

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies 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 :

AIT CHIKH Manal, GUERFI Mohammed Lotfi

-THÈME-

Analyse des depots minéraux et leur impact sur le champ de Hassi Messaoud

Soutenu le : 15 / 10 / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Mm.BELMILOUD FATIMA ZOHRA

Rapporteur : Mm.BOUFADES DJAMILA

Co-encadreur : Dr.ADJOU ZAKARIA

Univ. Ouargla

Examineurs : M.NECIB HICHEM

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour nous avoir donné la force pour accomplir ce mémoire.

Au terme du travail présenté dans le cadre du mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme Master « production » nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à notre encadreur Professeur Madame Boufades qui, par son savoir et son expérience dans la recherche scientifique, a bien voulu nous soutenir, nous orienter, nous guider et nous apporter les critiques constructives dans les différentes étapes de la préparation et l'aboutissement de ce travail.

Nos plus sincères remerciements vont également à « Mdm Zebiri Hassina et à toute l'équipe du département de Sonatrach »

Nous n'oublions jamais tous nos enseignants du long de notre vie scolaire et universitaire, pour nous avoir profité de leurs connaissances aux divers domaines scientifiques.

Nous remercions très infiniment tous les membres de jurys.

Nous remercions très infiniment tous les étudiants de la section du Master 2 production professionnel chacun par son nom, un grand merci encore est adressé à tous ceux qui d'une façon ou d'une autre nous ont fait part de leur aide, nous ont encouragé, et participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Manal et Lotfi

Dédicaces

Toutes les lettres ne sauraient trouver les mots qu'il faut... Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, Le respect, la reconnaissance... Aussi, c'est tout simplement que Je dédie ce modeste travail

A ma chère maman et mon cher père qu'autant de phrases et d'expressions aussi éloquentes ne sauraient exprimer ma gratitude et ma reconnaissance pour votre confiance, tendresse et affection tout au long mon parcours et m'inculquer de la responsabilité, de l'optimisme et la confiance en soi face aux difficultés.

A mes chères sœurs Faiza, Hanane, Lila et mon idéal frère Mohamed Amine, pour votre soutiens, patience et encouragement.

A ma chère grande mère, pour tes précieux conseils et prières, que dieu te préserve santé et longue vie.

A tous mes amis(es) qui m'ont aidé du près ou du loin et spécialement : Imene , Warda , Sihem , Amel , Newfel , , Issam, Zakaria et mon binôme de travail Guerfi Mohamed Lotfi

A tous mes enseignants, il vous revient le mérite de nous avoir prodigué un enseignement profitable et une formation complète spécialement : Mr. Lebtahi

Manal.

Dédicaces

Toutes les lettres ne sauraient trouver les mots qu'il faut... Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, Le respect, la reconnaissance... Aussi, c'est tout simplement que Je dédie ce modeste travail

*A ma très chère maman, à mon cher père
Qui n'ont jamais cessé de me soutenir
Et de m'encourager,
Ainsi qu'à mon frère et ma sœur :
Omar et Nardjessa
A toute ma famille.*

A tous mes amis pour leur soutien.

*A tous mes enseignants de mon parcours universitaire
Aussi pour mon binôme de travail Manal AITCHIKH.*

M. lotfi

RESUME

Résumé

L'exploitation du pétrole brut s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage de milieu poreux par les différents dépôts minéraux. Pour éviter ce problème, les exploitants cherchent déterminer à les conditions auxquelles se forment ces dépôts. Ce travail a été réalisé sur le champ de Hassi Messaoud, qui a connu beaucoup ce problème celui qui a provoqué beaucoup d'accidents dont en premier la chute de la productivité des puits. L'objectif de ce travail est d'analyser et d'identifier les paramètres de la formation des dépôts minéraux dans le champ de Hassi Messaoud, ainsi les interventions adéquates pour lutter contre ce problème. L'étude s'est basée sur une analyse des données des puits candidats choisis ainsi l'interprétation des courbes de performance obtenues par le logiciel de simulation utilisé.

Mots clés : dépôts minéraux, indice de productivité, bouchage, stimulation, inhibiteur

ملخص

واجه استغلال النفط الخام صعوبات تتعلق بسد الوسط المسامي بواسطة الرواسب المعدنية المختلفة. لتجنب هذه المشكلة، يسعى المهندسون إلى تحديد الظروف التي تتشكل بموجبها هذه الرواسب. تم تنفيذ هذا العمل في حقل حاسي مسعود الذي يشهد هذه المشكلة كثيرا والتي تسببت في العديد من الحوادث، وفي مقدمتها انخفاض إنتاجية الآبار. الهدف من هذا العمل هو تحليل وتحديد معالم تكوين الرواسب المعدنية في حقل حاسي مسعود، وكذلك التدخلات المناسبة لمكافحة هذه المشكلة. اعتمدت الدراسة على تحليل البيانات من الآبار المرشحة المختارة وتفسير منحنيات الجودة التي تم الحصول عليها بواسطة برنامج المحاكاة المستخدم. الكلمات المفتاحية: الرواسب المعدنية، مؤشر الإنتاجية، الإنسداد، التحفيز، المثبطات.

Abstract

The exploitation of crude oil has encountered difficulties related to the plugging of porous medium by the various mineral deposits. To avoid this problem, operators seek to determine the conditions under which these deposits form. This work was carried out on the Hassi Messaoud field, which has experienced this problem a lot, which has caused many accidents, first of all the drop in the productivity of the wells. The objective of this work is to analyze and identify the parameters of the formation of mineral deposits in the Hassi Messaoud field, as well as the appropriate interventions to fight against this problem. The study was based on an analysis of data from the selected candidate wells and the interpretation of the performance curves obtained by the simulation software used.

Key words: mineral deposits, productivity index, plugging, stimulation, inhibitors.

TABLE DES MATIERES

Remerciement	
Dédicace	
Résumé	
Tables des matières	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Abréviations	
Introduction générale.....	1

CHAPITRE I: Présentation Du Champ De Hassi-Messaoud

I.1. Introduction.....	5
I.2. Historique de la région de Hassi-Messaoud.....	5
I.3. Structure du champ.....	6
I.4. Situation géographique et géologique du champ.....	7
I.4.1. Situation géographique.....	7
I.4.2. Situation géologique.....	7
I.5. Zonation du champ de Hassi-Messaoud.....	8
I.6. Description du réservoir.....	9
I.7. Situation géographique et Géologie de HASSI GUETTAR.....	10
I.7.1. Historique sur la recherche dans la région.....	11
I.7.2. Aspect stratigraphique.....	12
I.7.3. Aspect pétrolier.....	13

Chapitre II: Différents Dépôts Minéraux au Champ De Hassi Messaoud

II.1. Introduction.....	16
II.2. Différents dépôts rencontrés dans les puits du champ Sud HMD.....	16
II.3.1. Les sels solubles.....	17
II.3.2. Les sels peu solubles.....	23
II.3.3. Les dépôts de sulfates.....	24
II.4. Dépôts de fer (irons scales).....	33
II.5. Localisation des dépôts minéraux.....	35

Chapitre III: Formation et Traitement des Dépôts Minéraux au Champ de Hassi Messaoud

III.1. Les dépôts minéraux.....	38
III.1.1. Généralités.....	38
III.1.2. Les conditions de formation de tartre.....	38
III.1.3. Les facteurs favorisant la formation des dépôts.....	39
III.1.4. La prévision de la formation des dépôts.....	40
III.1.5. La solubilité.....	41
III.1.6. Processus de formation des dépôts.....	42
III.2. Les inhibiteurs.....	44
III.2.1 Définition.....	44
III.2.2. Types des inhibiteurs.....	44
III.2.3. Propriétés des inhibiteurs.....	44
III.2.4. Mécanisme de l'inhibition.....	45
III.3. Les moyens de lutte contre les dépôts à Hassi Messaoud.....	47
III.3.1. Traitement Préventif.....	47
III.3.1.1. Les inhibiteurs.....	47
III.3.1.2. Les stations de traitement dans le champ de Hassi-Messaoud.....	48
III.3.2. Traitement curative.....	50
III.3.2.1. Méthode de destruction mécanique par travail au câble.....	50
III.3.2.2. Dessalage par lavage.....	51
III.3.2.4. Lavage périodique (d'eau par bouchons).....	54
III.3.2.5. Snubbing.....	58
III.3.2.6. Coiled tubing.....	59

Chapitre IV: L'impact Des Dépôts minéraux Sur La Production Du Champs Sud De Hassi Messaoud

IV.1. Introduction.....	61
IV.2. Les pertes de production.....	62
IV.2.1 Les pertes dues aux dépôts de sel.....	62

IV.2.2. Les pertes dues aux bouchons d'eau	63
IV.2.3. Les pertes dues au nettoyage (clean out).....	65
IV.2.3. Les pertes dues aux contrôles de WL.....	67
IV.2.4. Les pertes dues au bouchage de CCE.....	68
IV.2.5. Les pertes dues aux opérations de Snubbing.....	69
IV.2.6. Pertes dues aux traitements de dépôts de sulfate de baryum.....	69
IV.3. La production et le manque à produire de Champ Sud de HMD (2019).....	71

Chapitre V: Analyse Des Dépôts De Sel Et Sulfates De Baryum Et Leur Impact Sur La Production

V .A. Puits Salés: Puits MD369.....	75
V.A.1. Historique du puits.....	75
V.A.2. Problème du puits.....	75
V.A.3. Les Dernières operations.....	76
V.A.4. Les dernières mesures.....	76
V.A.5. Identifier le problème du puits.....	76
V.A.6. Traitement du puits MD369.....	77
V.A.7. L'impact de dépôts de sels sur la production du puits MD369.....	79
V.B. Puits à Sulfate de baryum (HGA8).....	80
V.B.1. Historique du puits.....	80
V.B.2. Problème du puits.....	81
V.B.3. Les dernières operations.....	81
V.B.4. Les dernières mesures.....	81
V.B.5. Identifier le problème du puits	82
V.B.6. Traitement du puits HGA8.....	83
V.B.7. L'impact du problème sur la production.....	84
V.C. Conclusion.....	87

Conclusion générale et Recommendations

Références bibliographiques

Annexe

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud

Figure I.2 : Carte des zones de Champ de Hassi Messaoud

Figure I.3 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION DE HASSI GUETTAR

Figure I.4 : COLONNE STRATIGRAFIQUE DU CHAMP DE HASSI GUETTAR

Figure II.1: Le pourcentage des dépôts dans le champ Sud de HMD

Figure II.2 : Cristal de Chlorure de Sodium

Figure II.3 : La solubilité de Na Cl en fonction de profondeur.

Figure II.4: Effet de la température sur la solubilité de Na Cl

Figure II.5 : Effet de pression sur la solubilité de Na Cl

Figure II.6 : Nombre de puits salés par satellites

Figure II.7: Pourcentage des puits salés par satellite

Figure II.8: Cristal du carbonate de calcium

Figure II.9 : Phénomène de l'entartrage du Ca CO₃ à l'intérieur du tubing

Figure II.10 : Dépôt de sulfate de calcium dans un tubing

Figure II.11 : Cristal de sulfate de strontium

Figure II.12 : Dépôts de sulfate de strontium dans un tubing

Figure II.13 : Le pourcentage du BaSO₄ par satellite

Figure II.14 : Nombre de puits de BaSO₄ par satellite

Figure II.15 : La précipitation de BaSO₄ dans les installations de fond et de surface

Figure II.16 : Dépôt de BaSO₄ au niveau de la duse

Figure II.17 : Structure Cristalline de BaSO₄

Figure II.18 : Modèle de précipitation (déposition de sel)

Figure III.1 : Les différents modes de nucléation

Figure III.2 : Dispersion des nucléus formés

Figure III.3 : Stabilisation des nucléus en croissance

Figure III.4 : Inhibiteur de corrosion et Biocide utilisé dans la station Z14 HMD

Figure III.5 : Unité de pompage et stockage de l'eau de dessalage

Figure III.6 : Les puits salés et les puits traités par dessalage pressurisé dans le champ Sud de HMD (2019)

Figure III.7: Puits traités par dessalage pressurisé dans le champ Sud de HMD (2019)

Figure III.8: Les puits salés et les puits par injection continue dans le champ Sud de HMD (2019)

Figure III.9 : Les puits traités par injection d'eau continue champ Sud de HMD (2019)

Figure IV.1 : Carte du Champ Sud

Figure IV.2 : Pourcentage du MAP des puits salés du champ Sud (2019)

Figure IV.3 : Manque à produire du Champ Sud dû aux puits salés (2019)

Figure IV.4 : MAP du Champs Sud par satellite dû aux bouchons d'eau (2019)

Figure IV.5 : MAP et temps de fermeture des puits du Champs Sud par satellite dû aux bouchons d'eau (2019)

Figure IV.6 : MAP du Champs Sud par satellite due au nettoyage (2019)

Figure IV.7 : MAP et temps de fermeture des puits du Champ Sud du au nettoyage (2019)

Figure IV.8 : La production du champ SUD par satellite

Figure IV.9 : La production et le manque à produire par satellite (2019)

Figure IV.10 : Le manque à produire du Champs SUD par satellite (2019)

Figure V.1 : carte de localisation du puits (MD369)

Figure V.2 : Production et traitement du puits MD369

Figure V.3 : MAP et le temps de fermeture de puits MD369

Figure V.4 : Jaugeage du puits MD369

Figure V.5 : Carte de localisation du puits HGA8

Figure V.6 : Production et traitement du puits HGA8

Figure V.7 : Production du puits HGA8

Figure V.8 : Profile de jaugeage du puits HGA8

Figure V.9 : les jours de production et d'arrêt du puits HGA8 (2016)

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1: Différents dépôts aux champs Sud HMD

Tableau II.2: Concentration de Na Cl et quantité dépôte en fonction de la temperature

Tableau II.3: Concentration de Na Cl et quantité dépôte en fonction de la pression

Tableau II.4: Les puits salés par satellite de champ Sud de HMD

Tableau II.5: analyse de l'eau de gisement et l'eau d'injection

Tableau II.6: La solubilité de SrSO_4 dans l'eau

Tableau II.7: Le % des puits contenant BaSO_4 du champ Sud

Tableau II.8: Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate

Tableau II.9: Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température

Tableau II.10: Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température

Tableau II.11: Une comparaison des solubilités du CaCO_3 , BaSO_4 et de CaSO_4

Tableau III.1: Nombre de puits traités par dessalage pressurisé

Tableau III.2: Les puits d'injection d'eau continue

Tableau IV.1: Perte de production par satellite dues aux BE (2019)

Tableau IV.2: Perte de production par satellite dues au nettoyage (2019)

Tableau IV.3: Pertes de production dues au coincement de WL

Tableau IV.4: Pertes de production dues au bouchage de CCE

Tableau IV.5: Pertes dues aux opérations de Snubbing pour l'année 2017

Tableau IV.6: Pertes dues à la stimulation des puits (Scale Blaster + traitement de

l'eau)

Tableau IV.7: Pertes dues aux opérations de Snubbing à cause de dépôt de BaSO₄ (2017)^L

Tableau IV.8: la production et le MAP dans le champ SUD HMD (2019)

Tableau V.1: Résultats des dernières opérations

Tableau V.2: les dernières mesures du puits MD369

Tableau V.3: Résultats des tests de jaugeage

Tableau V.4: Résultats des dernières opérations

Tableau V.5: les dernières mesures du puits HGA8

Tableau V.6: Résultats des tests de Jaugeage

Tableau V.7: Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32

Tableau V.8: Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32

Abréviations

D	Densité [API / Kg/cm ³]
P	Pression [Kg/cm ² (Psia)]
Pg	Pression de gisement [Kg/cm ²]
Pr	Pression de réservoir [kg/cm ²]
Psep	Pression de séparateur [kg/cm ²]
Pt	Pression de tête [kg/cm ²]
T	Température de gisement [°C]
Tf	Température de fond [°C]
Tr	Température de réservoir [°C]
Tt	Température de tête [°C]
GOR	Rapport du gaz sur l'huile [sm ³ /sm ³]
Rs	GOR de dissolution [sm ³ /sm ³]
C	Concentration à t = 0 [g/l]
S	Solubilité [mg/l (mol/l)]
IP	Indice de productivité [m ³ .J-1.bar-1]
[AB]	Concentration en ion [g/l]
V	Volume [m ³]
Ø	Diamètre de la Duse [mm (inch)]
Q	Débit d'huile [m ³ /h]
Qmoy	Débit d'huile moyen [m ³ /h]
Qrec	Débit eau récupérée [l/h]
PFS	Pression de fond statique [kg/cm (bar)]
PFD	Pression de fond dynamique [kg/cm (bar)]

SN.REPAL	Société Nationale de recherche pétrolière en Algérie
C.F.P.A	Compagnie Française des Pétroles d'Algérie
HMD	Hassi Messaoud
CCE	Concentrique
GL	Gaz lift
LDHP	Ligne de haute pression
LDBP	Ligne de base pression
MAP	Manque à produire
BE	Bouchon d'eau
SSV	Subsurface safety valve
CTU	Coiled tubing
SNB	Snubbing
Ks	Produit de solubilité
NaCl	Chlorures de Sodium
CaSO ₄	Sulfate de calcium
SrSO ₄	Sulfate de Strontium
CaCO ₃	Carbonates de calcium
BaSO ₄	Sulfate de Baryum
Na ⁺	Ion de sodium (cation)
Cl ⁻	Ion chlorure (anion)
SO ₄ ⁻	Ions de sulfate
Ca ⁺⁺	Ions calcium
Ba ²⁺	Ions baryum
Ba	Baryum

Sr Strontium

S Soufre

O Oxygène


INTRODUCTION GENERALE


Introduction :

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

L'exploitation de ces richesses qui se trouvent à des cotes profondes nécessite l'installation d'un système qui va assurer la production de ces réserves vers la surface avec un débit optimum en toute sécurité. L'ensemble des équipements doit être amorti sur plusieurs années, éventuellement complété et maintenu constamment en bon état. Le gisement, tout spécialement, fait l'objet d'une attention particulière dans le but de celui assurer une durée de vie la plus longue possible, avec une productivité économiquement acceptable et de bonnes perspectives de récupérations. En effet, les techniques de production primaire ne permettent pas d'extraire plus de 30% de volume de pétrole brut par le drainage naturel suite à la diminution de la pression de gisement, ce qui fait appel à la récupération secondaire qui consiste à l'injection de l'eau dans la région de Hassi Messaoud.

Cette large utilisation de l'eau sous pression est justifiée par son faible cout et sa disponibilité en volume en suffisant quoi qu'elle se trouve systématiquement compromise par deux inconvénients majeurs :

- 1- La corrosion du matériau et sa dégradation provoquant la réduction de sa durée de vie
- 2- La formation des dépôts minéraux induisant au colmatage du réservoir

Les différents changements des conditions d'exploitation de gisement de pétrole sont à l'origine ou tout au moins favorables à la formation de tartes minérales comme les dépôts de sel (Na Cl) et les carbonates. D'autre part, l'incompatibilité des deux eaux contenant des espèces de sulfates dans les eaux d'injection et les eaux de gisement (Ba^{2+} , Ca^{2+} , Sr^{2+}) qui donnent des matériaux insolubles ($BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$).

En effet, le traitement de ces dépôts représente un réel défi pour les pétroliers, qui sont à la recherche de solutions efficaces et radicales à ce problème. Le nettoyage mécanique ou par traitement préventif pendant l'exploitation ainsi que le temps d'arrêt, le cas échéant, de la production peuvent engendrer des charges financières estimées en millions de dollars US par

an et cela peut avoir un impact économique défavorable considérable en terme global pour les projets en exploitation.

Ce travail de recherche a été envisagé initialement à cause de l'importante de la productivité de plusieurs puits appartenant à des zones du champ de Hassi Messaoud en Algérie, qui est affecté et diminué par les dépôts minéraux ce qui a conduit non plus à des déplétions de production mais même à la fermeture de certains puits ce qui est d'une autre manière une perte économique importante.

Les objectifs de ce travail consiste à :

- L'étude de la formation des dépôts minéraux présents au niveau de champs de Hassi Messaoud
- L'analyse de l'impact de ces dépôts sur la production pétrolière
- Traitement des dépôts minéraux au champ de Hassi Messaoud

Organisation du mémoire:

Ce mémoire est structuré en cinq chapitres, encadré par une introduction générale et une conclusion générale et recommandations: Chapitre(I): Présentation du champ Hassi Messaoud

Chapitre(II): Différents dépôts minéraux au champ de Hassi Messaoud

Chapitre(III) : Formation et Traitement des dépôts minéraux au champ de Hassi Messaoud

Chapitre(IV): Impact des dépôts minéraux sur la production du champ de Hassi Messaoud

Chapitre(V): Partie pratique « étude sur les puits MD369, HGA8)

CHAPITRE I

Présentation Du Champ

De Hassi-Messaoud

I .1. Introduction

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien, c'est l'un des plus complexes gisements pétroliers au monde et le plus grand d'Algérie avec une superficie globale d'environ 2000km².

Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologique, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme ou la configuration actuelle.

Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres petro-physiques (fracturation hydraulique naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité la cimentation due aux phénomènes de pression solution, la création de matrices de petits grains etc...).

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement de Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile. [1]

Parmi ces structures, se trouve la structure de **HASSI GUETTAR** située au Sud-Ouest du Champ de Hassi Messaoud

I.2. Historique de la région de Hassi-Messaoud

Après la mise en évidence par la sismique réflexion de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural (une structure géologique capable de constituer un piège pour les hydrocarbures), les ingénieurs géologues et techniciens de la compagnie Française SN.REPAL (société Nationale de recherche pétrolière en Algérie) dans les années 50 pour aboutir au 1^{er} forage du puits MD1 le 16 janvier 1956.

Six mois plus tard, le 15 juin ce forage a mis en évidence une importante accumulation d'huile dans les grès cambriens à une profondeur de 3338 m et une pression de gisement très importantes.

En Mai 1957, la Compagnie Française des Pétroles d'Algérie (C.F.P.A) réalise un puits OM1 à environ 7 Km au Nord-Nord-Ouest du puits MD1 dans la partie nord du champ de Hassi Messaoud qui lui a été concédé, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Depuis ces deux découvertes le forage n'a pas cessé, la mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation, bien au contraire, vu la demande nationale et internationale en pétrole, pour arriver en 2004 au nombre incroyable de puits forés d'environ 1200.

Par la suite, le champ de Hassi-Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord. SN.REPAL pour le champ Sud.

Au début, l'exploitation de l'huile avait commencé par déplétion naturelle, la pression de gisement était de 480 kg/cm^2 . Après plus de 40 ans de production, la pression a chuté de 200 kg/cm^2 ce qui a incité à l'utilisation des méthodes de récupération secondaires (injection de gaz, injection d'eau). La récupération de l'huile se fait essentiellement par injection de gaz miscible. [1]

I.3. Structure du champ

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord-Est/ Sud-Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale.

Les accidents affectant le réservoir sont les deux types :

- ✓ Les failles de direction subméridienne et ainsi que d'autres failles qui sont perpendiculaire de direction Nord-Ouest / sud-est, ce qui fait ressortir le caractère tectonique.
- ✓ Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir.

Les puits secs sont généralement liés aux accidents tectoniques aux fractures qui leurs sont associées.

Du point de vue caractéristique du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- ✓ Hétérogène : sur une verticale et sur un plan.
- ✓ Discontinu : par l'écoulement des fluides.
- ✓ Anisotrope : par la présence de silt.

I.4. Situation géographique et géologique du

champ I.4.1.Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, il se situe en bordure du grand erg oriental à environ 850 Km au Sud-Est d'Alger et 350Km de la frontière Algéro-tunisienne. Sa localisation :

❖ En coordonnées LAMBERT :

$X = 790.000 - 840.000$ Est ; $Y = 110.000 - 150.000$ Nord

❖ En coordonnées géographique :

- Au nord par latitude $32^{\circ} 15'$ - A l'ouest par la longitude $5^{\circ} 40'$

- Au Sud par latitude $31^{\circ} 30'$ - A l'Est par la longitude $6^{\circ} 35'$

I.4.2.Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur 53x44 km de superficie et des réserves, les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600km²

Il est limité du point de vue structure géologique par les structures suivantes :

- ✓ A l'Ouest par la dépression de l'Oued Mya;
- ✓ Au Nord par la structure Djemmâa-Touggourt;
- ✓ Au Sud par le môle d'Amguid El Biod;
- ✓ A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames. Du point de vue gisement il est limité par :
 - ✓ Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Gellala, Ben Kahla et HaoudBerkaoui);
 - ✓ Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et Al Agreb;

PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

- ✓ Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

I.5. Zonation du champ de Hassi-Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Nord et Sud .Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones productrices en tenant compte des iso-pressions (l'évolution des pressions des puits), en fonction de la production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble des puits qui communiquent entre eux litho-logiquement et se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement.

Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones, chacun sa propre numérotation. [1]

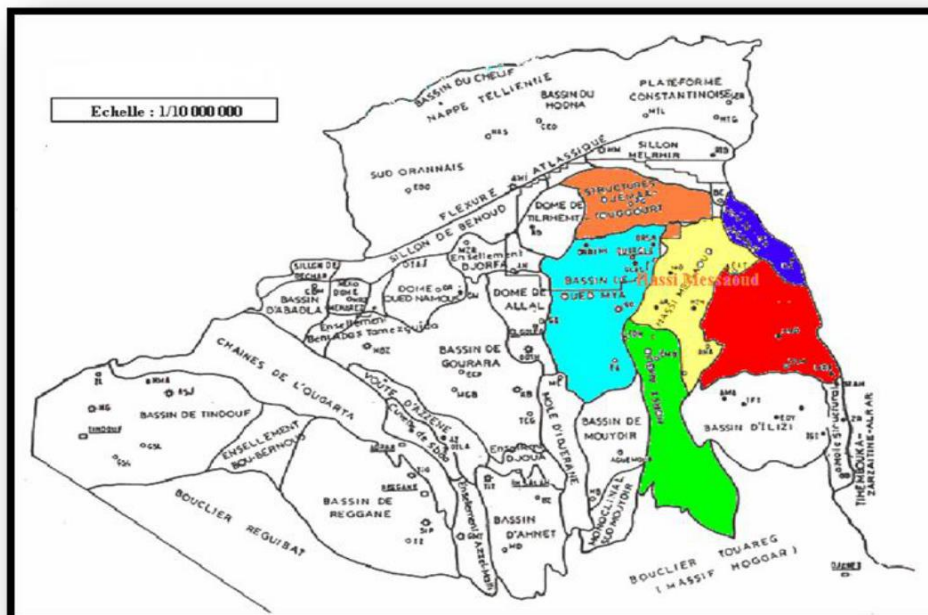


Figure I.1 : Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud^[1]

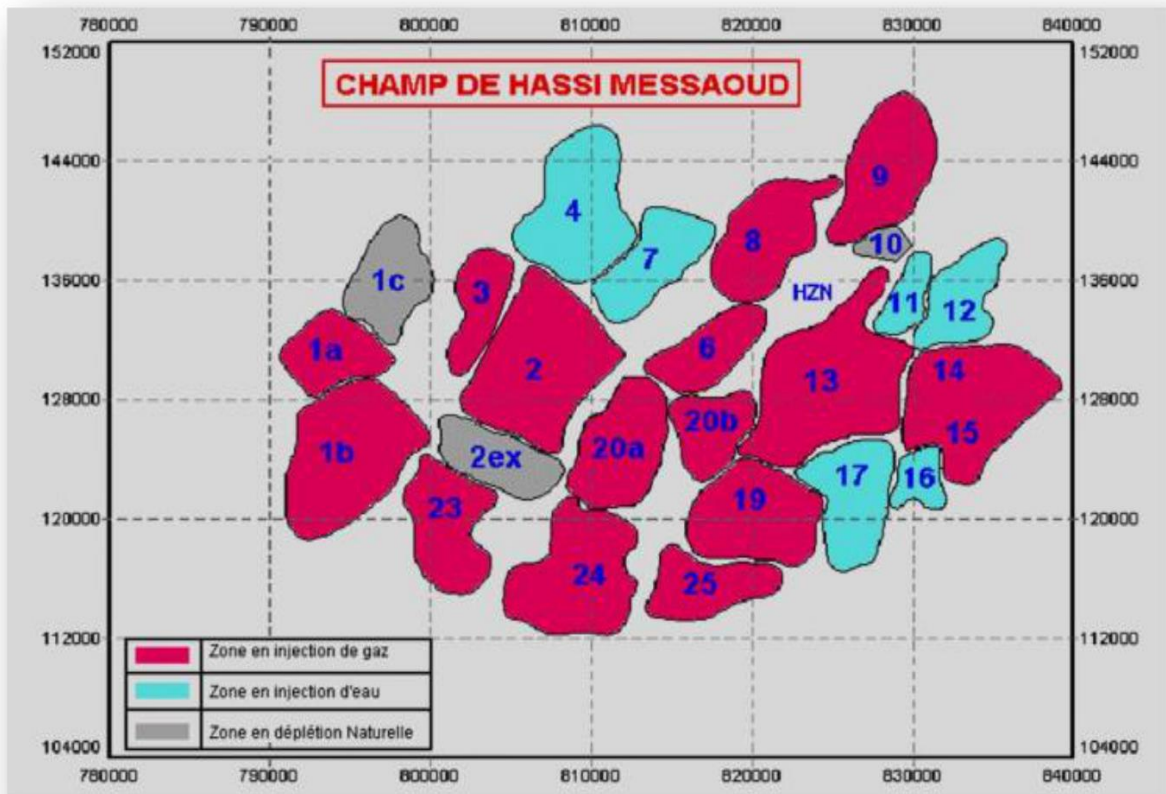


Figure I.2 : Carte des zones de Champ de Hassi Messaoud [1]

I.6.Description du réservoir

Le gisement de Hassi-Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir cambro-ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380m.

Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4.Sa pressions initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm^2 pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm^2 et 200 kg /cm^2 . Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro- ordovicien qui subdivise de bas en haut en :

- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Grès d'EL- GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya. La discordance Hercynienne a érodé une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir.

Les argiles noires du Silurien, à 40 km au Nord – Ouest de Hassi Messaoud, riches en Kérogène (matière organique), sont supposées être la roche mère. [1]

I.7.Situation géographique et Géologie de HASSI GUETTAR

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes (5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' N).

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord.
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud.
- Le bassin de Berkine à l'Est.
- Le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.
- Le dôme de Dahar au Nord-Es

Elle est répartie sur trois zones hautes :

- Le dôme de Hassi Messaoud.
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud
- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est.

Ce périmètre est considéré comme étant un grand dôme compartimenté en blocs (horsts et grabens), affecté par un réseau complexe de failles très denses de directions NE-SW et NWSE, (**Figure I.3**) [2]

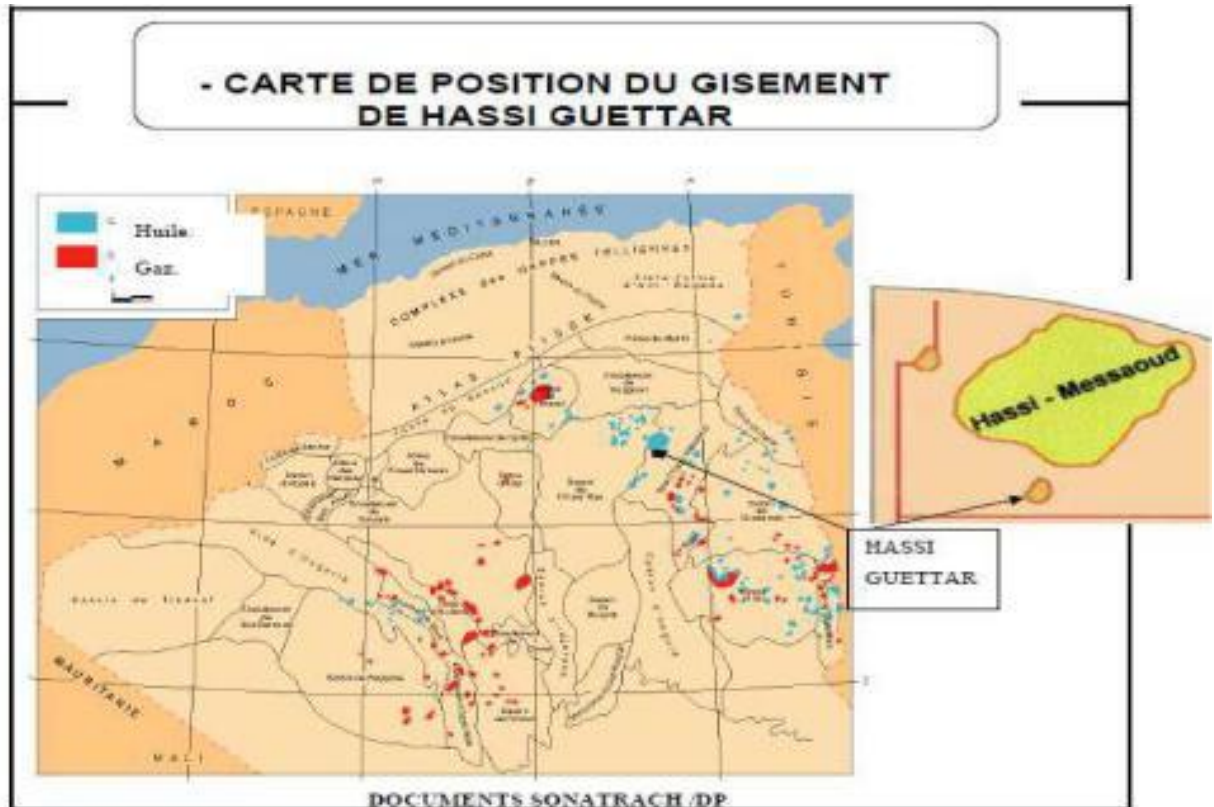


Figure I-3: SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION DE HASSI GUETTAR^[2]

I.7.1. Historique sur la recherche dans la région

En Juin 1990, le premier puits (**HGA-1**) a été foré dans la région. Il a produit de l'huile

À partir des niveaux Ri, la zone des alternances ainsi des Grès d'El Atchane (du Cambro–Ordovicien). Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (**HGA-2** en 1995 et **HGA-3** en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages :

En 1998 (**HGA-4**) ; puis en 2000 (**HGA-5**), viennent ensuite en 2002 les sondages (**HGA-6**, **HGA-7**, **HGA-8** et **HGA-9**) ; en 2003 le forage de (**HGA-10**, **HGA -11**, **HGA-12** et **HGA-13**,) ; puis en 2004 le Forage de **HGA-14** et **HGA-15**.

Et récemment la reconnaissance profonde de la région Continue avec les puits **HGA-16**, **17**, **18**, **19**, **20**, et **HGA-21** actuellement en cours de forage.

PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

I.7.2. Aspect stratigraphique

Du point de vue stratigraphie, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. [2]

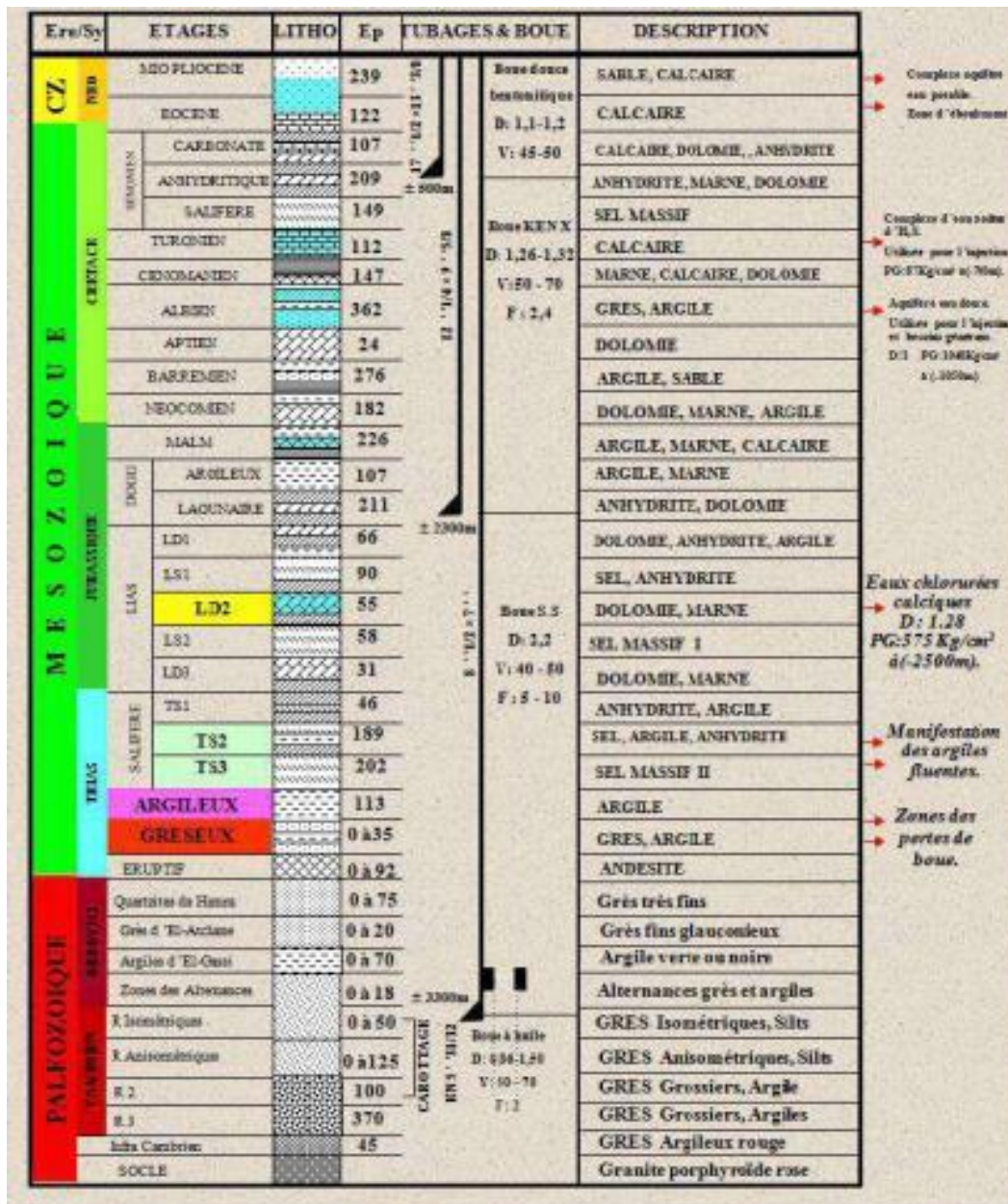


Figure I-3 : COLONNE STRATIGRAFIQUE DU CHAMP DE HASSI GUETTAR [2]

I.7.3. Aspect pétrolier

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-Ordovicien.

Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles. [2]

❖ *Les roches réservoirs*

- **Le Cambrien** : Il est constitué par les grès de Hassi Messaoud, représentés par les unités **Ri, Ra** et la zone des alternances :

✓ **L'unité Ra: Elle** est formée par des grès mal classés de taille supérieure à **1mm**. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétrophysiques: porosité de **4 à 18** et la perméabilité de **60 à 100md**.

✓ **L'unité Ri:** C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères pétrophysiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, Ilite en kaolinite permettant un gain de porosité.

- **L'Ordovicien**

Dans la région de Hassi Guettar, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure).

Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyen).

- **Les roches couvertures**

Les séries argilo salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité pour les réservoirs

ordoviciens ; quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

❖ *Les roches mères*

Les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guettar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne.

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Mouydir et Berkine.

❖ *Types de pièges*

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe).^[2]

Chapitre II

***Différents Dépôts Minéraux au
Champ***

Hassi Messaoud

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

II.1.Introduction

Les dépôts minéraux se forment à différents stades de production du pétrole sous nombreux et variables structures, provoquant des obstacles et ralentissement de production. Certains sont solubles à l'eau, d'autres à l'acide et d'autres sont pratiquement insolubles. Dans ce chapitre nous présentons les différents dépôts minéraux dans le Champs Sud de Hassi Messaoud.

Les dépôts minéraux ou dites inorganiques ont pour origine les eaux produites avec le pétrole qui sont très chargées en sel et parfois sursaturées, ces eaux proviennent soit de l'aquifère qui se trouve dans le gisement pétrolifère soit la roche magasin elle-même.

Ces dépôts sous forment de sel se trouvent soit sous forme de cristaux dans le brut ou dissous dans l'eau de gisement. [3]

II.2.Différents dépôts rencontrés dans les puits du champ Sud HMD

La variété des dépôts dépend de la nature de l'eau produite, divers dépôts sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau II.1 : Différents dépôt aux champs Sud HMD [4]

Nom chimique	Formule chimique	Nom minéral
Chlorure de sodium	Na Cl	Halite
Carbonate de calcium	Ca CO ₃	Calcite
Carbonate de fer	FeCO ₃	Siderite
Sulfite de fer	Fe S	Trolite
Oxyde de ferreux	Fe ₂ O ₃	Hematite
Oxyde ferrique	Fe ₃ O ₄	Magnétite
Sulfate de calcium	CaSO ₄	Anhydrite
Sulfate calcium hydrate	CaSO ₄ , 2H ₂ O	Gypse
Sulfate de baryum	BaSO ₄	Parite
Sulfate de strontium	SrSO ₄	Selstite

Dans le champ Sud de HMD, les chlorures sont les sels les plus répandus, « 85% de Na Cl et 15% des autres sels »

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

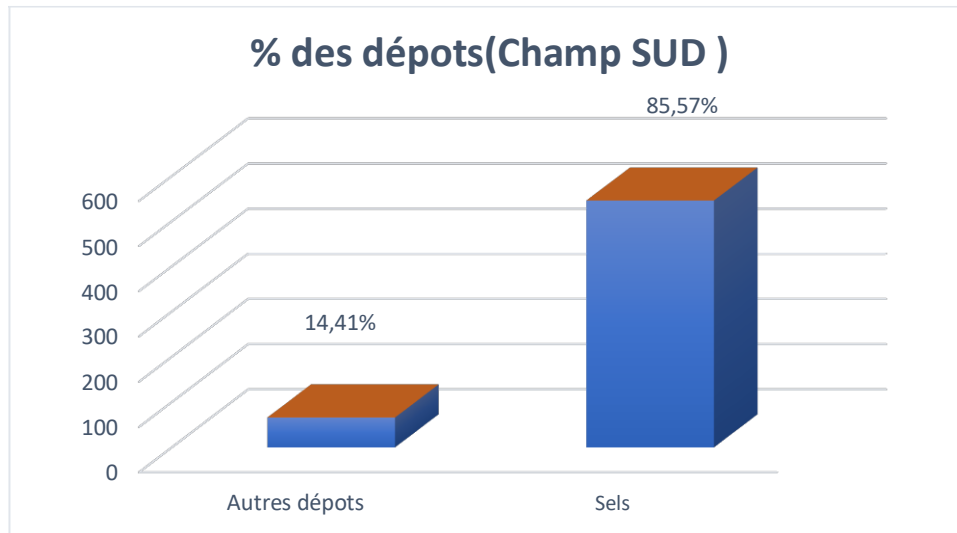


Figure II.1: Le pourcentage des dépôts dans le champ Sud de HMD^[5]

III.3.1. Les sels solubles

❖ Chlorure de Sodium (Na Cl)

Le Na Cl est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres, les eaux produites avec le pétrole sont saturées en chlorures elles peuvent en contenir jusqu'à 340g/l.

C'est toute fois le dépôt de sel le moins gênant car la solubilité du NaCl est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche ces dépôts de se former.^[6]



Figure II.2 : Cristal de Chlorure de Sodium ^[7]

❖ Conditions de formation

L'évaporation partielle de l'eau due à la chute de pression entre le gisement et le fond du puits résulte la sursaturation de cette eau et la précipitation des cristaux.

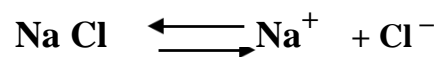
Autrement dit, les goutteles de l'eau contenant des germes cristallins doivent porter une charge électrique positive et ont un constant diélectrique plus grand que celle de brut dans lequel elles nagent.

La roche est chargée négativement par suite de la présence des argiles, de même, les courants d'écoulement dans les tuyaux portent ceux-ci à un potentiel négatif. D'où attraction et fixation sur les aspérités. Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement, leur croissance est par la suite facile à concevoir. [3]

❖ Solubilité du Na Cl

Etant donné que l'eau douce est la meilleure solution des dépôts de sel, alors que la solubilité de Na Cl dans l'eau est importante.

La solubilité de Na Cl set régie par la loi d'action de masse, l'équilibre de dissociation de sel est le suivant :



Na^+ : ion de sodium (cation).

Cl^- : ion chlorure (anion).

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

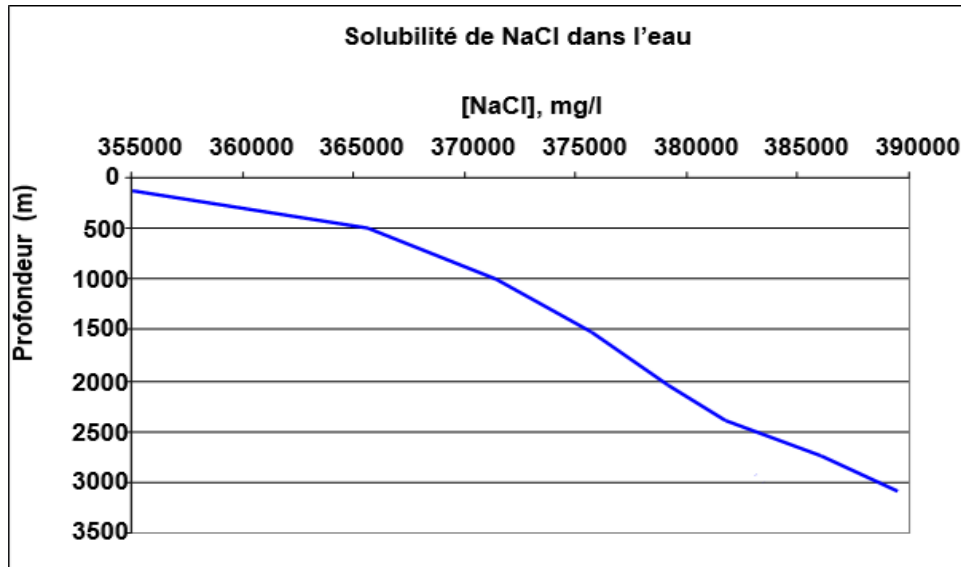


Figure II.3 : La solubilité de Na Cl en fonction de profondeur. [1]

➤ L'effet de la température sur la solubilité

D'après les analyses d'eau de formation on trouve que 1L d'eau dissout 345 g de sel à 20°C et plus de 390g à 100 °C. L'eau produit est salée saturée dans une température de fond très élevée ; lorsque la température commence à chuter la solubilité diminue, ainsi les dépôts de sel commencent à se former. [8]

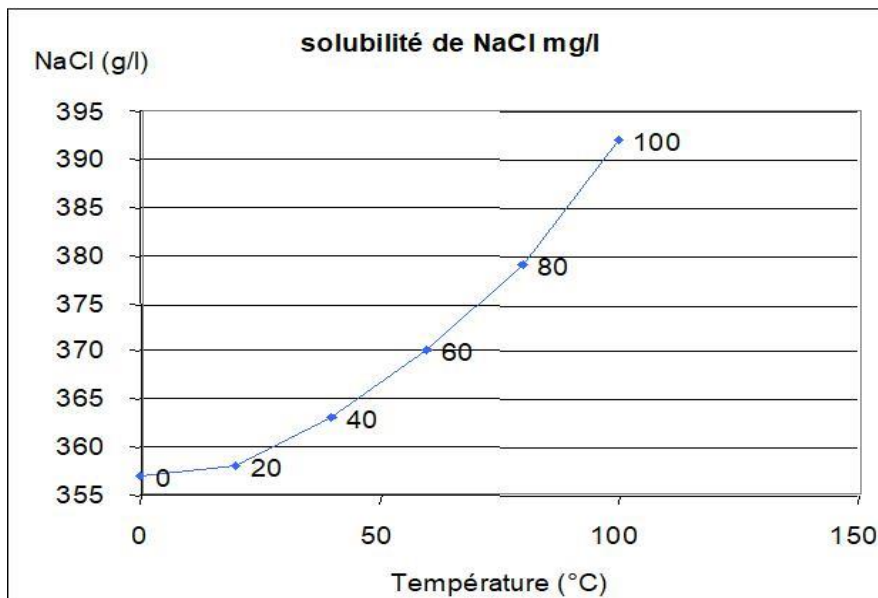


Figure II.4: Effet de la température sur la solubilité de Na Cl [8]

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

Le tableau ci-dessous montre que pour un litre d'eau produit, environ de 50 g de Na Cl sont déposés du fond à la surface, l'importance des dépôts est proportionnelle au volume d'eau produite, ce qui explique la présence des grands dépôts dans les puits a fort débit d'eau.

Tableau II.2 : Concentration de Na Cl et quantité dépite en fonction de la température [8]

température °F	concentration de Na Cl mg/l	quantité dépite mg/l
T ^e de fond 220	392000	26847
T ^e de surface 70	345000	11250

➤ L'effet de la pression sur la solubilité

En général, la solubilité de Na Cl est liée proportionnellement avec la pression c'est à dire plus la pression est élevée, plus l'eau peut contenir du sel dissout et l'inverse, ce qu'explique la présence des dépôts ou il existe des réductions de diamètre qui provoquent une chute de pression. [9]

Le tableau ci-dessus montre que pour un litre d'eau produit, moins de 1.5 g de Na Cl sont déposés du fond à la surface .On remarque que l'effet de pression sur la précipitation de Na Cl est moins important que la température.

Tableau II.3 : Concentration de Na Cl et quantité dépite en fonction de la pression [8]

Pression Psi	Concentration de Na Cl mg/l	Quantité Dépité mg/l
pression de réservoir 1600	358500	2500
pression de fond dyna 900	356000	
pression de réservoir 3900	363000	700
pression de fond dyna 3400	362300	

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

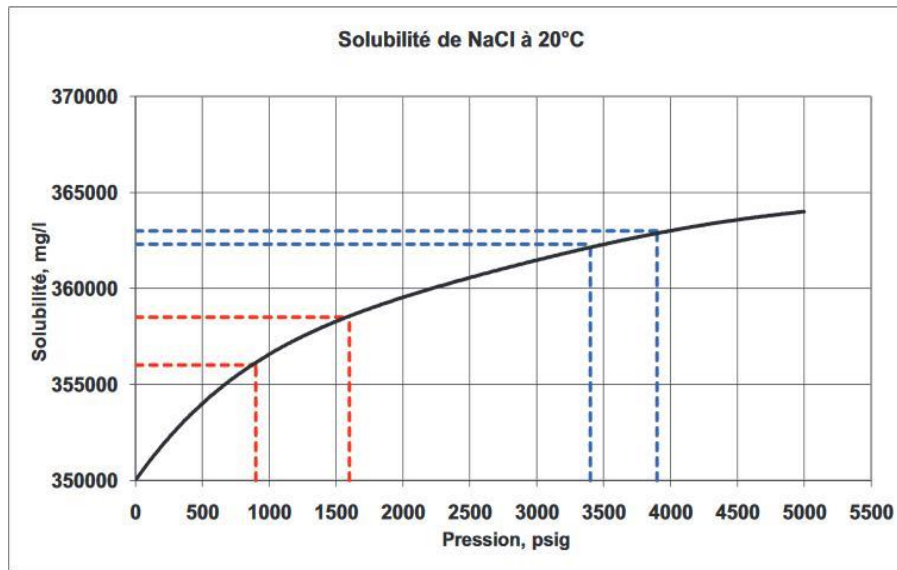


Figure II.4 : effet de pression sur la solubilité de Na Cl ^[9]

- Pour remédier aux conséquences liés au dépôt de sel, de déverses techniques préventives et curatives ont été appliquées dont on cite:

Le travail au câble

Lavage à l'eau (périodiquement ou continu)

Lavage de la crépine et des pérfos avec jetting (CTU)

- ✓ Les résultats ci-dessous montrant la répartition des dépôts de Na Cl dans le champ Sud de HMD :

Tableau II.4: Les puits salés par satellite de champ Sud de HMD ^[5]

Satellite	Puits	Pourcentage
2em étage	7	100%
LDBP	16	100%
HGAW	22	68.18%
W2A'	26	92.30%
HGA	33	48.48%
E2A	37	62.16%
W1A	54	83.33%

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

S1A	63	71.42%
W2A	63	66.66%
E1C	76	69.71%
LDHP	83	67.46%
W1C	109	77.98%

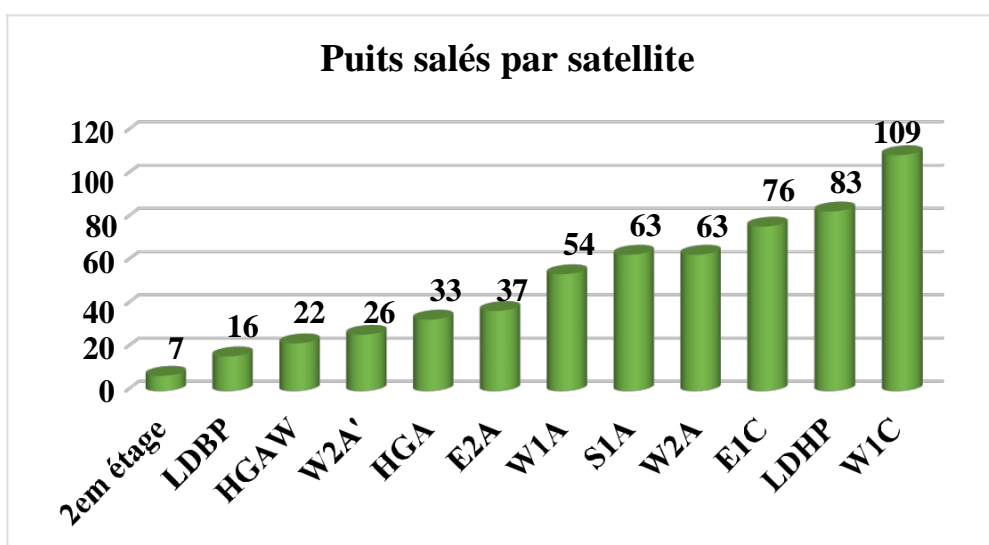


Figure II.5 : Nombre de puits salés par satellites [5]

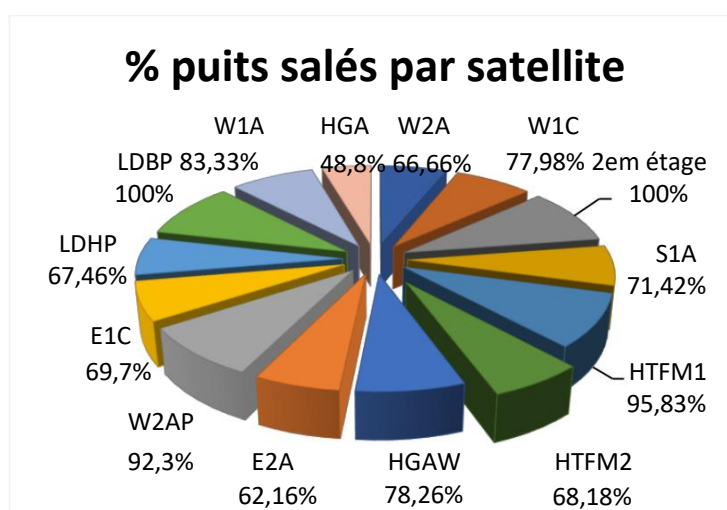


Figure II.6: Pourcentage des puits salés par satellite [5]

II.3.2. Les sels peu solubles

❖ Carbonate de calcium

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

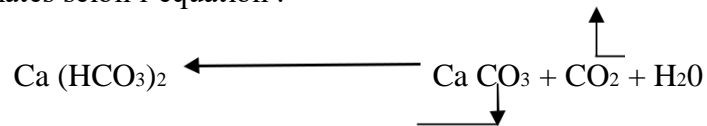


Figure II.7: Cristal du carbonate de calcium [7]

❖ Condition de formation

Le dépôt de carbonates se forme principalement en raison de la diminution de la pression et de la température dans les gisements. L'altération de ces conditions d'exploitation induit la libération de dioxyde de carbone CO_2 dans la solution, ce qui augmente le pH de la solution, provoquant, ainsi, le dépôt des carbonates



Figure II.8 : Phénomène de l'entartrage du Ca CO_3 à l'intérieur du tubing [1]

- Parmi les moyens de lutte contre les dépôts de carbonate l'acidification qui est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts. [10]

II.3.3. Les dépôts de sulfates

Les dépôts de sulfates se produisent par suite du mélange d'eaux incompatibles, une eau de formation (gisement) contenant des ions alcalino-terreux (baryum, calcium et/ou strontium) avec une eau d'injection sulfatée, comme une saumure de type eau de mer. L'eau est habituellement injectée pour maintenir la pression ou pour l'adoucissement des puits salés. Le dépôt se constitue donc au moment du mélange, la cinétique de formation immédiate est l'une de ses caractéristiques principales. Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement, c'est le problème le plus rencontré dans le champ de Hassi Messaoud. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation. Les dépôts de sulfates les plus courants sont: BaSO_4 , CaSO_4 , SrSO_4 . On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32). [11]

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

L'analyse des eaux de gisement (cambrien) et d'injection (albien) est montrée dans le tableau suivant :

Tableau II.5 : analyse de l'eau de gisement et l'eau d'injection [12]

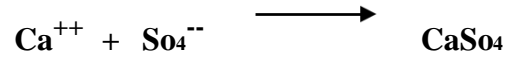
	ALBIEN	CAMBRIEN
	(mg/l)	(mg/l)
(HCO3) ⁻	170	0
CO ₃ ²⁻	0	0
Cl ⁻	420	210 000
(SO4) ²⁻	600	0
Ca ²⁺	210	36 000
Mg ²⁺	70	6 500
Ba ²⁺	0	800
Sr ²⁺	0	970.00
Na ⁺	250	80 000
K ⁺	40	6 000
Fer total	0	5 500
pH	7.0	3.5
Densité à 25°C	1.00	1.230
Profondeur (m)	1050-1350	3300-3400

❖ Sulfates de calcium CaSO₄

Le dépôt de sels de Sulfate de Calcium est l'un des dépôts courants rencontré lors de l'exploitation des gisements pétroliers dont l'origine principale est l'incompatibilité des eaux extraites des nappes phréatiques. C'est un sel peu soluble (2g/l) mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour qu'il y ait un risque de précipitation. Une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits, l'évaporation partielle peut conduire aussi à la saturation, le précipité peut se former aussi par l'incompatibilité de deux eaux (eau de gisement et d'injection). [1]

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOU

La réduction de pression fait diminuer la solubilité des ions Ca^{++} et So^{-} dans l'eau qui va causer la déposition et la précipitation de sel CaSO_4 suivant l'équation chimique :



Le sulfate de calcium existe trois formes sont beaucoup plus solubles que le CaCO_3 qui sont:

- $(\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O})$ Gypse (dihydraté).
- (CaSO_4) Anhydre (anhydrite).
- $(\text{CaSO}_4, 1/2\text{H}_2\text{O})$ Hémihydrate.



Figure II.9: dépôt de sulfate de calcium dans un tubing ^[1]

- Parmi les moyens de lutte, citons:
 - L'acidification qui est efficace lorsque les dépôts ne sont pas trop anciens et donc pas trop durs.
 - Les inhibiteurs à base polyphosphates (traitement préventif)

❖ Sulfate de strontium (SrSO_4)

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

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD



Figure II.10 : cristal de sulfate de strontium [7]

La précipitation de sulfate de strontium peut se produire par:

Evaporation de l'eau.

Elévation de la température.

Mélange d'eau incompatible.

Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.



Figure II.11 : dépôts de sulfate de strontium dans un tubing [1]

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

Les mesures de la solubilité dans l'eau se diffèrent d'un auteur a un autre, on a ici les valeurs de Wolfman :

Tableau II.6 : La solubilité de SrSO₄ dans l'eau [1]

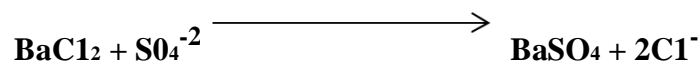
T°C	0 à 5	10 à 12	20	30	40	50	80	95 à 98
SrSO ₄ mg	0.098	0.0994	0.1479	0.1600	0.1629	0.1688	0.1727	0.1789

❖ Sulfate de Baryum (BaSO₄)

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

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

Sa formation à lieu suivant la réaction suivante:



Les résultats ci-dessous illustrent la répartition de dépôts de sulfates de baryum aux champs Sud de HMD

Tableau II.7 : Le % des puits contenant BaSO₄ du champ Sud [5]

Satellite	Nbr Puits	%
2eme Etage	1	1,54
W1A	1	1,54
W2A	2	3,08
W1C	3	4,615
W2AP	3	4,615
HGA	5	7,692

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

E1C	8	12,307
-----	---	--------

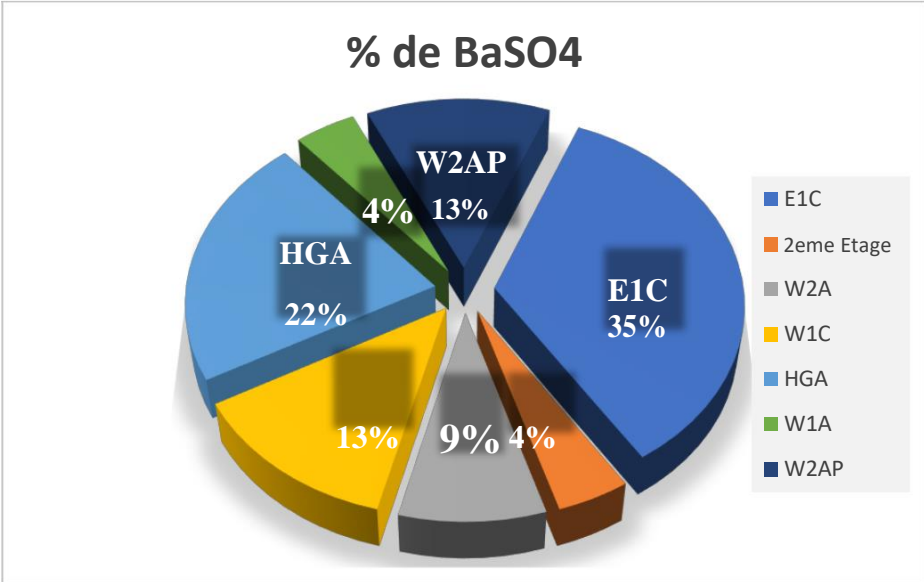


Figure II.12 : le pourcentage du BaSO₄ par satellite [5]

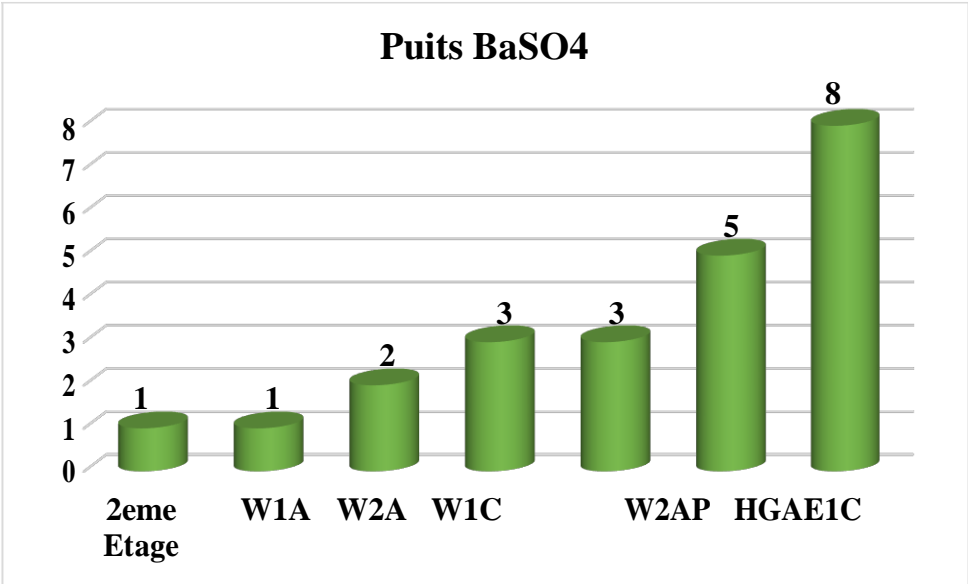


Figure II.13 : Nombre de puits de BaSO₄ par satellite [5]

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

➤ L'Origine de BaSO_4 :

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir (eau de gisement cambro-ordovicien qui est chargée en baryum Ba^{2+}), et l'eau injectée (eau d'injection-lias-qui est chargée en élément sulfate SO_4^{2-}), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors le dessalage : bouchage des puits et corrosion des installations. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière. La précipitation de BaSO_4 manifeste sur toute la chaîne de production, au fonds des puits et dans les installations de surface [13]

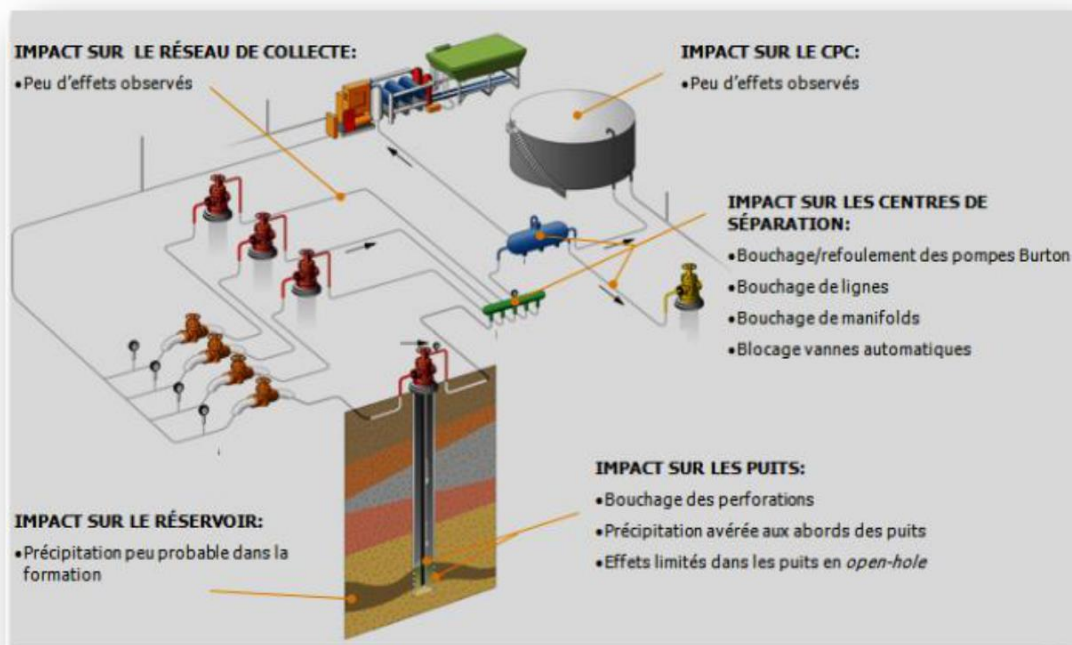


Figure II.14 : La précipitation de BaSO_4 dans les installations de fond et de surface [1]



Figure II.15 : Dépôt de BaSO₄ au niveau de la duse [1]

➤ Structure Cristalline de BaSO₄

Les cristaux de BaSO₄ comme ceux du SrSO₄ sont, d'une part, orthorhombiques à mailles très voisines, d'autre part, ils sont de nature poreuse avec tendance à absorber les ions étrangers qui peuvent co-précipiter. Par contre le CaSO₄ est orthorhombique, monoclinique à mailles très différentes de celles du BaSO₄ et du SrSO₄. Quand la sursaturation est trop élevée, le transfert de matière vers l'interface devient l'étape limitante dans le processus de croissance. Selon Nielsen et Toft (1984), la diffusion à l'interface devient limitante quand la vitesse de croissance devient supérieure à 10⁻⁸ m/s et la vitesse de croissance varie alors linéairement avec la sursaturation (Nielsen, 1958). D'après Nielsen (1958), la limite de sursaturation entre les deux régimes est proche de 32 (ce qui correspond à une concentration des réactifs après mélange de 4 × 10⁻⁴ mol/L).

Certaines analyses chimiques ont utilisé la formation du précipité de BaSO₄ pour déterminer la concentration en SO₄²⁻ dans une solution. Il a été reconnu plus tard que dans de telles procédures, le BaSO₄ n'est pas pur et peut contenir différents anions et cations; la cause de cette contamination est l'adsorption. Le BaSO₄ est contaminé par différents ions étrangers quand il précipite dans certains systèmes de mélanges de sels. [11]

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

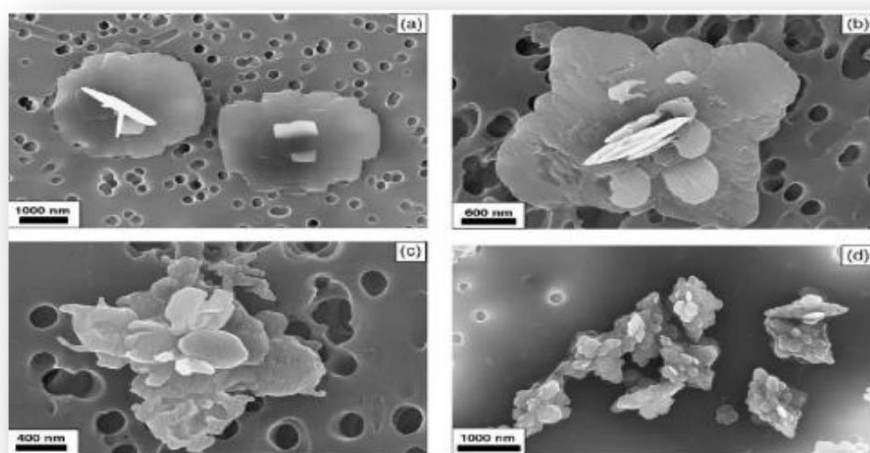


Figure II.16 : Structure Cristalline de BaSO₄ [9]



Solubilité du BaSO₄ :

Le BaSO₄ est, en effet, le sel de sulfate qui a la plus faible solubilité. A 25 °C, Rosseinsky 1958 mesure par conductimétrie une solubilité égale à $1,04 \times 10^{-5}$ mol/l soit 2,5 mg/l

Le produit de solubilité du BaSO₄ à 25°C est égal à $1,10 \cdot 10^{-10}$. (Sohnel et Garside, 1992). Le tableau, ci-après, regroupe quelques produits de solubilité à 25 °C de certains sulfates rapportés dans la littérature [11]

Tableau II.8 : Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate. [11]

Elément	BaSO ₄	SrSO ₄	CaSO ₄
Produit de solubilité K _{sp}	$1,1 \cdot 10^{-10}$	$2,8 \cdot 10^{-7}$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
Solubilité 'S'	$1,05 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$

La solubilité de BaSO₄ dans l'acide sulfurique concentré (densité 1,853) est de 15.89 g dans 100g de solution saturée à 25 °C. La solubilité chute rapidement quand la solution d'acide sulfurique est diluée (0,05 g par 100 g de solution diluée contenant 83 % d'acide concentré). La solubilité a été mesurée par Kohlrausch dont voici les résultats exprimés en mg de sel par 100cm³ d'eau (Moghadashi 2003)

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

Tableau II.9 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température.^[11]

T (°C)	0.77	3.33	18	26.75	34
BaSO ₄ (mg)	0.171	0.207	0.230	0.266	0.291

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

Tableau II.10 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température.^[11]

T (°C)	0°	10°	18°	30°	50°
BaSO ₄ (mg/100ml)	0.115	0.20	0.226	0.285	0.336

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

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

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

Tableau II.11 : Une comparaison des solubilités du CaCO₃, BaSO₄ et de CaSO₄^[11]

Dépôts	Solubilité (mg/l)
Gypse	2080
Carbonate de calcium	53
Sulfates de barium	2.3

II.4.dépôts de fer (irons scales) :

Les dépôts de fer résultent fréquemment de la corrosion, avec chaque type de corrosion on rencontre un dépôt différent.

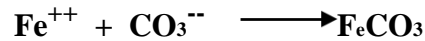
- **Corrosion par le gaz carbonique :**

La présence de CO₂ dans un milieu contenant de l'eau et avec l'absence de l'oxygène O₂ a pour conséquence la formation des ions H⁺ et CO₃⁻ suivant la réaction :

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD



Et en cour de contact de ces ions avec le métal provoque la formation des carbonates ferreux FeCO_3 suivant la réaction :



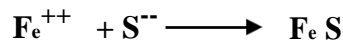
Plus le ph du milieu augmente, plus que la possibilité de formation de carbonate ferreux augmente.

■ **Corrosion sulfurique:**

L'hydrogène sulfure H_2S se dissocie partiellement en présence de l'eau suivant les réactions :

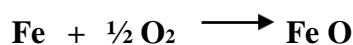


Ces ions H^+ et S^{--} réagissent avec les ions de solution ou avec l'acier de surface des équipements (steel) qui résulte le sulfate de fer Fe S qui complètement insoluble, se trouve sous forme d'une couche mince suivant la réaction :



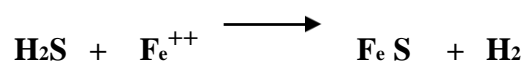
■ **Corrosion par l'oxygène O_2 :**

Si on introduit l'oxygène dans le système (solution), il peut réagir avec les ions de solution ou avec l'acier de surface pour former les dépôts et les couches des oxydes (coating) ; FeO_3 (hématite) et FeO_4 (magnétite) suivant les réactions :



■ **Corrosion bactérienne :**

La bactérie réductrice de sulfate peut être source de sulfate d'hydrogène H_2S qui réagit avec les ions de solution ou l'acier de surface, pour causer le dépôt de sulfate de fer Fe S suivant la réaction [8] :



II.5. Localisation des dépôts minéraux :

La solubilité varie dans le même sens que la température et la pression. Il est donc logique de penser que les cristallisations des sels se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression : le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface..... Ceci ne veut pas dire d'ailleurs que les dépôts se produisent nécessairement à ces endroits. En effet, pour qu'il y soit dépôts, il faut en plus que les conditions locales soient favorables, c'est-à-dire, par exemple:

Parois rugueuses pour permettre l'accrochage.

Turbulence favorisant le contact des cristaux avec les parois.

Vitesse d'écoulement modérée permettant les dépôts des cristaux lorsque ceux-ci ont atteint une certaine taille, etc....

Il est donc pas possible de prévoir, par raisonnement seulement, l'endroit où ces dépôts se produisent. [4]

DIFFERENTS DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

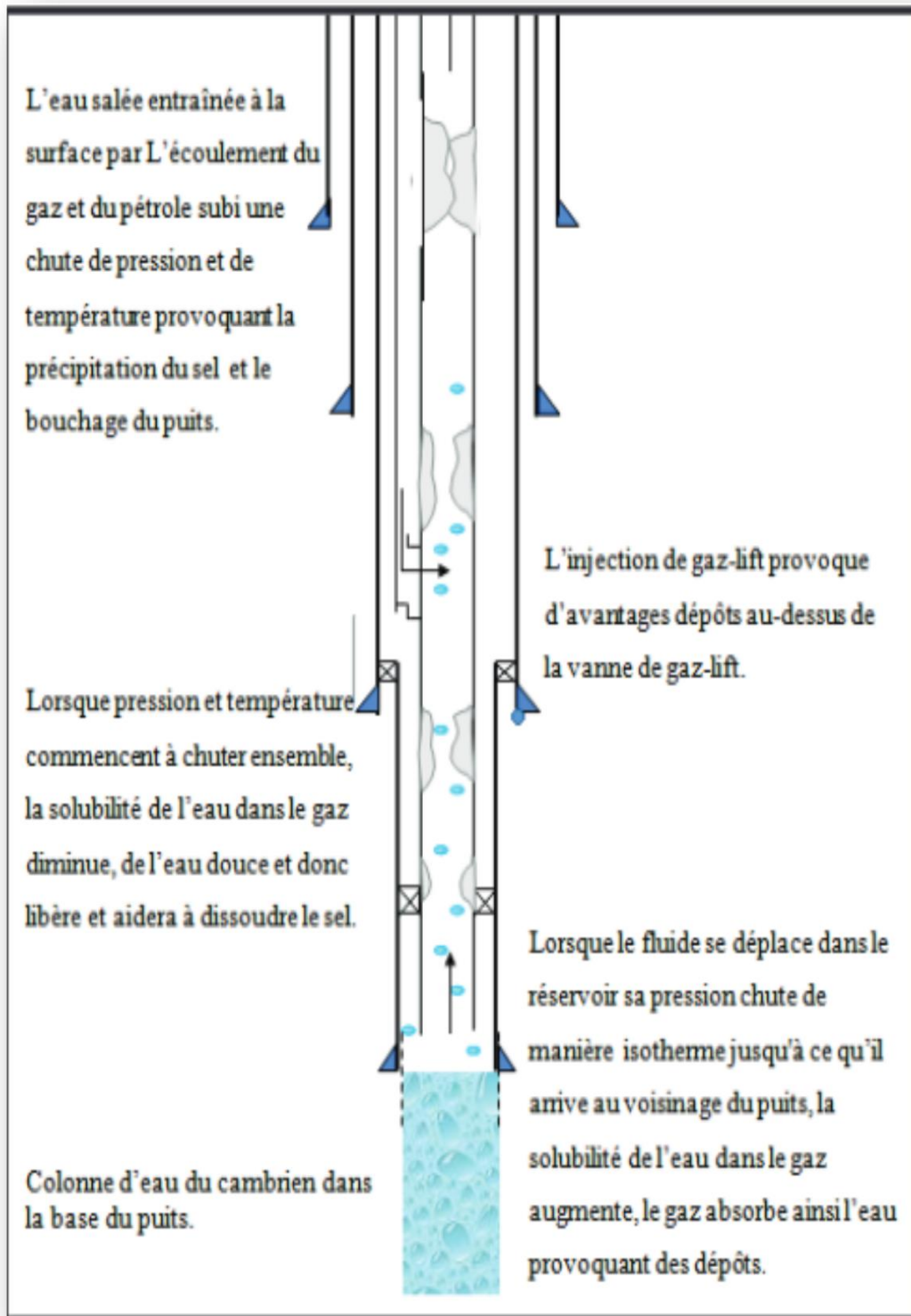


Figure II.17 : modèle de précipitation (déposition) de sel. [4]

Chapitre III

Formation et Traitement des Dépôts Minéraux au Champ de Hassi Messaoud

III.1. Les dépôts minéraux

III.1.1. Généralités

Dans l'industrie pétrolière l'eau est un fluide indispensable pour plusieurs utilisations et résolutions de problèmes tel que le maintien de pression dû à l'épuisement de l'énergie des puits et ainsi utilisée comme un fluide thermique dans les circuits de refroidissement.

Quoi qu'en essayant de résoudre un problème on tombe dans un autre plus dangereux, cette eau provoque la corrosion et l'entartrage. Le tartre connu sous le nom des dépôts, qui est une menace majeure pour l'industrie pétrolière produisant des effets néfastes sur l'écoulement des fluides dans le puits et la roche réservoir dues au blocage totale des installations de production ainsi le bouchage des pores de la roche réservoir.

D'autre part, les pertes économiques liées aux dépôts peuvent être importantes et les dégâts industriels et environnementaux provoqués sont principalement :

- ❖ la réduction de la section de passage des canalisations avec la dégradation de l'état de surface par les tartres adhérents augmentant les pertes de charge et par conséquent les dépenses énergétiques liées à la circulation des fluides
- ❖ l'accumulation de dépôts compromet la sécurité en causant des dommages aux équipements de production, tels que pompes électriques et constitue aussi un danger pour la santé, parce que certains dépôts sont formés de matières radioactives naturelles (MRN). [11]

III.1.2. Les conditions de formation de tartre

Initialement, les minéraux des eaux de formations sont dissous et en équilibre avec ceux de la roche réservoir donc un système en équilibre, lors du forage ou l'exploitation la dynamique du système change due à la modification des conditions thermodynamiques, c'est alors que le procédé d'apparition des dépôts et de la corrosion prend place.

Les eaux de formations contenant des concentrations importantes de calcium dissous favorisent la formation de tartre de calcite (Ca CO_3), les deux types les plus courants de

dépôts de calcium (Ca) sont le sulfate de calcium (Ca SO_4) et le carbonate de calcium (Ca CO_3). Ce dernier apparaît en premier lieu en raison de changements de pression partielle du CO_2 , de température et de pH des fluides de production, tandis que la formation de tartre de sulfate de calcium est d'origine secondaire associée principalement au mélange des eaux d'injection et de formation incompatibles.

Le dépôt de fer est un problème majeur dans les gisements d'hydrocarbures qui a été ignoré pour la plupart du temps à cause de la difficulté de son identification et de sa prévention ainsi qu'il est moins présents dans les champs pétroliers que les dépôts des groupes Ba et Ca.

Les dépôts de baryum sont représentés par deux principaux constituants minéraux: dépôts de sulfate de baryum (Ba SO_4) et dépôt de carbonate de baryum (Ba CO_3). Le sulfate de baryum, la baryte ou barytine, s'avère être le dépôt le plus répandu du groupe du Baryum, sa précipitation se produit lors du mélange de deux types d'eaux incompatibles (par exemple l'eau de formation et l'eau d'injection contenant le cation Ba^{2+} et l'anion SO_4^{2-} respectivement conduisant à la précipitation de Ba SO_4) tandis que le carbonate de baryum se produit principalement en raison de la décompression de gaz CO_2 dans les eaux de formation saturées en Ba^{2+} . [11]

III.1.3. Les facteurs favorisant la formation des dépôts

Les principaux facteurs de la formation des dépôts sont :

Chute de pression

Lors de la production, la pression diminue et au fur à mesure de sa réduction certains gaz dissous dans l'eau de formation s'échappent créant un déséquilibre dans le système et de ce fait la formation des dépôts. En effet, la diminution du dioxyde de carbone CO_2 par exemple, perturbe l'équilibre bicarbonate-carbonate, ce qui augmente la probabilité de formation du dépôt de carbonate de calcium et la restriction de l'écoulement des fluides.

Changement de température

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

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

De façon générale, une élévation de température de 40° à 90° C provoque une augmentation de la solubilité de BaSO_4 et une diminution des solubilités de CaSO_4 et de SrSO_4 . Le gypse $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ présente une solubilité maximale à 43°C qui diminue à mesure qu'on s'éloigne de cette valeur de température

Changement des caractéristiques minérales

Un changement dans les caractéristiques minérales des eaux, pourrait conduire à la formation de dépôts en raison du changement des forces ioniques des ions en solution. La concentration totale des sels (sels totaux) contenus dans l'eau constitue un facteur important.

Exemple:

- la solubilité du carbonate de calcium augmente avec l'augmentation des sels totaux dissous,
- La présence de chlorures (NaCl) dissous ou d'ions sulfates ou d'autres ions que ceux de calcium dans l'eau augmente la solubilité du gypse $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ou de l'anhydrite CaSO_4 ,
- La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau est également favorisée par la présence des sels étrangers dissous.

Mélange des eaux incompatibles

Lors de la récupération secondaire, l'eau injectée contenant de divers minéraux et qui est mélangé à l'eau de formation provoque un changement dans les caractéristiques minérales et ainsi l'apparition des dépôts à cause de leurs incompatibilité.

III.1.4. La prévision de la formation des dépôts

La prévision de la formation de dépôt est possible en calculant le produit de solubilité du composé de dépôt dans une large gamme de conditions thermodynamiques. Ces conditions thermodynamiques sont essentiellement la pression et la température avec des variations des compositions chimiques des solutions. Les effets des ions, en excès dans la solution, sont les

seuls à considérer pour prédire la solubilité. La solubilité indique le degré de précipitation (de dépôt) ou la capacité de formation de tartre. [11]

III.1.5. La solubilité

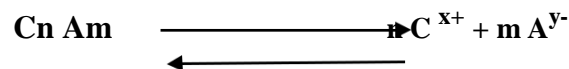
La solubilité est la capacité d'une substance, appelée soluté, à se dissoudre dans une autre substance, appelée solvant, pour former un mélange homogène appelé solution. Autrement dit c'est la faculté d'une substance à passer en solution. C'est une grandeur physique dite S et qui est exprimée généralement en g/L ou en mol/L.

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

La solubilité S est en fonction de produit de solubilité, ce dernier permet de classer les composés en fonction de leur concentration limite de précipitation. Plus il est faible, plus la substance est insoluble [7]

Lois de solubilité

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



C: cation de valence X

A: anion de valence Y

(NX=MY)

La constante de dissociation s'écrit : $\frac{[\text{C}^{x+}]^n \times [\text{A}^{y-}]^m}{[\text{C}_n \text{A}_m]} = \text{constante}$

(Suivant des conditions thermodynamiques données)

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

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

III.1.6.Processus de formation des dépôts

Sursaturation

La précipitation dépend de produit de solubilité, elle n'est produite que si un degré de saturation de soluté est atteint, lorsque la solubilité d'un composé est atteinte dans une solution, celle-ci est dite saturée. Si la concentration en soluté dépasse la solubilité, la solution est dite sursaturée.

D'autre part, pour que la période de germination commence le degré de saturation doit dépasser le produit de solubilité et qui est exprimé par :

$$\sigma = C_{sel} / C_{p sel}$$

σ : degré de saturation

C: la concentration du sel à t = 0

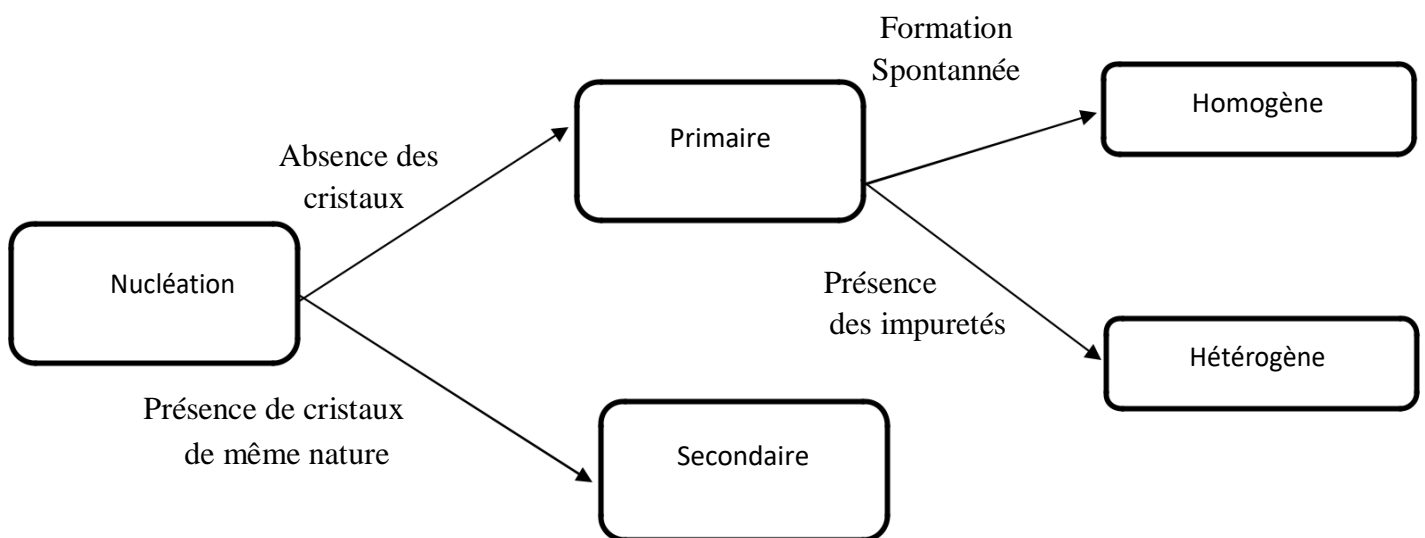
Cp: la concentration à l'équilibre thermodynamique

Formation des germes (nucléation ou germination)

La nucléation correspond à l'étape de formation des plus petits cristaux thermodynamiquement stable, appelés germe ou nuclei. Une fois la sursaturation est établie, un certain laps de temps appelé temps d'induction est nécessaire pour que les germes apparaissent.

C'est une étape déterminante dans le processus de précipitation et qui dépend des conditions du milieu de croissance, citant : valeurs de la sursaturation et de la concentration, nature et concentration des impuretés. Les germes peuvent être formés par différents mécanismes présentés ci-dessous.^[14]

Figure III -1 : Les différents modes de nucléation ^[15]



La nucléation primaire est définie par l'apparition des cristaux de la phase considérée dans une solution qui en était dépourvue, ceci par opposition à la nucléation secondaire, où les nouveaux germes proviennent de cristaux de la même phase, existant déjà dans la solution. La nucléation primaire se divise également en deux types :

- ✓ **Nucléation homogène** : les cristaux apparaissent au sein de la solution sans contacts particuliers avec les parois du cristalliseur ou toute autre particule solide
- ✓ **Nucléation hétérogène** : les nouveaux cristaux se forment sur un support, un substrat, qui peut être une paroi, une poussière, un cristal d'une autre phase ou éventuellement de la même phase [14]

Croissance cristalline

Une fois que le germe a atteint sa taille critique, il va évoluer vers un état de plus grande stabilité. Pour cela, il va augmenter son volume par apport de matière tant que le système est sursaturé. Généralement, les différentes faces cristallines ont des vitesses de croissance différentes, c'est ce qui va définir la structure et la forme du cristal dont 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. [14]

Agglomération et agrégation

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

- ✓ La coagulation ou la floculation qui mettent en jeu des forces faibles de type van der Waals ;
- ✓ L'agrégation qui consiste en un assemblage rigide de particules cristallines

individuelles. Les liaisons entre les particules sont alors des ponts cristallins ;



L'agglomération qui est un assemblage plus ou moins lâche de particules.

L'agglomération peut intervenir en l'absence de sursaturation, ce mécanisme concerne plus particulièrement les particules de taille inférieures à l'échelle de turbulence définie par l'échelle de Kolmogorov (10 à 50 μ m en réacteur agité) [15]

III.2. Les inhibiteurs :

III.2.1. Définition :

En chimie, ce sont des composés dont l'action est d'inhiber une réaction chimique c'est-à-dire de la ralentir ou de l'arrêter. Ils agissent sur la vitesse de la réaction. On peut les qualifier comme ayant une action contraire des catalyseurs. Ils sont des composés utilisés à des concentrations bien déterminées pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins. [7]

Ils sont utilisés dans le domaine industriel, citons par exemple le domaine pétrolier, tels que les puits producteurs, les réservoirs du pétrole, les circuits d'eau, d'huile et l'installation de production. Sans négliger leur utilisation pour le traitement des eaux, par exemple: l'eau sanitaire, eau de procédés industriels, eau de chaudière

III.2.2. Types des inhibiteurs :

Il existe deux types:



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



inhibiteurs anti corrosion : Ce sont des composés chimiques qui s'ajoutent à faibles concentrations au milieu corrosif, pour ralentir ou stopper le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu. [18]

III.2.3. Propriétés des inhibiteurs

L'activité : L'activité d'inhibiteur se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction; donc absence de produit des réactifs, pour une concentration donnée, il est avantageux d'entendre au maximum l'air actif.

La sélectivité: La sélectivité se traduit par l'absence du produit ou le dépôt

qu'on veut l'éliminer, pour une concentration d'inhibiteur donnée. Il est avantageux d'atteindre au maximum de l'air actif.

La stabilité: Une bonne stabilité se caractérise par le fait que l'inhibiteur n'évolue plus dans les conditions de mise en œuvre afin d'éviter la perte d'activité

Les conditions de sécurités: L'inhibiteur qu'on doit choisir doit répondre à certaines conditions de sécurités et de protection de l'environnement.

Le prix: Même si l'inhibiteur possède toutes les propriétés caractéristiques, qui viennent d'être citées, il lui reste une dernière exigence à satisfaire, supporté à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs au point de vue de prix. Du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en œuvre. [9]

III.2.4.Mécanisme de l'inhibition

Ils peuvent agir sur la période de germination, sur la période de croissance, ou sur les deux en même temps.

❖ **Influence sur la période de germination :**

C'est la perturbation de la stabilité thermodynamique des nucléons de croissance (pour la cristallisation homogène). Le mécanisme d'inhibition implique alors l'adsorption d'espèces d'inhibiteur, ce qui provoque la dissolution des cristaux d'embryon de sulfate de baryum par exemple.

L'ensemble des inhibiteurs agissant sur la germination, ont pour effet d'augmenter le temps de germination 'TG' ou de la latence. L'augmentation de TG est donc fonction de la concentration en produit anti-dépôt utilisé, il existe cependant une valeur CI au-delà de laquelle l'augmentation de TG devient négligeable. Deux manières sont possibles:

- **diminuer la nucléation homogène:** c'est-à-dire, les agents tartriques vont modifier le rayon critique des germes;
- **diminuer la nucléation hétérogène:** dans ce cas, les produits vont s'adsorber sur les surfaces possédant des sites de nucléation hétérogène [11]

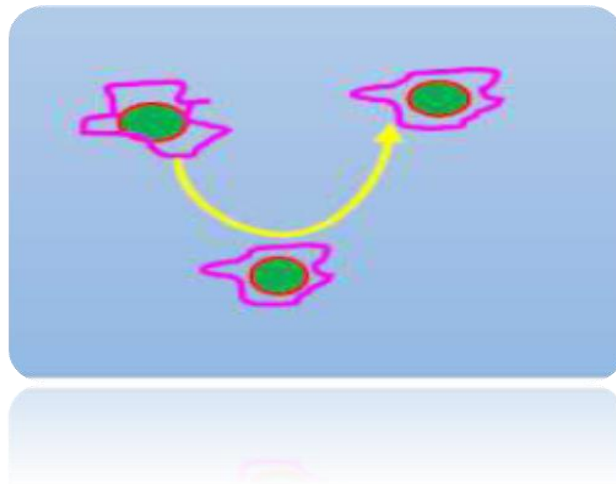


Figure III .2 : Dispersion des nucléus formés [16]



Influence sur la période de croissance :

C'est l'interférence ou blocage des processus de croissance des cristaux (pour la croissance cristalline homogène). Le mécanisme d'inhibition implique alors une adsorption irréversible d'espèces d'inhibiteur dans les sites actifs de croissance des cristaux, ce qui entraîne leur blocage

L'action de ces produits sur la période de croissance peut avoir plusieurs effets:

- diminuer la vitesse de croissance maximum V_0 ;
- élever le faciès des cristaux obtenus et/ou diminuer l'adhérence des cristaux formés sur les surfaces.

Tous les inhibiteurs de tartre montrent une capacité à agir à travers les deux mécanismes de croissance et de nucléation du cristal. Cependant, la plupart des espèces agit principalement à travers l'un de ces mécanismes pour obtenir une inhibition de dépôt.^[11]

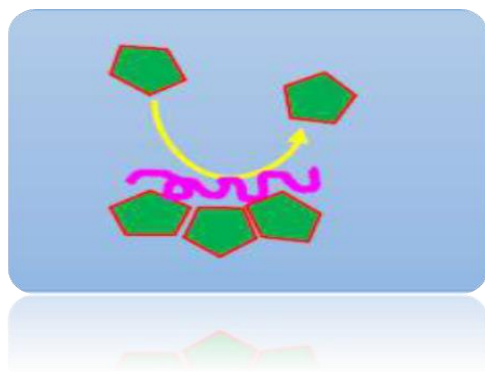


Figure III.3 : Stabilisation des nucléus en croissance [10]

III.3. Les moyens de lutte contre les dépôts à Hassi Messaoud

Dans le champ de HMD, Il est recommandé d'utiliser des techniques de prévention contre la formation des dépôts pour empêcher le problème avant qu'il est survenue, une fois le dépôt est formé des technique de traitement et de destruction sont utilisées.

III.3.1. Traitement préventif

L'eau de dessalage est traitée par des produits chimiques de traitement appelés inhibiteurs des dépôts (**AD32, Biocide, inhibiteur de corrosion**), ils sont additionnés à l'eau de dessalage dans le but d'inhiber la formation de sulfate de baryum, cet inhibiteur n'est pas efficace seulement pour la formation des sulfates de baryum mais aussi pour les carbonates et les oxydes.

III.3.1.1. Les inhibiteurs

Il existe trois types d'inhibiteurs utilisé dans le champ HMD :

a-AD32 : C'est un **inhibiteur** de dépôt utilisé pour le traitement des circuits d'eau afin d'éviter la précipitation des sels de calcium, de strontium, de baryum, et empêcher la croissance des germes de $BaSO_4$

b-Biocide : dit aussi Bactéricide « NALC06209 » est un produit destiné à détruire, repousser ou rendre inoffensifs les organismes nuisibles, pour éviter la corrosion bactérienne des composants métallique de la complétion

c-Inhibiteur anti corrosion



Figure III.4.:inhibiteur de corrosion et Biocide utilisé dans la station Z14 HMD

III.3.1.2. Les stations de traitement dans le champ de Hassi-Messaoud

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

Sur le site de HMD on trouve 8 stations de traitement localisées sur les différentes zones. Ces stations sont contrôlées à distance ce qui permet d'avoir des informations et la possibilité d'intervenir rapidement sur :

- ✓ Concentration des produits de traitements
- ✓ programmation injection des bactéricides en continue ou par choc
- ✓ taux de corrosion
- ✓ niveau bacs
- ✓ marche et arrêt pompes etc...
- ✓ Débits d'eau injectée

Toutes ces informations vont nous permettre d'optimiser le traitement chimique.^[1]



Les stations de dessalage des puits salés

Station Z14 : Située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur de la base IRARA), et traité les puits huiles salés de la zone Est.

✓ Elle Comprend 6 cuves de 1000 litres.

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

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

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

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

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

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

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

✓ Elle Comprend 3 cuves de 1000 litres.

➤ **Les stations des puits injecteurs d'eau (maintien de pression)**

Station E2A : Située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteur de la zone Est.

✓ Elle Comprend 4 cuves de 3000 litres.

Station OMP 53 : Située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord-Est.

✓ Elle Comprend 2 cuves de 3000 litres et 2 cuves de 5000 litres.

Station OMN 77 : Située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord.

✓ Elle Comprend 4 cuves de 5000 litres.

Station W1A

Station W2A

❖ **Chaque station comprend :**

✓ 03 à 07 cuves (le volume des cuves varie de 1000, 2000, 3000, 5000 litres)

✓ Chaque cuve dispose d'un transmetteur de niveau indiquant le niveau du produit contenu dans la cuve.

- ✓ Chaque cuve dispose de deux pompes d'injection de produits chimiques travaillant en redondance.
- ✓ Chaque pompe est équipée de manomètre pour indiquer la pression de refoulement.
- ✓ Un filtre est utilisé pour filtrer les impuretés contenues dans l'eau, il est purgé de deux façons :
 - Soit après un laps de temps défini
 - Soit quand le delta P augmente. Un transmetteur de pression différentiel est installé à cet effet pour mesurer la pression en amont et en aval du dit filtre.
- ✓ Des sondes d'analyse en ligne sont installées pour mesurer la propriété corrosive de l'eau (voir annexe x).
- ✓ Un débitmètre est installé pour la mesure du débit d'eau traitée.
- ✓ Chaque station dispose d'une RTUFF de INVENSYS équipée d'un bloc d'alimentation 220V et d'une radio en bande UHF.^[1]

III.3.2. Traitement curatif

Les traitements curatifs ce sont des opérations des nettoyages des puits par :

- Travail au câble
- Lavage à l'eau
- Snubbing
- Coiled tubing
- Traitement au reformat dans le cas des dépôts organique
- Traitement à l'acide dans le cas des dépôts carbonates ^[19]

III.3.2.1. Méthode de destruction mécanique par travail au câble

Le travail au câble est l'ensemble des travaux effectués à l'intérieur du tubing par l'intermédiaire d'une ligne en fil d'acier, introduite et descendue dans le puits pour placer ou repêcher les outils et les instrumentations de mesure nécessaire à une exploitation optimale.

❖ Procédé de destruction :

La méthode consiste à descendre un train d'outils de travail au câble composé de différents outils et termine à son extrémité inférieure soit par :

Le gauge - coupeur (couteau calibreur), qui est employé pour rompre les ponts de sel par battage.

Les gratteurs « Scratcher » sont destinés à ramoner le tubing, à condition d'éliminer Les débris ramontent, en faisant débiter le puits pendant le grattage pour limiter les risques de Coincement.

Le piston libre, destine à la destruction des ponts de sel sans l'interruption de la production.

Ces opérations s'effectuent :

- Périodiquement : avec une fréquence de (8 jours à 2 mois) pour des puits à faible salinité.
- En continu : avec une fréquence de (1 à 5 jours) pour des puits à forte salinité.

III.3.2.2. Dessalage par lavage :

Dans le champ de Hassi Messaoud le lavage à l'eau douce est une technique plus efficace dans le cas où la quantité de sel déposé est très importante et la technique de travail au câble s'avère inefficace. Le levage à l'eau douce a deux rôles fondamentaux :

- Diluer l'eau de gisement d'une façon à éviter la formation des dépôts dans les éléments de fond lors de la vaporisation partielle de l'eau.
- Laver et re-dissoudre les dépôts qui pourraient se former avant le mélange des deux eaux L'eau utilisée à HMD pour l'injection d'eau dans les puits salés est soutirée de la nappe albien qui se trouve à une profondeur de 800 à 1200 m et qui a une salinité de 0.7 g/l Donc assez éloigné de la saturation en Na Cl. L'eau alimentant la station de traitement provient d'un puits producteur de l'eau de l'alien Les produits chimiques injectés dans l'eau sont :

-Bactéricides « NALC06209 »

- Inhibiteurs de corrosion : la quantité injectée est de 20 à 35 p.p.m.

- Désémulsifiants (la teneur de brut ne doit pas dépasser 40 à 60 mg/l pour le sel, et 0,1%

Pour l'eau.^[19]

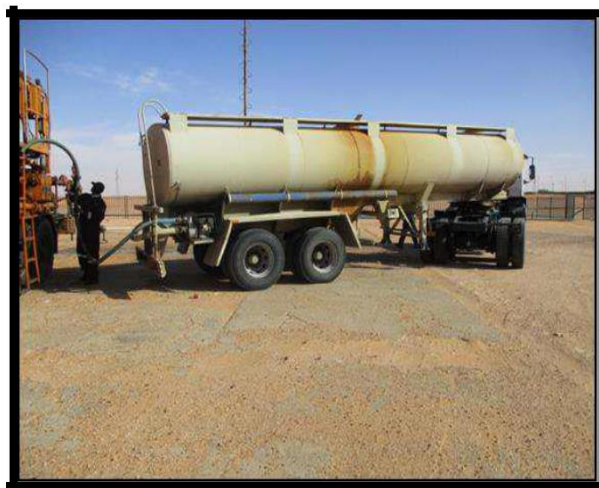


Figure III.5 : Unité de pompage et stockage de l'eau de dessalage^[1]

III.3.2.3. Dessalage pressurisé :

C'est le nouveau projet de dessalage pour le champ HMD, dans le champ Sud il contient 34 puits raccordés et en service.

La différence entre les deux méthodes de dessalage est la limitation par rapport à la pression d'injection continue surtout les puits à double injection (GL+ Eau) est 120 bars mais la pression de réseau pressurisé est 230 bars.

Le tableau et les figures ci-dessous représentent le nombre des puits traités par dessalage pressurisé en chaque satellite dans le champ Sud de HMD pour l'année 2019 :

Tableau III.1 : Nombre de puits traités par dessalage pressurisé^[5]

Satellite	P dessalage pressurisé	Nombre des puits
2em étage	0	7
W1A	0	54
W2A'	1	26
S1A	2	63
LDHP	2	83
LDBP	2	16

DIFFERENT DEPOTS MINERAUX AU CHAMP HASSI MESSAOUD

E2A	4	37
HGA	5	33
HGAW	8	23
W2A	10	63
E1C	10	76
W1C	16	109
Total	60	590

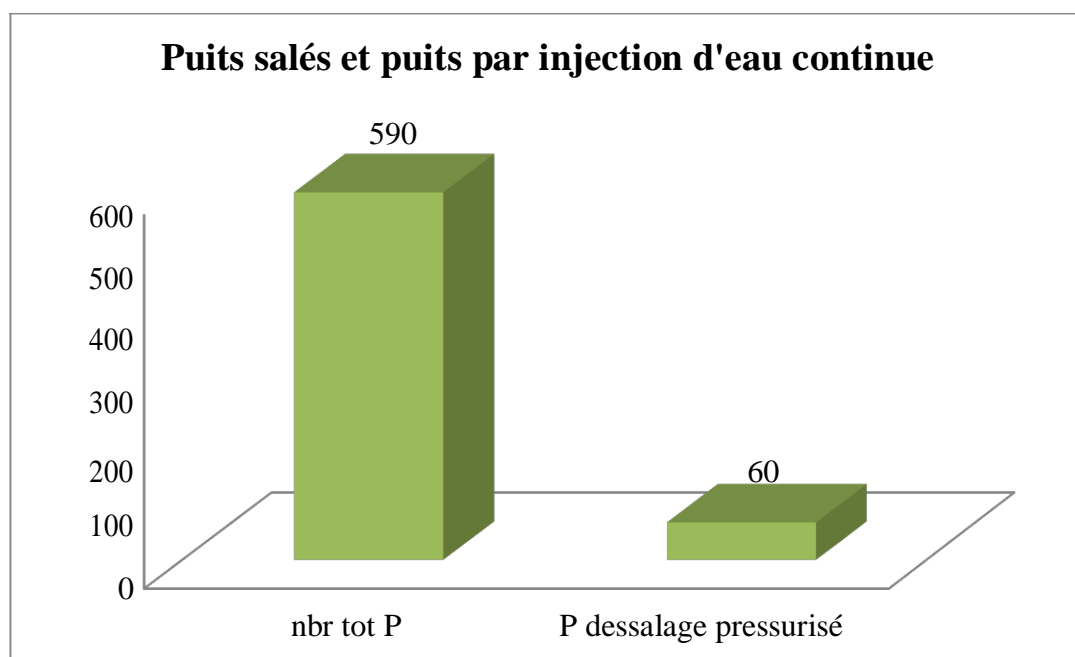


Figure III.6 : les puits salés et les puits traités par dessalage pressurisé dans le champ Sud de HMD (2019)^[5]

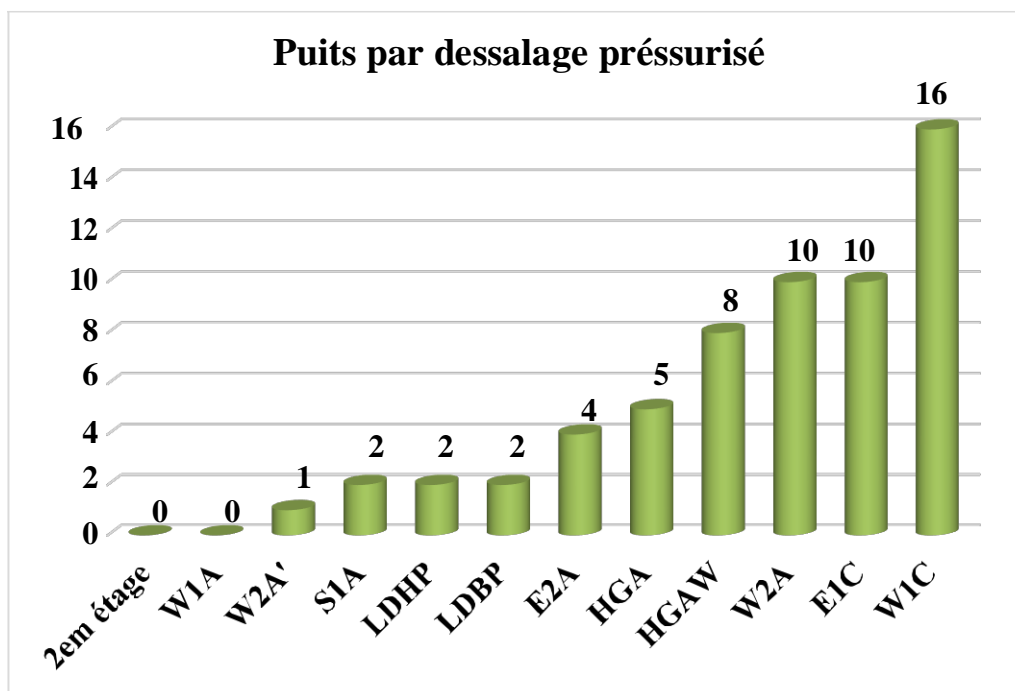


Figure III.7: Puits traités par dessalage pressurisé dans le champ Sud de HMD (2019) ^[5]

III.3.2.4. Lavage périodique (d'eau par bouchons) :

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production.

Le volume d'eau à injecter varie de 2 à 5 m³ d'eau traité, des fois plus. L'eau descend par gravité dans le tubing, en dissolvant sur son passage les cristaux de sel adhérents sur le tubing, ils arrivent dans le découvert au bout de 10heures.

Le puits est ensuite remis en production, le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyer vers le centre de production. Selon les puits, les bouchons d'eau constituant le mode de traitement normal de certain puits, pour d'autres sont alternés bouchons d'eau et grattage au câble. La fréquence des bouchons d'eau est très variable. Lorsque la période de bouchage est déterminée, et que le puits n'est pas un bon producteur, les interventions ont lieu régulièrement et sont programmés d'avance.

Sur autres puits, et en particulier les bons producteurs, on préfère de reculer le bouchon le plus possible, et ce n'est que lorsque le grattage devient long et difficile que l'on a recours au bouchon d'eau.

L'injection des bouchons d'eau se fait en 03 modes :

En circulation

Tête de puits fermé

Balayage ligne



Avantages

- Venir en aide au travail au câble dans les cas de coincements d'outils.
- Détruire les dépôts dans les tubes perforés ou crépine, ou il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils sans risquer une rupture d'attache.



Inconvénients des bouchons d'eau

- En raison des **10** heures de fermetures, les bouchons d'eau occasionnent des pertes importantes de production, sauf dans le cas d'une complétion sans packer.
- Risque de tuer le puits dans le cas où la pression de fond est très faible ou faible indice De productivité.^[19]



Injection continue

Pour les puits de salinité supérieur à 5000 mg/l et bons producteurs, le travail au câble et les bouchons d'eau n'étaient pas une solution durable. En effet l'opération d'entretien, rapprochés et parfois longues occasionnaient une perte de production importante et dans certains cas ne suffisaient même plus à maintenir le puits a son régime normal de production.

Techniquement la solution s'est avérée intéressante et elle a donné de bons résultats et par la suite elle a été généralisée sur l'ensemble des puits nécessitant ce type de traitement. En exploitation normale, en dehors de traitement de l'eau et de ses conséquences, un puits ainsi équipé nécessite des contrôles wire-line réguliers afin de ne pas se laisser surprendre par de dépôts qui pourraient boucher le tubing d'injection de petit diamètre ou les interventions sont délicates^[19]

Le tableau et les figures ci-dessous représentent le nombre de puits traités par injection d'eau continue en chaque satellite dans le champ Sud de HMD pour l'année 2019 :

Tableau III.2: Les puits d'injection d'eau continue^[5]

Satellite	Injection d'eau continue	Nombre des puits
W2A	20	63
W1C	33	109
2em étage	1	7
S1A	4	63
HGAW	7	23
E2A	4	37
W2AP	3	26
E1C	31	76
LDHP	2	83
LDBP	3	16
W1A	3	54
HGA	5	33

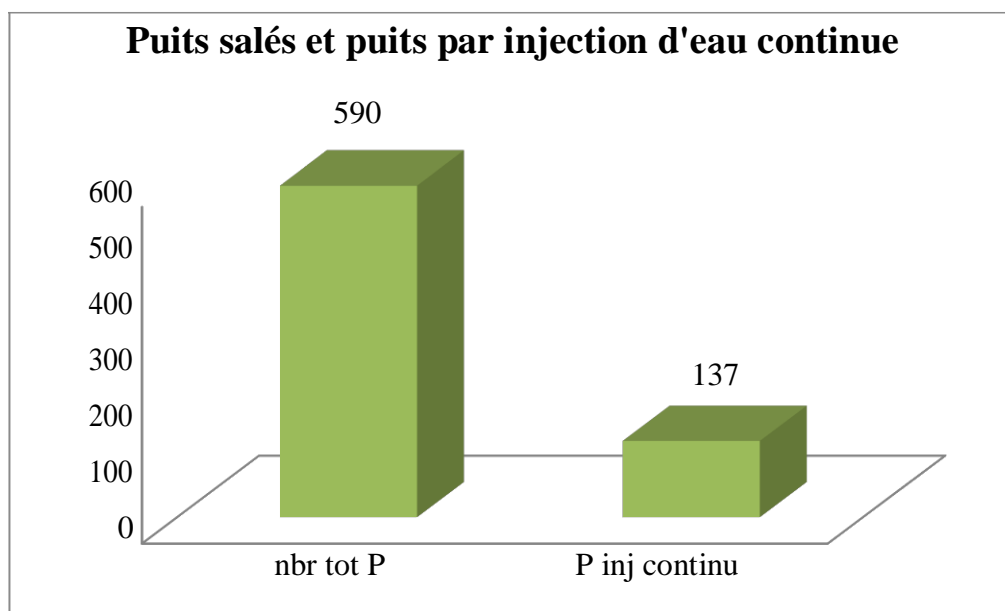


Figure III.8: les puits salés et les puits par injection continue dans le champ Sud de HMD (2019) ^[1]

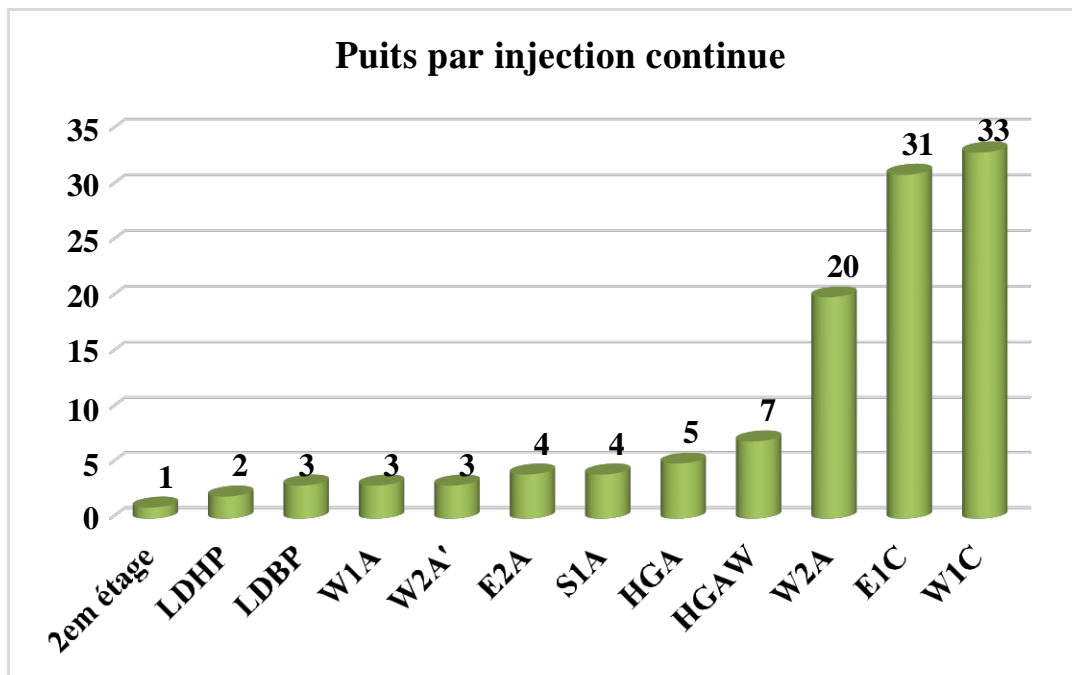


Figure III.9 : Les puits traités par injection d'eau continue champ Sud de HMD (2019)^[5]



Les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche:

Où elle peut dissoudre les cristaux de sel s'il y en a, mais ça agit surtout du fait qu'il reste en partie de l'eau adsorbée dans la roche et sert de diluant de l'eau de gisement après la mise en production. L'effet de cette opération peut prendre une longue période.

[19]



L'effet de l'injection d'eau

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation :



Des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.



De précipité ou de dépôts (les asphaltènes, paraffine,...) suite à la baisse des seuils de solubilité,



D'émulsion,

III .3.2.5.Snubbing

L'unité de Snubbing permet bien entendu d'effectuer, mais avec une mise en œuvre plus longue. Il permet en outre :

- ✓ Des nettoyages de dépôts durs nécessitant du poids sur l'outil et de la rotation ;
- ✓ De mettre en place un tubing concentrique (Descente ou changement CCE) «permanent» pour l'injection d'inhibiteur, pour gaz lift,.....)
- ✓ Certaines instrumentations (repêchage de poisson wire line ou coiled tubing laissé dans le puits)
- ✓ Traitement des abords du puits
- ✓ Lavage des parois du réservoir à l'eau ou à l'acide.

Le repêchage nécessite la neutralisation du puits avant le début de l'opération, pour des normes de sécurité, donc la neutralisation et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

- **Le colmatage des perforations**
Au cours d'opération de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

- **Changement de mouillabilité**
La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

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

- **Formation d'une émulsion**

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à savoir ici:

- ✓ L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir;
- ✓ Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser.^[1]

III.3.2.6. Coiled tubing :

❖ L'acidification

L'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits (soit en attaquant la matrice proprement dite pour contourner le colmatage, soit en détruisant les agents générant le colmatage) peut générer de nombreux problèmes tels que :

- ✓ une attaque du ciment intergranulaire libérant des particules fines ou des grains de sable
- ✓ des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité.^[1]

Chapitre IV

***L'impact Des Dépôts minéraux
Sur La Production Du Champs Sud
De Hassi Messaoud***

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

IV.1. Introduction

Le Champ SUD de Hassi Messaoud contient 638 puits distribués par 9 satellites [E1C, EPF-HTF, E2A, EPF-HGA, W1A, W1C, W2A', S1A, W2A, CIS (LDHP, LDBP, 2eme étage)].

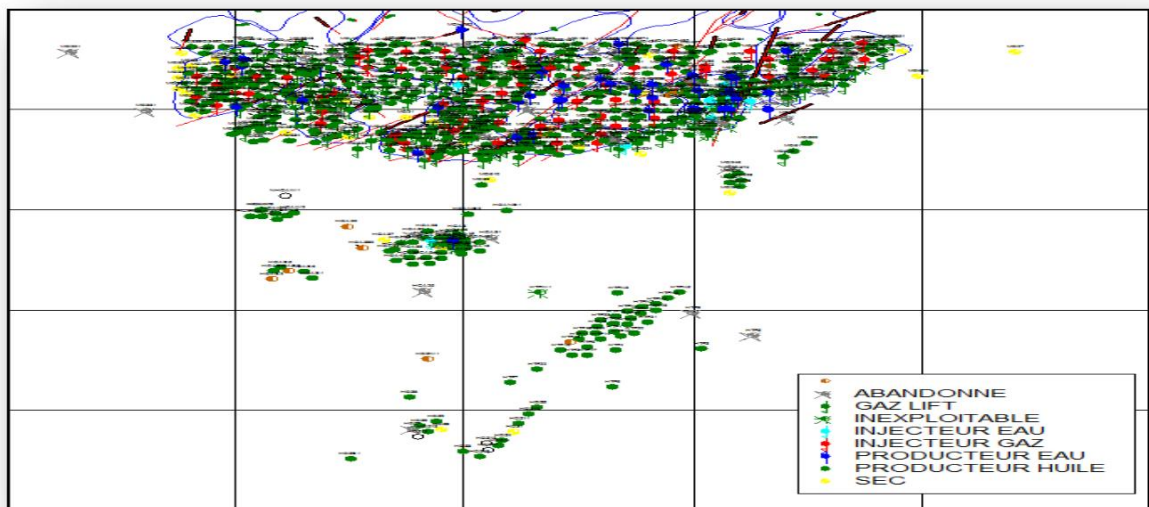


Figure IV.1 : Carte du Champ Sud [5]

Les dépôts minéraux dans ce champ provoquent non seulement des pertes économiques mais aussi des dégâts industriels citant principalement :

- ❖ Réduction de la productivité des puits ;
- ❖ Bouchages des tubings et des lignes entraînant des arrêts;
- ❖ Pertes en production, Cas des différentes stations;
- ❖ Dysfonctionnement des équipements tels que: Duse, les vannes de surface...

Dans ce chapitre nous présentons l'impact de ces dépôts sur la production du Champ Sud de Hassi Messaoud

IV.2. Les pertes de production

- **Perte planifiées** : ce sont des pertes dues aux opérations planifiées pour régler les problèmes rencontrés dans les puits, qui présentent des fréquences connues de bouchage où chute de débit. L'acquisition des données en termes de paramètres de surface du puits permet d'établir une stratégie de production dans laquelle nous proposant les fréquences des opérations à remédier aux problèmes rencontrés, les pertes engendrées par ces opérations prés –établies sont les pertes planifiées.
- **Pertes non planifiées** : Ce sont toutes les pertes qui sont dues aux opérations non planifiées, par exemple dans les opérations d'interventions par WL, le coincement du train de WL où le coupage du câble, engendre des pertes non planifiées en production. Ces dernières peuvent résulter des coûts massifs et importants par rapport aux pertes planifiées, tel que le cas du coincement du train de WL au fond, qui nécessite la fermeture du puits engendrant des pertes considérables en production. [8]

IV.2.1. Les pertes dues aux dépôts de sel

Les dépôts de sel provoquent la réduction de diamètre de passage de l'effluent et même le bouchage total dans certains cas soit au niveau de puits soit au niveau d'installation de surface (flow line) ce qui crée des pertes considérables.

Les figures ci-dessous représentent le manque à produire due aux puits salés dans le Champs Sud de Hassi Messaoud pour l'année 2019 :

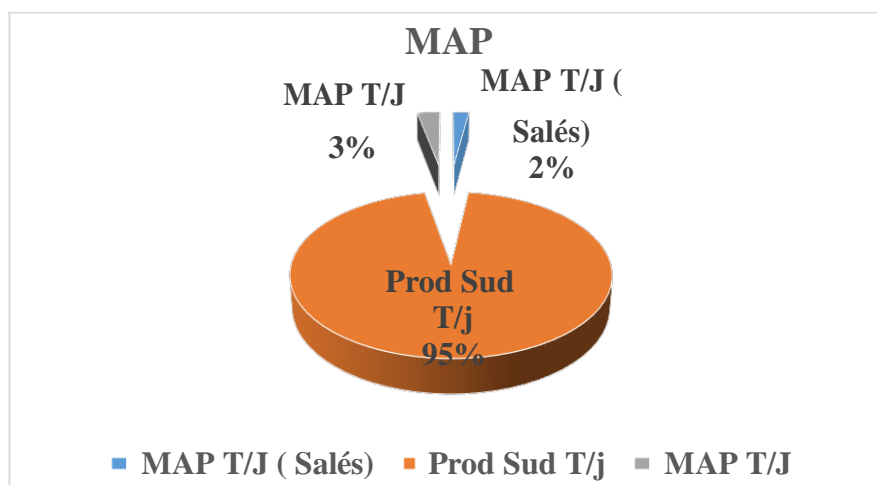


Figure IV. 2 : Pourcentage du MAP des puits salés du champ Sud (2019) [5]

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

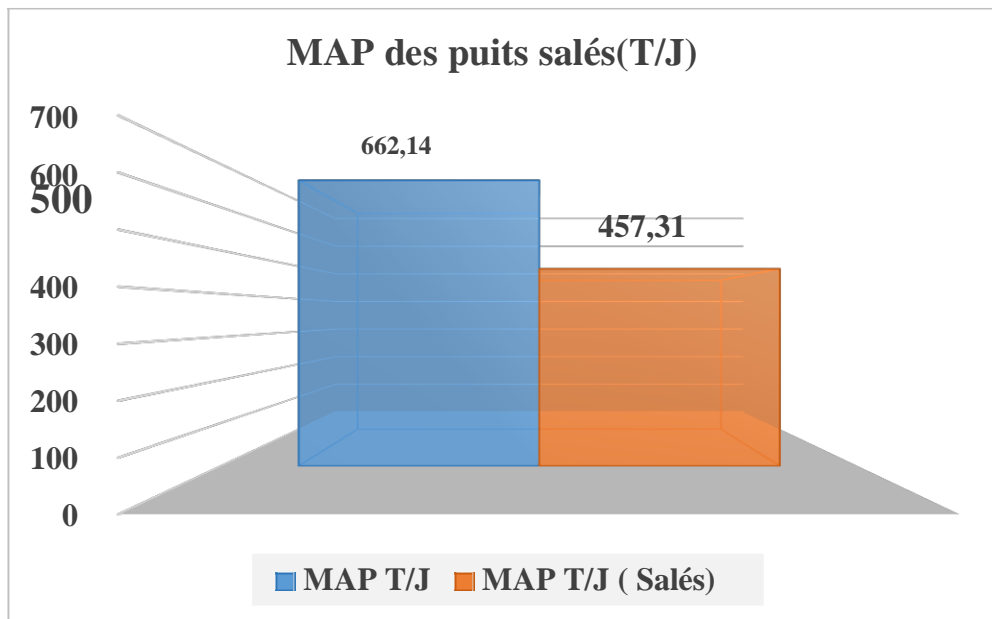


Figure IV.3 : Manque à produire du Champ Sud dû aux puits salés (2019)^[5]

IV.2.2. Les pertes dues aux bouchons d'eau

Le temps de fermeture du puits pour que l'eau puisse atteindre la cote inférieure de puits et dissoudre le sel varie d'un puits à un autre selon : la salinité d'eau produite par le puits, la nature et la solubilité du sel lui-même en fonction des conditions du puits (T° , P). Ce temps de fermeture qui peut durer jusqu'à 10 heures impose une perte de production très considérable du point de vue économique.

Le tableau et les figures ci-dessous représentent le manque à produire et le temps de fermeture du puits dus aux bouchons d'eau effectués pour l'année 2019 :

Tableau IV .1: Perte de production par satellite dues aux BE (2019) ^[5]

Satellite	MAP(T)	Down Time(h)
HGA	0	0
HTFM1	0	0

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

2em étage	137	56
HTFM2	193	42
LDBP	1503	1561
W2A	1972	1842
HGAW	2742	751
W2A'	4420	2557
E2A	5112	2667
LDHP	8198	5463
S1A	8264	5742
W1A	8625	6894
E1C	15097	8446
W1C	23889	14463
Total	80152	50484

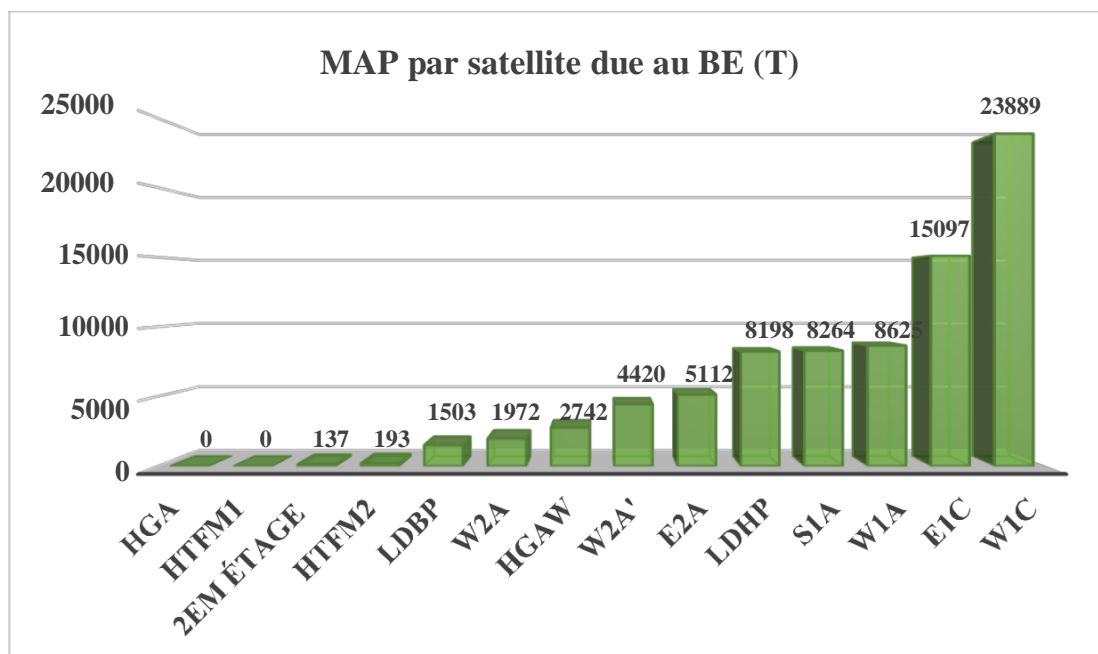


Figure IV.4 : MAP du Champs Sud par satellite dû aux bouchons d'eau (2019) [5]

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

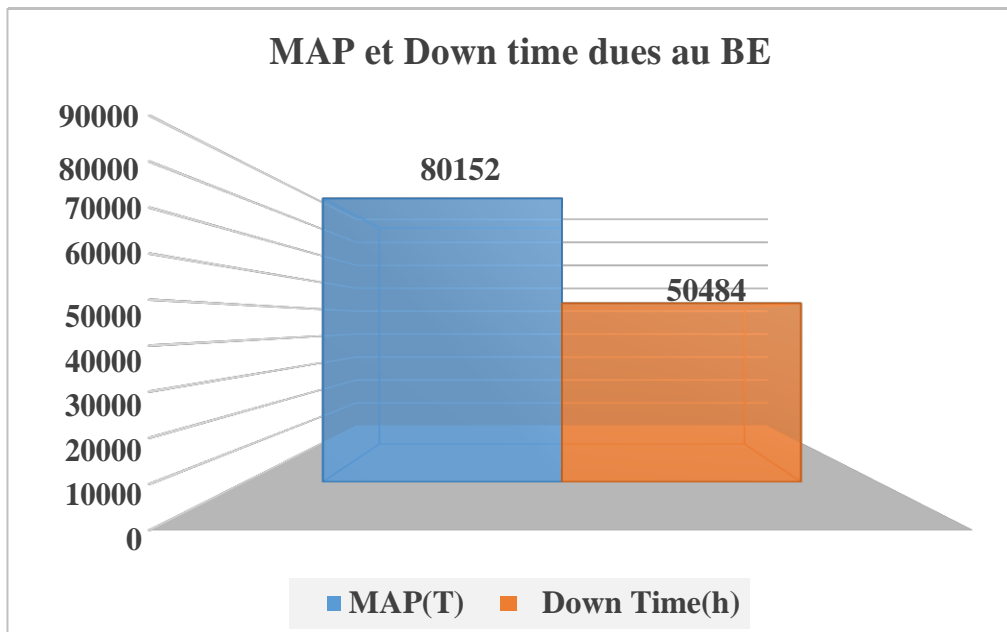


Figure IV.5 : MAP et temps de fermeture des puits du Champs Sud par satellite dû aux bouchons d'eau (2019) [5]

D'après les résultats ci-dessus, on voit que le satellite W1Ca un manque à produire énorme (23889 T) en effet de nombre des puits salés qu'il contient ce qui implique la nécessité des bouchons d'eau réguliers ce qu'il a provoqué une telle perte de production

IV.2.3. Les pertes dues au nettoyage (clean out) :

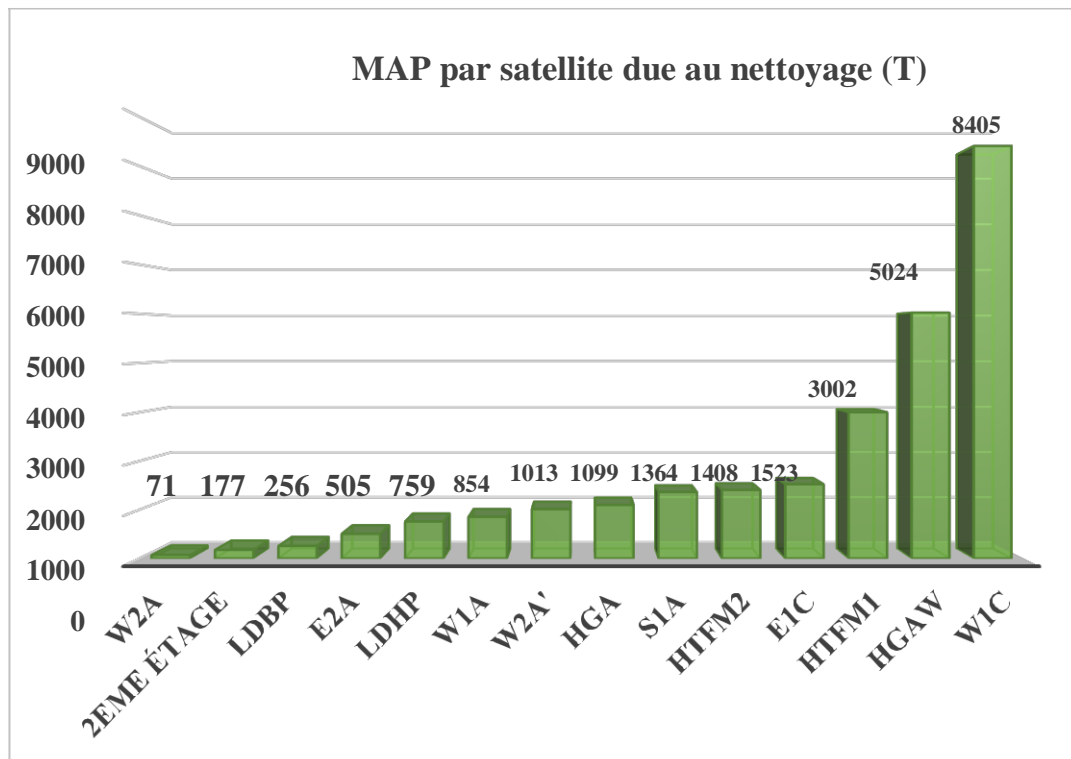
Le tableau et les figures ci-dessous représentent le manque à produire et le temps de fermeture du puits dus au nettoyage des puits salés pour l'année 2019 :

Tableau V.2 : Perte de production par satellite dues au nettoyage (2019) [5]

Satellite	MAP(T)	Down Time(h)
W2A	71	33
2eme étage	177	55
LDBP	256	233
E2A	505	277

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

LDHP	759	424
W1A	854	667
W2A'	1013	649
HGA	1099	709
S1A	1364	618
HTFM2	1408	629
HTFM1	3002	1298
HGAW	5024	1820
W1C	8405	3951
E1C	1523	434
Total	25460	11797



FigureIV.6 : MAP du Champs Sud par satellite due au nettoyage (2019) [5]

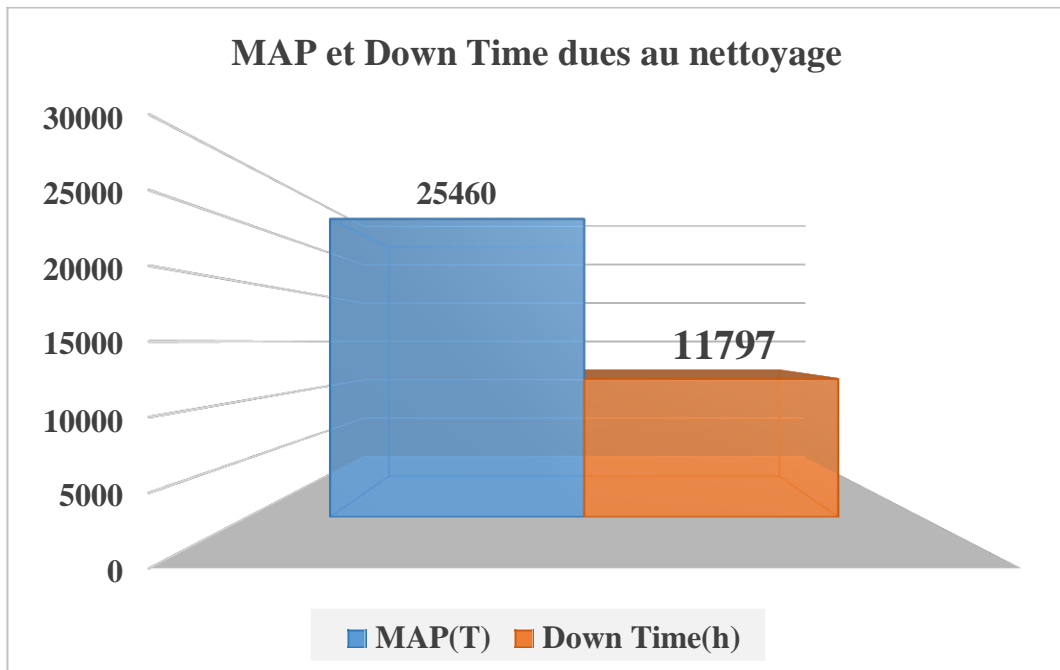


Figure IV.7 : MAP et temps de fermeture des puits du Champ Sud du au nettoyage (2019) ^[5]

D'après les résultats ci-dessus on voit que le satellite W1C a le plus grand manque à produire (8405 T) en effet de nombre des puits salés qu'il contient ce qui implique la nécessité du nettoyage continue.

IV.2.3. Les pertes dues aux contrôles de WL

Les puits producteurs sont soumis très fréquemment à des contrôles par WL, dans le but d'assurer que le passage dans le tubing est libre et de vérifier la profondeur finale des puits. Cette opération sert notamment à détecter la cote des dépôts et à effectuer des grattages pour nettoyer le tubing. Pour permettre au train du Wire Line de descendre au fond de puits il faut contrôler la section de passage pour minimiser le débit et diminuer la pression, et dans certains cas nécessite même la fermeture du puits, notamment au risque du coincement du train de WL.

Le tableau ci-dessous montre des exemples du coincement de WL et son effet sur la production :

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

Tableau IV.3 : Pertes de production dues au coincement de WL^[1]

Satellite	Puits	MAP (T)	Down Time(h)	Date de fermeture	Q huile (m ³ /h)
S1A	MD466	23	24	22/03/2015	1.26
				24/06/2015	
E1C	MD513	431	88	07/02/2013	7.12
				28/06/2013	

IV.2.4. Les pertes dues au bouchage de CCE

Parmi les problèmes liés au problème de dépôts, il y a le bouchage des CCE, celui-ci a lieu lorsque les injections continue d'eau et/ou les bouchons d'eau ne sont pas suffisants pour traiter le problème de sels (problèmes de pompe BSB) au bien lorsqu'il y a tendance à la formation du BaSO₄.

Tableau IV.4 : Pertes de production dues au bouchage de CCE^[1]

Satellites	Puits	MAP(T)	Down Time(h)	Date de fermeture	Q huile (m ³ /h)	Type de CCE
W1C	MD475	1770	1770	18/09/2017	3.55	Concentrique
				17/10/2017		1" 900
E1C	MD53	103	134	1.4	10/11/2017	Concentrique
					16/11/2017	1" 900

IV.2.5. Les pertes dues aux opérations de Snubbing

Le tableau et les figures ci-dessous présentent un exemple de puits au Snubbing, pour le nettoyage de fond ou le changement de la concentrique de dessalage pour l'année 2017

Tableau IV.5 : Pertes dues aux opérations de Snubbing pour l'année 2017^[1]

Satellite	Puits	MAP(T)	Down time (h)	But de l'opération
W2 A'	HGA33	29	170	Nettoyage de fond
S1A	MD433	563	513	Changement CCE 1"660 et nettoyage fond

IV.2.6. Pertes dues aux traitements de dépôts de sulfate de baryum :

➤ Pertes dues au Scale Blaster :

Les puits salés qui ont besoin de nettoyage à l'eau traitée (par des inhibiteurs) pour résoudre les sels et éviter la création de BaSO₄ parce que l'efficacité des additifs diminue entre les stations et les puits. Ces puits ont aussi besoin de traitement mécanique (scale blaster) dans le cas de formation de BaSO₄

Le tableau ci-dessous montre des exemples de puits où le scale blaster a été effectué et son effet sur la production :

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

Tableau IV.6 : Pertes dues à la stimulation des puits (Scale Blaster + traitement de l'eau)^[5]

Satellite	Puits	MAP(T)	Down Time	Q huile (m ³ /h)
E1C	MD411	2046	1109	4.37
W2 A'	HGA8	1520	912	4.06

➤ **Pertes dues aux opérations de Snubbing**

Le tableau présente des exemples des puits du sulfate de baryum en Snubbing de l'année 2017 pour le nettoyage de fond (scale blaster et changement de concentrique bouché par les BaSO₄)

Tableau IV.7 : Pertes dues aux opérations de Snubbing à cause de dépôt de BaSO₄ (2017)^[1]

Satellite	Puits	MAP(T)	Down Time(h)	But de l'opération
E1C	MDZ651	1413	352	Remontée CCE 1"660, puncher 4"1/2 et redescence CCE 1"660
W1C	MD264	266	249	Nettoyage de fond

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

IV.3. La production et le manque à produire de Champ Sud de Hassi Messaoud(2019) :

La perte totale en production du champ est la somme des pertes planifiées et non planifiées. Le tableau et les figures ci-dessous représentent la production et le manque à produire du champ pour l'année 2019 :

Tableau IV.8 : la production et le MAP dans le champ SUD HMD (2019)^[5]

Satellites	Q Huile (m ³ /j)	MAP (m ³ /j)	Q Huile (T/j)	MAP (T/j)
LDBP	282,22	280,7	225,776	224,56
2em étage	400,75	39,53	320,6	31,624
HGA	795,78	1065,98	636,624	852,784
HTFM2	1640,54	141,7	1312,432	113,36
HTFM1	1662,05	246,31	1329,64	197,048
W2AP	1672,02	120,94	1337,616	96,752
W2A	1739,56	893,49	1391,648	714,792
W1A	1812,12	319,51	1449,696	255,608
HGAW	2457,35	407,73	1965,88	326,184
S1A	2795,77	488,93	2236,616	391,144
LDHP	3282,31	793,6	2625,848	634,88
W1C	3758,56	2340	3006,848	1872,416
E1C	5151,3	1207,22	4121,04	956,776
Total	27439,81	8347,68	21959,048	6678,144

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

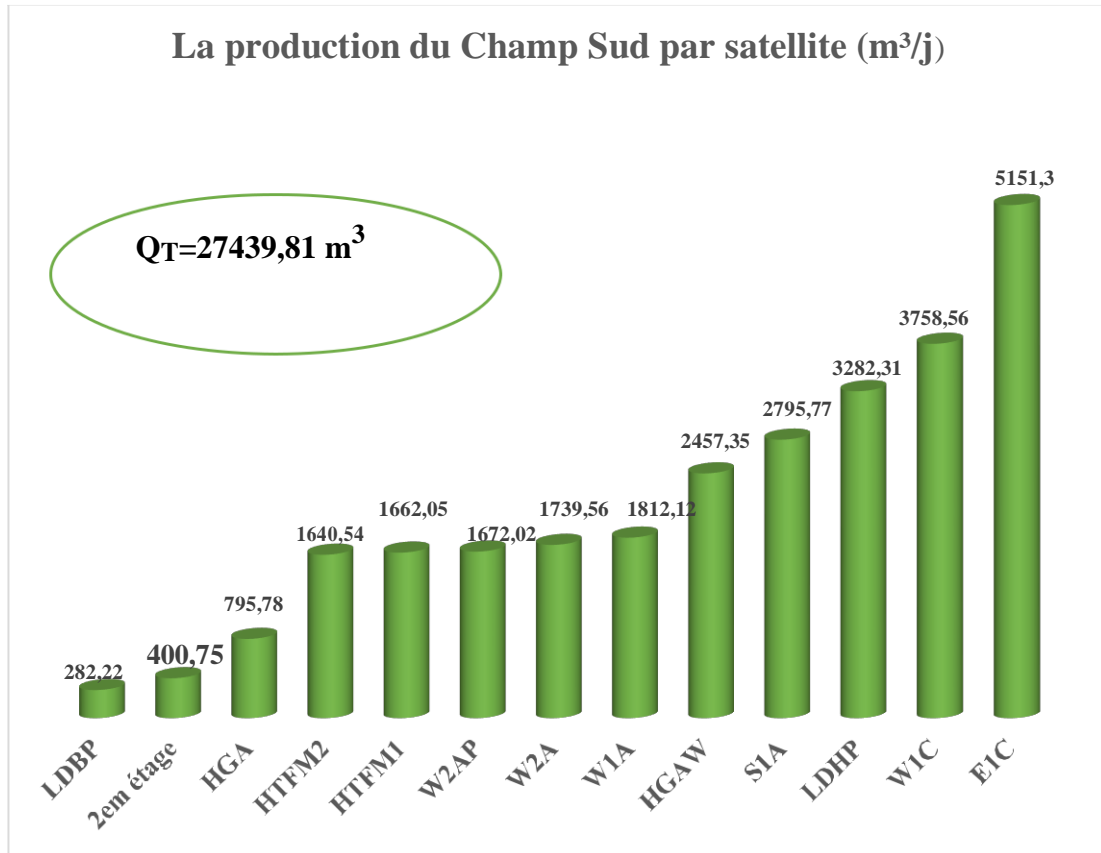


Figure IV.8 : La production du champ SUD par satellite [5]

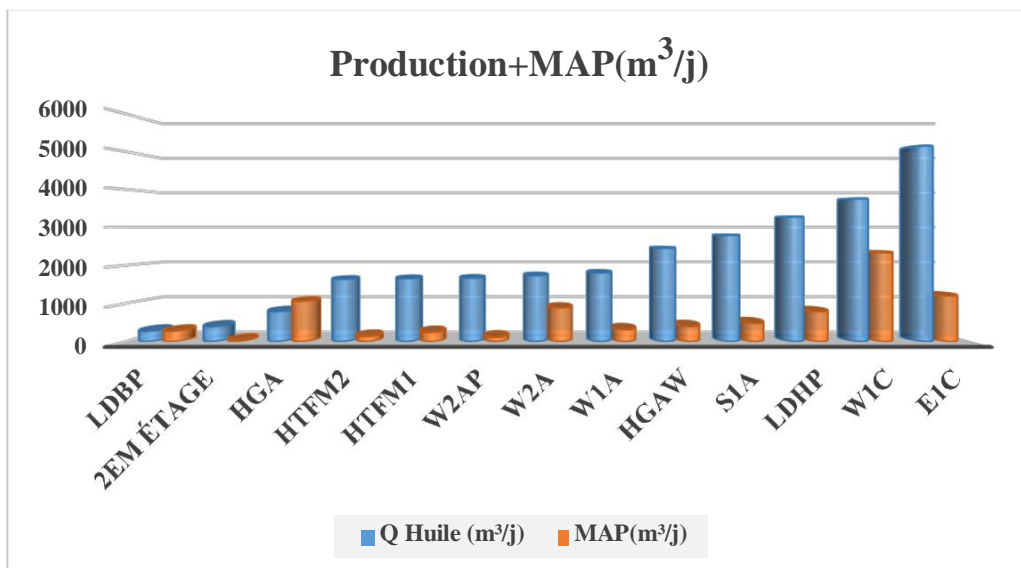


Figure IV.9 : La production et le manque à produire par satellite (2019) [5]

L'IMPACT DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAMP SUD DE HASSI MESSAOUD

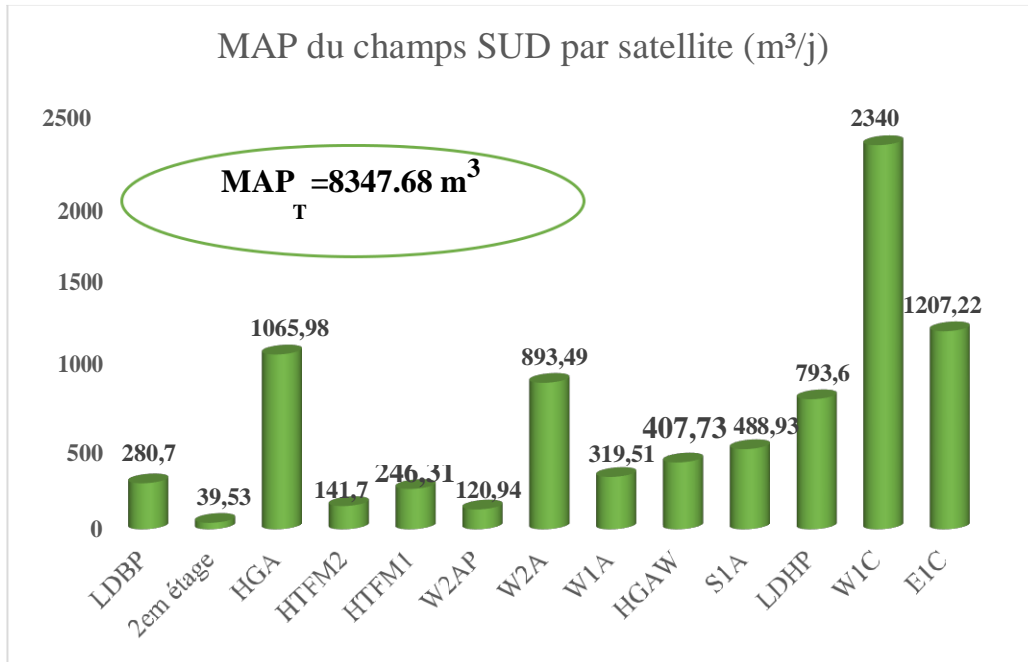


Figure IV.10 : Le manque à produire du Champs SUD par satellite (2019) [5]

Chapitre V

*Analyse des dépôts de sel et sulfates
de baryum et leur impact sur la
production*

V.A. Puits Salés : puits MD369

V.A.1. Historique du puits

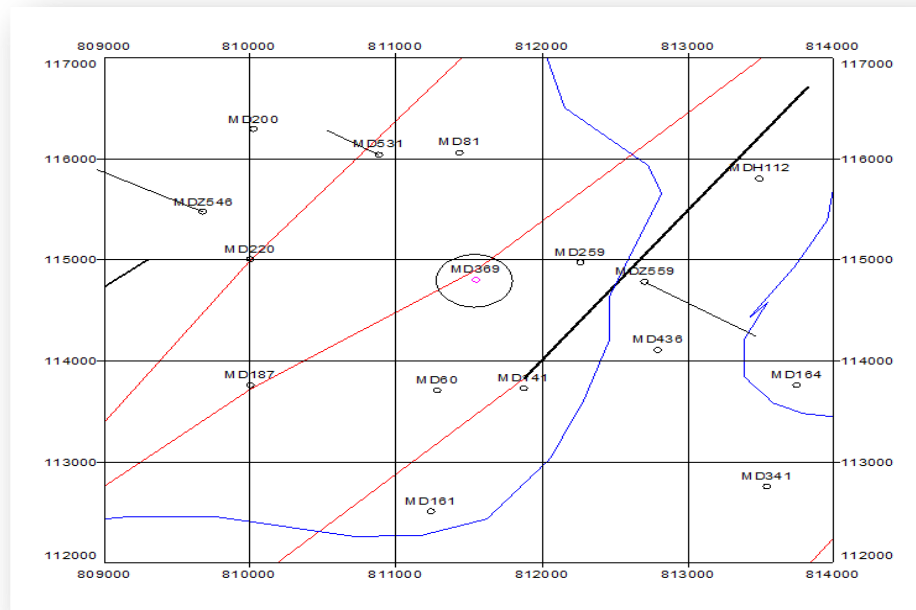


Figure V.1 : carte de localisation du puits (MD369)

Le puits **MD369** est un puits producteur d'huile foré verticalement en 20/04/1983 (date fin de forage), puis repris en short radius le 02/07/2009 à une profondeur de 3693 m dans la zone 24 (zone complexe) du champ de Hassi Messaoud. Il est alimenté par l'injection de gaz et de l'eau.

V.A.2. Problème du puits

Le puits **MD369** est connu par les problèmes de sels NaCl qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing ce qui a provoqué une diminution de débit d'huile récupéré et l'augmentation du manque de production.

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

V.A.3. Les Dernières opérations

Tableau V.1: Résultats des dernières opérations

Date début	Date fin	Type
15/02/1983	19/04/1983	COMPLETION
16/04/2009	14/05/2009	WORKOVER
29/01/2018	29/01/2018	WIRELINE
06/08/2019	06/08/2019	NETTOYAGE FOND
13/08/2019	15/08/2019	SNUBBING

V.A.4. Les dernières mesures :

Le tableau ci-dessous montre les dernières mesures du puits MD369 :

Tableau V.2 : les dernières mesures du puits MD369

Type	DST	Null	PFS
Dates	07/04/1983	11/01/1984	29/01/2018
Pg (kg/cm ²)	285,7	254,81	191,43
PFD (Kg/cm ²)	212	166,74	/
IP	0,94	0,49	/
HKP	89	145	/
HKL (Hw"Kyz)	212	/	/
SKIN	-1	7,35	/
Pt (kg/cm ²)	2,8	30,8	/
Débit (m ³ /h)	4,3	4,34	/
Observation	DST_N.4	EP_BU	PFSà3175, 95m

V.A.5. Identifier le problème du puits

Le problème du puits et ses conséquences sur la production ont été identifiés selon les tests faits sur le puits et l'étude de son historique

✓

Test de jaugeage

Le débit de production est mesuré par ce test ainsi que d'autres paramètres dont les résultats sont montrés dans le tableau ci-dessous

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

Tableau V.3 : Résultats des tests de jaugeage

Date de Mesure	Duse (mm)	Pression (Kg/cm ²)		Q Huile m ³ /h	GOR (sm ³ /sm ³)	Débit eau récupéré (l/h)
		Tête	Pipe			
01/03/2012	11	28	19,9	3,18	155	0
03/04/2012	11	21,5	20,5	1,79	155	0
02/05/2012	11	25,2	20,8	2,78	73	0
13/08/2012	15	28	21,8	3,57	160	450
30/09/2012	15	24,5	19,8	4,54	270	100
10/12/2012	15	30,5	21,7	10,3	146	0
23/12/2012	15	30	22,5	2	122	0
26/01/2013	12,7	34,2	21,2	8,18	187	340
06/08/2013	14	28,68	23,17	3,06	89	133
19/12/2019	14	39,13	18,2	4,2	634	3265
02/02/2020	14	39,11	16,39	3,8	710	2319

D'après les résultats de jaugeage, on mentionne :

- Une diminution intensive de débit de **10.3 m³/h** jusqu'au **2m³/h** correspond à une chute de **8 m³/h** ce qui montre l'intensité de ce dépôt malgré les traitements préventifs prise en considération.
- La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de production

V.A.6.Traitement du puits MD369

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

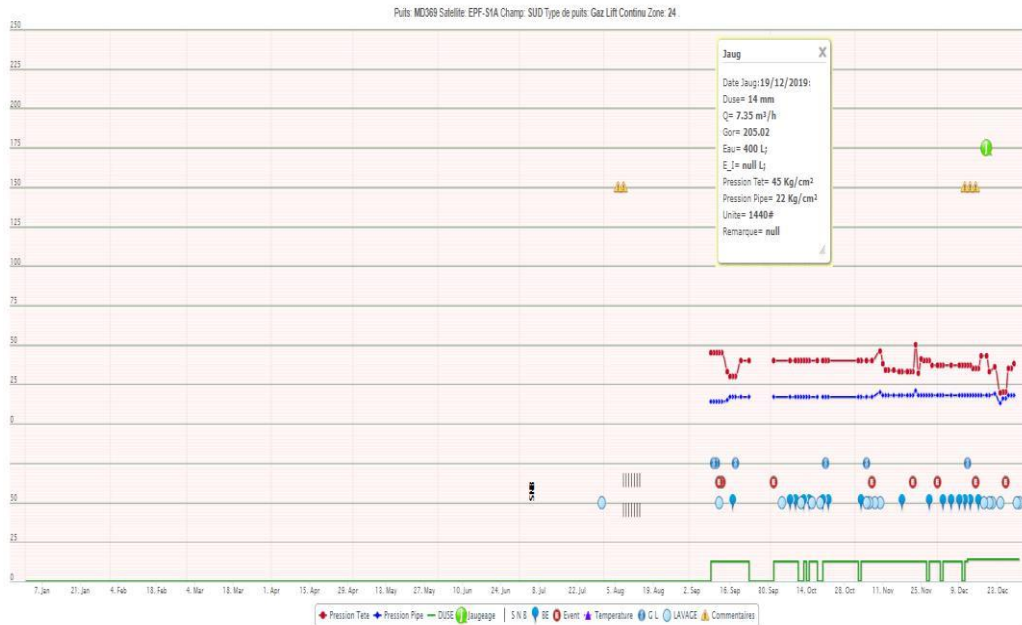


Figure V .2 : Production et traitement du puits MD369

Le puits **MD369** nécessite périodiquement des injections des bouchons d'eau à puits fermé, et aussi des nettoyages au coiled tubing (clean out à l'eau traité) ainsi que des opérations de grattage afin d'éviter le coincement des outils wire line et coiled tubing à l'intérieur du puits. Ces sels, qui sont dissous dans l'huile au fond du puits or dans l'eau récupéré, provoquent le bouchage du tubing et des installations de surface après leur remontée à la surface.

D'après la figure ci-dessus, on voit la fréquence des bouchons d'eau qui nécessite 10h de fermeture du puits ce qui est un temps mort pour la production, pour cela leurs volume et nombre est limité, en effet l'influence des dépôts sur le puits et sa production nécessite un traitement curatif, ce dernier lui-même provoque une perte de production en gardant le puits fermé pour des heures et ce qui est illustré ci-dessous :

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

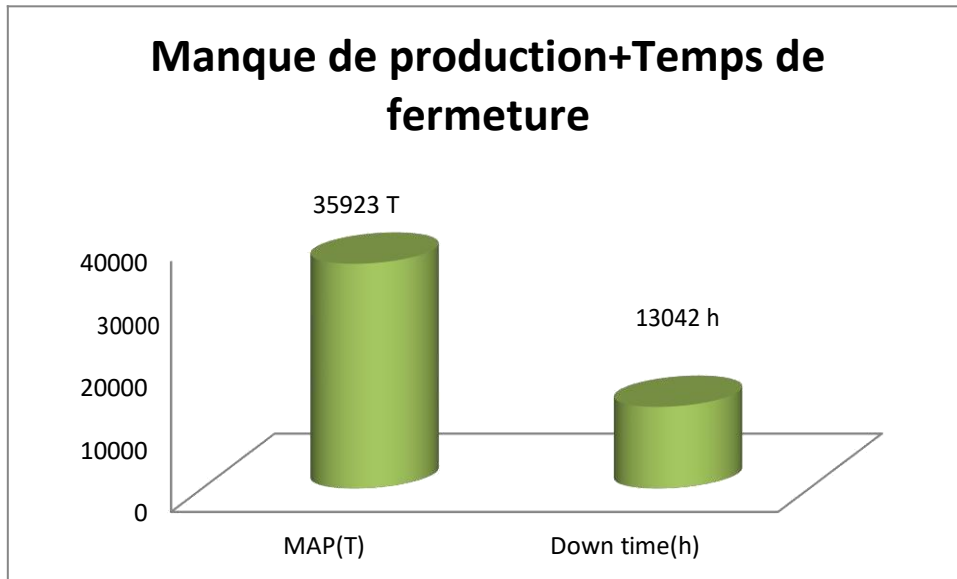


Figure V.3: MAP et le temps de fermeture de puits MD369

V.A.7.L'impact de dépôts de sels sur la production du puits MD369

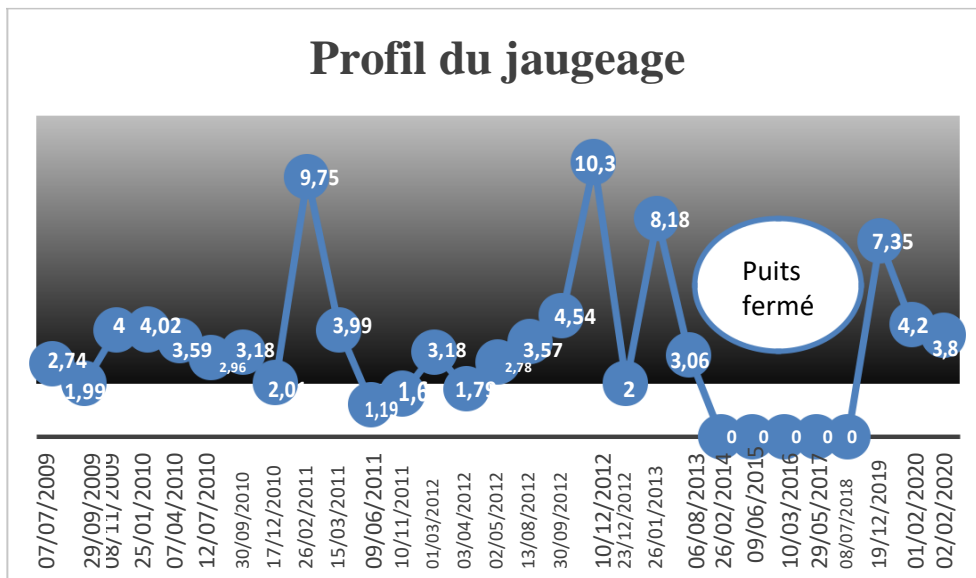


Figure V.4: Jaugeage du puits MD369

D'après le profil de jaugeage, on remarque l'instabilité du puits, les chutes de débit de production sont dus à la disposition des sels dans le tubing empêchant le passage d'huile vers

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

la surface, l'intensité de ce dépôt correspond à une perte de production importante et qui est montré par la fermeture du puits depuis 2013 jusqu'à 2019 avec manque de 186192 Tonne d'huile produite.

✱ **Cause de fermeture du puits en 2013 :** à cause de la disposition de dépôts de sel dans le puits, ce dernier était en attente de raccordement de gas lift et l'eau pour le dessalage par injection continue, ainsi que les essais de démarrage négatif pendant ces années. D'autre part, la tombée du poisson dans le fond du puits du au coincement à cause de la dureté de dépôt jusqu'à l'année 2019 que le puits a repris la production.

V.B. Puits à Sulfate de baryum (HGA8)

V.B.1. Historique du puits

Le puits **HGA8** est un puits producteur d'huile vertical foré en 27/09/2002 (date fin de forage) à une profondeur de 3493.55 m dans la zone HZP du champ de Hassi Guettar Entretenu par injection d'eau en continue pour dessalage

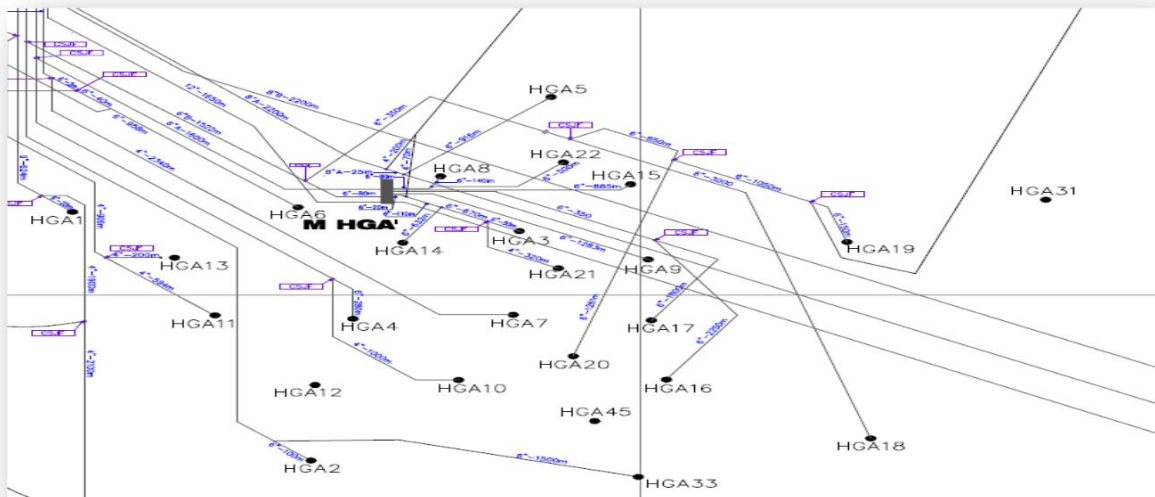


Figure V.5 : Carte de localisation du puits HGA8 [5]

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

V.B.2. Problème du puits

Le puits HGA8 est connu par les problèmes des dépôts sulfate de baryum $BaSO_4$ et de sels $NaCl$, causant des bouchages fréquents de tubing ce qui provoque d'autre part la diminution de capacité de la production.

V.B.3. Les dernières opérations

Tableau V.4 : Résultats des dernières opérations

Date début	Date fin	Type
06/10/2002	13/10/2002	COMPLETION
28/09/2017	17/11/2017	WORK OVER
09/01/2019	14/02/2019	SNUBBING
19/01/2019	19/01/2019	NETTOYAGE FOND
21/12/2019	21/12/2019	WIRELINE

V.B.4. Les dernières mesures :

Tableau V .5 : les dernières mesures du puits HGA8

Type	DST	Null
Dates	06/01/2002	21/10/2006
Pg (kg/cm ²)	460.24	441.36
PFD (Kg/cm ²)	425.17	388.73
IP	1.042	0.111
HKP	5490	678
HKL (Hw''Kyz)	/	/
SKIN	14.4	15.7
Pt (kg/cm ²)	195.9	80
Débit (m ³ /h)	34.25	6.76
Observation	/	/

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

B.5. Identifier le problème du puits

Ce problème a été identifié par des :

- ✓ **Test de jaugeage** : Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres caractérisant de brut tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau.

- ❖ **Test de puits (Wire Line)**

- ❖ **Résultat de test de jaugeage** :

Les résultats sont montrés dans le tableau ci-dessous :

Tableau V.6 : Résultats des tests de Jaugeage

Date de mesure	Duse (mm)	Q Huile (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			T huile (°c)	Débit Eau récupérée (l/h)
				Tête	Pipe	Sép		
03/11/2015	12.7	5.02	95	31.15	20.5	20.6	25	4470
31/12/2015	12.7	3.37	230	32	22.5	4.28	25	3500
18/02/2016	12.7	3.15	90	36.5	21	5.1	30	4500
03/03/2016	12.7	2.38	239	51.3	22	5.3	23	300
29/07/2016	12.7	1.51	236	23.4	20.9		32.2	6424
07/08/2016	12.7	3.45	135	28.2	20.7		23.3	6215
01/11/2016	12.7	4.06	232	23.7	22.3	22.54	23	2734
04/06/2018	12.7	4.64	59	39.4	85.5	28.45	25	3511
02/09/2018	12.7	5.57	83	35.2	27.4	26.72	34	3924

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

D'après les résultats de Jaugeage, On peut mentionner :

- Une diminution excessive de débit de 5.02 m³/h jusqu'au 1.51m³/h correspond à une chute de 3 m³/h ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des traitements préventifs et curatifs durant cette période.

- La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de production (ajustement inverse).

Tableau V.7 : Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32

DATE D'injection	Puits	Solution injectée (Albien)
		INAD32 (PPM)
26/02/2016	HGA station	217
	HGA8	183
26/02/2016	HGA station	240
	HGA8	250

V.B.6.Traitement du puits HGA8

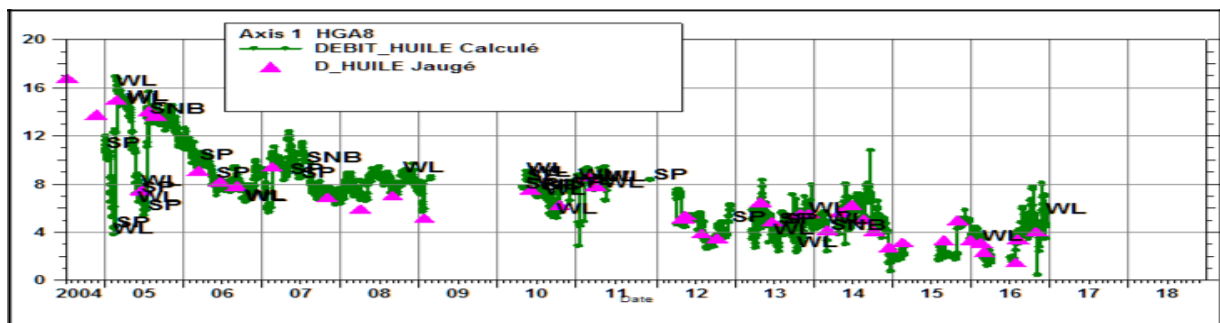


Figure V.6: Production et traitement du puits HGA8

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

L'eau d'injection des puits salés doit d'abord être traitée par des inhibiteurs de dépôts. Ces derniers sont choisis selon des critères bien définis au niveau de laboratoire et en collaboration avec des fournisseurs. Ils sont alimentés aux puits par des stations de traitement

Tableau V .8: Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32

DATE	Solution injectée (Albien)
D'injection	INAD32 (PPM)
27/07/2016	145
330/07/2016	210
31/07/2016	400
07/08/2016	175

Le contact de l'eau d'injection et l'eau de gisement crée le dépôt de sulfate de baryum insoluble toute fois dans l'eau ni l'acide, sa création qui influe sur la production en diminuant le débit d'huile produit nécessite un traitement curatif effectué par SNB ou Scale Blaster ce qui améliore la production.

V.B.8.L'impact du problème sur la production

L'état de production du puits **HGA8** depuis l'année **2016** est représenté dans la figure ci-dessous. On voit qu'environ **30%** de cette période est considéré comme un temps mort. C'est à cause de dépôt de sulfate du baryum dans les installations de surface et le tubing de ce puits.

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

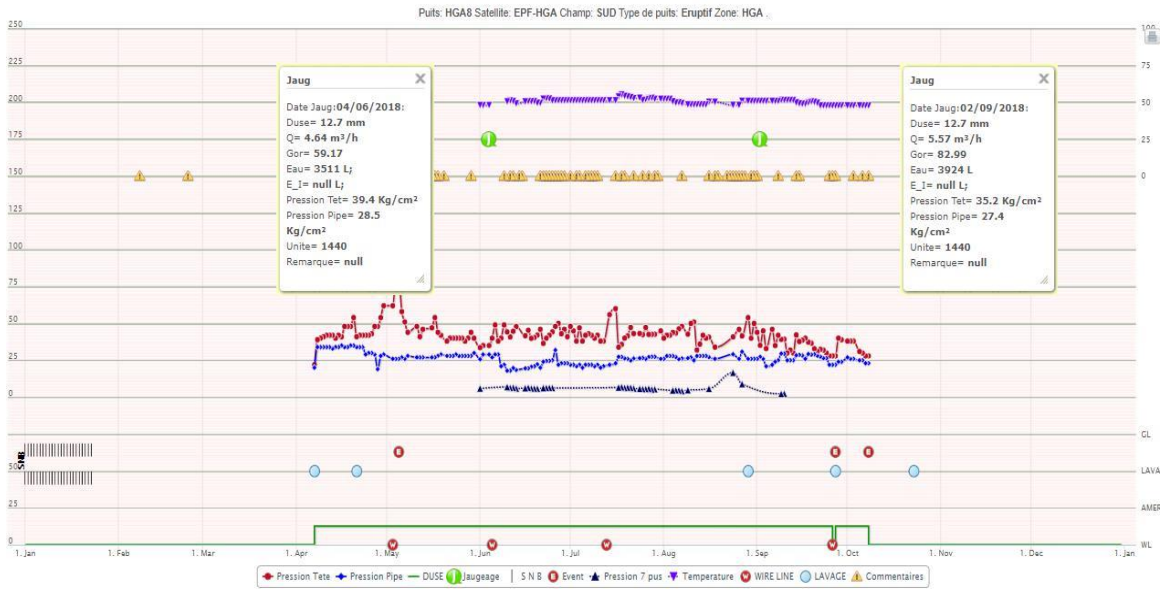


Figure V.7 : Production du puits HGA8

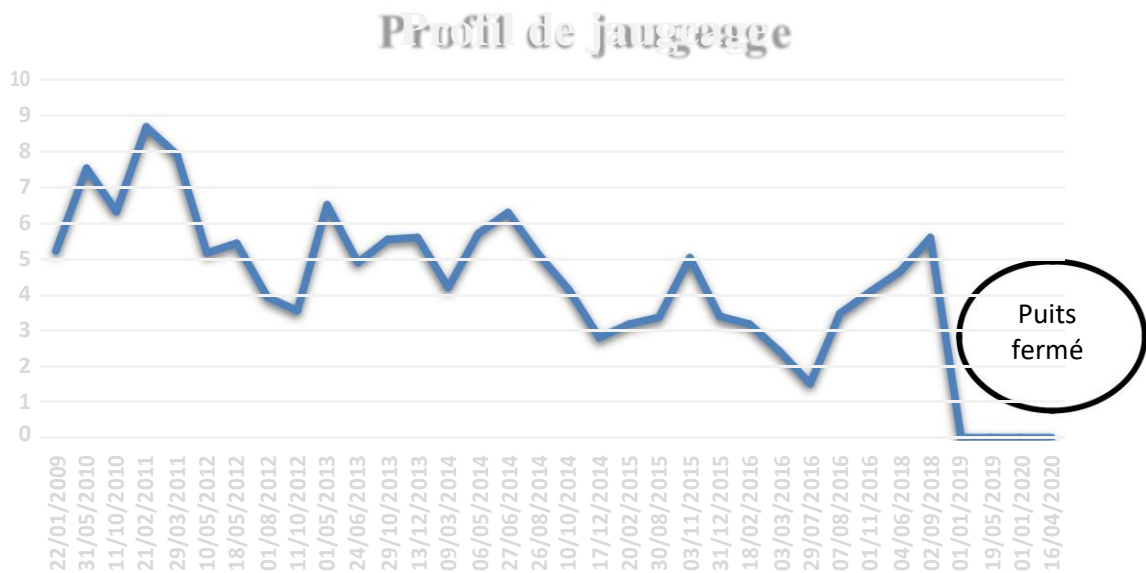


Figure V.8: Profil de jaugeage du puits HGA8

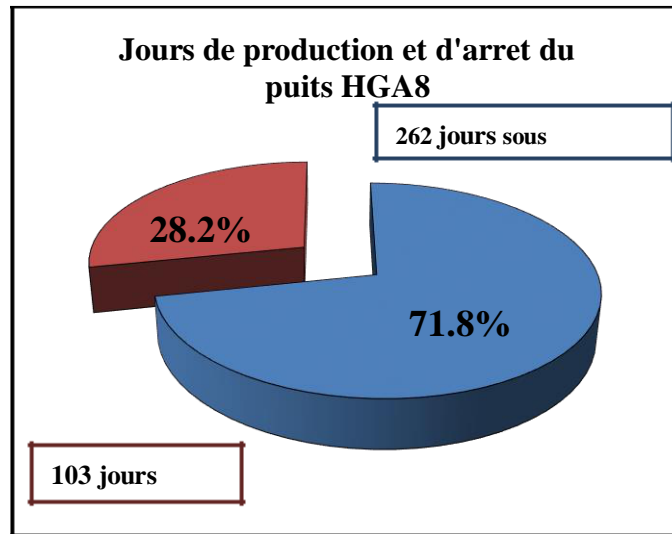


Figure V.9 : les jours de production et d'arrêt du puits HGA8 (2016)

La dureté de dépôt de sulfate de baryum influe sur la production du puits, durant l'année 2016 le puits était fermé pour 103 jours qui correspond à une perte de 515m³ d'huile. D'autre part d'après le profil du jaugeage on remarque le puits ne produit plus depuis l'année 2018 ce qui résultant un manque de production de 8646m³ d'huile produit.

❖ **Les conséquences de ce problème sont les suivantes**

- Baisse du débit de production moyen
- Perte de production
- Augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits (manœuvre pointeaux)
- Augmentation des dépenses d'exploitation (l'opération de SNB + le cout de cette opération)
- Coincement des outils Wire Line à l'intérieur du puits

❖ **Intérêt des interventions :**

SNB 2015 : changement de duse qui a été endommagé à 100% à cause de dépôt de BaSO₄, après le changement la production a été reprise avec un débit de 5.02 m³

SNB 2016 : Nettoyage de fond (Scale Blaster) et changement de chemisage 2"^{7/8} bouché. Démarrage négatif après SNB suite à un nettoyage Tube Clean /Scale Blaster, remise du puits en production avec un débit de 1.51 m³/h et récupérer un manque à produire de +/-72m³/j

ANALYSE DES DEPOTS DE SEL ET SULFATES DE BARYUM ET LEUR IMPACT SUR LA PRODUCTION

WL (14/12/2016) : battu à 200m, augmenter un échantillon analysé au sein de laboratoire dont les résultats ont montré sa composition : 89% BaSO₄, 4,5% Sels (NaCl), avec des manœuvres pointeaux au niveau de la duse suite par des bouchons d'eau

21/12/2016 : Débit nul sur collecte

24/02/2016, opération spéciale (WIRELINE) : Tentative de grattage contrôle au WL sans résultat, battu à 20-590-621m (diamètre de calibre 46-40-36)

SNB (15/01/2017) : nettoyage de fond et changement de chemisage 2"^{7/8}, essai débouchage de chemisage est négatif.

SNB (03/02/2017) : remplacé 2"^{7/8} par 1"660 négatif du au bouchage du 4"^{1/2}, perforé à la cote 1675m pour circulation de boue à huile d'une densité 2.63 afin de le préparer pour l'opération WO (changement de complétion 4"^{1/2})

SNB (18/11/2017) : descente de 2"^{7/8} neuf et nettoyage du fond

07/04/2018 : remise du puits en production après nettoyage par Scale Blaster suite à plusieurs tentatives de démarrage (démarrage par l'azote N₂)

V.C. Conclusion

L'étude réalisée sur les puits MD369 et HGA8 a illustré l'influence négative des dépôts minéraux sur la productivité ainsi que les pertes de production du à leur traitement



***CONCLUSION ET
RECOMMANDATIONS***

Conclusion et Recommandations

Au cours de ce mémoire, nous avons étudié les différents dépôts inorganiques qui existent dans le champ de Hassi Messaoud, à partir de leurs formation, développement jusqu'ils deviennent un problème avec un impact négatif sur la production.

Ceci est une première approche pour l'identification des régions les plus touchées par ce problème pour développer des solutions terrains et économiques applicables, dans le but de lutter contre la formation des dépôts minéraux pour la province de la production. Pour cela notre traitement doit se faire convenablement et doit présenter une importance pour tous les services impliqués laboratoire, puits salés et service surveillance.

L'étude réalisée nous a permis d'apporter les résultats suivants :

- Les dépôts de sel (Na Cl) sont les plus fréquents au champ de HMD avec une quantité de 85%, ils se trouvent dans les zones à baisse température et pression.
- Le satellite W1C est le plus affecté par les dépôts de sel dont 77% de ses puits sont salés et traités par l'injection en eau continue ou les bouchons d'eau.
- Les dépôts de sel provoquent une diminution de débit jusqu'à $8\text{m}^3/\text{h}$ et parfois même la fermeture du puits ce qui est illustré dans le cas du puits MD369 qui n'a pas produit de 2013 jusqu'à 2019 correspondant à une perte de production de 186192 T d'huile non produite.
- L'injection en eau continue et les bouchons d'eau réguliers permettent d'augmenter le débit jusqu'à $6\text{m}^3/\text{h}$.
- Les dépôts de sulfates de baryum sont les plus sévères au champ de HMD, ils apparaissent dans la zone 14 et la région HGA du à l'incompatibilité de l'eau Albien d'injection et le cambrien de gisement.
- Les dépôts de sulfates de baryum provoquent une diminution de débit de $3\text{m}^3/\text{h}$ et parfois même la fermeture du puits ce qui est le cas pour le puits HGA8 qui ne produit plus depuis l'année 2018 jusqu'à présent correspondant à une perte de production très importante de 8646 m^3 d'huile non produite.
- Afin de prévenir la formation de sulfate de baryum, un anti dépôt AD32 est additionné à l'eau d'injection par des stations.

Suite à l'analyse des résultats obtenus, nous recommandons :

- ✓ Le traitement et le contrôles des eaux injectées et une solution radicale par le processus de désulfatation qui est en cours d'étude au niveau de HMD.
- ✓ Généraliser le dessalage pressurisé au niveau des champs de HMD.
- ✓ L'efficacité de l'AD32 doit être contrôlée à la sortie et un ajustement à l'entrée à cause de son instabilité.
- ✓ Prévention de formation de sulfates de baryum par l'utilisation de l'outil « ENMAX » qui se compose de neuf métaux différents tels que le cuivre, le zinc et le nickel etc..... et qui forment un catalyseur spécial lorsqu'ils sont placés en contact avec les fluides. Afin d'empêcher la formation des dépôts de sulfate ainsi pour améliorer la qualité d'eau injectée, actuellement ce système est au cours d'essai dans le champ de HMD.
- ✓ Utilisation du matériel plus performant « Pompes, débitmètres... ».



Références Bibliographiques

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] H.ZEBIRI 2017 « L'impact des dépôts organique et inorganique sur la production de champ du Hassi-Messaoud (Sud) » Projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Production IAP.
- [2] «Généralité sur le champ Hassi Guettar SONATRACH» SONATRACH -IAP 17Aute 2010.
- [3] Production et traitement des pétroles bruts salés Edition TECHNIP
- [4] BENSEDDIK Med ALHADJ,ALI MADACI SEYF EDDINE 2012-2013«Optimisation des sales non éruptifs (choix d'une complétion adéquate) », Mémoire Master Production Professionnel, Université Ouargla.
- [5] DATA Bank Sonatrach Hassi Messaoud
- [6] Matrix Traitement Guide Schlumberger
- [7] Document internet
- [8] A.BELGHARBI 2005-2006 « les dépôts de sel dans les champs pétroliers » Mémoire Master Production, Université Boumerdes
- [9] S.BOULKEMOUNE, S.BOUAOUNE, S.TAMMA 2016-2017« Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA » Mémoire Production, Université Ouargla
- [10] A.BOUTELLI, H.MESSAOUDI 2016-2017 «Optimisation du système de dessalage d'un puits en modélisant les conditions de dépôt de sel, en utilisant les données de jaugeages et les contrôles Wire Line » Mémoire Master Production, Université Ouargla
- [11] K.LABRAOUI 2016-2017 « Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique » Thèse Doctorat Chimie Appliquée, Université Boumerdes
- [12] LABORATOIRE CRD Sonatrach Hassi Messaoud
- [13] O.KHELFI 2010 « Généralités sur les dépôts et les inhibiteurs » Master Production
- [14] S.VESLER, F.PUEL, G.FEVOTTE 2003 « Polyphorphisme dans les procédés de cristallisation en solution » Article
- [15] V.PARCARY 2008 « Etude des procédés de décontamination des effluents liquides radioactifs par co-précipitation : De la modélisation à la conception de nouveaux procédés », Thèse Doctorat, Ecole Nationale Supérieur des Industries Chimiques Nancy
- [16] K.ALIA, R.CHENGUEL 2014 « Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud », Mémoire Master Production, Université Boumerdes

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[17] Document Stimulation Réservoir Sonatrach

[18] Christian Roque « Prévention et inhibition des dépôts de sulfates dans les installations pétrolière » IFP

[19] Scale Traitement Schlumberger



ANNEXE

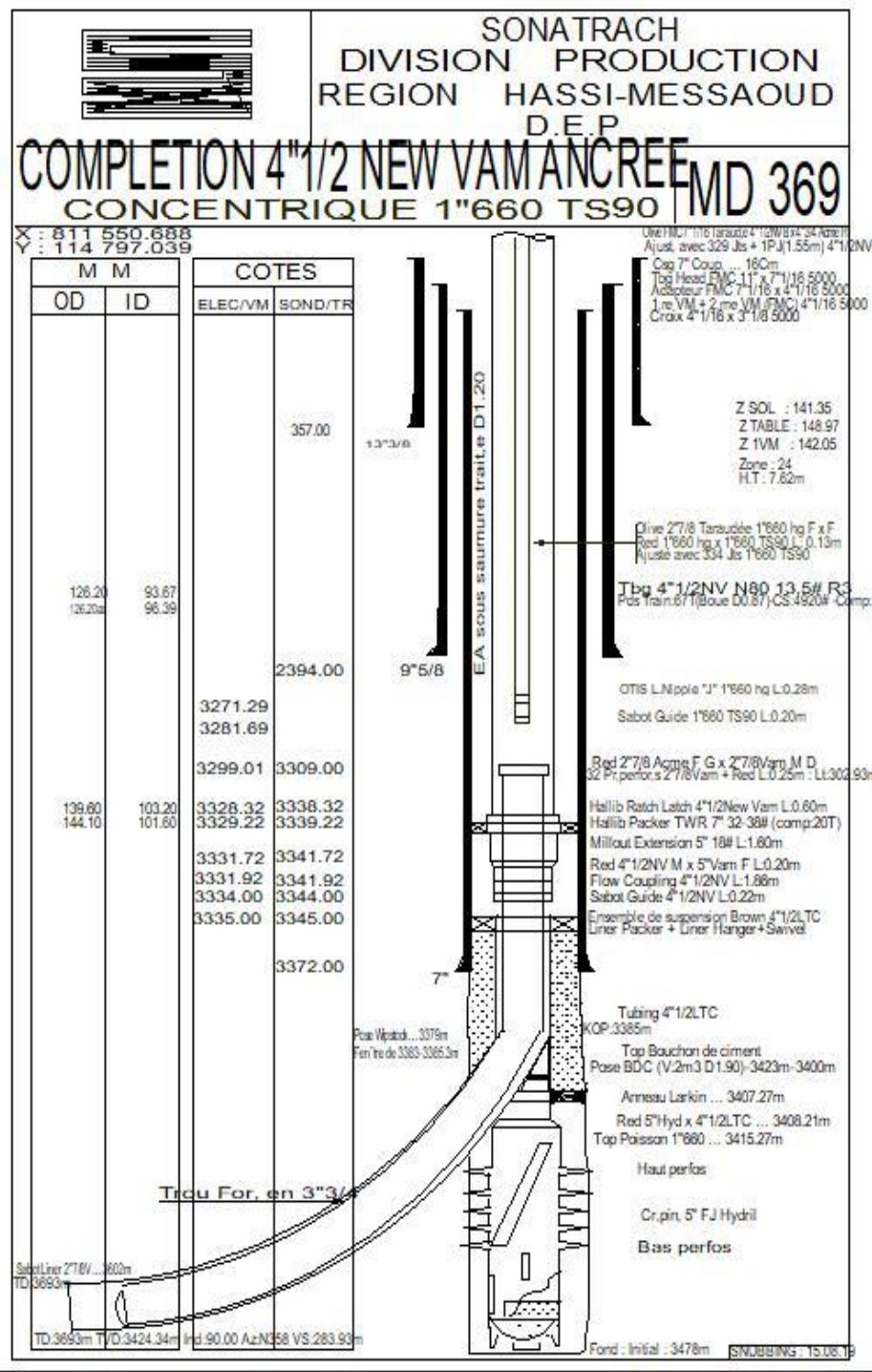


Figure A : Fiche technique du puits MD369

ANNEXE

Tableau A : Paramètres des jaugeages du puits MD369

Paramètres des jaugeages : MD369							
Date	Pression Tête	Pression pipe	Duse (mm)	Débit (m ³ /h)	GOR	Eau récupérée	Eau injectée
07/07/2009	40.8	20.3	11	2.74	152.79	0	-
29/09/2009	32	18.4	11	1.99	144.75	0	-
08/11/2009	41.8	18.7	11	4	149.31	0	-
25/01/2010	37	19	11	4.02	188.09	0	-
07/04/2010	36	20	11	3.59	120.17	0	-
12/07/2010	34.4	23	11	2.96	188.09	0	-
30/09/2010	34	18	11	3.18	78.51	0	-
17/12/2010	23.2	19.3	11	2.01	108.42	0	-
26/02/2011	21.2	17	11	9.75	258.12	0	-
15/03/2011	28.8	17	11	3.99	89.43	0	-
09/06/2011	26	23	11	1.19	152.64	0	-
10/11/2011	22	19.2	11	1.6	71.53	0	-
01/03/2012	28	19.9	11	3.18	155.11	0	-
03/04/2012	21.5	20.5	11	1.79	154.96	0	-
02/05/2012	25.2	20.8	11	2.78	72.91	0	-
13/08/2012	28	21.8	11	3.57	160.13	450	-
30/09/2012	24.5	19.8	15	4.54	270.25	100	-
10/12/2012	30.5	21.7	15	10.3	146.3	0	-
23/12/2012	30	22.5	15	2	122.09	0	-
26/01/2013	34.2	21.2	15	8.18	187.44	340	-
06/08/2013	28.68	23.17	12.7	3.06	88.76	133	-
19/12/2019	45	22	14	7.35	205.02	400	-
01/02/2020	39.13	18.2	14	4.2	633.69	3265	-
02/02/2020	39.11	16.39	14	3.8	709.64	2319	-

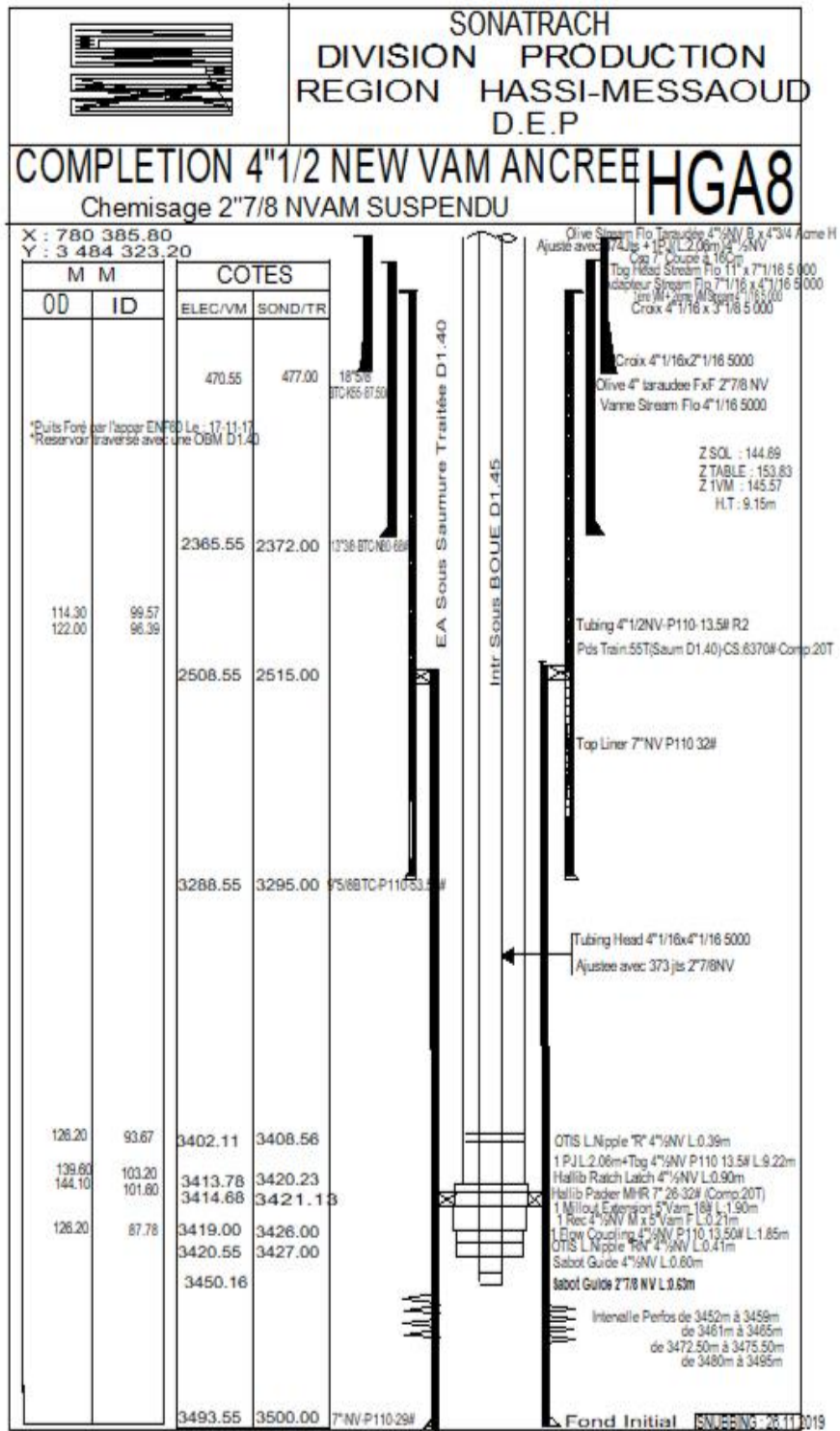


Figure B : Fiche Technique du puits HGA8

ANNEXE

Tableau B : Paramètres des jaugeages du puits HGA8

26/08/2014	12	600	5.09	566.72	111	26	15.8	4.59	38	.4476	4500		-----
10/10/2014	12.7	600	4.12	522.76	127	23.5	16	4.59	34	.5528	4050	4000	-----
17/12/2014	12.7	655	2.78	475.01	171	45	17.7	3.98	21	1.5681	3798	2500	-----
20/02/2015	12.7	600	3.17	259.07	82	38	24	4.28	25	1.1632	2380	1260	-----
30/08/2015	12.7	600	3.34	490.45	147	48	17	4.28	34	1.3945	3500	2500	-----
03/11/2015	12.7	1440	5.02	475.62	95	31.15	20.5	20.6	25	.6021	4470		-----
31/12/2015	12.7	600	3.37	775.05	230	32	22.5	4.28	25	.9219	3500	390	-----
18/02/2016	12.7	600	3.15	282.35	90	36.5	21	5.1	30	1.1225	4500		-----
03/03/2016	12.7	655	2.38	569.64	239	51.3	22	5.3	23	2.0898	3000	2700	-----
29/07/2016	12.7	Vx29	1.51	355.73	236	23.4	20.9		32.2	1.1698	6424		-----
07/08/2016	12.7	Vx29	3.45	464.65	135	28.2	20.7		32.3	.7933	5215		-----
01/11/2016	12.7	1440	4.06	940.51	232	23.7	22.3	22.54	23	.3445	2743		-----
04/06/2018	12.7	1440	4.64	274.72	59	39.4	28.5	28.45	25	.8234	3511		-----
02/09/2018	12.7	1440	5.57	462.35	83	35.2	27.4	26.72	34	.5975	3924		-----

Tableau C : Informations générales sur le puits HGA8

Informations Générales	
Puits : HGA8 Zone : HZP Date de Forage : 27/09/2002 Périmètre : HASSI GUETTAR	
Statut : PRODUCTEUR HUILE	Manifold : EPF-HGA S/Manifold : HGA'
Etat : Fermé Date : 08/10/2018	Cause de fermeture : FERMETURE POUR BE (EN COURS)