

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnelle

Présenté Par :

Dib Oussama, Laouer Ahmed, Driss Tayeb

-THÈME-

**Optimisation de la production des puits de pétrole par élimination des
dépôts de sels**

Etude de cas (puits OMM32 zone 1A Champ HMD)

Soutenue le : 07/ 06 /2022 devant la commission d'examen

Président : Djebbas Faycal

MCB Univ. K.M Ouargla

Examinatrice : Belmiloud Fatima Zohra

MAA Univ. K.M Ouargla

Encadreur : Brahmia Nabil

MCB Univ. K.M Ouargla

Année Universitaire : **2021/2022**

Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le Clément et le Miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

*Nous tenons à remercier chaleureusement notre encadreur et professeur consultant **Dr. BRAHMIA Nabil** pour ses conseils, ses orientations, sa patience, et ces remarques qui nous ont été précieuse. Nous le remercions vivement pour ses efforts, et pour le temps qu'il nous a accordés durant cette longue période malgré ses occupations.*

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du département de Production des hydrocarbures pour leurs aides et leurs orientations durant notre formation.

Nous avons l'honneur de remercier toutes les personnes au niveau de la division EP à SONATRACH-DP-IRARA.

Nous tenons à remercier également les membres du jury :

pour leur acceptation de juger et d'avoir évaluer notre travail.

Nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail qui a été réalisé de fond du nos cœurs.

Dans ces derniers linges, nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et frères pour leurs conseils et leurs encouragements. Et que sans eux, on ne peut plus se mettre devant vous, nos chers enseignants !

Merci encore à tous

DEDICACE

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce que ils ont consenti des efforts rien que pour me voir réussir, Et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et la reconnaissance.

A mes parents.

A tous mes frères et Mes sœurs

A toute ma famille Dib

A mes Amis Seyfeddine et Ahmed

A tous les employeurs de division production la région HMD (DP IRARA) sonatrach.

A tout le groupe 2^{eme} année master production ainsi que les étudiants de kasdi merbah ouargla.

Dib Oussama

Dedicase

Je dédie ce modeste travail aux deux être qui n'ont cessé de se

Sacrifice pour que je réussisse.

A ma mère mon père pour les sacrifices dont ils ont fait preuve et mon égard.

A mes chers frères.

A tous les membres de ma famille qui m'ont aidé durant toutes mes études.

A mes camarades de promo de Production en générale.

A mon binôme Oussama

Merci à tous.

Laouer Ahmed

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

- ❖ *Mes chers parents*
- ❖ *Mes chers frères.*
- ❖ *Mes chères sœurs.*
- ❖ *Toute ma grande famille **DRIS***
- ❖ *Tous mes amis chacun a son nom*
- ❖ *Tous ceux que j'aime et je respecte.*

Driss Tayeb

ملخص:

يهدف العمل الجاري إلى تأخير ومنع تشكل الرواسب المعدنية لتحسين الإنتاج في آبار النفط المالح عند حقن المياه المعالجة خلال المراحل المختلفة من حياة البئر. تم اختيار البئر (OMM32) في حقل حاسي مسعود و تم تحليل مياه ألبين هذا البئر في مختبر شركة سوناطراك، ومقارنته بتحليل المياه لحقل النفط المرجعي لتحقيق الدراسة الإحصائية قبل وبعد المعالجة. بسبب عدم التوافق بين هذه المياه على المستوى الجزيئي، يسمح تحليل عينات البئر (OMM32) للفترة 2010-2017 بتحديد أنواع الرواسب المعدنية المتشكلة مثل NaCl و BaSO₄ وهذا يتطلب معالجة ماء الحقن في البئر بمثبط الترسيب AD32 او بالتدخل عن طريق العمليات التالية SNNUBING , WIRELINE. كما يبين التحليل أن فعالية العلاج تأثرت بعدة عوامل نذكر منها التغيير في درجات الحرارة و الضغط المكمني كما تتأثر ايضا بنوع الرواسب المتشكلة.

الكلمات المفتاحية: الرواسب المعدنية ، الحقن ، الماء ، التحليل ، العلاج ، عدم التوافق .

Résumé :

Le travail en cours vise à retarder et à empêcher la formation des dépôts minéraux afin d'améliorer la production dans les puits de pétrole salé lors de l'injection d'eau traitée pendant les différentes étapes de la vie du puits. Le puits (OMM32) a été sélectionné dans le champ de Hassi Messaoud et l'eau d'albien a été analysée dans le laboratoire de Sonatrach, comparée à l'analyse de l'eau du champ de pétrole de référence pour réaliser l'étude statistique avant et après le traitement. En raison de l'incompatibilité entre ces eaux au niveau moléculaire, l'analyse d'échantillons de puits (OMM32) entre les années 2010 et 2017 permet d'identifier les types des dépôts minéraux formés tels que NaCl et BaSO₄. Cela nécessite le traitement de l'eau d'injection dans le puits avec inhibiteur de dépôt AD32 ou intervention par les opérations suivant ssnubing , wireline...etc. L'analyse montre également que l'efficacité du traitement a été affectée par plusieurs facteurs et conditions, y compris le changement de température et la pression de réservoir, ainsi que le type de dépôt formé.

Mots clés : dépôt minéral, injection, eau, Analyse, traitement, Incompatibilité.

Abstract:

The work in progress aims at delaying and preventing the formation of mineral deposits in order to improve production in saline oil wells when injecting treated water during the different stages of the well life. The well (OMM32) was selected in the Hassi Messaoud field and the albian water was analyzed in the Sonatrach laboratory, compared to the water analysis of the reference oil field to perform the statistical study before and after treatment. Due to the incompatibility between these waters at the molecular level, the analysis of well samples (OMM32) between 2010 and 2017 can identify the types of mineral deposits formed such as NaCl and BaSO₄. This requires the treatment of the injection water in the well with AD32 deposit inhibitor or intervention by the following operations ssnubing , wireline...etc. The analysis also shows that the effectiveness of the treatment was affected by several factors and conditions, including temperature change and reservoir pressure, as well as the type of deposit formed.

Key words: mineral deposit, injection, water, analysis, treatment, incompatibility.

Sommaire

Remerciements

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste de symboles

Introduction générale.....I

I. Problématique de la recherche.....I

II.Méthodologie du travailII

III.Organisation du mémoireII

Chapitre (I) : Généralités sur les eaux Et les dépôts minéraux dans les champs pétroliers

Introduction2

I.1-Les eaux dans les champs pétroliers... 2

I.1.1- l'eau d'injection (water flood) 2

a-Eau douce 2

b-Eau de maintien de pression..... 2

I.1-2-l'eau de gisement..... 3

I.1-3-L'incompatibilité des eaux d'injection et les eaux de gisement..... 3

I.1-3-1- Définition 3

I.1-3-2- Etude de la compatibilité des eaux à l'échelle de laboratoire4

I.2-Les dépôts rencontrés dans les champs pétroliers 4

I.2-1-Les dépôts solides..... 4

I.2-1-1-Mécanisme de formation des dépôts solides5

a. Obtention de la sursaturation5

b- Formation des germes [Germination (nucléation)]6

c-Croissance cristalline.....7

I.2-2- Les dépôts les plus abondants dans les champs pétroliers.....	8
a- Chlorure de sodium NaCl.....	8
b- Carbonate de calcium CaCO ₃	9
c-Sulfate de strontium SrSO ₄	10
d- Sulfate de calcium CaSO ₄	10
e- Sulfate de baryum BaSO ₄	12
I.2-3-Solubilité des dépôts de sels.....	13
I.2-4-Les paramètres influençant sur leur formation.....	15
a-Effet de la température	15
b-Effet des sels dissouts.....	15
c-Effet de la pression	16
d-Effet de pH	17
Conclusion.....	18

Chapitre (II) : prévention et élimination des dépôts minéraux

Introduction.....	20
II.1-Elimination de tartre.....	20
II.1.1-Méthode mécanique.....	20
II.1.2Méthode chimique.....	20
II.2.Prévention la formation des dépôts minéraux par les inhibiteurs.....	23
II.2.1-Définition des inhibiteurs.....	23
II.2.2-Types des inhibiteurs.....	23
a-les inhibiteurs de dépôt.....	23
b- Un inhibiteur de corrosion.....	23
c-Inhibiteur de population bactérienne.....	23
II.2.3-Domaine d'utilisation des inhibiteurs des dépôts.....	23
II.2.4-Mécanisme d'action des inhibiteurs.....	23
a-Inhibition de la précipitation du tartre par les poly-phosphates inorganiques.....	24
b-Inhibition du tartre avec un acide poly-organique.....	24

c-Inhibition du tartre avec des phosphates et phosphonates organiques.....	25
d-Inhiber le tartre avec des polymères.....	26
II.2.5-Influence de l'inhibiteur sur la période de germination.....	26
II.2.6-Influence de l'inhibiteur sur la période de croissance.....	27
II.2.7-Prévention du tartre de Caco3 par maintien de la pression.....	27
II.3- Stations de traitement	28
II.3.1-Station de lavage des puits de pétrole salés du champ HMD.....	28
a -La station Z14.....	28
b -La station CINA.....	28
c-Station W1C.....	28
d -Station CIS	28
e -Station HGA.....	28
II.4- Contrôle de la corrosion et des dépôts minéraux dans le champ HMD	29
II.5-Conclusion	33

Chapitre 3:Etude statistique sur le puits OMM 32 (zone 1A Champ HMD):

Introduction.....	35
III.1Situation géographique du champ d'étude Hassi Messaoud.....	35
III.2Cadre géologique de la zone d'étude.....	37
III.3-Les données utilisées dans cette étude	37
III.4-Matériel et méthode.....	40
III.4.1-Méthode d'analyse d'un dépôt.....	40
a-Analyse qualitative.....	40
b-Analyse quantitative.....	40
III.4.2-Méthode d'analyse d'eau.....	41
III.4.3-Prédire les tendances de dépôt.....	41
III.4.4-Analyse des eaux (Albien / Cambrien).....	41
III.5-les données du puits OMM 32.....	43
III.5.1-Localisation géographique de puits.....	43
III.5.2-Caractéristiques géologiques de drain.....	44

III.5.3-Intervalle des perforations.....	44
III.5.4-Problème du puits.....	44
III.6-Identifier le problème du puits	44
III.6.1-Jaugeage.....	45
III.6.2- Historique des interventions sur le puits.....	46
III.6.3-les opérations d'interventions sur les dépôts.....	47
III.7- l'Impact du problème sur la production.....	47
III.7.1-Les conséquences des dépôts de sels.....	50
III.7.2-Contrôle anti-dépôt dans champ HMD.....	50
III.8-Impacte du traitement sur la formation de BaSO ₄ et le sel.....	52
Conclusion.....	54
Conclusion générale.....	56
Recommandations.....	57
Bibliographie.....	58

List des figures

Figure (1): Processus de nucléation.....	7
Figure (2): Dépôts dans le tubing.....	8
Figure (3): dépôt de sel contient le NaCl.....	9
Figure (4): Dépôt de sel contient le CaCO ₃	10
Figure (5): Dépôt de sel contient le SrSO ₄	10
Figure (6): Dépôt de sel contient le CaSO ₄	12
Figure (7): Dépôt de sel contient le BaSO ₄	13
Figure (8): la précipitation de BaSO ₄ dans les installations de fond et de surface.....	13
Figure (9) : Influence de température sur la solubilité.....	16
Figure (10): Influence de salinité sur la solubilité.....	16
Figure (11): Influence de pression sur la solubilité.....	17
Figure (12): dispersion des nucleus formés.....	27
Figure (13): stabilisation du dépôt en croissance.....	27
Figure (14): Station de traitement.....	29
Figure (15): Schéma simplifier la route d'injection d'eau.....	30
Figure (16): Schéma de station de traitement d'eau de lavage des puits huile salés.....	31
Figure (17): Skid MD141 de dessalage pressurisé HP (BONATTI) HMD.....	32
Figure (18): Situation géographique du HMD.....	36
Figure (19): localisation du puits OMM 32.....	43
Figure (20): Historique de traitement du puits OMM32(2010-2015).....	46
Figure (21): Cahier de courbe de puits OMM 32 (2012).....	48
Figure (22): Jours de production et d'arrêt du puits OMM32 année 2012.....	49
Figure (23): Cahier de courbe 2017.....	49
Figure (24): Jours de production et d'arrêt du puits OMM 32 (2017).....	50
Figure (25): la concentration des dépôts en 2011.....	52
Figure (26): la concentration des dépôts en 2013.....	53
Figure (27): la concentration des dépôts en 2014.....	53

List des tableaux

Tableau (1): Produits de solubilité quelques fréquents dépôts à HMD.....	15
Tableau (2): acide requise pour CaCO ₃ , et dépôt de fer.....	21
Tableau (3): la solubilité relative du gypse.....	21
Tableau (4): Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien.....	42
Tableau (5): Caractéristiques géologiques de drain.....	44
Tableau (6): Intervalle des perforations.....	44
Tableau (7): résultat des tests de jaugeage.....	45
Tableau (8): Contrôle anti-dépôt Cas d'augmentation de débit d'eau.....	51
Tableau (9): Contrôle anti-dépôt Cas de diminution de débit d'eau.....	51

Liste de symboles

H₂O : la formule brute de l'eau

Na₂SO₄ : la formule chimique de sulfate de sodium

BaCl₂ : la formule chimique de chlorure de baryum

NaCl : la formule chimique de chlorure de sodium

MgCl₂ : la formule chimique de chlorure de magnésium

CaCl₂ : la formule chimique de chlorure de calcium

SrCl₂ : la formule chimique de chlorure de strontium

MgSO₄ : la formule chimique de sulfate de magnésium

BaCl₂ : la formule chimique de chlorure de baryum

NaHCO₃ : la formule chimique de bicarbonate de sodium

CO₂ : la formule chimique de Dioxyde de carbone

CaCO₃ : la formule chimique de carbonate de calcium

SrSO₄ : la formule chimique de sulfate de strontium

CaSO₄ : la formule chimique de sulfate de calcium

BaSO₄ : la formule chimique de sulfate de baryum

K₂SO₄ : la formule chimique de sulfate de potassium

(NH₄)₂SO₄ : la formule chimique de sulfate d'ammonium

H₂SO₄ : la formule chimique d'acide sulfurique

FeCO₃ : la formule chimique de sidérite

HCO₃⁻ : la formule chimique de bicarbonate

CO₃²⁻ : la formule chimique de trioxyde de carbone

SO₄²⁻ : la formule chimique de sulfate

H₂S : la formule chimique de sulfure d'hydrogène

L'EDTA : sel de l'acide éthylène-diamine-tétra-acétique

HCl : la formule chimique de chlorure d'hydrogène / l'acide chlorhydrique

HNO₃ : la formule chimique d'acide nitrique

MgCO₃ : la formule chimique de carbonate de magnésium

SiO₂ : la formule chimique de dioxyde de silicium

FeS : la formule chimique de sulfure de fer

Na : symbole de l'élément chimique de sodium

Ca : symbole de l'élément chimique de calcium

Mg : symbole de l'élément chimique de magnésium

Fe : symbole de l'élément chimique de fer

Mn : symbole de l'élément chimique de manganèse

Ba : symbole de l'élément chimique de baryum

Sr : symbole de l'élément chimique de strontium

Cl : symbole de l'élément chimique de chlore

Zn : symbole de l'élément chimique de zinc

K : constant de dissociation [AB]

[AB] : concentration en ion g/l

C : la concentration du sel

CEG : la chronoélectrogravimétrie

V0 : la vitesse de croissance maximum

CA : la chronoampérométrie

Cp : la concentration à l'équilibre thermodynamique.

Ps : Produit de solubilité de corps

[A+] et [B-] : concentration exprimée en ion mol/l

SIE : la Spectroscopie d'Impédance Electrochimique

TG : le temps de germination

HMD : Hassi-Messaoud

AD32, ALPHA 7241 : nom scientifique d'inhibiteur de formation de dépôt minéral

NORUST720 : nom scientifique d'inhibiteur de corrosion

BACTIRAM 3084, UMP B 52, SERVO CK 494, FQS50, BIOCID : noms scientifiques d'inhibiteur de population bactérienne.

BE: bouchon d'eau

CT: coiled tubing

WL: wire line

SNB: snubbing

BP : basse pression

Introduction générale :

L'exploitation d'un gisement conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits, pour continuer à l'exploiter dans les meilleures conditions, il est indispensable de passer au stade de récupération assistée.

L'injection d'eau dans les réservoirs est la méthode la plus employée dans la récupération du pétrole, Malheureusement, il existe une incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de formation, ce qui pose énormément de problèmes tels que la formation des dépôts minéraux.

Les eaux de formation peuvent contenir des ions alcalino-terreux et être mise en contact avec l'eau d'injection qui contient des ions de sulfates.

L'eau d'injection finit par atteindre les puits producteurs et c'est dans ces puits le mélange se fait et la précipitation de sulfate de baryum ($BaSO_4$) a lieu. Les 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 et très compact insoluble dans l'eau et dans les acides forts.

Ce travail est basé sur l'étude et l'évaluation de l'eau albiennaise (eau injectée) et de l'eau cambrienne (eau de formation) dans le champ de Hassi-Messaoud. L'analyse physico-chimique de l'eau est un outil d'aide à l'identification du dilemme et la proposition des meilleures solutions possibles qui permettent d'optimiser la production de pétrole, ce qui donne une grande importance au suivi de la qualité de l'eau injectée et de son analyse périodiquement, à cet effet les données collectées permettent de déterminer le type de dépôts minéraux, la cause de leurs formations et permettent la modélisation des méthodes appropriées pour le traitement.

I -Problématique de la recherche :

Le réservoir se trouve sous la discordance hercynienne et est protégé par un important manteau de boue saline du Trias. L'eau de formation est saline, saturée de divers sels dissous avec une salinité entre 360 et 370 g/l et d'une densité de l'ordre de $1,21 \text{ g/cm}^3$; Viscosité égale 0,45 cp. L'incompatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de formation conduit à la formation de dépôts salins qui entraînent une baisse de la productivité des puits pétroliers[10].

II -Méthodologie du travail

La méthodologie suivit pour atteindre les objectifs de la recherche:

- ✓ La compréhension des mécanismes de formation de ces dépôts a permis l'étude des mécanismes d'inhibition et le développement de molécules actives capables de retarder la croissance cristalline des dépôts une fois mélangés.
- ✓ Détermination des propriétés physico-chimiques de l'eau d'injection et de l'eau de formation (cations, anions, pH, population bactérienne...)
- ✓ Présentation d'un plan d'analyse des données en accord avec les objectifs fixés.

III -Organisation du mémoire :

Le mémoire commence par une introduction qui s'appuie sur le contexte de l'incompatibilité des eaux d'injection, problématique, en plus de 3 chapitres :

- **Chapitre I** : Revue bibliographique des eaux d'injection et les eaux de formation dans les champs pétroliers et des mécanismes à l'origine de la formation des dépôts de sel.
- **Chapitre II** : Montre comment traiter l'eau avant de l'injecter dans un puits pour empêcher ou retarder la formation de dépôts de sel.
- **Chapitre III** : l'analyse et l'interprétation des résultats expérimentaux de puits sélectionné.

Enfin ce mémoire se termine par une conclusion qui rappelle les résultats obtenus à partir de cette étude et les recommandations qui permettent d'éviter certains problèmes, réduire ou retarder la formation des dépôts, et maintenir les puits dans les meilleures conditions de performance.

CHAPITRE I :
Généralités sur les eaux Et les dépôts minéraux
dans les champs pétroliers

Introduction :

L'eau pour la plupart des utilisateurs industriels, par exemple, ne devrait pas être corrosive et ne devrait pas contenir des matières dissoutes qui pourraient former un précipité sur les surfaces des machines et de l'équipement. L'eau pure est insipide et inodore, une molécule d'eau qui ne contient que deux atomes d'hydrogène et un atome d'oxygène (H₂O). Les eaux souterraines et les eaux de surface peuvent contenir de nombreux composants, notamment des micro-organismes, des gaz et des matières organiques et inorganiques. La nature chimique de l'eau change continuellement au cours de sa circulation dans le cycle hydrogéologique. [1]

I.1-Les eaux dans les champs pétroliers :

I .1.1- Eau d'injection (water flood):

L'injection d'eau est une pratique ancienne dans l'industrie pétrolière pour améliorer la récupération du pétrole. Le maintien de la pression de gisement par injection d'eau dans certains réservoirs peut être envisagé pour une récupération satisfaisante du pétrole. L'objectif principal de l'injection d'eau est de placer de l'eau dans une formation rocheuse au taux et à la pression souhaitée avec un minimum de dépenses et de problèmes. Cette eau présente certaines caractéristiques. Par conséquent l'eau doit être traitée et conditionnée avant d'être injectée. [2]

a-L'eau douce :

Il est généralement injecté au fond de la puit pétrolière pour le nettoyage et dissoudre les dépôts de sel "chlorure de sodium".

La présence d'une eau de formation salée saturée est à l'origine de la salinité élevée de l'effluent qui nécessite un dessalage continu au fond du puits et au niveau des installations de surface pour dissoudre les sels et assurer une bonne exploitation des puits. Ainsi, le débit d'eau de dessalage doit être conséquent et suffisant pour assurer une efficacité du système de dessalage au niveau des équipements de surface et de fond.[3]

b-L'eau de maintien de pression :

Dans le processus d'exploitation des gisements de pétrole , lorsque la pression statique absolue à la tête de puits chute rapidement, en tant que moyen de production, si la technologie artificielle n'est pas utilisée, le taux de récupération in situ ne peut atteindre qu'un faible pourcentage des réserves estimées, ce qui peut pallier le manque de drainage naturel. [4]

I.1.2 - Eau de gisement :

Il faut savoir que la production de pétrole brut s'accompagne toujours de la production de GPL et de quantités d'eau plus ou moins importantes selon les sédiments. L'eau existe pour diverses raisons, y compris des causes naturelles ; soit la roche réservoir elle-même peut contenir une quantité importante de sel, soit la roche réservoir contient généralement beaucoup de sel jusqu'à ce qu'elle devienne salée-saturée. Le sel principal est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sels de calcium, de potassium, de magnésium, de baryum et de strontium. Il existe sous forme de sulfate, de carbonate, de bicarbonate et de chlorure.

Il existe différents types d'eau de retenue tels que:

- **Eaux de condensation** : correspond à la proportion d'eau en phase gazeuse associée au fluide du réservoir. En théorie, ils ont des niveaux inférieurs d'éléments chimiques. Ils sont produits par des quantités relativement faibles de condensation en tête de puits.
- **Eaux de formation** : Aquifères généralement attribués à un gisement, ainsi que la formation d'hydrocarbures. Ils sont classés selon les principaux éléments chimiques qu'ils contiennent.
- **Eaux interstitielles** : Cette eau existe dans les petits espaces entre les minuscules particules de la roche.
- **Eaux connées** : L'eau primaire peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine homologue (formée en même temps que la roche mère). Ainsi, l'eau connée est une eau fossile qui n'a pas été en contact avec l'atmosphère pendant la majeure partie de la période géologique. [5]

I.1.3-l'incompatibilité des eaux d'injection et les eaux de gisement :

I.1-3-1- Définition:

La récupération secondaire est l'une des activités utilisées pour améliorer la récupération du pétrole. Plusieurs méthodes sont utilisées dans la récupération secondaire. Par exemple, l'injection d'eau et de gaz. L'injection d'eau ou de gaz dans le réservoir pétrolier vise à augmenter le facteur de récupération et à maintenir la pression du réservoir. Comme ce qui se passe dans le champ Hassi Messaoud durant l'injection d'eau Albien, pour maintien de pression ou lavage des puits d'huiles salées.

Dans le cas de l'injection d'eau, l'eau injectée va réagir à la fois avec l'eau déjà présente dans les pores de la roche (eau de formation) et avec les minéraux de la roche elle-même. Cette réaction entraîne la formation de tartre. La précipitation de tartre minéral cause de nombreux problèmes dans les opérations de production de pétrole et de gaz, tels que des dommages à la formation, des pertes de production, l'augmentation des reconditionnements dans les producteurs et les injecteurs, la mauvaise qualité de l'eau d'injection et les pannes d'équipements dus à la corrosion sous le dépôt. Les dépôts minéraux les plus courants sont les minéraux à base de sulfate et de carbonate.

Cependant, les problèmes de tartre ne se limitent pas à ces minéraux et on a récemment signalé des types de tartre inhabituels tels que les sulfures de zinc et de plomb.[6]

I.1-3-2-Etude de la compatibilité des eaux à l'échelle de laboratoire :

Il consiste tout simplement de mise en contact deux eaux considérées (exemple: eau d'injection et l'eau de gisement), l'observation de ce qui se passe peut-être :

- Visuelle.
- Electrochimique : enregistrement de variation de pH et de conductivité
- Analytique : Filtration d'un précipité, calcination de dépôt obtenue (précipité), dosage des éléments contentent dans le filtrat.

On s'attachera à reproduire les conditions de température prévisibles du mélange, car la température est un facteur qui influe sur la solubilité des sels.

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

I.2-Les dépôts rencontrés dans les champs pétroliers :

I.2.1-Les dépôts solides :

Certaines espèces chimiques qui se trouvent sous forme ionisées en solution, peuvent dans certains se combiner pour former des composés qui précipitent, ceci est dû au fait que l'eau a une capacité limitée pour dissoudre ces produits. Les complexes formés tendent à précipiter sous forme de deux types des dépôts.

- dépôts salisseurs : ils proviennent de la déposition de la matière en suspension ;
- dépôts tartre : ils sont plus durs, adhérents et mécaniquement résistants, proviennent de la cristallisation des matières dissoutes. [7]

Le dépôt de tartre est l'un des problèmes les plus graves des champs pétrolifères qui frappent les systèmes d'injection d'eau, principalement lorsque deux eaux incompatibles sont impliquées. Le dépôt de tartre peut se produire à partir d'un type d'eau en raison d'une sursaturation en sels formant du tartre attribuable à des changements dans les conditions physiques dans lesquelles l'eau existe. Le tartre se dépose également dans les pompes de fond de puits, les tubes, les conduites d'écoulement des tubages, les dispositifs de traitement des réchauffeurs, les réservoirs et autres équipements et installations de production. Le tartre peut se produire près de l'aval de tout point du système de production où une

sursaturation est générée. La sursaturation peut être générée dans l'eau en modifiant les conditions de pression et de température ou en mélangeant deux eaux incompatibles. Les dépôts de tartre les plus courants dans les champs pétrolifères sont le carbonate de calcium, le sulfate de calcium, le sulfate de strontium et le sulfate de baryum. Le tartre peut également se déposer lorsque deux eaux incompatibles sont mélangées et qu'une sursaturation est atteinte. [8]

Pour prévenir à ce problème, il est nécessaire de faire un contrôle de la compatibilité des eaux avant de faire l'opération de l'injection, et de concevoir des méthodes de traitements adéquats par l'établissement des produits d'inhibition les plus appropriés à ce traitement [1].

I.2.1.1-Mécanisme de formation des dépôts solides :

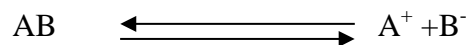
La réaction de formation des sédiments est une réaction de précipitation ou de cristallisation. Ils permettent la plupart des processus fondamentaux qui se produisent lors de la cristallisation.

La formation des cristaux implique trois mécanismes en cascade :

- a) obtention de la sursaturation
- b) formation des germes
- c) croissance proprement dite du cristal

a) Obtention de la sursaturation :

En appliquant les lois de la thermodynamique relative à l'équilibre chimique, on pourrait expliquer le phénomène de la précipitation. En appliquant la loi d'action de masse à une solution aqueuse d'un corps AB, ce dernier se dissocie plus au moins suivant la réaction suivante :



$$K = \frac{[A^+][B^-]}{[AB]} \quad K : \text{constant de dissociation}$$

$[A^+]$ et $[B^-]$: concentration exprimée en ion mol/l

$[AB]$: concentration en mol/l

K_s : Produit de solubilité de corps AB

- Si on ajoute une solution de sel CD à la solution AB, le mélange va contenir les ions : A^+ , B^- , C^- , D^+

- En supposant que le sel AC peu soluble, tous les ions A^+ , C^- , resteront en solution si l'équation :

$$[A^+][C^-] < K_s \text{ est satisfaite.}$$

- Dans le cas contraire, le sel précipitera jusqu'à satisfaction de cette équation.

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 :

$$Q = C_{\text{sel}} / C_{\text{p sel}}$$

Q : Degré de saturation

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

$C_{\text{p sel}}$: Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique [3]

b) Formation des germes (Germination ou nucléation):

La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon. La précipitation commence par la formation de germes ou de pont sous forme déterminée et qui caractérisent progressivement. Ils sont constitués par l'association de quelques ions par exemple Ba^{2+} et SO^{2-} , ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions de Ba^{2+} et SO^{2-} le cristal grossit [1]. Les divers mécanismes de la nucléation existent peut-être de deux types :

-homogène (spontané), dominant à la sursaturation élevée.

-hétérogène induit par les particules étrangères ou dissous impurités de système efficaces aux sursaturations inférieures.

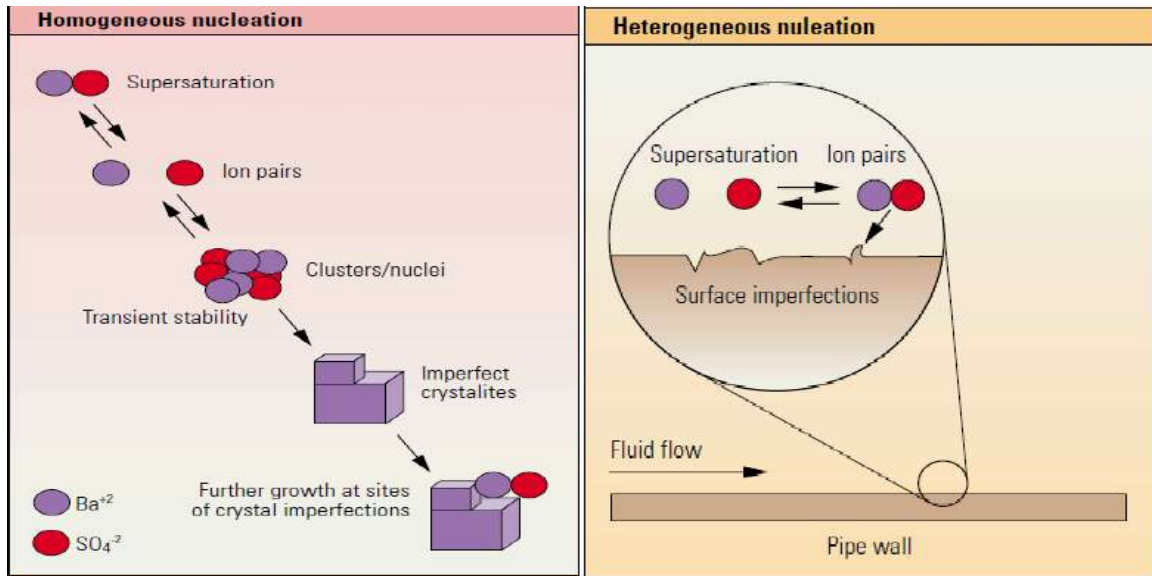


Figure (1): Processus de nucléation [9]

La nucléation secondaire implique la présence du plein cristallin étant formé quel produit un effet de catalyse sur la nucléation. La nucléation homogène forme la base de plusieurs théories de nucléation. Deux paramètres importants caractérisent le processus de nucléation : l'énergie libre changée, et le taux de formation de noyaux [1].

c) Croissance cristalline :

Quand les germes se forment, il y aura :

Croissance homogène : c'est la nutrition de ces germes par la solution sursaturés 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 à la paroi métallique [10].

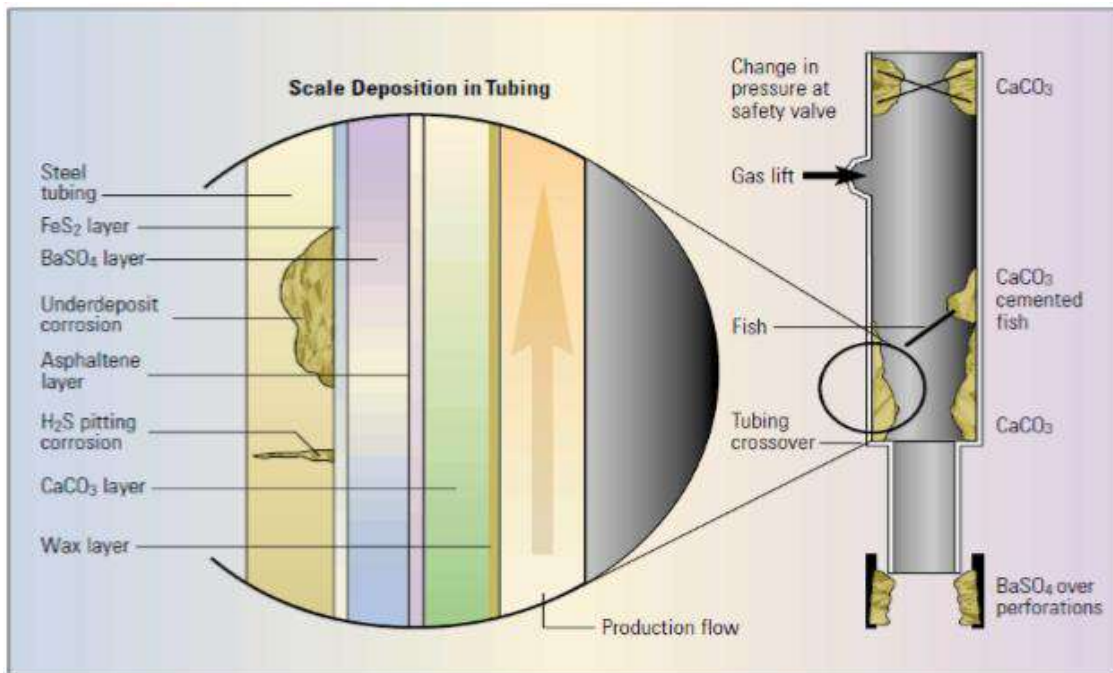


Figure (2) : Dépôts dans le tubing [9]

L'augmentation de la température augmente les deux la nucléation et croissance cristalline.

Ces deux facteurs cinétiques (germination et croissance), peuvent être influencés par différents paramètres notamment : la nature du matériau sur laquelle la déposition se fait, l'état de surface (porosité, revêtement, mouillabilité...), condition hydrodynamique

On peut contrôler le mécanisme de la formation et les caractéristiques des dépôts par des méthodes électrochimique tels que, la chronoélectrogravimétrie (CEG), chronoampérométrie (CA) et l'impédance électrochimique (SIE), comme on peut les faire par des méthodes non électrochimiques tels que, pH critique, des méthodes thermiques, à évaporation, précipitation contrôlée rapide, dégazage, entartrage sur polymère ou sur tube en continu. Cependant, les diverses méthodes utilisées ne sont pas représentatives du phénomène réel d'entartrage [10].

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

- 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.

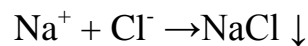
- La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers. [11]

I.2-2-Les dépôts les plus abondants dans les champs pétroliers :

a-Chlorure de sodium NaCl :

La précipitation des sels économiquement solubles dans des processus industriels a été de beaucoup d'intérêt dû à la formation des dépôts [8].

Le chlorure de sodium est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Le NaCl est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Certaines eaux de formation peuvent en contenir jusqu'à 350g/l, donc proche de la sursaturation qu'une très faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de chlorure de sodium.



C'est toute fois le dépôt de sel le moins gênant pour le producteur et une simple injection d'eau douce suffi pour empêcher ces dépôts de se former [11].



Figure (3) : dépôt de sel contient le NaCl [12]

b- Carbonates de calcium CaCO₃ :

Les dépôts de carbonate sont prévus pour former en raison de chutes de pression pendant la production. Les carbonates de calcium, sont des sels qui se forment suivant une réaction de précipitation par la combinaison des ions calcium avec les ions carbonates ou bicarbonates selon la réaction suivante [10].

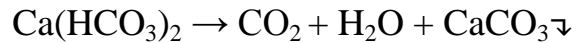
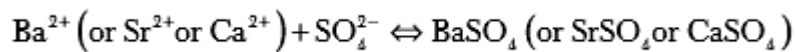


Figure (4) : Dépôt de sel contient le CaCO₃ [10]

c-Sulfate de strontium SrSO₄ :

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



La précipitation de SrSO₄ peut se produire par :

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



Figure (5) : Dépôt de sel contient le SrSO₄ [12]

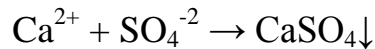
d- Sulfate de calcium CaSO₄ :

Ce sel peu soluble, voit sa solubilité diminuer quand la température augmente. Néanmoins, avant d'envisager l'ultime solution du traitement chimique, on pourra essayer de tirer avantage d'une de ces caractéristiques : sa solubilité augmente avec la teneur en NaCl de la solution.

On évitera si possible de diluer l'eau incriminée. Au contraire, on recherchera la possibilité d'un mélange à une eau d'une salinité supérieure (sauf si cela enrichit défavorablement en ions SO₄²⁻ ou Ca⁺⁺).

En fin, si un précipité persiste, on pourra probablement l'éliminer par filtration.

La combinaison entre les ions Ca²⁺ et SO₄²⁻ donne la formation d'un précipité de sulfate de calcium selon la réaction suivante.



Il existe trois principales de sulfate de calcium qui sont :

- Gypse CaSO₄, 2H₂O.
- Anhydre (anhydrite) CaSO₄.
- Hémi hydrate CaSO₄, 1/2H₂O.

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

Parmi les moyens de lutte, citons :

- l'acidification qui est efficace, lorsque les dépôts ne sont pas trop anciens et donc, pas très durs.
- les inhibiteurs à base poly-phosphates [10].



Figure (6) : Dépôt de sel contient le CaSO_4 [13]

e- Sulfate de baryum BaSO_4 :

C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car, il forme des bouchons imperméables, comatants, inattaquables à l'acide et aux basses.

De façon générale, les problèmes posés par les dépôts sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité des deux eaux, Certaines eaux de gisement (telle que celle de la région de T.F.T) contiennent de sels de baryum en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de sulfate qui contient des ions sulfates, le baryum précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sel, ou lors l'injection d'eau douce dans le gisement telle qu'elle est pratiquée à TFT pour le maintien de la pression de ce gisement. L'eau injectée finit par atteindre des puits producteurs, et c'est dans ces puits que le mélange se fait et la précipitation du BaSO_4 a lieu. [14].



Figure (7) : Dépôt de sel contient le BaSO₄ [10]

La précipitation de BaSO₄ se manifeste sur toute la chaîne de production, en fonds des puits et dans les installations de surface :

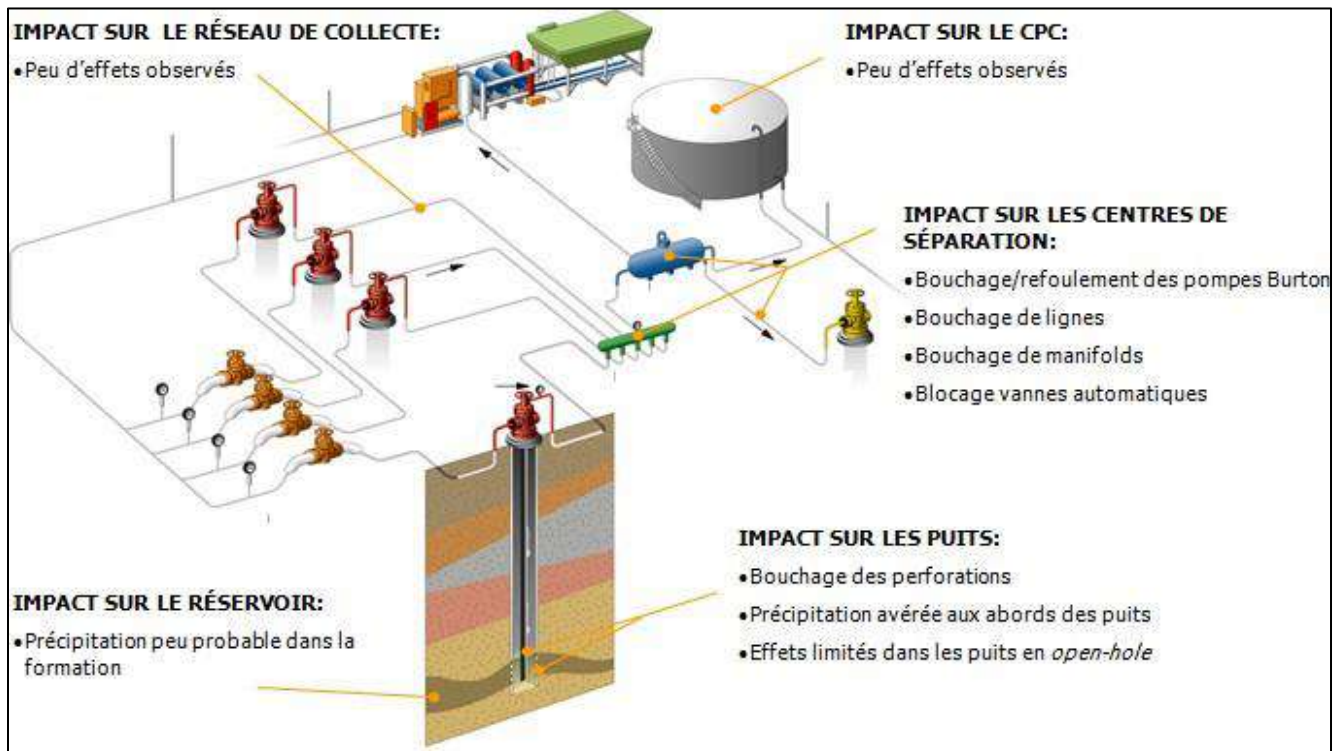


Figure (8) : la précipitation de BaSO₄ dans les installations de fond et de surface [11]

I.2.3-Solubilité des dépôts de sels :

La solubilité est définie comme la quantité limite de soluté qui peut se dissoudre dans un solvant dans un ensemble donné de conditions physiques. Les propriétés chimiques qui nous intéressent sont présentes dans les solutions aqueuses sous forme d'ions. Certaines combinaisons de ces ions conduisent à des composés qui ont une faible solubilité. Une fois que la capacité de solubilité est dépassée, les composés précipitent de la solution sous forme de solides. Par conséquent, la précipitation de matériaux solides, qui peuvent former du tartre, se produira si :

L'eau contient des ions qui sont capables de former des composés de solubilité limitée. Il y a des changements dans les conditions physiques ou dans la composition de l'eau qui diminuent la solubilité.

Une solution qui contient moins de soluté que ce qui est nécessaire pour la saturation est appelée une solution non saturée. Une solution dont la concentration est supérieure à celle d'une solution saturée pour une raison quelconque, telle qu'un changement dans la concentration d'autres espèces, la température, etc. est dite sursaturée.

Lorsque la température ou la concentration d'un solvant est augmentée, la solubilité peut augmenter, diminuer ou rester constante en fonction de la nature du système. Par exemple, si le processus de dissolution est exothermique, la solubilité diminue avec l'augmentation de la température ; s'il est endothermique, la solubilité augmente avec la température.[6]

Dans le cas d'un composé ionique solide (AB) qui se dissocie en A^- et B^+ indiquent la concentration en gramme ions/litre, la constante d'équilibre de la réaction de dissolution est appelée produit de solubilité et est notée $K_s (T)$, elle ne dépend que de la température et en générale, elle augmente avec celle-ci. Le produit de solubilité permet d'expliquer, et de prévoir si une réaction de précipitation se vérifie et si la précipitation est complète. Lorsque le produit des concentrations des deux ions en solution est supérieur à la valeur du produit de solubilité du sel correspondant, la précipitation de sel se poursuit jusqu'à ce que le produit des concentrations de ces deux ions en solution n'égale le produit de solubilité.[1]

- Les sels sont dits très solubles lorsque « S » est de l'ordre de 10^{-1} mol/l ;
- Les sels sont dits peu solubles lorsque « S » est de l'ordre 10^{-4} mol/l. Plus le K_S est faible moins le sel est soluble.

Tableau (1) : Produits de solubilité quelques fréquents dépôts à HMD [2]

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

I.2.4-Les paramètres influençant sur la formation des dépôts :

a-Effet de la température :

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

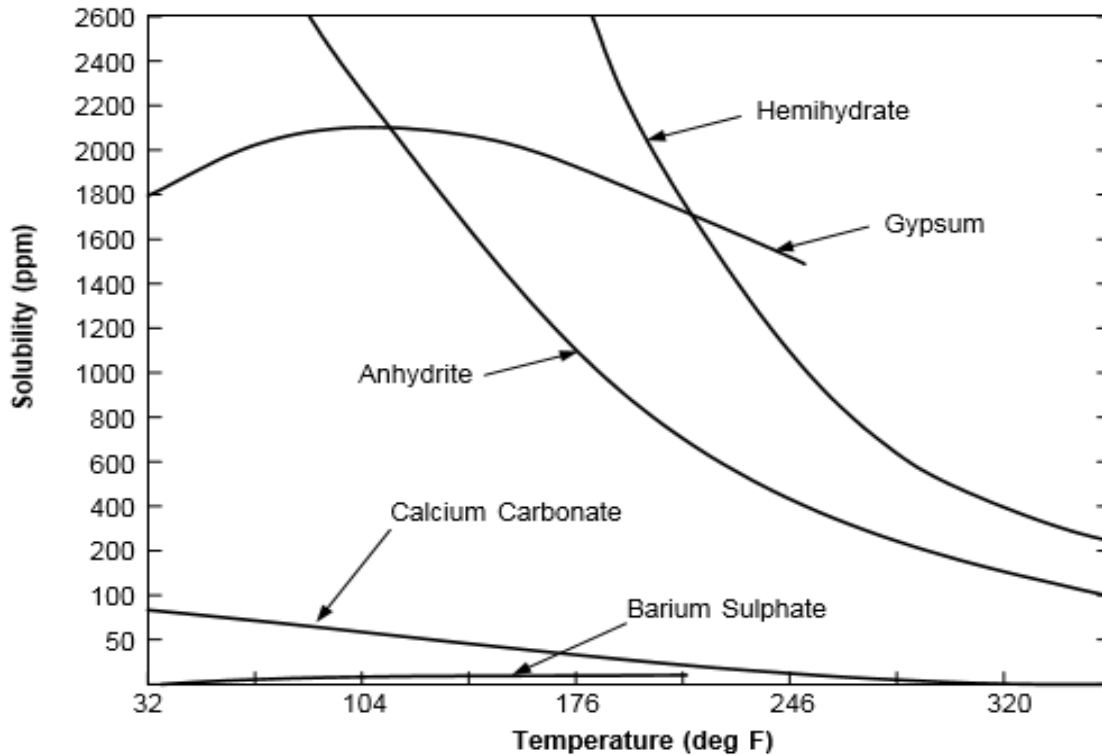


Figure (9) : Influence de température sur la solubilité [3]

b-Effet des sels dissouts :

Les sels dissouts dans l'eau favorisent la solubilité de $BaSO_4$, tout à fait comme dans le cas de $CaCO_3$ et $CaSO_4$. Par exemple, 100 000mg/l de NaCl augmente la solubilité de $BaSO_4$ de 2.03 à 3 mg/l à 25°C et de 3.9 à 65mg/l à 95°C

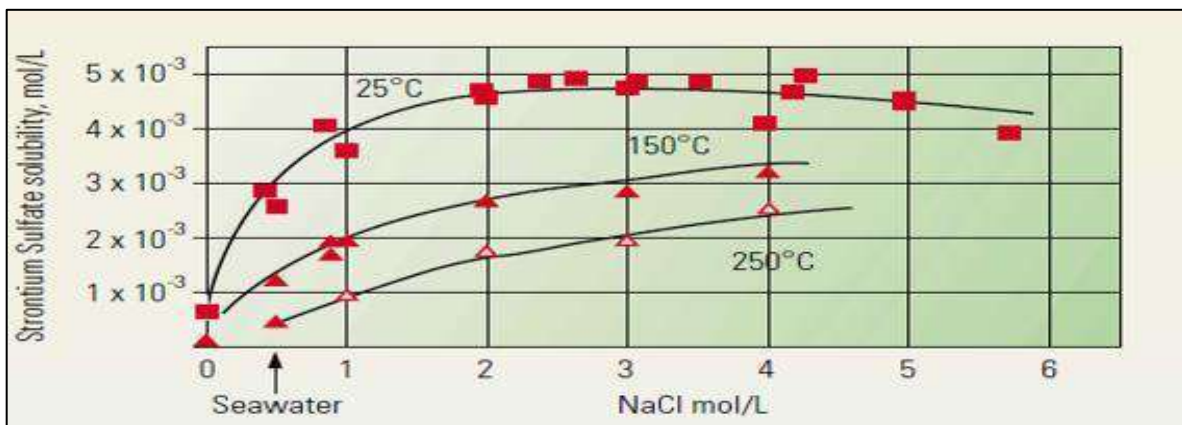


Figure (10) : Influence de salinité sur la solubilité [9]

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation de dépôt. Dans le cas des solutions diluées les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leur concentration. Pour des eaux chargées en sels ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables. L'effet d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multiplié par les carrés de leurs charges. Des ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition d'un autre sel pour peu que les deux cohabitent ne comportent communs [11].

c-Effet de la pression :

Les grandes variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs, ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de $BaSO_4$ et $CaSO_4$, par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de $CaCO_3$. [11]

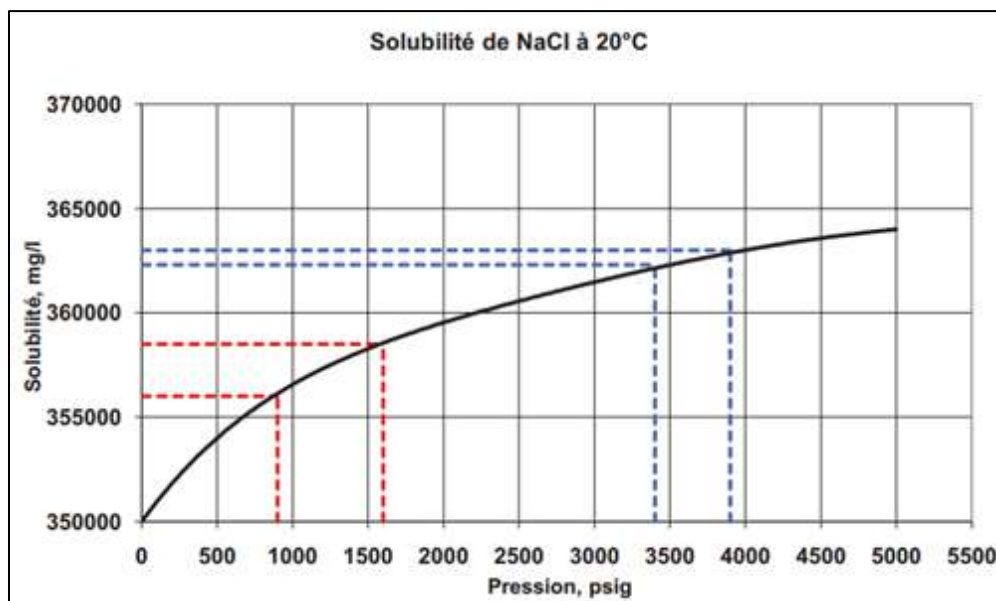


Figure (11) : Influence de pression sur la solubilité [7]

d-Effet de pH :

En présence d'un pH acide, l'activité de H^+ est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité. [11]

Conclusion :

Il existe deux utilisations principales de l'eau dans l'industrie pétrolière et gazière : le maintien en pression et le rinçage, mais ces deux opérations peuvent parfois poser de nombreux problèmes, comme la formation de gisements minéraux sous l'influence de nombreux facteurs physico-chimiques différents. Au cours des dernières années, de nombreuses avancées majeures ont été réalisées dans le contrôle et l'assainissement des sédiments. Aujourd'hui, les opérateurs ont accès à une gamme de produits chimiques et mécaniques destinés à éliminer les dépôts et à prévenir leur accumulation.

Les améliorations apportées à la technologie de placement, à la chimie des réservoirs et aux fluides intelligents offrent des options plus rentables pour l'inhibition des dépôts chimiques et le nettoyage des formations.

Chapitre 02: prévention et élimination des dépôts minéraux

Introduction :

Dans le cadre de la production, du traitement, du transport et de l'élimination de la saumure coproduite, l'entartrage des puits de pétrole et de gaz est une préoccupation courante et de longue date ; la prévention de l'entartrage est un objectif prioritaire. Le CaCO_3 , le BaSO_4 , le CaSO_4 , le SrSO_4 , le FeCO_3 , le NaCl , le ZnS et le FeS sont les matériaux de dépôt minéral les plus répandus. Le Consortium de chimie des eaux salées de l'Université Rice a passé des années à étudier les taux de nucléation et de précipitation, et il poursuit ses recherches sur les mécanismes d'inhibition des dépôts minéraux. L'entartrage et l'inhibition sont, en fait, étroitement liés ; par exemple, les inhibiteurs d'entartrage sont généralement des sels insolubles de l'un des ions minéraux du système [10]

II.1-Élimination de tartre :

Le tartre est classé en fonction des méthodes d'élimination : il peut être éliminé mécaniquement ou chimiquement. Les dépôts chimiquement inertes ne sont pas solubles dans les produits chimiques. Le tartre chimiquement réactif peut être classé comme (a) solubles dans l'eau (b) soluble dans les acides, et (c) soluble dans des produits chimiques autres que l'eau ou les acides. [14]

II.1.1-Méthode mécanique :

Pour les tubages perforés, le ré-perforage est la méthode la plus efficace pour contourner les perforations scellées par le tartre. Des méthodes mécaniques telles que "string shot", les outils soniques, le forage ou l'alésage ont été utilisées pour éliminer les dépôts solubles et insolubles des tubes, du tubage ou du trou ouvert. Le tartre peut être retiré des lignes de surface à l'aide de racleurs ou par alésage. [14]

II.1.2 Méthode chimique :

Tartre soluble dans l'eau - Le tartre soluble dans l'eau le plus courant est le chlorure de sodium qui peut être facilement dissous avec de l'eau relativement fraîche.

Si le tartre de gypse est récemment formé et poreux, il peut être dissous en faisant circuler de l'eau contenant environ 55 000 mg/litre de NaCl devant le tartre. A 100°F , 55 000 mg/litre de NaCl dissoudront trois fois plus de gypse que l'eau douce. 28

Tartre soluble dans l'acide - Le carbonate de calcium (CaCO_3). Les dépôts solubles dans l'acide comprennent également le carbonate de fer (FeCO_3), le sulfure de fer (FeS) et les oxydes de fer (Fe_2O_3).

Le HCl plus un agent séquestrant est normalement utilisé pour éliminer le tartre de fer. Il est essentiel de stabiliser le fer ferrique pour empêcher la précipitation d'hydroxyde ferrique à partir des solutions acides usées.

Tableau (2):acide requise pour CaCO_3 , et dépôt de fer [14]

Type de dépôt soluble dans l'acide	Gallons de 15 % HCl /cuft de tartre
CaCO_3	95
Fe_2O_3	318
FeS	180

Le calcul du traitement acide nécessaire est basé sur le type et la quantité de tartre, comme indiqué dans le tableau 2.

Dépôts insolubles dans l'acide - Le seul dépôt insoluble dans l'acide qui est chimiquement réactif est le sulfate de calcium ou le gypse. Le sulfate de calcium, peut être traité avec des solutions chimiques qui peuvent convertir le sulfate de calcium en un composé soluble dans l'acide, tel que CaCO_3 ou $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Le tableau 3 montre la solubilité relative du gypse dans certains des produits chimiques normalement utilisés pour la conversion du gypse. Les conditions d'essai étaient les suivantes : 200 cc de solution et 20 grammes de gypse de qualité réactif.

Tableau (3):la solubilité relative du gypse [14]

Type de solution	pourcentage de gypse converti	
	24 heures	72 heures
NH_4HCO_3	87.8	91
Na_2CO_3	83.8	85.5
$\text{Na}_2\text{CO}_3\text{-NAOH}$	71.2	85.5
KOH	67.6	71.5

La plupart des produits chimiques présentés dans le tableau 3 convertissent le gypse en CaCO_3 soluble dans l'acide. Le KOH convertit le gypse en $\text{Ca}(\text{OH})_2$, qui est soluble dans l'eau ou dans un acide faible, le fluide résiduel est évacué par circulation. Le CaCO_3 , peut alors être éliminé avec du HCl ou de l'acide acétique.

La procédure d'élimination du tartre en présence de cires, de carbonate de fer et de gypse est la suivante :

- Dégraisser avec un solvant tel que le kérosène ou le xylène, plus un surfactant.
- Enlever les écailles de fer avec un acide séquestré.
- Convertir les écailles de gypse en CaCO_3 , ou Ca(OH)_2 .
- Dissoudre les écailles de CaCO_3 converties avec du HCl ou de l'acide acétique. Dissoudre le Ca(OH)_2 avec de l'eau ou un acide faible.

Des composés tels que l'EDTA (acide éthylènediamine-tétraacétique) et le DTPA (acide diéthylènetriamine-pentaacétique) peuvent dissoudre le gypse sans qu'il soit nécessaire de le convertir en CaCO_3 ; ou Ca(OH)_2 . Mais l'EDTA et le DTPA ne sont pas très utilisés en raison de leur coût élevé.

Le LSD (Liquide Scale Disintegrator) de Halliburton est un convertisseur et un désintégreur de tartre d'anhydrite (CaSO_3) et de gypse ($\text{CaSO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$). Le LSD produit une boue dispersible dans l'eau qui est soluble dans l'acide, bien que l'acide ne soit pas forcément nécessaire. Le traitement normal d'un puits est :

1. Dégraisser avant le traitement LSD. Dans un puits de pompage, placer l'extrémité inférieure du tubage près du fond de la zone de production et faire circuler le solvant de dégraissage pendant 12 à 24 heures, puis pomper le puits.
2. Verser le LSD dans l'anneau et le laisser tremper pendant plusieurs heures, puis faire circuler avec une pompe pendant au moins 24 heures. Un tensioactif peut être ajouté au LSD afin d'humidifier le tartre humide et d'éviter les émulsions.
3. Pour les puits à écoulement ou à gaz ascendant, dégraisser puis faire tremper avec du LSD pendant au moins 24 heures.

Dépôts chimiquement inertes - Les dépôts chimiquement inertes les plus courants sont le sulfate de baryum (BaSO_4) et le sulfate de strontium (SrSO_4).

Les dépôts de sulfate de baryum sur la surface de la formation ou dans les perforations peuvent être enlevés par des méthodes mécaniques telles que les tirs de corde, le perçage, le sous-alésage ou le contournement par reperforage. La meilleure approche consiste à empêcher le dépôt.[14]

II.2.Prévention la formation des dépôts minéraux par les inhibiteurs:

II.2.1-Définition des inhibiteurs :

Un inhibiteur est un substance que l'on ajoute en petites quantités à un produit pétrolier pour ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôt, ainsi que pour inhiber une réaction chimique, c'est-à-dire la ralentir ou l'arrêter[15].

II.2.2-Types des inhibiteurs:

On en distingue trois types différents :

a- les inhibiteurs de dépôt : Ce sont des substances chimiques employées à des concentrations nettement supérieures à la stœchiométrie pour empêcher la formation d'un dépôt par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation.

b- Un inhibiteur de corrosion: est un composé chimique qui est ajouté à des milieux corrosifs à de faibles concentrations pour ralentir ou arrêter le processus de corrosion d'un métal placé en contact avec le milieu.

c- Inhibiteur de population bactérienne. [15]

Nous concernons les inhibiteurs des dépôts minéraux.

II.2.3-Domaine d'utilisation des inhibiteurs des dépôts:

Les produits anti-dépôts sont des produits chimiques qui sont utilisés à des quantités spécifiques pour empêcher la formation de dépôts cristallins. Ils sont utilisés dans le domaine industriel, comme les puits de production, les réservoirs de pétrole, les circuits d'eau et de pétrole, et les installations de production, par exemple. Sans ignorer leurs applications dans le traitement de l'eau, comme l'eau sanitaire, l'eau de processus industriel, l'eau de chaudière, etc. [15]

II.2.4-Mécanisme d'action des inhibiteurs

Les inhibiteurs de dépôts peuvent agir pendant la germination, la croissance ou les deux phases en même temps. Ces inhibiteurs de dépôts peuvent former des chélates avec les cations qui composent les dépôts. Le mécanisme d'inhibition des dépôts varie d'un inhibiteur à l'autre. Certains inhibiteurs s'adsorbent sur les sites actifs du cristal, ce qui entraîne une modification du faciès cristallin, une réduction de l'adhérence du cristal aux parois des installations et l'apparition de cristaux désordonnés, mal produits et faciles à éliminer du milieu aqueux.

Les groupes fonctionnels des autres inhibiteurs s'adsorbent sur le cristal, tandis que le reste de la molécule reste libre dans la solution, ce qui entraîne l'apparition d'une charge électrique importante sur le cristal. [15]

a-Inhibition de la précipitation du tartre par les polyphosphates inorganiques

L'inhibition du tartre avec quelques parties par million de poly-phosphates déshydratés moléculairement est appelée un **traitement de seuil**. Lorsqu'un noyau de cristal se forme, le poly-phosphate est adsorbé à la surface et ralentit la poursuite de la croissance du cristal.

Le poly-phosphate se dissout lentement dans l'eau produite et empêche la précipitation du tartre.

Réversion en ortho-phosphate - Lorsqu'ils sont placés en solution, tous les poly-phosphates ont tendance à s'hydrolyser en ortho-phosphates. En présence d'ions calcium, des précipités de calcium insolubles peuvent se former. Les poly-phosphates se transforment également en ortho-phosphates en présence d'acide.

La vitesse de réversion en ortho-phosphates dépend de la température, de l'acidité, de la teneur en minéraux, de la teneur en phosphates et de la nature des poly-phosphates. La réversion ne commence que lorsque le poly-phosphate entre en solution. [14]

b-Inhibition du tartre avec un acide poly-organique:

À la fin des années 1960, un acide poly-organique très stable, le LP-55, a été testé sur le terrain par Halliburton. Ce polymère liquide inhibe la formation de tartre par une approche de "traitement de seuil". Il n'a pas de limite de température et ne précipite pas les solides.

Placement pendant la fracturation - S'il est placé pendant un traitement de fracturation conventionnel, le liquide LP-55 doit précéder l'introduction du sable. S'il est injecté au cours d'un minifrac, effectué uniquement pour placer le produit chimique, le puits est fracturé puis le LP-55 est pompé dans le puits à des taux de 0,25 à 1,0 baril/minute pour permettre une fuite rapide.

Le taux de retour est contrôlé par la chute de pression lorsque le puits est produit à partir des capillaires de la formation ou de fractures minuscules.

L'acide poly-organique peut également être injecté dans une solution aqueuse dans l'espace annulaire pour réduire le dépôt de tartre dans le tubage, les tubes, la pompe et l'équipement de surface. [14]

c-Inhibition du tartre avec des phosphates et phosphonates organiques

Divers phosphates organiques sont maintenant offerts pour inhiber le sulfate de calcium, le sulfate de baryum et, à un moindre degré le tartre de carbonate de calcium.

Inhibiteurs Exxon-Exxon Chemical Company offre plusieurs inhibiteurs de phosphate organiques, dont deux sont le COREXIT 7605 et le SURFLO H-372.

Le COREXIT 7605 inhibe le dépôt de sulfate de calcium et de baryum.

Le SURFLO H-372 inhibe la plupart des dépôts de calcaire, y compris le CaCO_3 , le CaSO_4 et le BaSO_4 .

Inhibiteurs Visco - La division Visco de Nalco Chemical Co. offre un certain nombre d'inhibiteurs de tartre de type phosphate, phosphonate et polyacrolate.

Le VISCO 950 inhibe le dépôt de BaSO_4 , CaSO_4 , et CaCO_3 .

Le Visco 953 contrôle les dépôts de CaCO_3 , CaSO_4 et BaSO_4 à très faible dose dans les puits de pétrole et de gaz, les systèmes d'injection d'eau et les systèmes d'évacuation d'eau salée. Pour les systèmes d'injection d'eau, le traitement continu est le mieux adapté ; pour l'utilisation en fond de puits, le traitement par lots ou le traitement semi-continu sont les plus efficaces. Le Visco 953 est également utilisé comme inhibiteur de tartre pour le traitement du resserrement de la formation.

VISCO 959 est conçu pour les travaux de compression de la formation afin d'empêcher les dépôts de CaCO_3 et de sulfate dans les puits de pétrole et de gaz et dans les équipements de production.

Inhibiteurs Tretolite - La Tretolite SP-223, un phosphate organique, s'est avérée très efficace pour prévenir l'entartrage au carbonate de calcium et au sulfate de calcium. Il peut être utilisé en continu pour circuler dans un puits ou être injecté dans la formation.

Le Tretolite SP-219, un inhibiteur de tartre liquide, qui est une combinaison d'un phosphonate et d'un polyacrolate, empêche le dépôt de sulfate de baryum et de carbonate de calcium. Il peut également être utilisé pour protéger contre le dépôt de CaSO_4 .

Le Tretolite SP-260 est un phosphonate conçu pour prévenir le dépôt de carbonate de calcium, de sulfate de calcium et de sulfate de baryum. Il peut être injecté comme un traitement continu dans les puits ou utilisé comme un traitement périodique par pression dans la formation. Cet inhibiteur d'usage général est applicable jusqu'à 300°F. [14]

d-Inhiber le tartre avec des polymères

Le COREXIT 7647 d'Exxon Chemical, un polymère hydrosoluble de faible poids moléculaire, et le COREXIT 7606, un polymère acrylique de faible poids moléculaire, ont été utilisés efficacement pour l'injection et la circulation continues des puits et des systèmes de surface, ainsi que pour les traitements de compression dans la formation. Ils constituent un inhibiteur stable jusqu'à 500°F et contrôlent le dépôt des sels de carbonate et de sulfate de calcium, de magnésium, de strontium et de baryum.

Le VISCO 962, un polyacrolate, peut être appliqué comme traitement de compression ou de circulation dans les puits pour inhiber le CaSO_4 , le BaSO_4 et le CaSO_4 . Il est recommandé pour des températures allant jusqu'à 400°F. [14]

II.2.5-Influence de l'inhibiteur sur la période de germination:

La totalité des inhibiteurs de germination a pour effet d'augmenter le temps de germination ou le TG de latence de l'une des deux manières suivantes :

- Diminuer la nucléation homogène : c'est-à-dire que les agents tartrifuges vont modifier le rayon critique des germes.
- Réduire la nucléation hétérogène : les produits vont s'adsorber sur des surfaces présentant des sites de nucléation hétérogènes dans ce cas (Figure 14) [15]

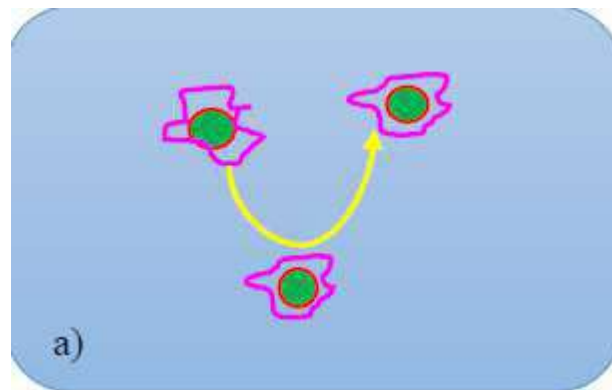


Figure (12): dispersion des noyaux formés [9]

II.2.6-Influence de l'inhibiteur sur la période de croissance:

L'action de ces produits sur la période de croissance (maximum V_0) avoir plusieurs effets (Figure 15)

- diminution de la vitesse de croissance maximum V_0 .
- élever le faciès des cristaux obtenus.
- diminution de l'adhérence des cristaux formés sur les surfaces.

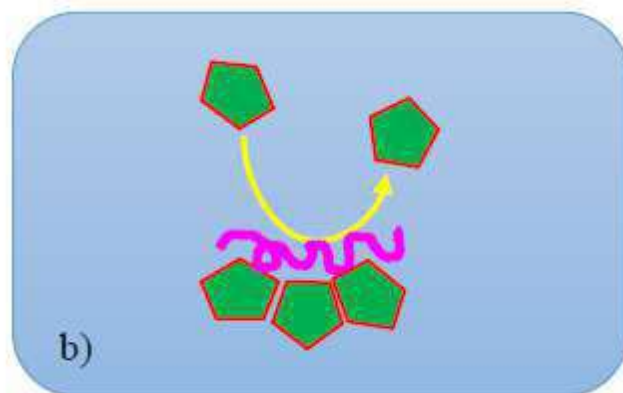


Figure (13): stabilisation du dépôt en croissance [9]

II.2.7-Prévention du tartre de CaCO_3 par maintien de la pression

Si l'on peut prévoir la formation de tartre de carbonate de calcium à la suite d'une chute de pression dans le réservoir, il faut envisager le maintien de la pression comme moyen de réduire le tartre.

II.3- Stations de traitement :

Les stations de traitement des eaux de lavage des puits salés sont toutes opérationnelles.

Les communications de ces stations vers le PC se font par télémétrie [16].

II.3.1-Station de lavage des puits de pétrole salés du champ HMD :

A-La station Z14 : est située dans la zone centrale du champ HMD (à l'intérieur de la base IRARA) et traite les puits de pétrole salés de la zone Est. - Elle dispose de six réservoirs de 1000 litres.

b-La station CINA: est située dans la zone centrale du champ HMD (à l'intérieur de la zone industrielle Nord) et traite les puits de pétrole salins de la zone Nord. Elle est composée de cinq réservoirs de 1000 litres et d'un réservoir de 2000 litres.

c-Station W1C : s'occupe des puits de pétrole salins de la zone 1 et est située dans la zone ouest du champ HMD (à l'intérieur de la station satellite W1C).Elle dispose de six réservoirs de 1000 litres et d'un réservoir de 3000 litres.

d-Station CIS : traite les puits de pétrole salé de la zone Sud-Ouest et est située dans la zone centrale du champ HMD (à l'intérieur du Centre Industriel Sud).Elle dispose de cinq réservoirs de 1000 litres chacun et d'un réservoir de 2000 litres.

e-Station HGA : traite les puits d'huile salée du champ HGA et est située dans la zone complexe du champ HMD.

Les stations de traitement sont télécommandées, ce qui permet d'accéder aux informations et d'intervenir rapidement dans les domaines suivants :

- Concentration du produit de traitement
- La programmation des injections de bactéricide (en continu ou en choc)
- Le taux de corrosion
- Le niveau de la cuve
- Le démarrage et l'arrêt de la pompe, etc...
- Les débits d'eau injectée

Toutes ces informations permettront d'optimiser le traitement chimique. [10].



Figure (14): Station de traitement [17]

II.4-Contrôle de la corrosion et des dépôts minéraux dans le champ HMD :

L'exploitation du champ HMD est définie par le large éventail de défis qu'elle rencontre et la complexité des phénomènes qu'elle traite.

Ces problèmes peuvent être causés par une variété de raisons, y compris la corrosion sous toutes ses formes électrochimiques et bactériennes, ainsi que les dépôts organiques et minéraux.

Cependant, afin de faire face à ces problèmes et de minimiser les dommages aux équipements, plusieurs tactiques de combat sont employées :

1. Pour éviter la formation de dépôts minéraux, traiter l'eau de lavage avec un inhibiteur de dépôts

(AD 32, ALPHA 7241).

2. Pour lutter contre la corrosion chimique et électrochimique provoquée par divers facteurs, notamment: H_2O , CO_2 , S^{-2} et un inhibiteur de corrosion filmogène (désormais NORUST720) sont injectés.

3. La corrosion bactérienne est un problème lié à l'eau de lavage qui se manifeste principalement à l'intérieur des concentriques. Pour éviter l'effet d'accoutumance, différents bactéricides sont utilisés en alternance : BACTIRAM 3084, UMP B 52, SERVO CK 494, et maintenant FQS50 [16].

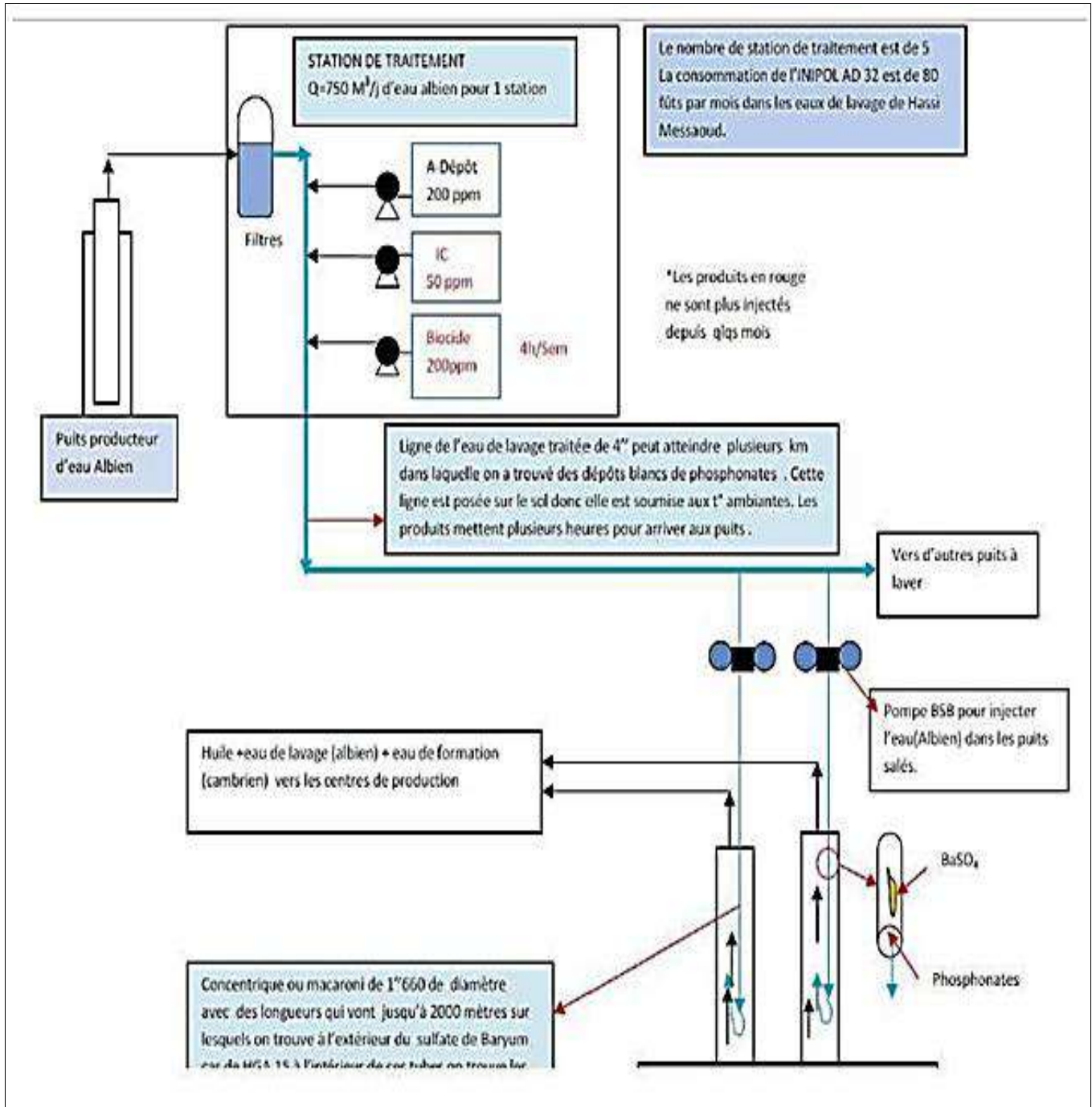


Figure (15) : Schéma simplifié la route d'injection d'eau [10].

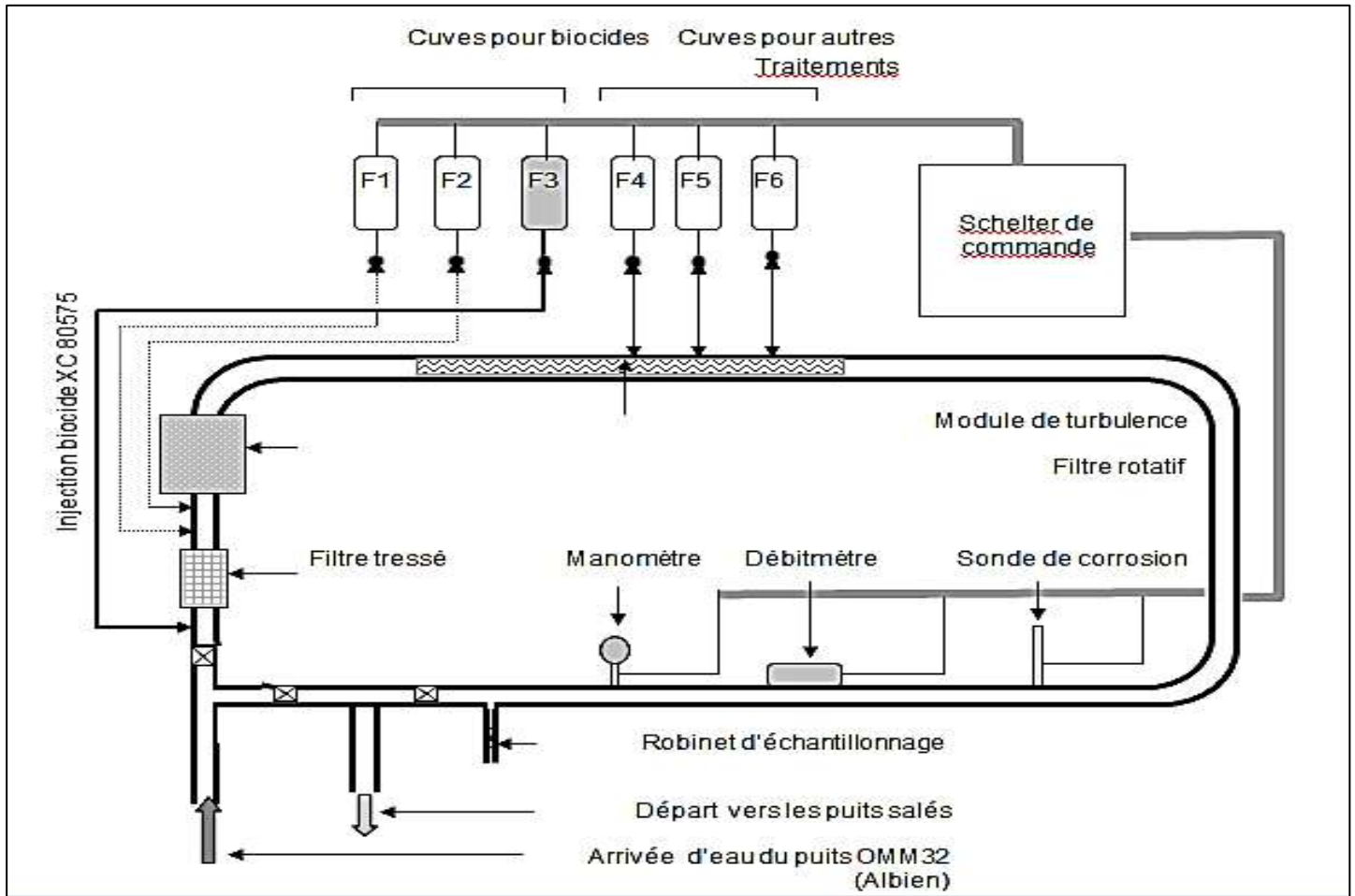


Figure (16) : Schéma de station de traitement d'eau de lavage des puits huile salés [12]



Shelter de commande



Filtre



Pompage d'inhibiteur



Injection des inhibiteurs



Vannes de contrôle vers les puits

Figure (17) : Skid MD141 de dessalage pressurisé HP (BONATTI) HMD [10]

Conclusion:

Les inhibiteurs de dépôt sont des produits chimiques qui empêchent la formation des dépôts. Le caractère unique de cette technologie tient au fait qu'elle utilise l'eau injectée comme milieu de traitement anti-dépôts. Les composés inhibiteurs peuvent agir de différentes manières, ce qui entraîne des performances d'inhibition variées en fonction du matériau et du milieu d'étude. L'inhibition et l'élimination des dépôts chimiques dans la formation deviennent plus rentables grâce aux progrès de la technologie de placement.

Les étapes à suivre pour résoudre les problèmes de dépôts sont les suivantes :

1. Identifier le tartre et la raison de son dépôt.
2. Enlever le dépôt par des moyens chimiques (Les inhibiteurs) ou mécaniques.
3. Dans les complétions perforées, il peut être plus satisfaisant de bypass les perforations entartrées en les perforant.
4. Empêcher tout nouveau dépôt de tartre.

Chapitre 3:
Etude statistique sur le puits OMM 32 (zone 1A
Champ HMD)

Introduction :

Une analyse de l'eau peut être un élément d'information extrêmement informatif. L'analyse de l'eau peut aider à identifier la zone de production, la contamination de la zone de production, la tendance à la corrosion et / ou au dépôt de tartre, joue un rôle essentiel dans la sélection des produits chimiques de production, et peut aider à la conception, et au développement de systèmes de récupération secondaire et tertiaire pour l'industrie du pétrole et du gaz. Cependant, l'analyse de l'eau doit être échantillonnée correctement, analysée correctement et interprétée correctement. De plus, il doit être représentatif du système testé. Le champ pétrolier de HMD connaît plusieurs types des dépôts de sel qui diffèrent d'un puits à l'autre, d'autre part, un seul puits peut comporter plusieurs types des dépôts d'origines différentes.

Notre étude sur le puits : OMM 32 est un puits Producteur d'huile foré le 25.02.1980. La production actuelle de ce puits est de 4,19 m³/h, alors qu'il produisait avec une moyenne de 7 m³/h, Soit, une chute de débit de 3 m³/h à cause de formation des dépôts minéraux.

Notre évaluation se base sur deux critères importants :

1. Les résultats des analyses des échantillons d'eau par dosage dans laboratoire.
2. L'aperçu des échantillons des dépôts de sels pour étudier l'efficacité de traitement

III.1-Situation géographique du champ d'étude Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien à 85 Km du chef-lieu d'Ouargla, à 850 Km au sud-est d'Alger, et à 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. La superficie du champ atteint 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma (Figure 1). Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante [9].

X= 790,000 – 840,000 Est.

Y= 110,000 – 150,000 Nord.



Figure (18): Situation géographique du HMD [7]

III.2-Cadre géologique de la zone d'étude:

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

À l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.

Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.

À l'Est par les hauts fonds de Dahar, R'hourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

III. 3-Les données utilisées dans cette étude :

✓ Les échantillons des eaux de formation et des eaux injectée sont analysé au niveau du laboratoire de DP/EP Irara haasi-messaoud et les données collectées couvrent la période (2012-2019)

✓ Données obtenues par la stations de dessalage de l'eau injectée (**WIC**) BP au niveau champs Hassi messaoud (dosage d'inhibiteur AD32).

✓ Les concentrations des composants chimiques (cations et anions) des échantillons eaux albien (puits OMM32) et cambrien (Référentielle)

✓ Les paramètres physico-chimiques de ces eaux:

Cations :

❖Baryum (Ba²⁺) :

Le baryum est important en raison de sa capacité à se combiner avec l'ion sulfate et à précipiter le sulfate de baryum. Ce composé est extrêmement insoluble dans l'eau et la plupart des acides. La formation de sulfate de baryum entraînera de graves problèmes d'obturation.

En outre, les isotopes radioactifs du radium co-précipitent souvent avec le baryum et forment un dépôt de matière radioactive naturelle, ou MRN.

❖Strontium (Sr²⁺):

Comme les ions baryum et calcium, le strontium peut se combiner à l'ion sulfate pour former du sulfate de strontium insoluble. Bien que plus soluble que le sulfate de baryum, il risque fort de co-précipiter avec le sulfate de baryum.

❖ **Sodium (Na^+) :**

La plupart des sels de sodium sont solubles dans l'eau ; par conséquent, le sodium est un constituant majeur des champs de pétrole et des eaux potables. En règle générale, le sodium ne pose aucun problème spécifique. La seule exception serait la précipitation de chlorure de sodium (NaCl) à partir de saumures extrêmement salées.

❖ **Calcium (Ca^{2+}) :**

L'ion calcium est un constituant majeur des saumures de champs pétrolifères et sa concentration peut aller jusqu'à 30 000 mg / L, bien qu'il soit généralement beaucoup plus faible. Cet ion revêt une importance majeure en raison de sa capacité à se combiner avec les ions bicarbonate, carbonate ou sulfate et à précipiter les dépôts minéraux, adhérents et / ou en suspension.

❖ **Magnésium (Mg^{2+}) :**

La concentration en ions magnésium est généralement bien inférieure à la concentration en ions calcium. L'importance primordiale de l'ion magnésium est également sa capacité à former des écailles avec les ions carbonate ; cependant, ces dépôts de magnésium sont 50 fois plus solubles dans l'eau que le CaCO_3 . La plupart des autres sels de magnésium, tels que le MgSO_4 , sont assez solubles dans l'eau et posent peu de problèmes dans l'environnement des champs de pétrole. Il convient de noter que pour l'application de la qualité de l'eau d'alimentation des chaudières, le calcium et le magnésium sont surveillés et contrôlés afin de prévenir les dépôts / dépôts dus aux températures et aux services de la chaudière.

❖ **(Fe^{2+}) :**

La teneur en fer naturel dans la plupart des eaux de champs de pétrole varie. Plusieurs fois, sa présence signifie une corrosion active. Les comptes de fer sont souvent utilisés dans les systèmes « doux » (systèmes ne contenant pas de sulfure d'hydrogène) pour surveiller et semi-quantifier les taux de corrosion. Dans les systèmes « acides », le fer sera présent sous forme de sulfure de fer et est souvent responsable des problèmes d'obturation en fond de trou ou dans les équipements de surface.

Le sulfure de fer est presque toujours un indicateur de corrosion, d'activité bactérienne ou de mélanges incompatibles d'eau.

❖ **Manganèse (Mn^{2+}) :**

En règle générale, le manganèse ne se trouve pas naturellement dans les eaux de formation (exception, formation de Barnett Shale). Le manganèse est un matériau d'alliage utilisé dans le processus de broyage de l'acier ; par conséquent, sa présence peut être un indicateur de la corrosion active des composants

métalliques. Une fois analysées, des tendances peuvent être développées pour permettre à l'ingénieur d'évaluer la corrosion active ou l'efficacité d'un programme d'inhibiteur de corrosion. Les teneurs en manganèse sont généralement analysées en association avec les teneurs en fer totales et correspondent généralement à 1 / 100ème de la teneur en fer lorsqu'elles proviennent des matériaux métalliques. Un niveau cible de manganèse, basé sur des « règles empiriques », est égal ou inférieur à 0,2 mg / L.

Anions :

❖ Sulfate (SO_4^{2-}) :

L'ion sulfate est important en raison de sa capacité à réagir avec le calcium, le baryum et / ou le strontium pour former des dépôts insolubles dans l'acide. Cela sert également de nutriment pour les bactéries sulfato-réductrices (SRB).

❖ Chlorure (Cl⁻) :

Le chlorure est presque toujours le principal anion produit dans les saumures de champs de pétrole. C'est également un constituant majeur des eaux douces. Bien que le dépôt de sel dans les saumures à forte teneur en sel puisse poser problème, les chlorures soulèvent généralement le problème suivant : une augmentation de la conductivité entraîne une augmentation de la conductivité et donc une corrosion accrue. De plus, les chlorures sont utilisés pour aider à déterminer l'identité d'une formation productrice. Les niveaux de chlorure peuvent aider à surveiller les puits pour détecter les fuites dans les cuvelages ou les emballeurs, ainsi que la pénétration des eaux de crue dans les applications en crue.

❖ Carbonate et Bicarbonate (CO_3^{2-} et HCO_3^-) :

Ces ions sont importants car ils constituent le tampon naturel pour l'eau. Ces ions influenceront le pH de l'eau et le pH de l'eau déterminera quel ion, ou les deux ions, sont présents dans un échantillon d'eau. Les bicarbonates sont présents dans les eaux dont le pH est compris entre 4,5 et 8,2. Au-dessus de 8,2, des carbonates peuvent également être présents.

Ces ions peuvent se combiner avec des cations pour former des dépôts minéraux insolubles. La plupart des dépôts de carbonate sont solubles dans l'acide chlorhydrique.

- | | |
|------------------------------|--|
| • pH | - Contenu en solides suspendus |
| • Résistivité | - Oxygène dissous |
| • Dioxyde de carbone dissous | - Sulfure sous forme de H ₂ S |
| • Population bactérienne | - Teneur en huile |

III.4-Matériel et méthode :

III.4.1-Méthode d'analyse d'un dépôt :

a-Analyse qualitative :

L'analyse qualitative (aspect physique et chimique) est pour avoir une idée générale sur la nature de ce dépôt :

- La couleur
- L'odeur
- Rigidité
- présence du Fer (caractérisation avec barreau magnétique)
- Dégagement de gaz, exp : H₂S ou CO₂ ajout de HCl.

b-Analyse quantitative :

Après la détermination de la nature du dépôt on procède aux étapes suivantes :

- Attaque acide :

Pour analyser un dépôt minéral on fait une attaque acide, on utilise des acides forts combinés (HCl + HNO₃) ces acides vont détruire les liaisons entre les composants du dépôt.

- Attaque alcaline :

Cette étape consiste à augmenter la fusion entre les composons, en utilisant le carbonate de sodium pour séparer la silice, le sulfate de sodium et le carbonate de baryum.

III.4.2-Méthode d'analyse d'eau :

Principe du dosage :

Le dosage est basé sur la formation d'un complexe incolore des ions (Mg^{++} , Ca^{++} ...) avec des complexons qui forment des liaisons ioniques et semi-polaires ; la complexion employée est l'EDTA (sel de l'acide éthylène-diamine-tétra-acétique)

La formation du complexe est incolore pour cela, on utilise des indicateurs colorés comme : euriochrome noir T, le murexide.

III.4.3-Prédire les tendances de dépôt :

Les dépôts minéraux sont définis comme des dépôts minéraux résultant d'une sursaturation d'un composé donné dans une solution dans certaines conditions. Les dépôts peuvent entraîner des problèmes d'obstruction dans la formation en production, dans l'équipement de fond de trou et / ou dans la tuyauterie / l'équipement de surface. De plus, une corrosion sous dépôt peut se produire sous les dépôts de tartre, entraînant des taux de corrosion élevés et une défaillance prématurée de l'équipement de production. La prédiction de la tendance de l'eau à la formation de dépôts repose sur l'analyse et la combinaison arithmétique des cations, des anions, du pH et de la température de l'eau dans les conditions de fond. Ce modèle de température / pression est ensuite comparé aux conditions de surface (généralement plus froid, mais avec une pression plus basse). L'indication d'une chute de pression peut signaler le potentiel de formation d'écailles de carbonate de calcium. L'augmentation des températures (pompes submersibles ou de surface), peut entraîner la formation de sulfate de calcium. Le sulfate de baryum, qui est très insoluble dans l'eau, se formera lors du mélange d'eaux incompatibles.

III.4.4-Analyse des eaux (Albien / Cambrien) :

La réalisation de cette étude a nécessité l'utilisation de deux types d'échantillons de l'eau prélevés de différents endroits :

- Echantillon eau Albien (puitsOMM32).
- Echantillon eau gisement (Cambrien).
- La composition chimique de ces eaux est donnée dans le tableau

Tableau (4): Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien [7]

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

III.5-les données du puits OMM 32 :

III.5.1-Localisation géographique de puits :

Le puits OMM 32 est situé dans la zone 1A du champ de hassi-massoud

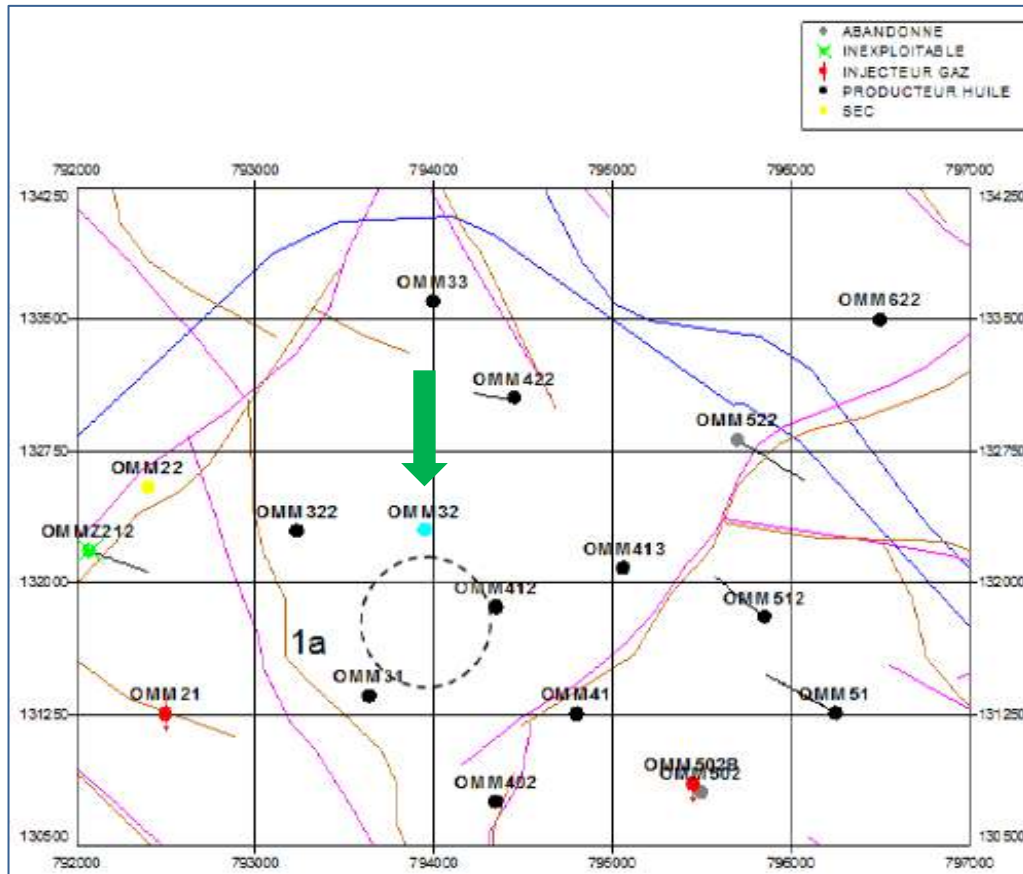


Figure (19): localisation du puits OMM 32

III.5.2-Caractéristiques géologiques de drain :

Tableau (5): Caractéristiques géologiques de drain

Drain	Toit-mur(m)	Epais (m)	Ep.Ut (m)	Vsh %	POR % Log	So % Log	Sw % log	EP.carot (m)	K (md)	POR % core	So % core	Sw % core	Densité silts
D5	3398-3444	46	17.2	13	6.5	61	49	41.9	4.53	6.3	29.3	23.1	0.05
D4	3444-3480.5	36.5	16.3	10.3	8.4	72.3	27.7	45.0	19.35	6.8	37.4	14.2	0.03

III.5.3-Intervalle des perforations :

Tableau (6): Intervalle des perforations

Date	société	But de l'opération	Densité de tir	Condition puits	Intervalles de perforation
13/07/2006	HESP	-	6	-	3456 3447

III.5.4-Problème du puits :

Le puits OMM-32 est connu par les problèmes des asphaltènes de sels NaCl et des dépôts de sulfates de baryum, qui sont les causes d'endommagement de formation qui a engendré une chute de la production du puits.

III.6-Identifier le problème du puits :

Plusieurs étapes ont été faites afin d'identifier ce problème ses conséquences sur la production :

- Test de jaugeage
- Test de puits

III.6.1-Jaugeage :

Tableau (7): résultat des tests de jaugeage

PUITS : OMM32										
Date Mesure	Diam. yfds Duse (mm)	Unités épar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.		
20-03-11	13	720	5.15	3900.08	757	67.8	15.5	4.28	25	1.3316
02-07-11	13	Vx52	4.8	3364.90	701	57.5	20.7	--	--	1.2116
13-10-11	13	Vx52	5.36	3041.80	568	54	15.7	--	--	1.0195
18-02-12	13	-	5.93	1774.34	299	55	14.2	3.47	27	0.9379
05-03-12	13	Vx29	7.63	2264.90	297	48.7	15	--	--	0.6458
26-07-12	15	Vx29	2.69	643.60	239	60	15	--	15	2.922
20-08-12	15	-	7.83	2123.63	271	47.5	16	4.79	39	0.7946
03-11-12	15	Vx29	6.97	1596.10	229	64	16.2	--	15	1.2018
03-04-13	15	Vx29	10.02	1487.22	148	46.2	16.9	--	35	0.6038
25-05-13	15	Vx29	5.9	1121.53	190	29.9	17.2	--	32	0.6629
10-06-13	15	-	7.07	1976.65	280	38	15	4.08	34	0.7034
13-08-13	15	1440	3.63	505.49	139	20.7	15.5	16.21	32	0.7452
08-01-14	15	-	1.79	225.04	126	30	14	3.57	21	2.1945
17-03-14	15	655	1.81	445.45	246	50	15	4.28	25	3.6131
08-04-14	15	1440	7.41	975.01	132	32.7	14.6	14.48	34	0.5776
26-06-14	15	-	6.69	1270.86	190	25	14	3.06	33	0.4894
10-08-14	12.7	-	6.06	384.12	63	34.6	13.8	13.77	34	0.5538
21-08-14	12.7	-	5.93	380.21	64	33.1	12.7	13.36	33	0.5415
16-10-14	12.7	Vx29	4.19	581.40	139	48.8	13.9	--	--	1.1291
22-11-14	12.7	600	7.9	1105.75	140	38.6	16.5	4.28	28	0.4739
13-02-15	13	-	5.63	357.51	63	28.2	15.9	16.01	18	0.5067
08-03-15	13	FastQ	5.28	1220.61	231	26.4	14	--	15	0.5059
05-05-15	13	1440	5.82	920.25	158	28.4	15.5	15.7	40	0.494
09-10-15	14	600	5.89	772.47	131	28.5	14.7	4.28	35	0.5592
29-11-15	14	Vx29	6.65	821.11	123	32.4	15.8	--	28	0.563
06-01-16	14	1440	5.63	649.83	116	28.6	16.1	15.85	22	0.5878
22-02-16	14	FastQ	5.16	1141.54	221	29.5	16.3	--	15	0.661
30-10-16	13	1440	1.65	128.22	78	39.2	12.7	13.45	13	2.4098
18-02-17	13	-	5.63	570.94	101	29.3	15.1	15.1	24	0.5262
16-06-17	13	600	5.51	729.78	133	30	14.5	4.28	33	0.5513

09-11-17	13	Vx29	4.04	588.51	146	29.9	16.5	--	26	0.7494
18-12-17	13	-	4.07	454.94	112	29.9	14.1	13.77	13	0.7427
21-08-19	11	600	1.19	1384.77	1167	22.5	5.5	5	27	1.4205

L'interprétation des résultats de Jaugeage montrent :

Une diminution excessive de débit de **10.02 m³/h** jusqu'au **1.79 m³/h** correspond à une chute de **8.23 m³/h** entre 2013 et 2014 lié à la formation des dépôts sels mais les opérations de traitements chimiques durant cette période. Ces traitements ont provoqué une légère amélioration de production jusqu'à **4.19 m³/h** en 2014

- La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs de débit de production.

III.6.2- Historique des interventions sur le puits :

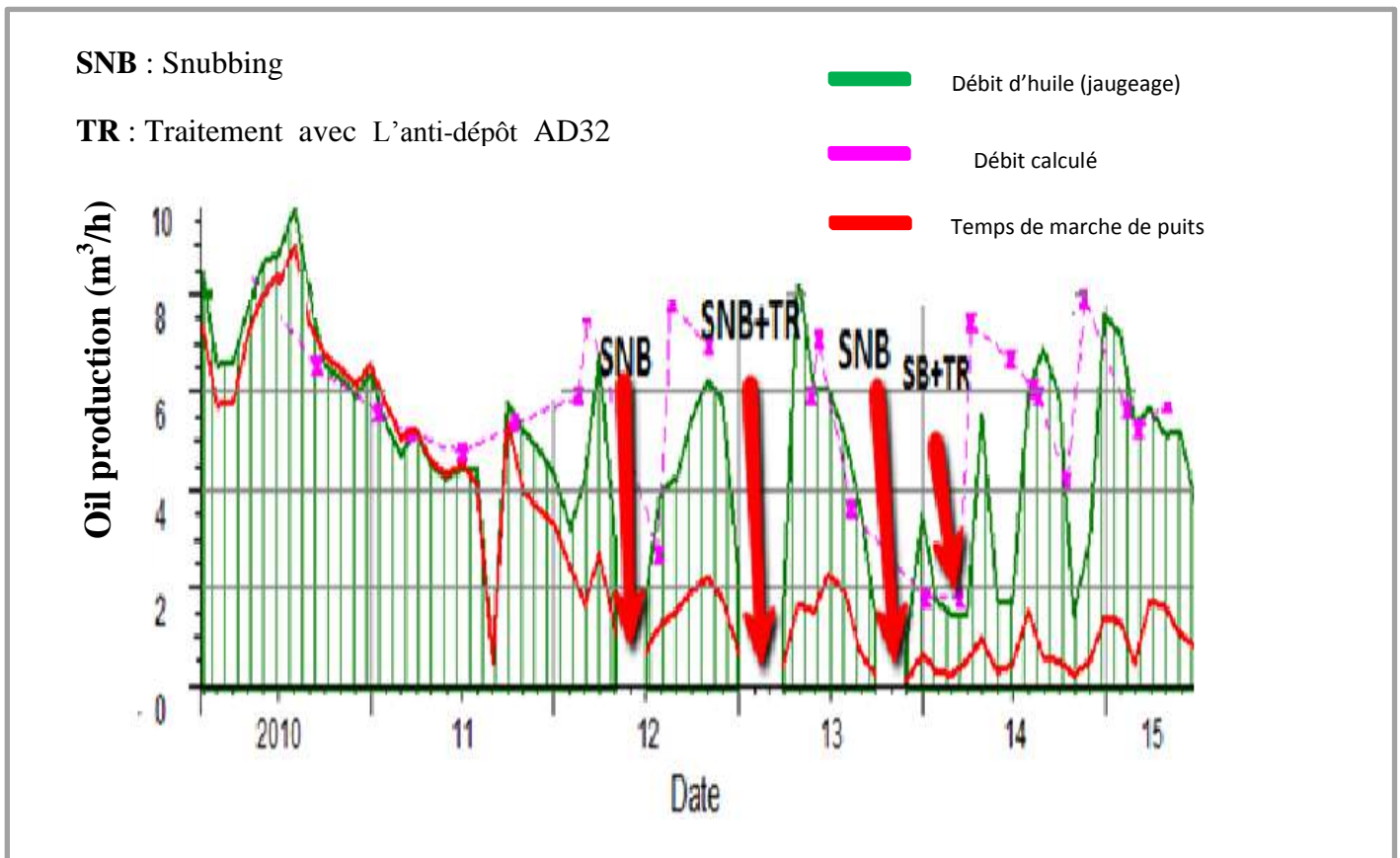


Figure (20): Historique de traitement du puits OMM32 (2010-2015)

Interprétations de résultats :

Le débit huile (oil production exprimé en m³/h) chute après la formation de dépôt, un traitement curatif est effectué par SNB qui dure de 02 mois et plus entraînant des arrêts de production ou par L'eau de lavage est traitée par des produits chimiques de traitement appelés inhibiteur de dépôts, après chaque traitement on observe une amélioration de la production.

III.6.3-les opérations d'interventions sur les dépôts:

a-Snubbing: Le snubbing est une technique utilisée pour manoeuvrer les tubes obturés utilisant des BOPs afin d'obtenir une étanchéité tout autour dans un puits sous pression.

b-wireline: est une opération de travail au câble emploient différents types d'outils qui doivent être descendus et remontés en toute sécurité ce qui exige l'utilisation des équipements de contrôle appropriés en surface, parmi les sous opérations effectuées par wireline on cite contrôle de puits, grattage contrôle

c-opération spéciale: clean out, fracturation, scale blaster sont des sous opérations effectuées généralement par le coiled tubing. Lavage par bouchon d'eau

III.7-l'Impact des dépôts sur la production :

L'état de production du puits OMM32 depuis son ouverture jusqu'à juin 2012 est représenté dans la figure ci-dessous. On voit qu'environ 37 % de cette période est considérée-comme un temps mort. C'est à cause de dépôt de sel et de sulfate de baryum dans les perforations et le tubing de ce puits.



Figure (21): Cahier de courbe de puits OMM 32 (2012)

En 2012, en raison de dépôts de sel, la production du puits s'est arrêtée pendant 136 jours, ce qui équivaut à 37 % des jours de la même année, et afin d'améliorer la productivité de ce puits, il doit être traité.

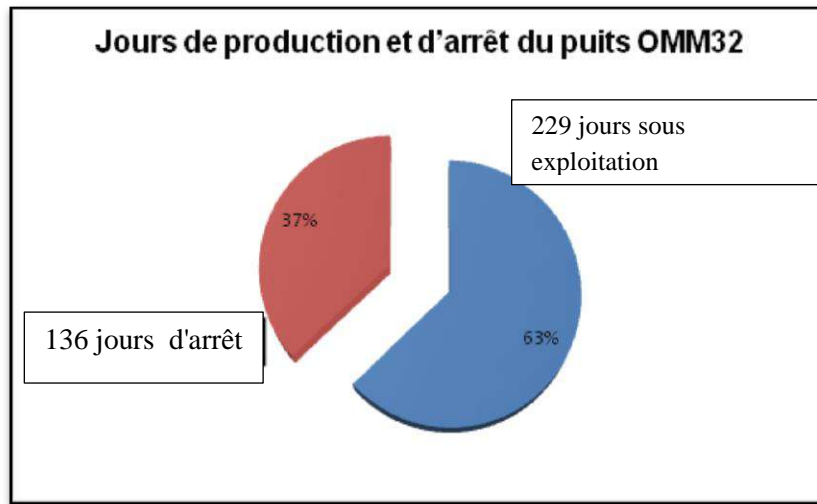


Figure (22): Jours de production et d'arrêt du puits OMM32 année 2012



Figure (23): Cahier de courbe 2012

En 2017, plusieurs opérations de traitements et interventions (SNB,WR, BE...) ont été effectuées au niveau du puit (Tableau ,la Figure 25) .Les jours de travail du puits ont été augmentés de 229 à 260 jours, correspondant à une amélioration de la productivité de l'ordre de 9 %.

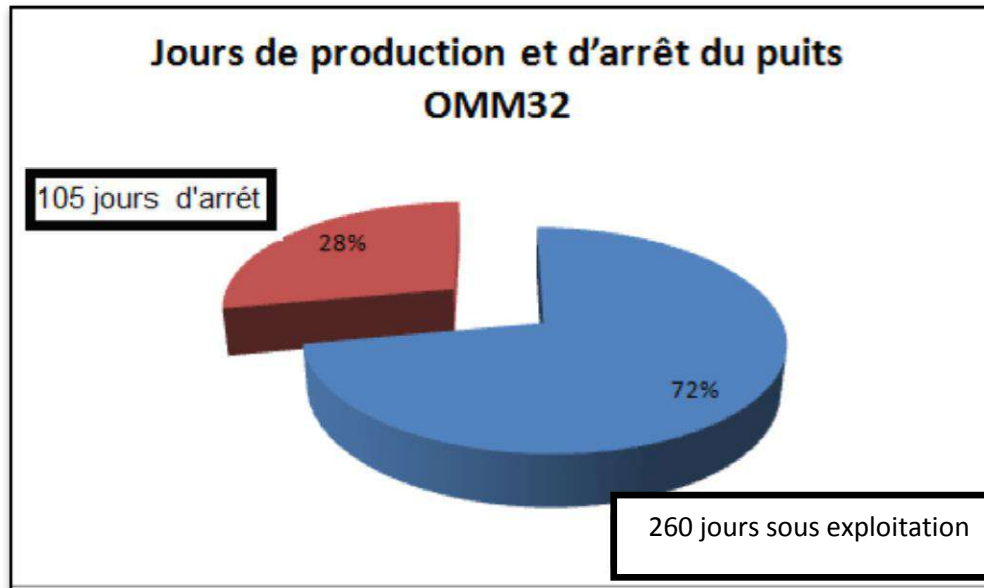


Figure (24): Jours de production et d'arrêt du puits OMM 32 (2017)

III.6.1-Les conséquences des dépôts de sels:

- ✓ Baisse du débit de production moyen de 8 à 4.5 m³/h.
- ✓ Perte de production d'au moins 45000 m³ (minimum 30 million \$ avec un débit moyen de 4.5 m³/h et un prix de baril de 46 \$)
- ✓ Augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits et des arrêts
- ✓ Coincement des outils Wire Line à l'intérieur du puits
- ✓ Difficulté de réaliser des opérations de mesure de PFS, PFD ou Bild Up.

III.6.2-Contrôle anti-dépôt dans champ HMD:

Dans ce cas le puits OMM32 est alimenté par la station BP W1C avec une concentration de 150 ppm de l'anti-dépôt AD 32 comme suivant :

Tableau (8): Contrôle anti-dépôt Cas d'augmentation de débit d'eau

Dates	[AD32] ppm
12/01/2021	118
31/01/2021	80
12/03/2021	90
14/07/2021	100
14/08/2021	111

Tableau (9): Contrôle anti-dépôt Cas de diminution de débit d'eau

Dates	[AD32] ppm
16/01/2021	265
23/02/2021	248
25/03/2021	322
31/07/2021	380
23/08/2021	330

Les nouvelles concentrations de l'AD 32 sont calculé par la relation suivant :

$$\frac{(\text{débit d'eau}) \times 150}{10^6}$$

III.7-Impacte du traitement sur la formation de BaSO₄ et les sels:

Le laboratoire EP a pour rôle primordial la lutte contre la formation des dépôts de sulfate de baryum et de sel, à cet effet des mesures de contrôle très rigoureuses sont faites par l'ensemble du service Labo en vue d'optimiser le traitement au champ HMD.

Les résultats d'analyse des dépôts montrent une amélioration dans le traitement qui est constatée par la nette diminution de formation de sulfate de baryum et de NaCl durant les années 2011,2013et 2014.

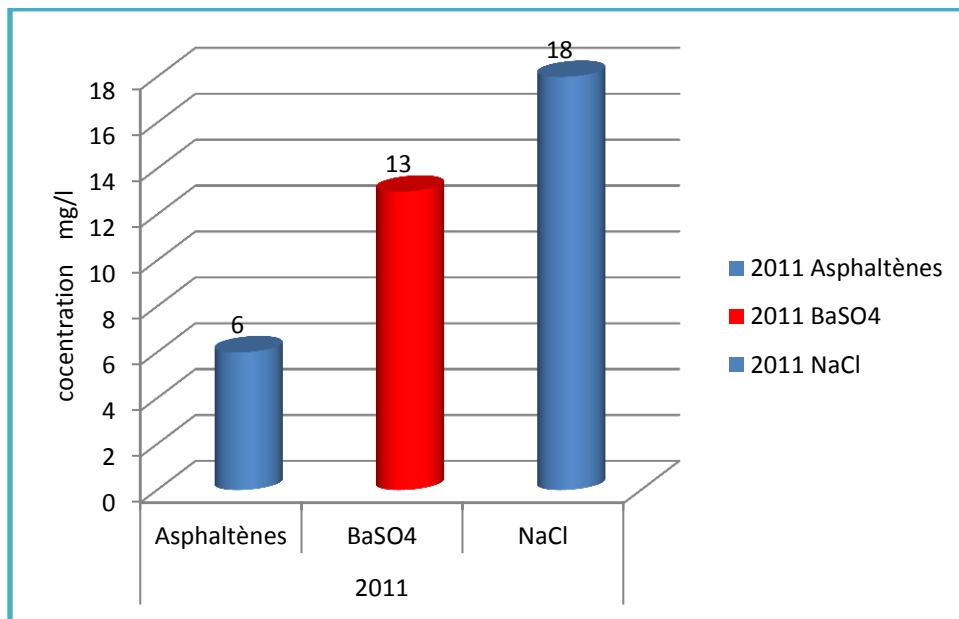


Figure (25): la concentration des dépôts en 2011

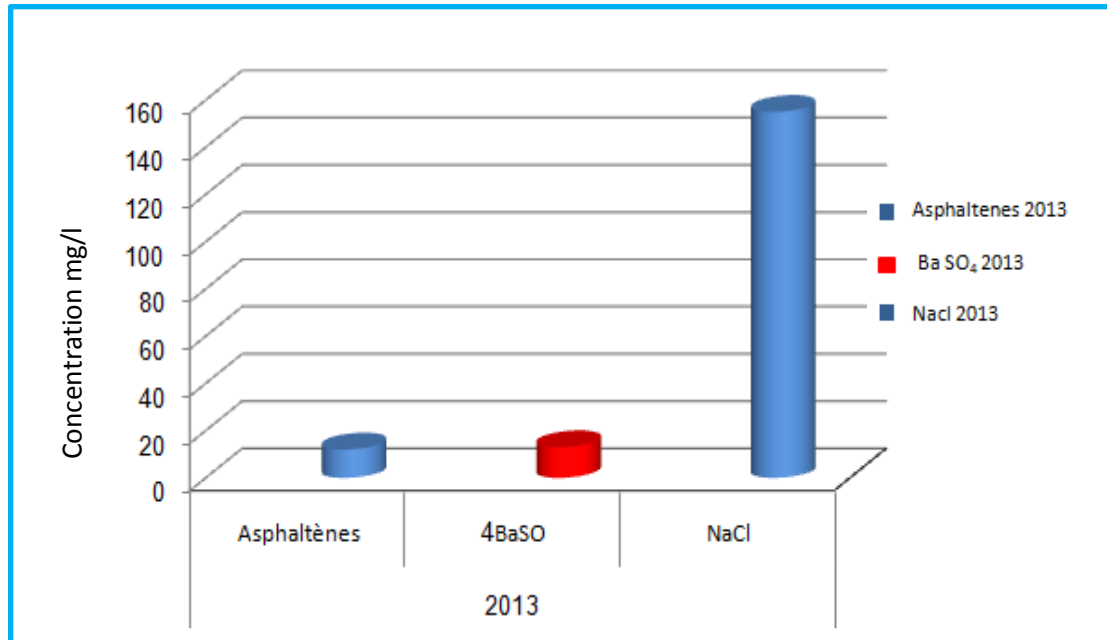


Figure (26): la concentration des dépôts en 2013

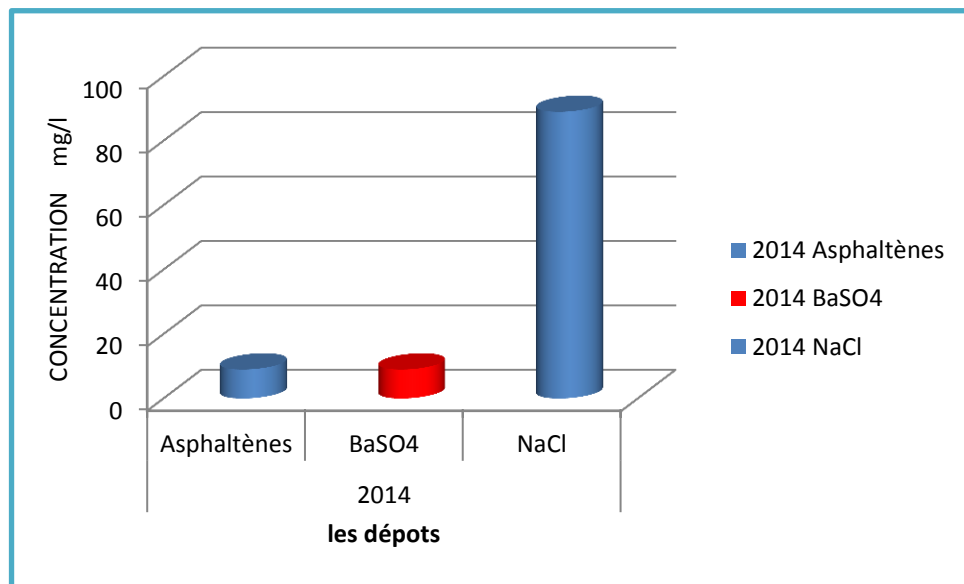


Figure (27): la concentration des dépôts en 2014

NB : L'anti-dépôt utilisé est AD32

Conclusion:

D'après les résultats, en résumé que :

- ✓ Les analyses effectuées sur l'eau Albien (eau d'injection) de puit OMM32 et l'eau Cambrien (eau de gisement) nous avons confirmé l'incompatibilité causée par l'existence des ions Sulfate (SO_4^{-2}) dans Albien et les ions de Baryum (Ba^{+2}) et Strontium (Sr^{+2}) dans Cambrien, ce qui a pour résultat formation de dépôts minéraux.
- ✓ L'analyse effectuée sur les échantillons de dépôts de puits (OMM32) donne la possibilité de reconnaître son type et son taux. En plus de cela, le meilleur moyen de lutte/éviter leurs formation.
- ✓ Concernant l'inhibiteur de dépôt, il doit être maintenu dans des conditions de contrôle et des paramètres physico-chimiques étudiés pour obtenir l'efficacité recherchée.

Conclusion et recommandations

Conclusion générale

Suite à notre étude et recherche sur l'analyse et traitement des eaux avant réinjection dans le puit d'huile salée, nous sommes amenés à conclure ce qui suit:

- Chaque nouvelle technologie fait progresser un aspect particulier du contrôle du dépôt dans les puits. Lorsque ces nouvelles technologies sont combinées, elles font partie du processus de gestion des dépôts, ce qui permet d'utiliser des méthodes de surveillance pour identifier la gamme complète des conditions de dépôt et établir la meilleure approche pour réduire les pertes de production et les coûts de réparation liés aux dépôts.
- La prévention des dépôts et leur élimination périodique peuvent faire partie du plan. Les ingénieurs qui travaillent dans des réservoirs sensibles aux dépôts sont heureux de toute avancée technologique qui peut les aider à résoudre leurs problèmes de dépôts.
- Le puits est nettoyé de la création de sels pendant la production pour éviter la formation de dépôts de sels tels que NaCl, CaCO₃, SrSO₄, CaSO₄, BaSO₄, mais la formation de baryte est due à l'incompatibilité entre l'eau injectée et l'eau de dépôt, comme indiqué dans le puits (OMM32) Des inhibiteurs doivent être utilisés pour l'empêcher.
- Les bouchons d'eau doivent être traités et contrôlés
- Prévoir des mini stations pour le traitement des puits éloignés des stations de traitement.

Recommandations:

D'après cette étude qui est faite sur le champ de Hassi Messaoud et vue les contraintes rencontrées lors de notre recherche et travail, nous recommandons ce qui suit :

- L'étude de compatibilité entre les produits utilisés simultanément.
- Arrêter la généralisation de traitement de l'eau d'injection dans les différentes zones du champ, et spécifier chaque puit avec une étude/condition spéciale.
- Il est très important de continuer à rechercher des nouvelles technologies pour améliorer les conditions de production des puits salés.
- Activation du projet de dé-sulfatation pour éliminer le sulfate existant dans l'eau Albien pour éviter la formation de dépôt minéral associé au sulfate.
- Equiper les stations de lavage par matériels plus performants (débitmètres, pompes doseuses intelligentes...etc.)
- Traiter les puits Albien par un élément actif.
- Utilisation de lignes neuves (non utilisées préalablement) et changer celles les contaminées par le produit de traitement.
- Contrôle rigoureux des pompes BSB par le service concerné.
- Plus de coordination entre les services impliqués afin de contrôler les concentrations de l'anti-dépôt en cas de changement du débit d'eau.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Bilel, Mémoire de formation Service contrôle gisement (laboratoire) département technique production IRARA HMD
- [2] Journal of Applied Sciences (21): 3198-3207, 2007 ISSN 1812-56540 2007 Asian Network for Scientific Information Scale Formation in Oil Reservoir During Water Injection at High-Salinity Formation Water
- [3] MEMOIRE Pour obtenir le Diplôme de Master Option : Production Présenté Par : AKABLI Abdelhamid, ALEM Ibrahim, HAIBAOUI Mohammed Soutenu le : 26/ 06 /2018
- [4] division production chimique pétroliers industrie pétrolières, CATALOGUE CECA
- [5] J-F.Granier, 1998., propriété des fluides de gisement, tome 2,
- [6] Study of scale formation due to incompatible water AMER BADR MERDHAH1* & ABU AZAM MOHD YASSIN² (article lancer le 26/09/2008)
- [7] Melle BOUAYAD Khadidja, Melle MAMECHE Amel ; (2013), Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Pétrochimie ; Etude de la formation d'un dépôt au niveau des filtres de l'unité de traitement des gaz associées (UTGA-TFT) , TIN FOUYE TABANKOURT
- [8] Solubility Of Common Oil Field Scales Of Injection Water And High–barium Concentration And High–salinity Formation Water Article in Jurnal Teknologi · June 2009
- [9]. Mike Crabtree, David Eslinger, Phil Fletcher, Matt Miller, Ashley Johnson, George King, Autumn 1999, Fighting scale – removal & prevention (Article Oilfield Review);
- [10] MEMOIRE Pour obtenir le Diplôme de Master Option : Production Académique Présenté Par : BENGANA Atik, TATI Saif Eddine Soutenu le : 11/ 06 /2019
- [11] MEMOIRE Pour obtenir le Diplôme de Master Option : Production Académique Présenté Par : Mohammed Ben Moussa Zegueb Laid. 2020

- [12] Mémoire de formation (BaSO₄) Service contrôle gisement (laboratoire) département technique production IRARA HMD.2015
- [13] Becky L. Ogden, (2008) Multi-Chem Production Chemicals, WATER TECHNOLOGY : UNDERSTANDING, INTERPRETING AND UTILIZING WATER ANALYSIS DATA
- [14] Production operations (well completions ,workover and stimulation),volume 2, third edition by Thomas O.Allen and Alan P.Roberts ,copyright 1978,1982,1989.
- [15] Boukelmoune Omar el Isslem, Bouaoune Sara, Tamma Sabrina, Mémoire Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA (2017)
- [16] Mme KAFI Houda, Hassi-Messaoud le 06/06/2009, Rapport de l'activité du service contrôle gisement (laboratoire).
- [17] Mémoire d'étude 'formation a SONATRACH,contrôle de gisement / EP/ DP/ HMD. 2015

ANNEXE

Annexe A

Les cartes du champ HMD

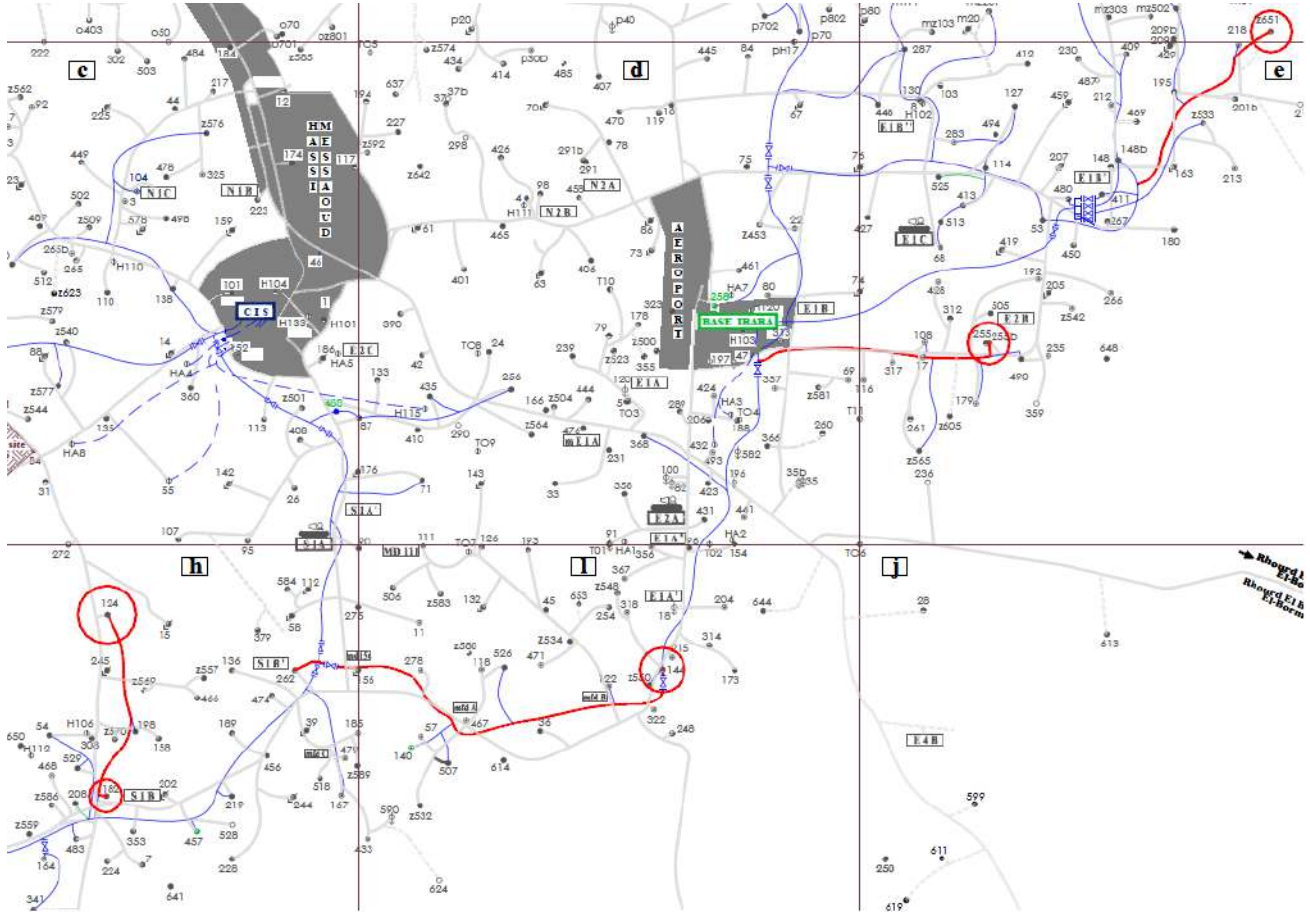


Figure Annexe A-1 : Réseau eau de dessalage station Z14

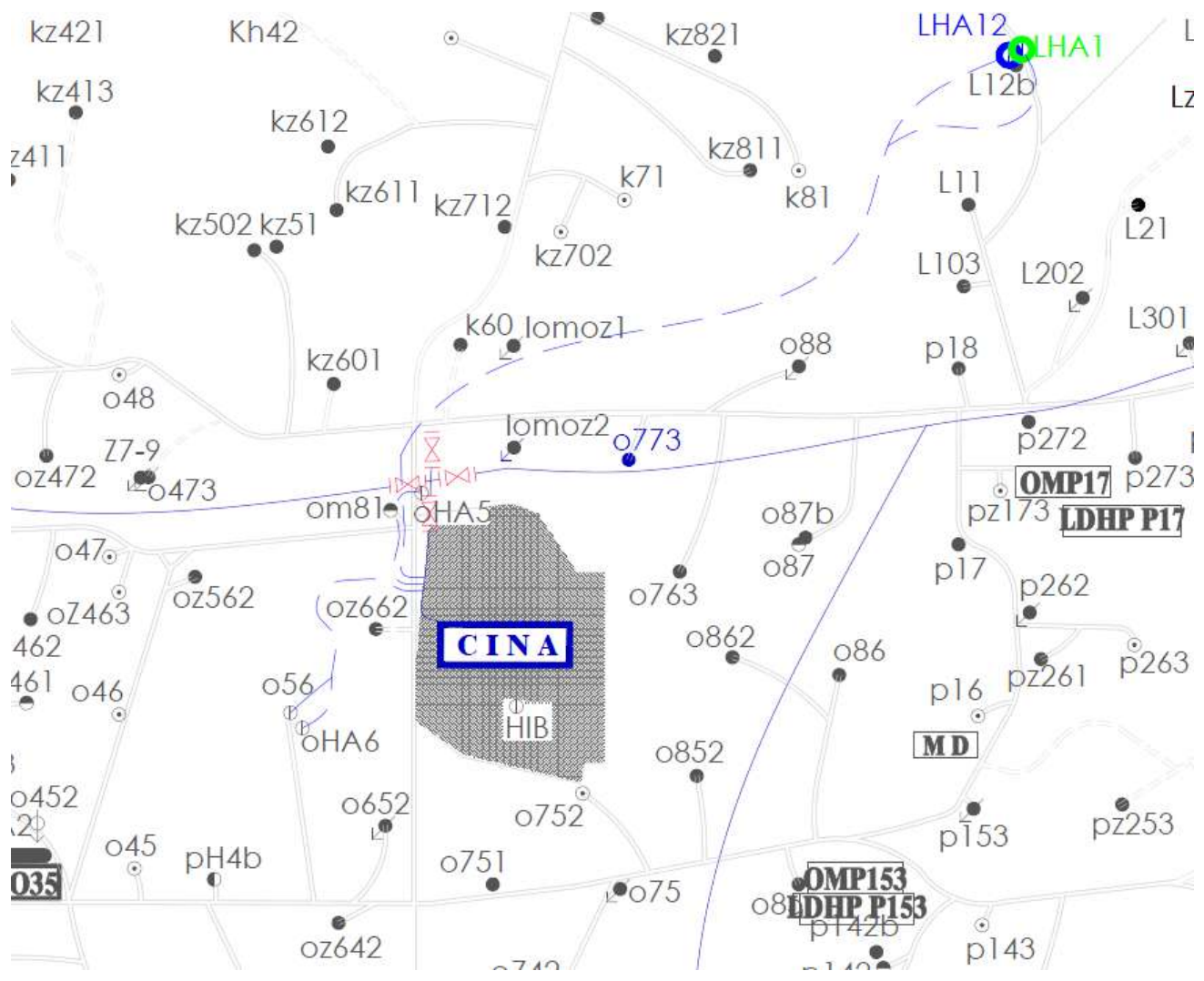


Figure Annexe A-2 : Réseau eau de dessalage station CINA

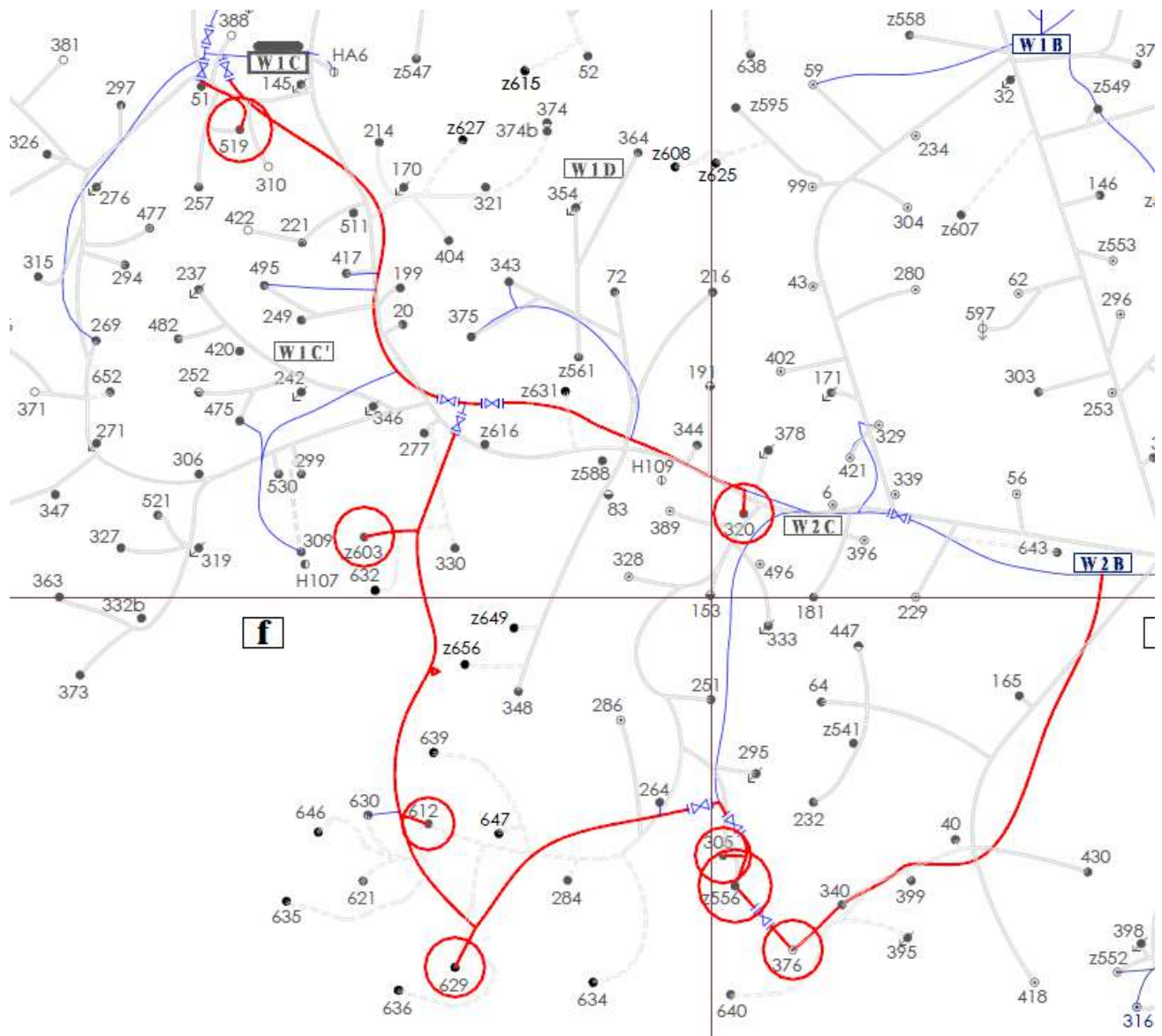


Figure Annexe A-3 : Réseau eau de dessalage station W1C

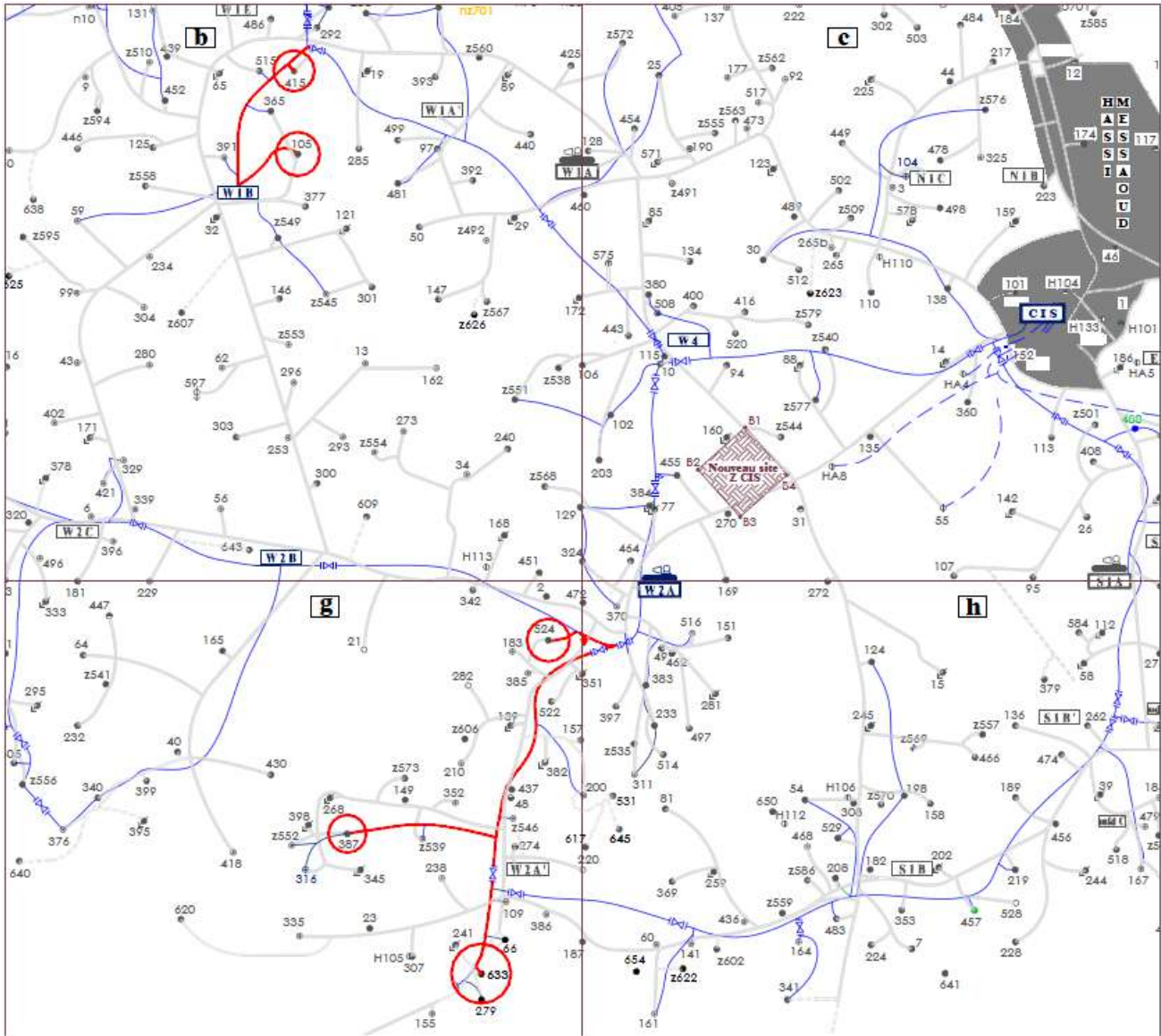


Figure Annexe A-4 : Réseau eau de dessalage station CIS

CHAMP HGA

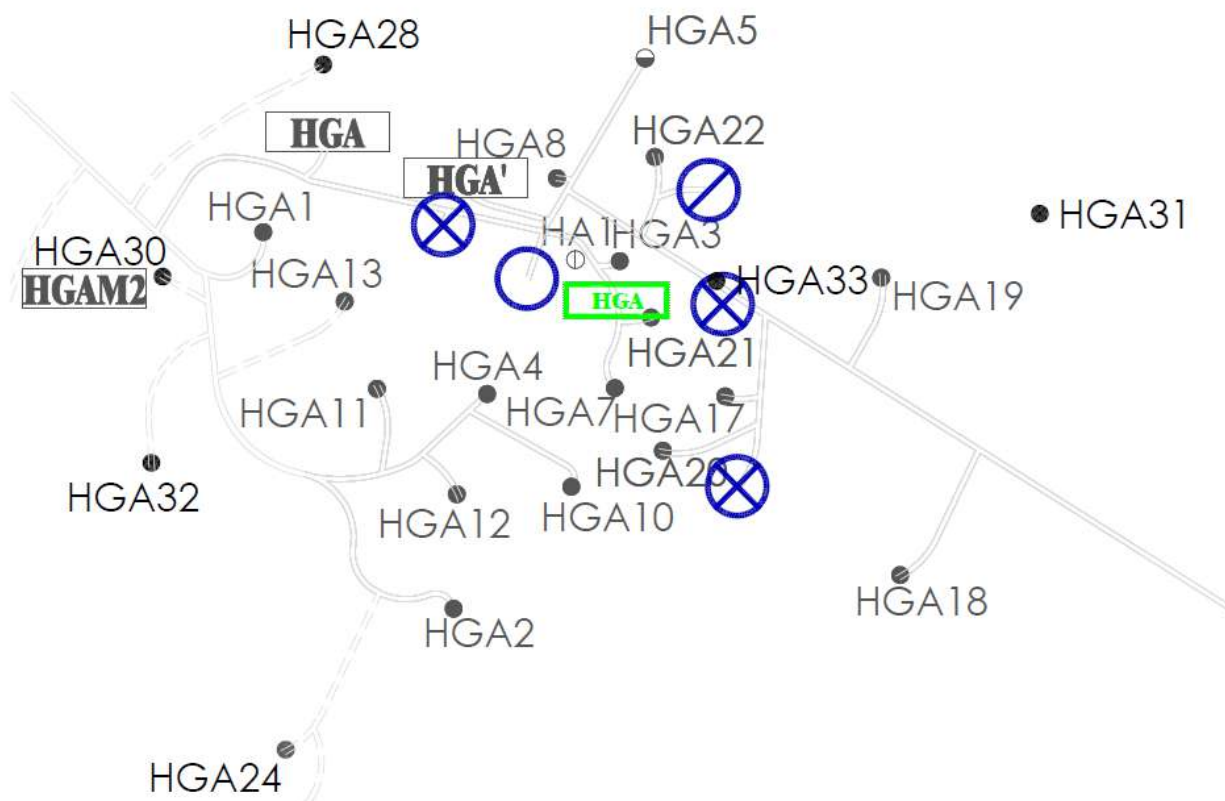


Figure Annexe A-5 : Réseau eau de dessalage station HGA

Annexe B : La fiches technique de puit

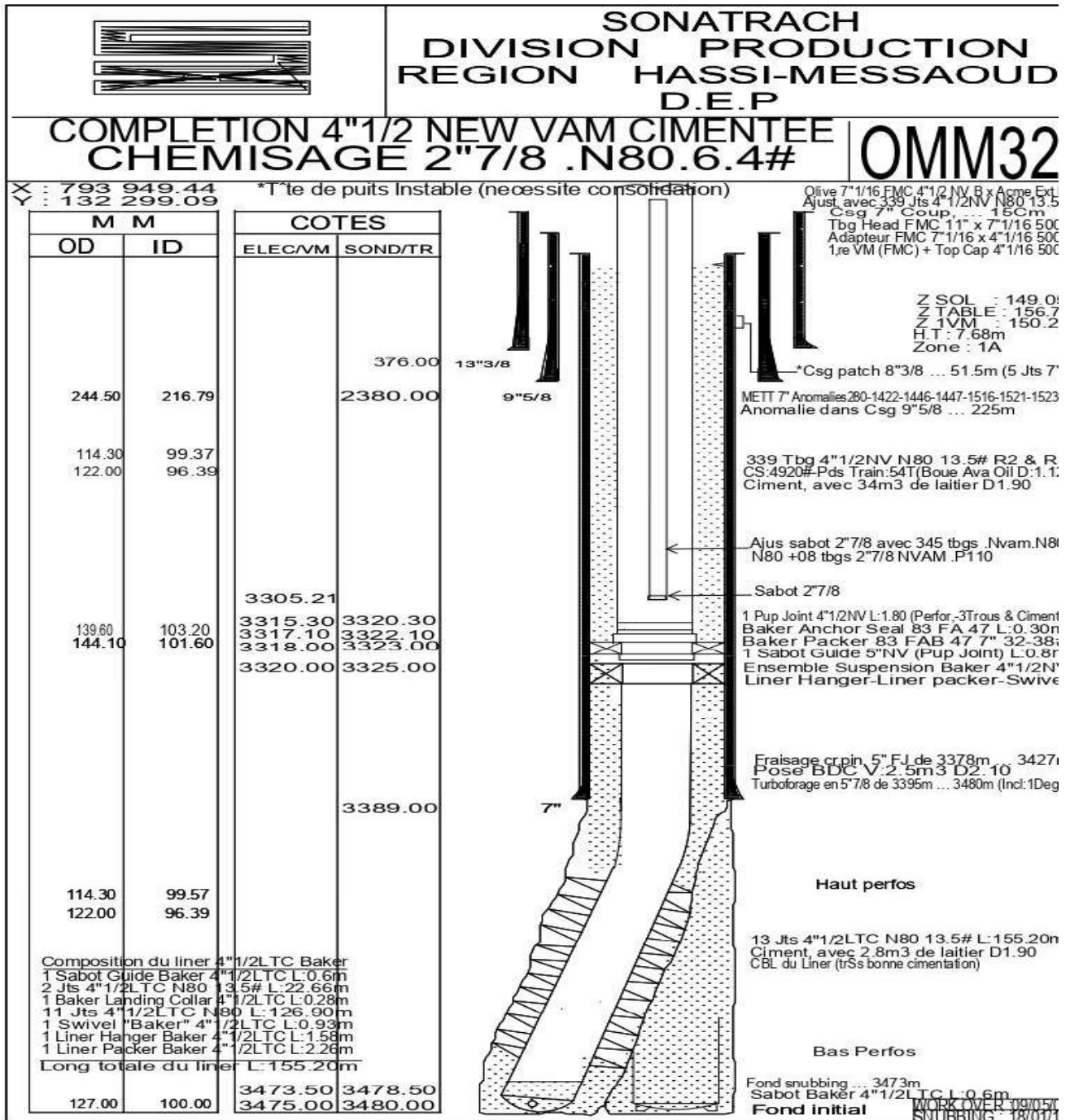


Figure Annexe B : Complétion du puits OMM3

Annexe C: Historique de puits (OMM 32)

Tableau anexe C: Historique des Dernières interventions sur le puits (2015-2021)

Opérations effectuées Sur OMM32			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/operations
01-09-21	01-09-21	WIRELINE	Mesure de pression PFS
28-07-21	28-07-21	OPERATION_SPECIALE	Clean out
13-06-20	13-06-20	WIRELINE	Controle
08-09-19	08-09-19	DIAGRAPHIE	-----
21-08-19	21-08-19	OPERATION_SPECIALE	Kick off during production test
20-08-19	20-08-19	WIRELINE	Controle
17-08-19	17-08-19	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
16-08-19	16-08-19	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
15-08-19	15-08-19	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
14-08-19	14-08-19	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
12-08-19	12-08-19	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
10-08-19	10-08-19	OPERATION_SPECIALE	KICKOff
09-08-19	09-08-19	OPERATION_SPECIALE	Controle fond / Kick off
08-08-19	08-08-19	OPERATION_SPECIALE	Poste frac clean out
06-08-19	06-08-19	OPERATION_SPECIALE	Main FRAC (Oil producer) Zone: 1A
05-08-19	05-08-19	OPERATION_SPECIALE	DATA FRAC Zone: 1A
03-08-19	03-08-19	OPERATION_SPECIALE	Break down test
17-07-19	17-07-19	OPERATION_SPECIALE	T/C + C/O au Ref + E/A test en vue frac
28-06-19	11-07-19	SNUBBING	-----
01-02-19	01-02-19	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
29-01-19	29-01-19	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
28-01-19	28-01-19	OPERATION_SPECIALE	Clean out
30-12-18	18-01-19	SNUBBING	-----
16-11-18	16-11-18	DIAGRAPHIE	-----
07-09-18	22-09-18	SNUBBING	-----
01-09-18	01-09-18	WIRELINE	Controle
30-08-18	30-08-18	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
19-08-18	19-08-18	WIRELINE	Mesure de pression PFS
19-07-18	19-07-18	OPERATION_SPECIALE	clean out
22-06-18	22-06-18	OPERATION_SPECIALE	Kick Off après TRT
21-06-18	21-06-18	OPERATION_SPECIALE	TRT Ref+Xylene Day2: Squeeze
20-06-18	20-06-18	OPERATION_SPECIALE	Scale Balster, T/C and Reformate TRT
25-05-18	25-05-18	OPERATION_SPECIALE	Kick Off

19-05-18	19-05-18	OPERATION_SPECIALE	Kick off
15-05-18	15-05-18	OPERATION_SPECIALE	Kick off
07-05-18	07-05-18	OPERATION_SPECIALE	Clean out
30-04-18	30-04-18	OPERATION_SPECIALE	Kick Off après Snubbing
10-04-18	27-04-18	SNUBBING	-----
12-01-18	12-01-18	WIRELINE	Controle
04-01-18	04-01-18	WIRELINE	Controle
01-01-18	01-01-18	OPERATION_SPECIALE	Clean out au Réf
15-12-17	15-12-17	WIRELINE	Grattage Controle
23-10-17	23-10-17	WIRELINE	Controle
05-10-17	05-10-17	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
04-10-17	04-10-17	OPERATION_SPECIALE	TRT au Réformat Squeeze
03-10-17	03-10-17	OPERATION_SPECIALE	Scale blaster/Tube clean &Reformat
30-09-17	30-09-17	OPERATION_SPECIALE	Kick off
28-09-17	28-09-17	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
13-09-17	13-09-17	WIRELINE	Grattage Controle
04-09-17	04-09-17	OPERATION_SPECIALE	Squeeze reformatproduction through 2"7/8
28-08-17	28-08-17	OPERATION_SPECIALE	Reformat Clean Out
13-08-17	13-08-17	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
01-08-17	01-08-17	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
23-07-17	23-07-17	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
26-06-17	26-06-17	OPERATION_SPECIALE	Kick off
13-06-17	13-06-17	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
08-06-17	08-06-17	OPERATION_SPECIALE	Kick off
02-06-17	02-06-17	OPERATION_SPECIALE	Clean out + kick Off
20-05-17	20-05-17	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
17-05-17	17-05-17	WIRELINE	Controle
05-05-17	05-05-17	OPERATION_SPECIALE	Kick off
04-05-17	04-05-17	OPERATION_SPECIALE	Reformate squeeze
03-05-17	03-05-17	OPERATION_SPECIALE	Tube Clean + scale blaster + ref TRT
19-04-17	19-04-17	OPERATION_SPECIALE	Clean Out Reformat
14-03-17	14-03-17	OPERATION_SPECIALE	Nettoyage au reformat
08-02-17	08-02-17	OPERATION_SPECIALE	Clean Out au Reformat
12-01-17	12-01-17	WIRELINE	Controle
29-12-16	29-12-16	OPERATION_SPECIALE	Kick off
28-12-16	28-12-16	OPERATION_SPECIALE	Kick off
25-12-16	25-12-16	WIRELINE	Mesure de pression PFS
22-12-16	22-12-16	WIRELINE	Mesure de pression PFS
20-11-16	20-11-16	WIRELINE	Controle
09-11-16	09-11-16	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
25-10-16	25-10-16	OPERATION_SPECIALE	Kick Off après traitement

24-10-16	24-10-16	OPERATION_SPECIALE	TRT au Reformat. Day2 Squeeze
23-10-16	23-10-16	OPERATION_SPECIALE	TRT au Reformat. Day1: T/C+Scale Blaster
27-09-16	27-09-16	WIRELINE	Controle
20-09-16	20-09-16	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
11-09-16	11-09-16	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
03-09-16	03-09-16	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
05-08-16	05-08-16	OPERATION_SPECIALE	Kick Off après TRT
03-08-16	03-08-16	OPERATION_SPECIALE	TRT au Reformat (Day 2)
02-08-16	02-08-16	OPERATION_SPECIALE	TRT au Reformat (Day 1)
26-07-16	26-07-16	OPERATION_SPECIALE	Kick off
17-06-16	17-06-16	WIRELINE	Controle
15-06-16	15-06-16	SNUBBING	-----
01-06-16	01-06-16	WIRELINE	Controle
30-05-16	30-05-16	OPERATION_SPECIALE	Kick off
28-05-16	28-05-16	OPERATION_SPECIALE	TUBE CLEAN + REFORMAT
04-04-16	04-04-16	OPERATION_SPECIALE	kick off
01-04-16	01-04-16	WIRELINE	Grattage Controle
21-03-16	21-03-16	WIRELINE	Controle
12-03-16	12-03-16	WIRELINE	Grattage Controle
24-02-16	24-02-16	WIRELINE	Grattage Controle
13-02-16	13-02-16	WIRELINE	Controle
04-02-16	04-02-16	WIRELINE	Controle
02-02-16	02-02-16	WIRELINE	Controle
31-01-16	31-01-16	OPERATION_SPECIALE	Reformat squeeze (bull heading)
31-01-16	31-01-16	OPERATION_SPECIALE	OPERATION_SPECIALE
31-01-16	31-01-16	OPERATION_SPECIALE	OPERATION_SPECIALE
31-01-16	31-01-16	OPERATION_SPECIALE	OPERATION_SPECIALE
30-01-16	30-01-16	OPERATION_SPECIALE	Reformat & TC Clean Out
27-01-16	27-01-16	WIRELINE	Controle
22-01-16	22-01-16	WIRELINE	Controle
02-01-16	02-01-16	WIRELINE	Controle
15-12-15	15-12-15	WIRELINE	Controle
05-12-15	05-12-15	WIRELINE	Controle
26-11-15	26-11-15	OPERATION_SPECIALE	kick off
25-11-15	25-11-15	OPERATION_SPECIALE	Reformate squeeze
24-11-15	24-11-15	OPERATION_SPECIALE	reformate+ sterling beads Clean out
15-11-15	15-11-15	OPERATION_SPECIALE	Clean Out au riformat
26-10-15	26-10-15	WIRELINE	Controle
15-10-15	15-10-15	WIRELINE	Controle
06-10-15	06-10-15	WIRELINE	Controle

03-10-15	03-10-15	WIRELINE	Controle
15-09-15	15-09-15	OPERATION SPECIALE	Kick Off
28-08-15	12-09-15	SNUBBING	----

Annexe D : Mode opératoire et préparation des solutions du labo

Méthode d'analyse salinité eau :

Tableau Annexe D : conversion (densité /salinité)

SALINITE	DENSITE	SALINITE	DENSITE	SALINITE	DENSITE
210,00	1,134	96,00	1,062	1	1,000
212,00	1,136	100,00	1,064	1	1,001
216,00	1,138	104,00	1,066	2	1,002
220,00	1,140	106,00	1,068	4	1,003
224,00	1,142	110,00	1,070	4	1,004
226,00	1,144	114,00	1,072	10,05	1,005
228,00	1,146	116,00	1,074	10,05	1,006
230,00	1,148	120,00	1,076	11,00	1,007
236,00	1,150	122,00	1,078	12,00	1,008
242,00	1,152	126,00	1,080	13,00	1,009
244,00	1,154	130,00	1,082	14,00	1,010
246,00	1,156	132,00	1,084	20,25	1,012
248,00	1,158	134,00	1,086	21,00	1,014
252,00	1,160	138,00	1,088	24,00	1,016
254,00	1,162	142,00	1,090	28,00	1,018
256,00	1,164	146,00	1,092	32,00	1,020

260,00	1,166	148,00	1,094	36,00	1,022
264,00	1,168	150,00	1,096	38,00	1,024
268,00	1,170	152,00	1,098	41,07	1,026
270,00	1,172	156,00	1,100	44,00	1,028
272,00	1,174	160,00	1,102	46,00	1,030
275,00	1,176	162,00	1,104	51,00	1,032
280,00	1,178	166,00	1,106	54,00	1,034
283,00	1,180	170,00	1,108	56,00	1,036
286,00	1,182	172,00	1,110	58,00	1,038
288,00	1,184	174,00	1,112	62,00	1,040
290,00	1,186	178,00	1,114	63,00	1,042
294,00	1,188	182,00	1,116	66,00	1,044
300,00	1,190	184,00	1,118	72,00	1,046
302,00	1,192	188,00	1,120	74,00	1,048
304,00	1,194	192,00	1,122	78,00	1,050
306,00	1,196	196,00	1,124	83,00	1,052
310,00	1,198	198,00	1,126	84,00	1,054
312,00	1,200	202,00	1,128	86,00	1,056

2/Méthode d'analyse de la salinité huile :

Dosage de NaCl :

Mode opératoire

-préparation des solutions :

- Préparation d'une solution de nitrate d'argent AgNO₃

0,1N 17 gr AgNO₃ poudre → compléter à 1L

-Préparation d'une solution de nitrate d'argent AgNO₃ 0,01N

1.7 gr AgNO₃ poudre → compléter à 1L

-Préparation d'une solution de chromate de potassium 5%

50 gr K₂CrO₄ poudre → compléter à 1000ml

- Mettre 100ml d'huile à analyser + 100ml d'eau distillée avec désémulsifiant
- Agiter pendant 30' minutes
- Prélever 20ml d'eau + K₂CrO₄
- Doser avec une solution d'AgNO₃(normalité selon la Concentration de l'huile)
- A la fin du dosage la couleur rouge apparaît (fin de la réaction)

$H = 58,45 \times N \times V \times 1000 / P_e$ (concentration de NaCl mg/l).

58.45 : la masse molaire de NaCl N : concentration d'AgNO₃,

V : volume écoulé,

P_e : prise d'essai (20ml)

Méthode d'analyse des eaux par volumétrie :

Mode opératoire : Dosage du calcium :

A- Réactifs :

- Solution KOH ou NaOH à 20%.
- Solution d'EDTA à 0,01 N ou 0,1 N
- Indicateur coloré murexide.

B- Appareillages :

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

C- Mode opératoire :

Pour une prise d'essai de 25 ml dans un bêcher, ajouter 5ml de KOH, ensuite introduire une pincée du murexide.

Mettre sous agitation et titrer avec la solution d'EDTA jusqu'au virage de la coloration du rose au violet. Noter le volume V1 affiché sur le dosimètre.

D- Calcul :

$$[\text{Ca}^{++}] = \frac{\text{V1} \cdot 40,08 \cdot 10^3 \cdot \text{N.D}}{\text{PE}} \quad (\text{mg/l}).$$

V1 : volume d'EDTA verse en ml

N : normalité de la solution d'EDTA D : Dilution

PE : prise d'essai de l'eau à analyser en ml. $40,08 \times 10^3$ masse atomique du Ca^{++} en mg

Dosage du magnésium :**A- Réactifs :**

- Solution tampon ammoniacale($\text{NH}_3 + \text{NH}_4\text{Cl}$) à pH = 10.
- Solution d'EDTA à 0,01 N ou 0,1 N
- Indicateur coloré noir euriochrome.

B- Appareillages :

-Dozimètre

-Pipette de 25 ml.

-Agitateur magnétique.

C- Mode opératoire :

Pour une prise d'essai de 25 ml dans un bêcher, ajouter 5 ml de solution tampon (à pH=10), ensuite introduire une pincée de noir euriochrome.

Mettre sous agitation et titrer avec la solution d'EDTA jusqu'au virage de la coloration du rouge vin au bleu. Noter le volume V2 affiché sur le dosimètre.

D- Calcul :

$$[\text{Mg}^{++}] = \frac{(V_2 - V_1) \cdot 24,32 \cdot 10^3 \cdot N \cdot D}{PE} \quad (\text{mg/l}).$$

V1 : volume d'EDTA en ml nécessaire au tirage de la somme

Ca⁺⁺ + Mg⁺⁺.

V2 : volume d'EDTA en ml nécessaire au tirage du Ca⁺⁺ N :
normalité de la solution d'EDTA.

PE : prise d'essai de l'eau à analyser en ml D :
dilution.

24 ,032.10³ : masse atomique du Mg⁺⁺ en mg.

Dosage du fer total :

a-Réactifs :

- Solution d'acide chlorhydrique concentrée.
- Solution d'acide nitrique HNO₃.
- l'acétate de sodium.

- Indicateur coloré, acide sulfo-salicylique.
- Solution d'EDTA à 0.01N.

b- Appareillages :

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

c-Mode opératoire :

- Pour une prise d'essai de 50 ml d'eau à analyser, ajouter 10 gouttes de HCl et mettre sur la plaque chauffante jusqu'à l'ébullition, ensuite ajouter 5 gouttes de HNO₃ et laisser bouillir 2 min puis refroidir.
- Ramener le pH à la valeur 1,5-3 avec 5 ml d'acide acétique, plus l'acétate de sodium puis ajouter quelque goutte d'acide sulfo-salicylique.
- S'il y a apparition de la coloration rouge vin, procéder au titrage à l'EDTA jusqu'à à disparition de la couleur. Noter le volume d'EDTA affiché sur le dosimètre.

c-Calcul :

$$[\text{Fe}] = \frac{V. N. D. 55,85. 10^3}{PE} \text{ (mg/l).}$$

PE

V : volume d'EDTA utilisé en ml.

N : normalité de solution.

D : dilution.

PE : prise d'essai de l'eau à analyser en ml.

$55,85.10^3$: masse atomique du fer en mg.

REMARQUE

Avant de doser les Ca^{2+} et les Mg^{2+} , on doit éliminer le fer qui est un ion gênant.

A 1ml du filtrat on ajoute 2 gouttes d'HCl conc. On étend avec de l'eau distillée et on ajoute 2 à 3 gouttes de ferrocyanure de potassium $\text{K}_4[\text{Fe}(\text{CN})_6]$, la couleur bleue de Prusse indique la présence du fer.

Pour éliminer le fer on ajoute à notre prise d'essai HNO_3 concentré à chaud jusqu'à oxydation de Fe^{2+} en Fe^{3+} on laisse refroidir un instant et on précipite avec NH_3 conc à pH 8.0 on filtre dans une fiole jaugée et on complète avec de l'eau distillée, ensuite on dose comme pour une eau.

1-Dosage des sulfates : Méthode gravimétrique :

a –Réactifs :

- Acide chlorhydrique.
- Solution de chlorure de baryum à 20%.

b-Appareillages :

- Plaque chauffante.
- Four à 850°C .
- Creusets en platine.
- Filtre sans cendre.
- Pipette de 50 ml.

- Bêcher.
- balance analytique

c - Mode opératoire :

- Pour une prise d'essai de 50 ml d'eau à analyser dans un bêcher, ajouter 3 gouttes d'acide chlorhydrique jusqu'à obtention de la coloration rose. Puis mettre à ébullition sur la plaque chauffante. Ensuite ajouter 10ml d'une solution de chlorure de baryum BaCl₂ à 20% et laisser bouillir ; une fois le mélange bouilli retirer et laisser reposer pendant 24 heures.
- Après décantation procéder à la filtration sur du papier filtre sans cendre.
- Entraîner le précipité en lavant avec l'eau distillée à chaude. Continuer le lavage jusqu'à ne plus voir de traces blanches au fond ou sur les parois du bêcher.
- Mettre le filtre contenant le précipité dans un creuset en platine et le faire calciner au four à 850°C pendant 20 min.
- Refroidir au dessiccateur pendant 20 min, puis peser.

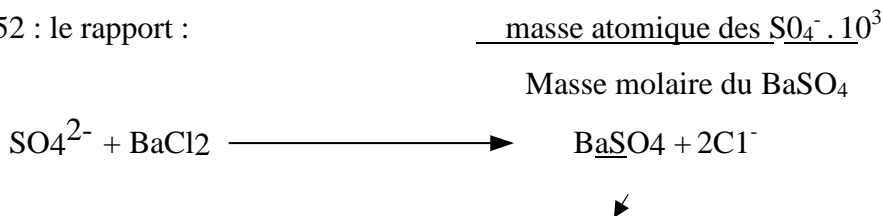
d- calcul :

$$[SO_4^{2-}] = \frac{\Delta P \cdot 10^3 \cdot 411,52}{PE} \quad (\text{mg/l}).$$

AP : masse de précipitation (mg). ΔP (P1-P2)

PE : prise d'essai de l'eau à analyser en ml.

411,52 : le rapport :



Dosage du baryum :

a- Réactifs :

- L'eau oxygénée H_2O_2 30% p.a.
- Solution ammoniacal NH_3 à 30% p.a.
- Solution tampon acétate à $\text{pH}=4.6$
- Solution de chromate de potassium K_2CrO_4 à 10%.

b-Appareillages :

- pH mètre.
- Agitateur magnétique.
- Système de filtration sous vide.
- Plaque chauffante.
- Verres frittés n° 4.
- Balance analytique (précision 0,00001g).
- Dessiccateur.
- Pipette de 50 ml et de 10ml.
- Papier filtre plissé.

c- Mode opératoire :

- Pour une prise d'essai de 50ml, ajouter 5 gouttes de H_2O_2 et laisser bouillir sur la plaque chauffante jusqu'à dégagement total de H_2O_2 . Ajouter 5 gouttes d'ammoniaque et faire bouillir le mélange encore 2 min.
- Laisser refroidir, puis filtrer sur papier filtre. Le filtrat récupéré est réglé à un pH de 4,6 avec une solution tampon d'acétate, ensuite ajouter 10ml de K_2CrO_4 et réchauffer pendant 10min.
- Refroidir la solution et laisser reposer 1 heure.

- Laver un verre fritté avec une solution diluée de HCl avec de l'eau distillée, sécher dans l'étuve à 105°C, refroidir au dessiccateur puis peser. Noter son poids vide P1.
- Filtrer la solution à travers les verres frittés à l'aide du système de filtration.
- Laver le bêcher plusieurs fois avec une solution de (K₂ Cr O₄)
- Pour récupérer le maximum de dépôt.
- Faire sécher les verres frittés dans l'étuve à 105°C, refroidir puis peser. Noter le poids P

d-Calcul :

$$[\text{Ba}^{2+}] = \frac{\Delta P \cdot 10^3 \cdot 542,13}{PE} \quad (\text{mg/l}).$$

PE

$\Delta P \cdot 10^3$: (P2-P1) poids du BaSO₄ en mg. PE : prise d'essai de l'eau à analyser en ml. 542,13 : le rapport : $\frac{\text{masse atomique du Ba}^{++} \cdot 10^3}{\text{Masse molaire du BaSO}_4}$

Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt

