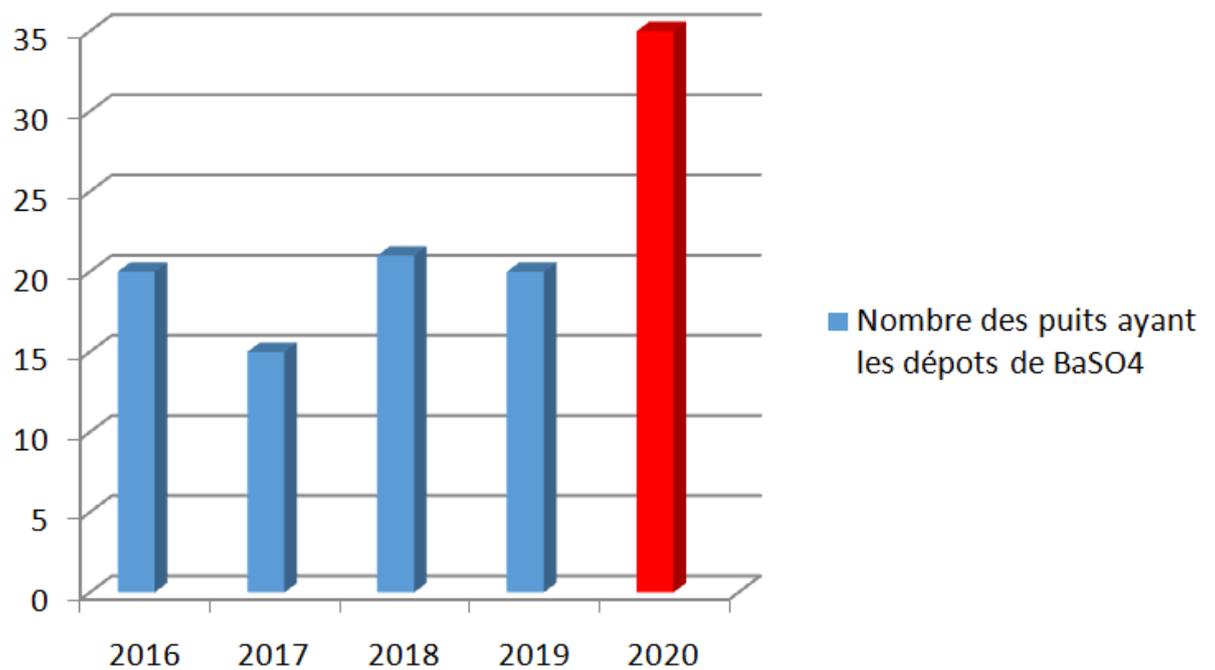


Figure IV . 6 : L'augmentation du nombre des puits ayant le problème des dépôts de BaSO4 (2016 - 2020) dans le champ de HMD [25]

IV.2.5. Les nouveaux inhibiteurs utilisés

A partir du mois d'avril 2020, Une rupture du stock de l'anti dépôt 32 nécessite l'utilisation des autres inhibiteurs requis d'autres champs pétroliers (BBK, Ourhoud , GSA....)

Le tableau ci-dessous exprime les demandes de cession concernant des différentes quantités des inhibiteurs.

Tableau IV . 3 : Les différentes cessions des inhibiteurs de dépôts [25]

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		

IV.2.6. Aperçu sur les nouveaux inhibiteurs utilisés

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

Le CHIMEC1264 ainsi que le FQS113 étaient les deux inhibiteurs les plus utilisés dans le champ de Hassi Messaoud pendant l'année 2020 :

IV.2.6.1. 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.

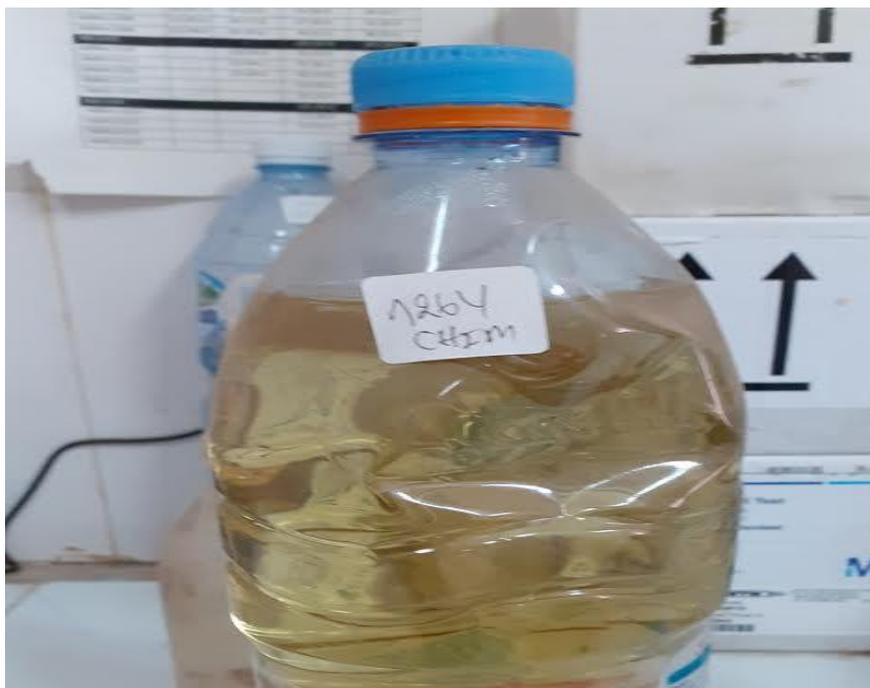


Figure IV . 7 : L'inhibiteur de dépôt CHIMEC1264 [25]

▪ **Caractérisations de l'inhibiteur CHIMEC1264**

Le tableau IV-4 ci-dessous montre les propriétés physique-chimiques de l'inhibiteur CHIMEC1264.

Tableau IV . 4 : Propriétés physique et chimique de CHIMEC1264 [25]

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

IV.2.6.2. 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 $BaSO_4$, et aussi les dépôts de sulfates de calcium $CaSO_4$.

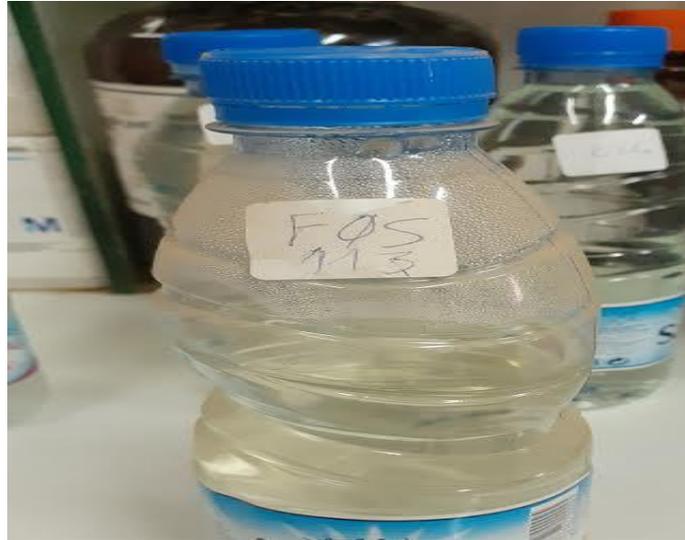


Figure IV . 8 : L'inhibiteur de dépôt FQS113 [25]

- **Caractérisations de l'inhibiteur FQS113**

Le tableau IV-5 ci-dessous montre les propriétés physique-chimiques de l'inhibiteur FQS113.

Tableau IV . 5 : Propriétés physique et chimique de FQS113 [25]

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

IV.3. Test industriel

IV.3.1. Introduction

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 GYPTRON SA 860N qui a été testé en laboratoire en janvier 2011 sur le mélange de l'eau de l'albien avec l'eau de cambrien. Les tests de laboratoire ont révèlè 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 Hassi Messaoud à été réalisé au niveau d'un puits producteur d'huile salé le MD480, retenu comme puits pilote.

IV.3.2. L'inhibiteur GYPTRON SA 860N

L'inhibiteur 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.

Le tableau ci dessous présente les caractéristiques de cet inhibiteur.

Tableau IV . 6 : Propriétés physique et chimique de l'inhibiteur GYPTRON SA 860 N

Nature	Phosphonate
Apparence	Liquide
Couleur	Marron
Ph	5 - 6
Densité	1.22 - 1.25
Température de solidification	-12 (Celsius)
Solubilité	Soluble dans l'eau
Stabilité chimique	Stable dans le conditions normales
Viscosité cinématique	4.7 mm ² /S (40 C°)
Viscosité dynamique	Pas de données disponibles

IV.3.3. Conduite du test industriel

L'inhibiteur de dépôt Gypton SA 860 N 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 subit (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 :

- suspendre 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, 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.

IV.3.4. Critères d'efficacité de l'inhibiteur de dépôts

L'inhibiteur de dépôts doit répondre aux paramètres d'efficacité suivants

→ Absence de dépôts de BaSO₄ :

Sur l'éprouvette suspendue dans le puits à l'intérieur du tubing de production 2''3/8 à environ 03 mètres de la tête de puits,

- 1^{ère} manchette à 30 m du puits,
- 2^{ème} manchette à 1500 m et au milieu de la collecte,
- 3^{ème} manchette à 3000 m et avant l'entrée satellite E1C,
- Contrôle Wireline : passage libre du calibre 46 mm.

IV.3.5. Résultat du test

o 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.

Tableau IV . 7 : Les paramètres influençant le test industriel (phase 200 ppm) [25]

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	-

Tableau IV . 8 : Résultats du suivi du test industriel [25]

Date de contrôle	Observations
23/06/2011	<p>-Le service wireline n'arrive pas à contrôler le profile du tubing, ni à descendre l'éprouvette dans le puits.</p> <p>-Le puits donc est bouché.</p> <p>-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.</p> <p>-Remise en production du puits et attente stabilisation des paramètres de puits.</p>
24/06/2011	<p>-Observation visuelle de l'éprouvette et les trois manchettes avant le test.</p> <p>-Démarrage du test.</p>
01/07/2011	<p>-Fin de la première semaine du test industriel.</p> <p>-Remontée de l'éprouvette par le wireline.</p> <p>Observation : Présence d'une couche uniforme de dépôts.</p> <p>-Descente du calibre (46mm) à l'intérieur de tubing, aucun frottement, passage libre jusqu'à 3464m.</p> <p>-Ouverture des trois manchettes.</p> <p>Les trois manchettes sont propres.</p> <p>Suite à la présence d'une fine couche de dépôt sur l'éprouvette, la phase 200 ppm du test industriel de l'inhibiteur de GYPTRON SA 860N a été arrêtée.</p>

IV.3.6. Contrôle chimique :

- Le dosage des sulfates dans les deux eaux (eau d'injection et eau produite) a été effectué par turbidimétrie et par gravimétrie.
- La quantité de dépôts résiduels (Sulfates de Baryum) a été déterminée après calcination et pesée du précipité issu de la filtration d'un litre d'eau produite.
- La quantité de Sulfate de Baryum inhibé n'a pas pu être déterminée car nous n'avons pas pu casser l'inhibition. Cette donnée est indispensable pour la détermination de l'efficacité de l'inhibiteur.
- Pour déterminer l'efficacité de l'inhibiteur on a eu recours au calcul de la quantité théorique de Sulfate de baryum inhibé en se basant sur la réaction chimique. Par

conséquent l'efficacité de l'inhibiteur est donc déterminée d'une manière semi expérimentale.

Les résultats sont présentés dans les tableaux suivants :

Tableau IV . 9 : Paramètres d'injection de l'eau de lavage [25]

Date	Relevé compteur	heure	Volume injecté (litre)	Durée (heures)	Débit injection moyen (l/h)
24/06/2011	88669	9h45	-	-	-
	88675	17h00	34000	46	739
25/06/2011	Arrêt	8h15	28000	39	718
26/06/2011	88703	8h15	20000	25	800
27/06/2011	88723	9h00	18000	23	783
28/06/2011	88741	8h00	19000	24.5	776
29/06/2011	88760	8h30	20000	23	870
30/06/2011	88780	7h30	19000	25.5	745
01/07/2011	88799	9h	-	-	-

Tableau IV . 10 : Bilan des sulfates [25]

Date	Débit (l/h)	Bilan SO ₄ ⁻ (mg/l)			
		Entrants	Au fond	résiduels	réagis
25/06/11	718	639	383	2	381
26/06/11	800	650	390	18	372
27/06/11	783	645	387	49	338
28/06/11	776	660	396	9	387
29/06/11	870	620	372	38	334
30/06/11	745	665	399	21	378

Tableau IV . 11 : Bilan du sulfate de baryum [25]

Date	Bilan BaSO ₄ (g)			Efficacité (%)
	Formé théorique	Résiduel déterminé	Inhibé déduit	
25/06/11	925.69	220.3	705.39	76.20
26/06/11	902.88	212.6	690.28	76.45
27/06/11	820.35	206.6	613.75	74.82
28/06/11	939.28	125.5	813.78	86.64
29/06/11	810.65	137.6	673.05	83.03
30/06/11	917.44	160.6	756.84	82.49

Analyse du dépôt :

Un échantillon de dépôt récupéré sur l'éprouvette a la fin du test a été analysé par diffraction des rayons X .Le résultat montre que ce dépôt est constitué essentiellement de sulfate de baryum.

IV.3.7. Conclusion :

D'après les résultats obtenus, nous concluons que l'inhibiteur de dépôts Gypton SA 860 N de la firme CHAMPION est inefficace a la dose de 200ppm au niveau du champ de HASSI MESSAOUD.

Dans le cadre de la sélection de nouveaux produits chimiques ; veuillez trouver ci-après le programme du test industriel de l'anti dépôt GYPTRON SA 860 N de la firme Champion Technologie

Phase 200 ppm

(Durée du test trois semaines (21 jours))

Début du test : 23/06/2011

Contrôle W.L profil tubing de production 2 "3/8 (calibre 46)

Mise en place de l'éprouvette

Ouverture des manchettes 1,2 et 3

Première contrôle : 30/06/2011

Remontée et contrôle de l'éprouvette voir s'il y'a présence de dépôt de BaSO₄

Contrôle W.L profil tubing de production 2"3/8 (calibre 46)

Remise en place de l'éprouvette s'il n'y a pas de dépôts de BaSO₄

Deuxième contrôle : 07/07/2011

Remontée et contrôle de l'éprouvette voir s'il y'a présence de dépôt de BaSO₄

Contrôle W.L profil tubing de production 2"3/8 (calibre 46)

Remise en place de l'éprouvette s'il n'a pas de dépôts de BaSO₄

Troisième contrôle : 14/07/2011

Remontée et contrôle de l'éprouvette voir s'il y'a présence de dépôt de BaSO₄

Contrôle W.L profil tubing de production 2"3/8 (calibre 46)

Remise en place de l'éprouvette s'il n'y a pas de dépôts de BaSO₄

Ouverture et observation des manchettes N°1, 2 ,3

NB :

Si la phase 200ppm s'avère efficace, un autre programme sera établi pour la phase 150ppm.

IV.4. Etude de cas

IV.4.1. Le choix du puits étudié

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 apparait 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 SO₄ 2-).

IV.4.2. Puits MD413

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.

Tableau IV . 12 : Les dernières opérations de puits sur le puits MD413 [25]

Date	Opérations	Details
28/11/2020	OPERATION_SPECIALE	Kick Off CCE
21/11/2020	OPERATION_SPECIALE	Scale blaster + Tube clean
20/10/2020	WIRELINE	Contrôle
14/10/2020	WIRELINE	Contrôle
09/10/2020	SNUBBING	-----

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

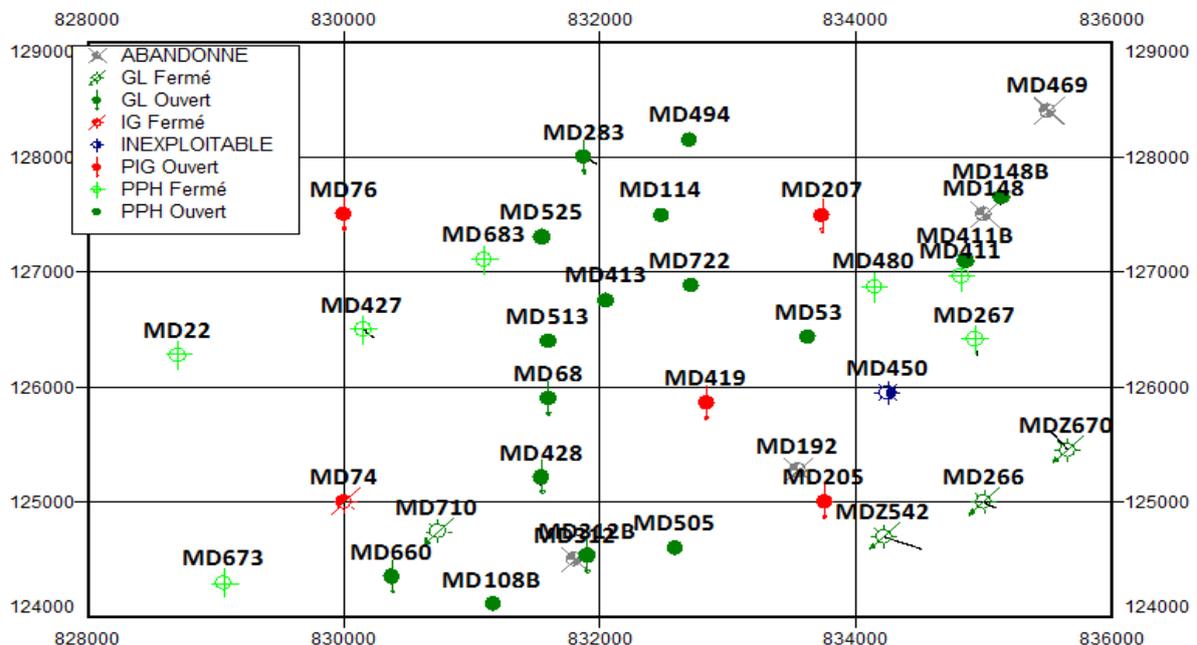


Figure IV . 9 : Carte de positionnement du puits MD413 [26]

IV.4.2.1. 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.

IV.4.2.2. Problème du puits MD413

Nous avons constaté une chute de potentiel du puits MD413 à partir de 09/09/2020 (Durant cette période, l'inhibiteur de dépôts utilisé est CHIMEC1264). 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.

Tableau IV . 13 : Résultats de l'analyse des échantillons du puits MD413 [26]

Puits	Date Echantillonnage	Lieu d'échantillonnage (cote)	Résultats
MD413	17/10/2020	Exterieur de CCE	100% Baso4

IV.4.2.3. 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'à 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 CHIMEC1264) pendant cette période.



Figure IV . 10 : Cahier de courbes de puits MD413 – Après de l'utilisation de l'inhibiteur CHIMEC 1264 [26]

✓ Discussion de résultats

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

- La perturbation du débit de production durant la période (09/09/2020 jusqu'à 07/12/2020).
- La 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 CHIMEC 1264 (inhibiteur inefficace).
- La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs du débit de production.
- L'augmentation de débit de production à partir de 07-12-2020 est justifiée par l'élimination de l'endommagement causé par les sulfate de baryum, en utilisant le traitement curatif (Scale Blaster par l'opération de Coiled Tubing Novembre 2020).

IV.4.3. Puits MD633

Le puits MD633 est un puits de pétrole situé dans la zone 24. Il a été foré en tant que puits vertical en juin 2010, Ce puits a tendance à précipiter le sel, il a donc besoin d'une injection d'eau continue afin de dissoudre le sel.

Ci-dessous la carte de localisation détaillée par rapport aux autres puits voisins.

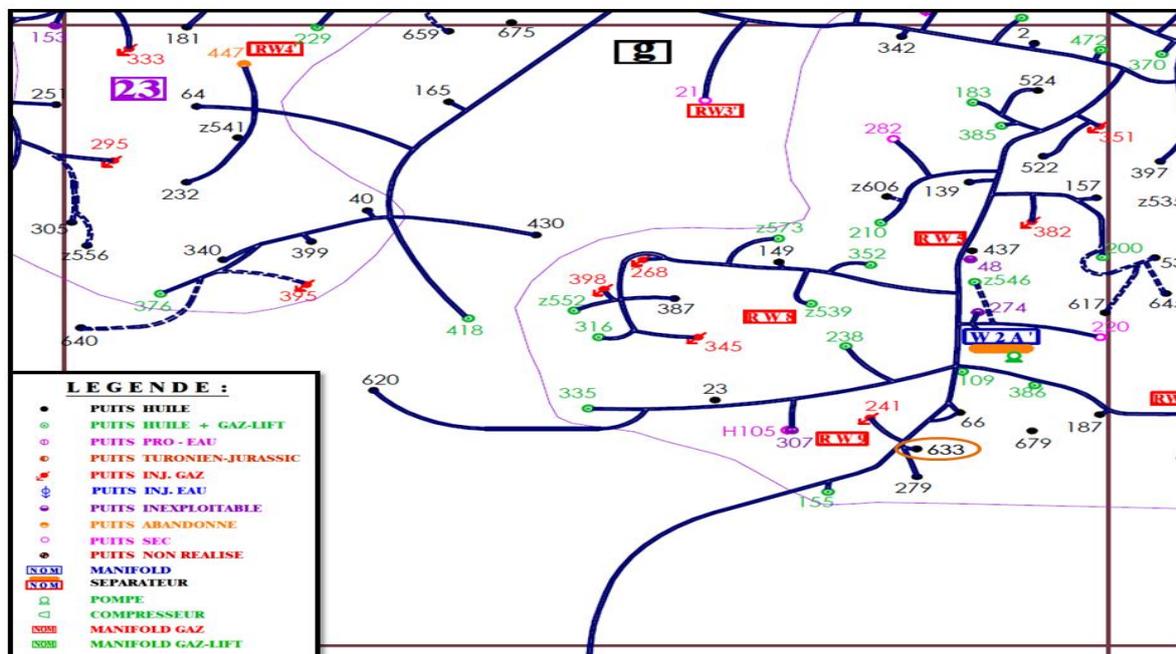


Figure IV . 11 : Carte de positionnement du puits MD633 [26]

IV.4.3.1. Historique de puits MD633

Le tableau ci-dessous indique les dernières opérations réalisées sur le puits MD633.

Tableau IV . 14 : Les dernières opérations réalisées sur le puits MD633 [26]

Date Début	Opérations	Sous/opérations
13/10/2020	SNUBBING	-----
11/03/2019	OPERATION_SPECIALE	Mise en production
07/03/2019	OPERATION_SPECIALE	Mise en production
23/02/2019	WIRELIN	Controle
22/02/2019	WIRELIN	Instrumentation

IV.4.3.2. Problème du puits MD633

Nous avons remarqué une diminution de débit d'huile produit du puits MD633 à partir du 01/10/2020. Les résultats d'analyse en laboratoire ont prouvé l'existence de 54% (BaSO₄+Silice) ainsi que 11% des sels (Nacl) et 35% d'oxydes de fer.

Tableau IV . 15 : Résultats de l'analyse des échantillons du puits MD633 [26]

Puits	Date Echantillonnage	Lieu d'échantillonnage (cote)	Résultats
MD633	11/10/2020	3416m	11% Sels (Nacl) ,35% oxydes de fer ,Reste résidu insoluble (BaSO ₄ + silice)

IV.4.3.3. Résultat de test de jaugeage

A partir des résultats du test Jaugeage, On peut constater :

Une chute de débit d'huile de 6 m³/h jusqu'à un débit nul, ce qui prouve que la formation des dépôts de sulfates de baryum continue malgré l'injection de l'inhibiteur CHIMEC1262.



Figure IV . 12 : Cahier de courbes de puits MD633 – Après de l'utilisation de l'inhibiteur CHIMEC 1264 [26]

✓ Discussion de résultats

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

- La perturbation du débit de production à partir du 01/10/2020.
- La diminution du débit de 6 m³/h jusqu'à un débit nul, qui est la conséquence d'un bouchage (11% Sels, 35% oxydes de fer, 54% BaSO₄ + silice), le résultat obtenu est en raison de la précipitation de dépôts de sulfates de baryum, Malgré l'utilisation du CHIMEC1264 (inhibiteur inefficace).
- La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs du débit de production.

IV.5. La variation du MAP

Malheureusement, les résultats obtenues après l'usage des nouveaux inhibiteurs n'était pas satisfaits, Ils ont été interprétés par une chute de production au niveau des puits ayant le problème des dépôts de sulfate de baryum.

Le graphe suivant exprime la variation du nombre de puits ayant le problème des dépôts de BaSO₄ durant l'année 2020 et aussi le manque à produire dans le champ de Hassi Messaoud :

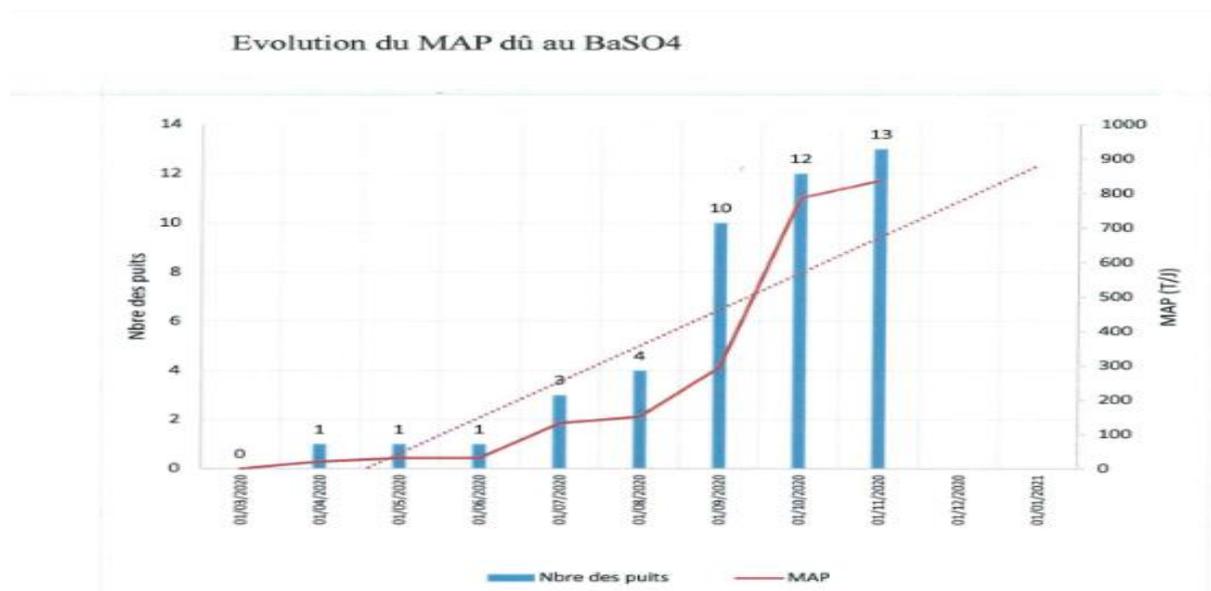


Figure IV . 13 : La variation du MAP et du nombre de puits ayant le problème des dépôts de sulfates de baryum durant l'année 2020 [25]

✓ Expression de résultats

La figure IV.13 montre que l'augmentation du nombre de puits ayant le problème de BaSO₄ après le commencement du non disponibilité de l'AD32 durant l'année 2020 est due principalement à l'utilisation des nouveaux inhibiteurs qui ont prouvé leur inefficacité.

La figure IV.13 confirme que lors de l'usage des nouveaux inhibiteurs (tel que CHIMEC 1264), la formation des dépôts de sulfates de baryum est devenu énorme, et le manque à produire augmentait considérablement.

Ci-dessous des tableaux qui expriment la variation du manque à produire dans le champ sud et le champ nord du gisement de Hassi Messaoud.

Tableau IV . 16 : La variation du manque à produire dans le champ sud [25]

Puits	Date de fermeture	Situation Actuelle / Action	Q (m ³ /h)	MAP (Tonnes/J)
HGA8	25/10/2020	Q nul suite bouchage, Etude en cours	2,85	54,7
HGA9	26/10/2020	Q nul suite bouchage, Etude en cours	2,67	51,3
HGA16	28/10/2020	Q nul suite bouchage, Etude en cours	3,26	62,6
MD235	10/04/2020	WO en cours (Abandon SNB)	1,6	30,7
MD413	10/10/2020	Instrumentation SNB en cours	6	115,2
MD513	26/09/2020	Instrumentation SNB en cours	3,14	60,3
MD633	13/10/2020	SNB en cours (Changement chemisage)	4,74	91,0
MD612	30/10/2020	SNB en cours (Changement CCE)	6	115,2
Total				581

Tableau IV . 17 : La variation du manque à produire dans le champ nord [25]

Puits	Date de fermeture	Situation Actuelle / Action	Q (m3/h)	MAP (Tonnes/J)
ONMZ473	08/07/2020	Abandon Snubbing, Atte WO	2,80	53,8
ONIZ632	-	Tentative nettoyage au Snubbing SR (très faible)	4,00	76,8
OML832	-	Bouchage fréquent tête de puits + Installation de surface	1,50	28,8
ONM471	04/11/2020	Instrumentation au Snubbing en cours	2,45	47,0
ONMZ513	09/09/2020	SNB en cours (Puits bouché jusqu'en surface)	2,63	50,5
Total			256.9	

MAP total champ HMD dû au BaSO₄ = 838 Tonnes

✓ Discussion de résultats

Les résultats obtenus montrent que l'addition des nouveaux inhibiteurs réduit la production des puits ayant les gros précipités de BaSO₄, Cette diminution du potentiel et l'inefficacité de ces produits dans le champ de Hassi Messaoud sont dû particulièrement à des différents facteurs :

- ❖ L'hétérogénéité des réservoirs entre les différents champs (Par exemple le cas du CHIMEC1264 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 BaSO₄ seulement. Parmi ces produits, il y en a quelques qui sont destinés à l'inhibition des dépôts de CaSO₄ (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, suite à la fermeture des frontières à cause de l'apparition de la pandémie mondiale Covid-19).

IV.6. Etude économique

IV.6.1. Analyse de pertes

En 2020, La rupture du stock de l'inhibiteur AD32 dans le champ de Hassi Messaoud avait un impact économique considérable suite à l'utilisation des nouveaux produits de traitement qui ont met en évidence l'importance de l'AD32 dans l'empêchement de la formation des dépôts de BaSO₄.

Le CHIMEC1264, le SCW85375, le SCALETREAT837C, et même le FQS113 montraient leur inefficacité dans le champ de HMD, Ce qui a été remarqué par la croissance du manque à produire au niveau des puits du champ sud et même du champ nord. L'augmentation du manque à produire provoquait une perte économique immense.

Le tableau IV.17 ci-dessous montre les couts des différents opérations de Scale-Blaster destines au traitement curatif des dépôts de BaSO₄ dans le champ de Hassi Messaoud pendant la période du non disponibilité du l'AD32 (Du avril 2020 au Décembre 2020).

Tableau IV . 18 : Les coûts des opérations Scale-Blaster destinés au traitement curatif des dépôts de BaSO₄ [26]

N°	Puits	Zone	Date	Comments	Couts en dollar
1	MD	1B	08-avr-20	CT ScaleBlaster and TubeClean during Snubbing	250 250,00
2	MD	HZN	01-mai-20	CT ScaleBlaster during Snubbing	/
3	MD	2S	09-mai-20	CT ScaleBlaster & TubeClean during Snubbing	/
4	OMP	11	29-mai-20	CT ScaleBlaster and TubeClean	303 875,00
5	HGAW	HZP	30-juin-20	CT Scale blaster and Tube Clean	321 890,00
6	MD	HZS	20-oct-20	CT ScaleBlaster and TubeClean during Snubbing	278 850,00
7	MD	14	26-oct-20	CT ScaleBlaster and TubeClean	303 875,00
8	MD	15	11-nov-20	CT ScaleBlaster and TubeClean during Snubbing	417 838,04
9	MD	15	22-nov-20	CT ScaleBlaster and TubeClean during Snubbing	393 250,00
10	ONM	15	25-nov-20	CT ScaleBlaster and TubeClean during Snubbing	423 541,50
11	MD	14	16-déc-20	CT ScaleBlaster and TubeClean during Snubbing	429 000,00

IV.6.2. Le résultat économique

Le manque à produire total du champ de Hassi Messaoud dû au BaSO₄ était environ de 838 Tonnes. Une tonne de pétrole brut fait entre 7 et 9,3 barils, la moyenne mondiale se situant aux environs de 7,6 barils par tonne. Le prix du pétrole algérien SAHARA Blend a touché une moyenne de 41 dollars le baril en deuxième semestre 2020. Donc le champ de Hassi Messaoud a accumulé plus de 260 Mille de dollars de pertes.

En outre, Les opérations du traitement mécanique de Scale-Blaster par l'unité Coiled tubing qui est employé pour le nettoyage des dépôts de sulfate de baryum au niveau des perforations et des obstructions à l'intérieur de tubing, elles ont couté plus de 250 milles dollar pour l'opération (il peut aller même jusqu'au 400 milles dollar). Par conséquent, Le cout du traitement curatif (applique par l'opération Scale Blaster) pendant la durée de l'injection des inhibiteurs requis d'autres champs pétroliers a atteint une somme cumulée de plus de 3 million de dollar.

En conclusion, Les pertes économiques (due principalement aux circonstances exceptionnelles qui ont crée un manque à propos de l'inhibiteur indispensable AD32 contre la formation des dépôts de BaSO₄) ont touché environ de 3,5 million de dollar dans cette période.

Conclusion et recommandation

Conclusion et recommandation

La formation des dépôts de sulfates de baryum présente l'un des problèmes les plus fréquents qui sont difficile à gérer par les industriels du pétrole qui utilisent la récupération par injection d'eau. Ces dépôts minéraux résultant à l'incompatibilité entre l'eau injectée (albien) riche en sulfates SO_4^{-2} et L'eau de formation (cambrien) riche en baryum Ba^{+2} .

Ce travail réalisé nous permet de bien comprendre comment faire une analyse des dépôts, et de déterminer la nature de ce dépôt et quelles sont 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. 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.

Au vu des différents résultats obtenus lors de cette étude, on a conclu que :

- Les nouveaux inhibiteurs utilisés dans le champ de HMD (SCW85375, SCALETREAT837C, CHIMEC1264 et FQS113) pour remplacer l'AD32 sont inefficaces.
- Un excès d'inhibiteur peut avoir un effet inverse où il y a la formation d'autres dépôts qui viennent de l'inhibiteur.

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 :

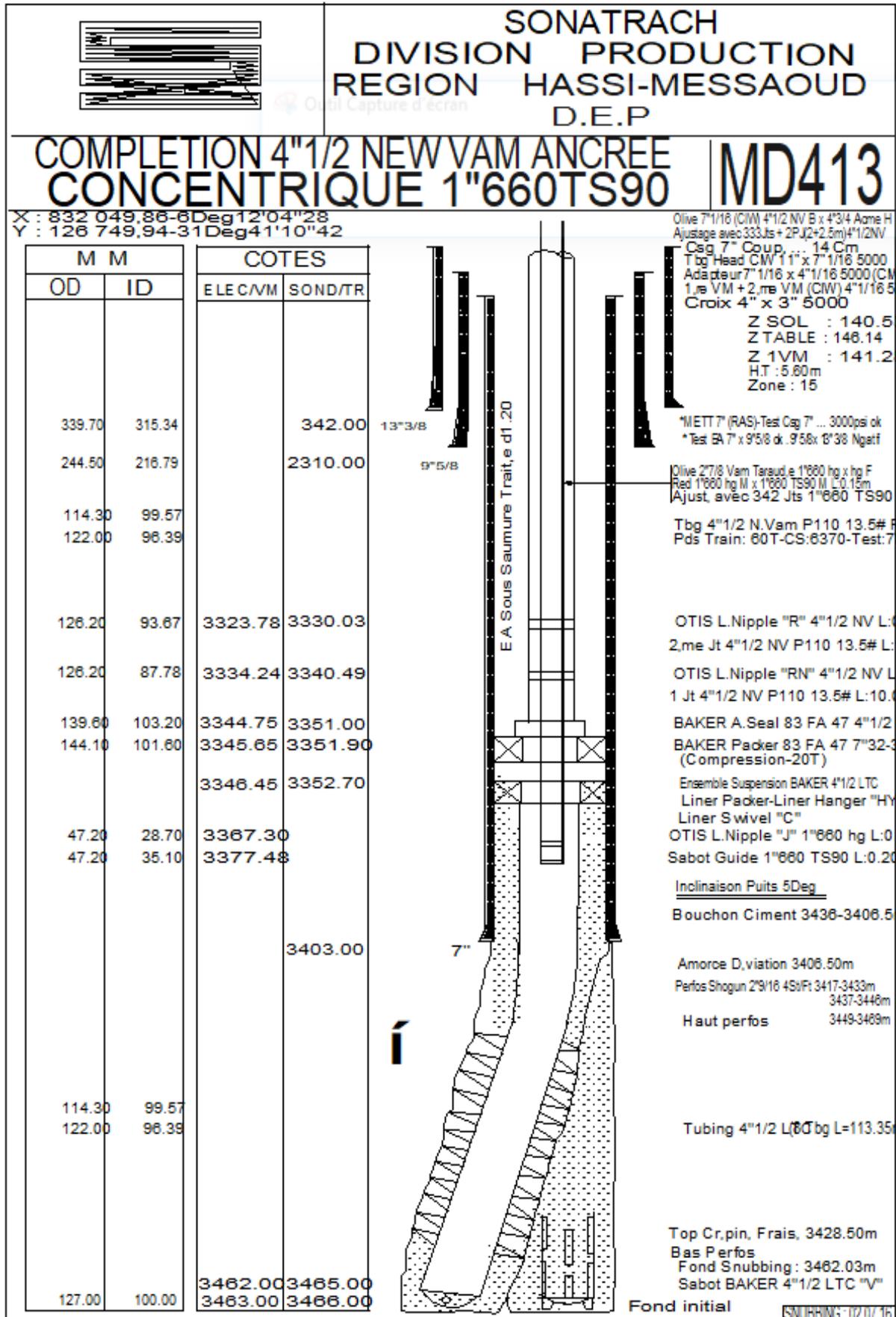
- L'utilisation de l'eau séparée à l'huile pour le dessalage.
- La construction deux grands réservoirs (un au nord et l'autre au sud de HMD) remplis d'eau traitée par l'anti-dépôt pour l'utiliser dans les bouchons d'eau.
- Le contrôle du débit d'eau et le dosage de l'inhibiteur AD 32.
- Faire des tests 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 de l'inhibiteur principal AD32.

Références bibliographiques

- [1] AMER BADR MOHAMMED BIN MERDHAH «Scale formation in oil reservoir during water injection at high-barium and high-salinity formation water » the degree of Master of Engineering (Petroleum), Faculty of Chemical and Natural Resources Engineering University of Technologies Malaysia, 2008.
- [2] Imhamed SAA. Application of magnetic susceptibility measurements to oilfield scale management, Institute of Petroleum Engineering Heriot-Watt, University Edinburgh, Scotl and, UK April 2012.
- [3] Boak L.S. Factors that impact scale inhibitor mechanisms, Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, October 2012.
- [4] Sorbie, K S., Jiang, P., Yuan, M., Todd, A. C., Taylor, K., Hourston, K.E., Ramstad, K.,. Mineralogical controls on inhibitor adsorption/desorption in Brent group sandstone and their importance in predicting and extending filed squeeze lifetime. Presented at the European Production Operations Conference and Exhibition, Aberdeen, UK, 15-17 March. SPE Publication 27607, 141-153. 1994.
- [5] Inhibition of barium sulfate scale thig barium formation water, Journal of Petroleum Science and Engineering 90–91 (2012) 124–130.
- [6] Larbaoui-Djallal Karima, Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique, Thèse de doctorat, 2017.
- [7] Sulfate scale problems in oil fields water injection operations, Desalination 201 (2006) 100–105.
- [8] Henrichsen, C.J., Burnside, C.A., Widener, M.: “Assessment of Barite Scaling Potentials, Sulfate Removal Options and Chemical Treating Strategies for the Tombua-Landana Development”, SPE 106480, International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA, 27 February – 2 March 2007.
- [9] BOUKELMOUNE Omar el Isslem, BOUAOUNE Sara, TAMMA Sabrina «Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfate de baryum dans le champ HGA» mémoire 2eme master production , Université de Ouargla, 2017.
- [10] LEMBARKI Ali « L'impact des dépôts sur la production » mémoire de fin de formation, IAP, 2017.
- [11] BELKADA Khadija « étude et évaluation de la fracturation hydraulique du puits RDC9, Mémoire de fin de formation, IAP , 2018.

- [12] B.CHTIBI « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage » Mémoire licence, Génie des Procédés, 2011.
- [13] ALIA KHAOULA et CHENGUEL RYM .2014 « Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud » Master Génie des Procédés Option Génie Chimique, Université d'El Oued.
- [14] O. KHLEFI 2010 « Généralité sur les dépôts et l'inhibiteur » Master Production.
- [15] Z. LALMI « Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud », Mémoire de Magister, 2008.
- [16] Site web: <https://www.chemicalbook.com/> Barium sulfate Chemical Properties, Uses, and Production
- [17] HALLIBURTON BEST PRACTICES “ Scale Prevention “.
- [18] Environmental Science and Technology 33(16) · July 1999 with 655 Reads.
- [19] Site web: <https://www.suezwaterhandbook.fr/procedes-etechnologies/traitement-et-conditionnement-des-eaux-industrielles/production-d-eaux-dinjection-en-recuperation-assistee-du-petrole>.
- [20] Gillow, J., M. Hay and J. Horst. In Situ Sulfate Mine Water Treatment – Practical Engineering in the Field, 2014.
- [21] M.HMAMD, rapport les analyse de échantillonne l'laboratoire, SONATRACH 2008.
- [22] Kavitah et al, Development and validation of stability indicating RP-HPLC method for the simultaneous estimation of sitagliptin and simvastatin, India, 2012.
- [23] Charleston J, Scale Removal in the Verdin, Manitoba Area”, SPE 2160, 43rd Annual Fall Meeting, Houston, Texas, 1970.
- [24] ARBAOUI Mostapha, MOUSSA Abdenmour, MANSOURI Med Yassin « Optimisation De Traitement Des Dépôts De Sulfate De Baryum Dans Le Champ de Hassi Messaoud Par L'utilisation De La Nouvelle Technique ENMAX » mémoire 2ememaster production Université de Ouargla, 2017.
- [25] Données de laboratoire, Sonatrach DP IRARA, Hassi Messaoud.
- [26] Données de département EP, Sonatrach DP IRARA, Hassi Messaoud.

ANNEXES

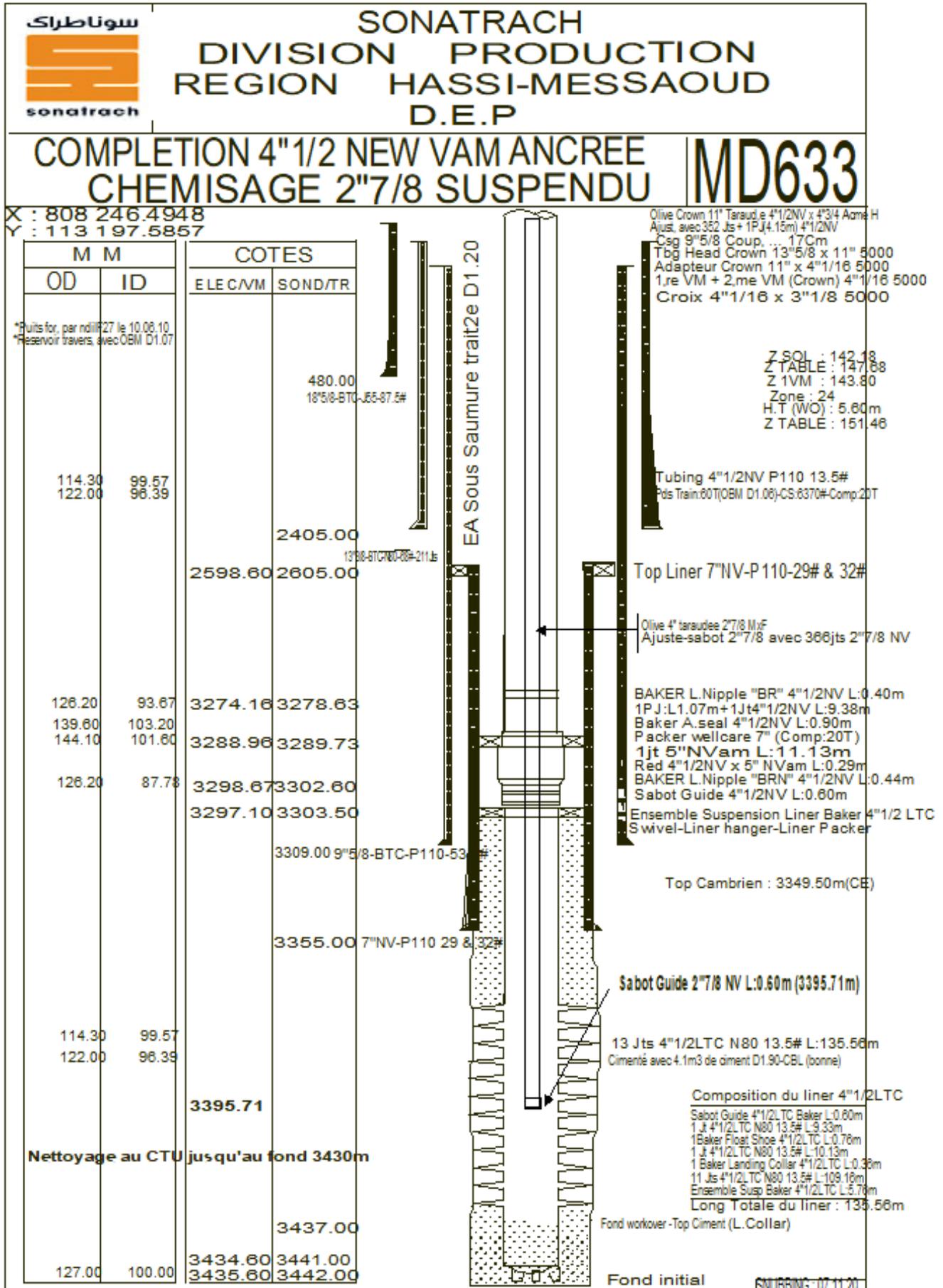


Jaugeage du puits MD413

Date Mesure	Diam. Duse (m)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi
		Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press.Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)		
22/03/2013	14	9.43	5408.07	574	108	14.5	8.16	.795		-	-	-	34	1.3244
15/05/2013	14	10.23	7296.65	713	105	18	13.66	.806		-	-	-	33	1.1869
09/06/2013	14	8.25	7093.76	860	110	16	9.38	.789		-	-	-	34	1.542
16/02/2014	14	8.25	6691.43	811	104	15.5	8.87	.803		-	-	-	34	1.457
07/07/2014	14	8.6	6408.28	745	105	14.8	8.67	.798		-	-	-	39	1.411
13/10/2014	14	7.88	7539.07	957	104	13.8	10.71	.798		-	-	-	31	1.5259
12/12/2014	14	7.69	5039.34	656	101.2	14.5	9.18	.808		-	-	-	31	1.5225
15/01/2015	14	6.03	4893.81	812	105	16	15.81	.794		-	-	-	27	2.0142
09/05/2015	14	7.95	6378.33	802	97.8	19	19.17	.798		-	-	-	36	1.4221
08/09/2015	14	8.24	5899.32	716	97	18.8	18.66	.794		-	-	-	34	1.3604
27/09/2015	14	6.45	6474.79	1004	96.8	13.8	10.1	.79		-	-	-	39	1.7351
06/02/2016	14	7.16	5061.98	707	94.1	16.1	16.07	.794		-	-	-	25	1.5197
23/04/2016	14	6.11	6154.22	1007	97.7	25	8.57	.804		-	-	-	30	1.8476
08/07/2016	14	6.29	4499.23	715	92.8	13.3	7.44	.795		-	-	-	33	1.7053
07/11/2016	14	3.16	2270.19	718	90	13.5	4.28	.801		-	-	-	27	3.289
26/11/2016	14	6.98	4992.68	715	83.5	14	7.65	.802		-	-	-	18	1.383
11/01/2017	14	6.69	4883.71	730	84.6	19.5	19.17	.794		-	-	-	26	1.4612
17/02/2017	14	6.53	4263.12	653	83	10	6.78	.794		-	-	-	26	1.4694
12/05/2017	14	5.48	4544.40	829	79	14	6.42	.801		-	-	-	38	1.6664
22/07/2017	14	4.05	1958.05	484	77.1	16.6	--	.811		-	-	-	37	2.2025
20/08/2017	14	7.91	4491.80	568	80	18	17.34	.776		-	-	-	43	1.1693
23/10/2017	14	8.41	4951.95	589	73.6	17.4	--	.808		-	-	-	27	1.0123
19/12/2017	14	6.16	4548.84	739	79	13	7.34	.798		-	-	-	22	1.4832
16/02/2018	14	5.9	4192.08	710	71	14	7.14	.795		-	-	-	32	1.3905
16/05/2018	14	5.06	3677.33	727	72.7	15.4	--	.81		-	-	-	30	1.6613
26/05/2018	14	6.85	4278.23	625	72.5	19.8	--	.805		-	-	-	37.6	1.2239
30/08/2018	14	5.78	4167.09	720	68	15	7.39	.795		-	-	-	36	1.3593
13/11/2018	14	5.88	4574.0	778	67.6	16.9	--	.804		-	-	-	27.1	1.33

ANNEXES

			7											
10/02/2019	14	5.91	3694.0 4	625	61	13.2	5	.792		-	-	-	31	1.193 7
30/04/2019	14	4.99	4253.5 4	852	59.2	22.4	21.71	.783		-	-	-	43	1.371
25/05/2019	14	5	3756.7 4	752	60.5	14	6.12	.803		-	-	-	37	1.399 8
05/08/2019	14	4.88	4041.1 8	828	73	14	7.65	.79		-	-	-	40	1.728 8
12/10/2019	14	5.52	3853.2 5	698	67.2	19.5	--	.803		-	-	-	29	1.407 9
14/12/2019	14	3.75	3466.5 1	924	63.3	24.6	5.81	.792		-	-	-	28	1.95
04/02/2020	14	6.99	4050.3 5	579	65	34.6	--	.793		-	-	-	28	1.074 8
19/04/2020	14	6.79	3908.7 8	576	59.9	34.9	35.05	.807		-	-	-	34	1.020 5
09/09/2020	14	4.13	2849.4 4	690	58.7	35.5	5.6	.796		-	-	-	33	1.643 7
07/12/2020	14	5.57	5480.5 6	983	53	33	8.97	.806		-	-	-	20	1.099 4
11/05/2021	14	6.04	4450.8 5	737	46.2	15.4	15.07	.795		-	-	-	35	0.884



Jaugeage du puits MD633

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)			Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL			Temp Huile (°C)
			Huile	Gaz	GOR	Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huil e	Ga z	Press. Resea u (Bar)	Press.In j (Bar)	Débit GL (M3/J)	
25/05/2010	9.5	1440	6.53	3718.58	569	175.8	10	3.95	.792		-	-	-	26
16/10/2010	12.7	-	4.4	913.61	208	68.6	15.1	3.77	.801		-	-	-	16
12/12/2010	13	600	7.78	2145.77	276	48	16.5	4.28	.8		-	-	-	18
31/01/2011	13	Vx29	8.19	2150.41	262	36.7	17.7	--	.806		-	-	-	20
22/05/2011	13	-	5.55	1125.11	203	29.2	16.1	4.59	.796		-	-	-	24
11/09/2011	13	655	4.13	1118.46	271	22	16.5	4.28	.785		-	-	-	32
13/12/2011	13	600	4.39	838.53	191	24	16	5.51	.804		-	-	-	17
18/12/2011	13	Vx29	5.25	984.50	188	24.5	15.8	--	.818		-	-	-	17
20/02/2012	12	Vx29	2.76	528.24	191	19.9	16.4	--	.808		-	-	-	18
24/05/2012	13	Vx29	3.39	644.74	190	26	16.8	--	.796		-	-	-	31
12/07/2012	13	1440	3.86	509.40	132	30.2	18.3	19.48	.786		-	-	-	38
08/11/2012	13	1440	3.61	456.18	126	24.7	20	21.11	.776		-	-	-	20
04/05/2013	12	600	8.46	1448.81	171	65	15.3	4.69	.8		-	-	-	33
13/07/2013	12	-	3.94	518.52	132	90	14.2	3.37	.789		-	-	-	30
22/10/2013	12	600	13.76	2948.90	214	57	11	5.1	.803		-	-	-	34
11/12/2013	12	655	12.11	3275.57	270	52	14	5.3	.796		-	-	-	40
19/03/2014	12	1440	11.89	2195.95	185	47.3	15.9	15.91	.784		-	-	-	37
11/06/2014	12.7	600	7.85	2159.81	275	52.5	9.8	3.98	.803		-	-	-	36
03/08/2014	14	600	9.6	2511.30	262	55	11	4.28	.788		-	-	-	44
06/09/2014	11	Vx29	6.53	1078.60	165	55.8	12.1	--	.806		-	-	-	39
04/12/2014	11	1440	8.03	1275.29	159	59.8	12.6	12.54	.79		-	-	-	27
27/01/2015	11	1440	7.58	1418.11	187	67	13.2	13.26	.794		-	-	-	26
11/03/2015	11	1440	8.41	2159.47	257	80.1	11.6	11.32	.789		-	-	-	35
05/04/2015	11	600	8.27	2148.96	260	87	11.2	4.69	.801		-	-	-	31
11/04/2015	11	1440	10.11	2890.05	286	89	11.7	11.93	.784		-	-	-	34
01/06/2015	14	FastQ	7.83	3481.06	444	75.5	14	--	.81		-	-	-	29
11/06/2015	11	1440	6.17	3208.99	520	95.8	13.1	13.05	.78		-	-	-	36
25/06/2015	11	1440	5.58	2780.70	498	86.8	13.5	13.56	.786		-	-	-	36
26/08/2015	11	1440	4.25	3156.93	742	80	14.3	14.17	.778		-	-	-	39
27/09/2015	11	1440	6.54	4611.12	705	113	15.5	15.78	.783		-	-	-	34

ANNEXES

05/11/2015	11	Vx29	6.01	4186.26	696	103.3	17.6	--	.802		-	-	-	26
09/12/2015	11	Vx29	5.59	2353.00	421	125.6	16.9	--	.802		-	-	-	19.7
28/12/2015	11	655	0.2	720.12	361 1	21.8	13.3	4.28	.794		-	-	-	18
25/01/2016	11	1440	6.48	5679.39	877	148.8	16.2	16.32	.778		-	-	-	27
08/05/2016	11	Vx40	3.94	6549.65	166 4	138.8	19.5	--	.788		-	-	-	36
05/06/2016	11	600	4.31	7123.96	165 1	134	12.5	8.57	.802		-	-	-	36
17/10/2016	11	-	4.93	3390.93	688	126.5	15	5.4	.794		-	-	-	30
20/01/2017	11	1440	5.34	7158.38	134 0	128	18.4	18.35	.792		-	-	-	20
01/04/2017	11	Vx40	3.91	7060.36	180 4	120	19.4	--	.8		-	-	-	32
01/06/2017	11	1440	3.16	4377.79	138 6	133	18	16.93	.791		-	-	-	26
22/08/2017	15	1440	5.84	6090.23	104 2	106.7	30	29.57	.788		-	-	-	41
07/09/2017	12.7	-	4.54	4624.82	101 9	109	21	6.12	.802		-	-	-	29
02/12/2017	12.7	Vx29	5.19	5724.08	110 3	90.1	26.5	--	.815		-	-	-	19
21/02/2018	12.7	1440	5.11	3336.94	653	98	23	22.94	.78		-	-	-	30
17/06/2018	12.7	Vx40	5.2	2173.87	418	53.8	18.1	--	.809		-	-	-	27.2
23/07/2018	12.7	-	4.58	1872.03	408	59.8	21.8	--	.796		-	-	-	39
07/04/2019	12	1440	2.5	643.17	257	57.1	12.3	12.34	.798		-	-	-	26
26/05/2019	14	-	5.04	2333.93	463	52.1	14.8	--	.807		-	-	-	25
02/08/2019	14	Vx40	3.89	5827.54	150 0	79	17.5	--	.813		-	-	-	35
09/09/2019	14	1440	4.35	2427.85	558	52.5	13.4	4.28	.813		-	-	-	28
07/10/2019	14	1440	3.14	1814.45	577	46.7	14.7	14.76	.786		-	120	29808	37
08/10/2019	14	1440	3.78	2190.90	579	51.1	13.9	13.87	.793		-	139	40464	27
21/11/2019	14	1440	2.94	1660.98	564	40.2	13	12.92	.808		224	-	26160	15
23/01/2020	14	1440	2.21	1045.93	474	37.5	14.1	13.7	.823		-	-	-	16
06/04/2020	14	1440	3.97	2315.46	584	53.2	15.7	15.47	.806		-	-	-	31
17/05/2020	14	1440	5.21	3640.24	699	62	12.1	12.21	.788		-	-	-	38
24/07/2020	14	1440	4.74	3089.42	652	56.2	11.5	11.25	.785		-	-	-	47
19/11/2020	15	1440	5.49	3077.14	560	51.9	15.1	15.14	.792		-	108	18624	17
17/02/2021	15	1440	3.99	4291.02	107 6	57.7	16.7	16.24	.801		-	-	-	22

Test industriel

Introduction

Pour évaluer l'efficacité de l'inhibiteur GYPTRON KT-170 contre la formation des dépôts de sulfate de baryum au niveau du champ sud de Hassi Messaoud. Un test industriel a été réalisé au niveau du puits producteur d'huile salé le MD 525, retenu comme puits pilote.

Ce test rentre dans le cadre de l'application de la procédure d'approbation & d'acquisition de nouveaux produits de traitement conformément à la procédure DP/SONATRACH.

Conduite de test

L'inhibiteur de dépôt GYPTRON KT-170 est dilué, à environ 250 ppm, dans l'eau de lavage Albien puis injecté dans l'espace annulaire du tubing de production du puits test MD 525 à l'aide de deux pompes doseuses de grande capacité (type BSB).

On signale que le puits MD 525 a été choisi par la région, pour la réalisation de ce test, à cause de sa prédisposition à former des dépôts de sulfate de baryum.

Un point de prélèvement pour le contrôle de l'efficacité du traitement a été choisi de façon à prélever des échantillons de l'eau produite au niveau de la tête de puits (Piège à eau).

Le déroulement du test industriel a été arrêté conjointement par les trois parties Concernées à savoir la région (service contrôle gisement), Division Laboratoires et le fournisseur, suivant un programme à plusieurs phases. Une phase dure trois semaines (21 jours). A la fin de chaque semaine, un contrôle des manchettes et coupons est effectué.

Le test consiste :

- A l'installation de deux manchettes de contrôle au niveau du by-pass conçus sur la ligne de circulation du fluide, à des distances de 30 m pour la première manchette et à 3000 m de la tête de puits MD 525, pour la deuxième manchette.
- A l'installation de quatre coupons de contrôle supplémentaires au niveau du by-pass à coté des manchettes.
- A l'injection de l'eau de dilution traitée par l'inhibiteur de dépôt à tester GYPTRON KT-170.
- Au contrôle visuel des manchettes et coupons après chaque semaine de test.

Le contrôle visuel permet de voir la déposition du sulfate de baryum sur la surface des manchettes et les quatre coupons, si le produit n'est pas efficace.

CRITÈRES D'EFFICACITÉ DE L'INHIBITEUR DE DÉPÔTS

L'inhibiteur de dépôts doit répondre au paramètre d'efficacité suivant :

→ Absence de dépôts solides :

- Sur la 1^{ère} manchette à 30 m du puits MD525,
- Sur la 2^{ème} manchette à 3000 m et au milieu de la collecte,
- Sur les quatre coupons de contrôle dans les by-pass à coté des manchettes.

Résultats du test

L'efficacité du produit est évaluée par l'observation visuelle des manchettes de contrôle, à la fin du test .

Tableau : Paramètres de production de la première semaine de test (phase 250ppm)

Date Et Heure		Pression (Bar)		Débit mesuré (l/h)	Relevé compteur	Niveau bac m ³	Salinité (g/l)	Sulfates dans l'eau produite (mg/l)	Baryum dans l'eau produite (mg/l)	Observations
		Tête de puits	Ligne							
22/09 /19	08h00	31	17	-	-	-	-	-	-	
	15h45	32	20	360	969	32				
23/09 /19	06h15	34	22	480	976	47	252	0	180	
	14h30	34	21	570	981	42.5				
24/09 /19	08h15	34	20	690	981	33	204	370	0	
	15h45	35	22	687	997	27.5				
25/09 /19	05h00	34	23	660	1008	38	188	250	0	
	16h00	35	24	676	1013	32				
26/09 /19	08h10	35	24	670	1025	22	188	330	110	
	16h00	33	14	675	1030	37.5				
27/09 /19	08h15	34	14	750	1042	42	220	240	0	
	16h40	34	14	720	1048	240				
28/09 /19	05h40	34	14	720	1060	32	220	130	190	
	18h40	34	15	635	0000	44				
29/09 /19	08h00	Ouverture des manchettes								Propres

Tableau : Paramètres de production de la deuxième semaine de test (phase 250ppm)

Date Et Heure		Pression (Bar)		Débit mesuré (l/h)	Relevé compteur	Niveau bac m ³	Salinité (g/l)	Sulfates dans l'eau produite (mg/l)	Baryum dans l'eau produite (mg/l)	Observations
		Tête de puits	Ligne							
29/09 /19	08h00	31	14	615	10	35	220	120	110	
	16h40	35	15	642	15	45				
30/09 /19	08h30	29	14	360	25	35.5	220	370	17	
	16h40	45	5	790	29	45				
01/10 /19	09h00	35	13.5	7888	42	34	244	160	28	
	16h40	35	22	687	48	27.5				
02/10 /19	08h00	34	13	460	56	26	204	160	13	
	16h40	35	13	782	62	39				
03/10 /19	08h20	34	13	810	75	26	188	170	65	
	16h30	32	13	793	82	41				
04/10 /19	08h10	32	13	810	94	27	252	270	80	
	16h30	33	13	782	101	41				
05/10 /19	08h10	32	13	780	113	28	252	210	80	
	15h10	32	13	780	119	22				
06//1 0/19	08h00	Ouverture des manchettes								Formation de dépôts

Tableau : suivi du test industriel

Date de contrôle	Observations
22/09/2019	Observations visuelle de la propreté des manchettes et des quatre coupons • Démarrage du test •
29/09/2019	Fin de la première semaine du test industriel du GYPTRON KT-170 : Ouverture des manchettes • Observations : les deux manchettes propres Inspection des coupons • Observations : les quatre coupons propres Par conséquent : Remise en place des manchettes et coupons de contrôle. Poursuite de la phase de 250 pm du test industriel de l'inhibiteur de dépôts GYPTRON KI-170
06/10/2019	Fin de la deuxième semaine du test industriel du GYPTRON KT-170 : Ouvertures des manchettes • Observations : présence d'une couche épaisse et uniforme de dépôts sur la première manchette Pae conséquent : la phase de 250 ppm du test industriel de l'inhibiteur de dépôts GYPTRON KT-170 est arrêtée

Conclusion :

A la suite des résultats obtenus, nous concluons que l'inhibiteur de dépôts GYPTRON KT-170 est inefficace a la dose de 250 ppm au niveau du champ de Hassi Messaoud.

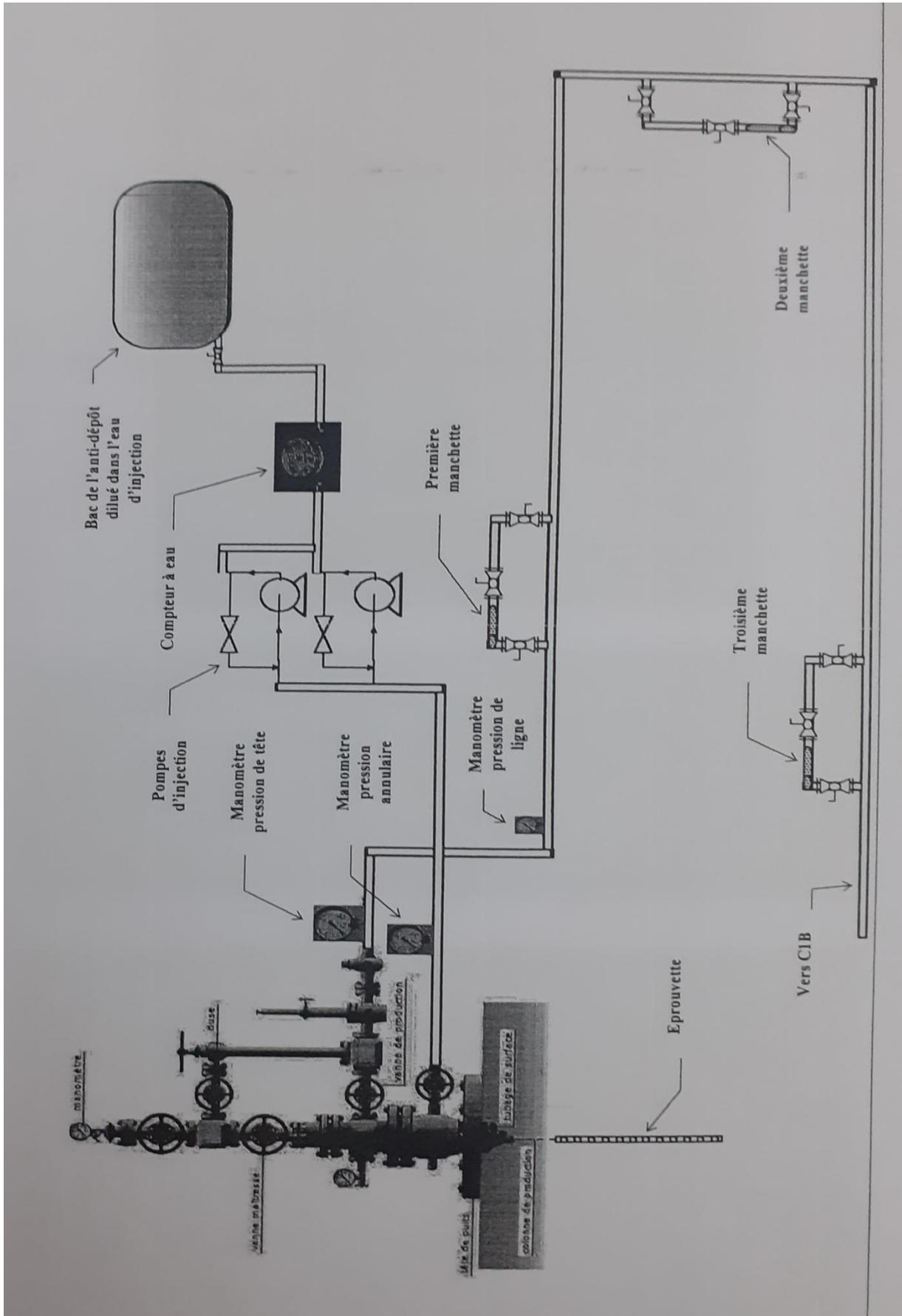


Schéma representative du test industriel