

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences
de la terre et de l'univers*

Département : production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnelle

Présenté par :

AMAMRA Nassima, BELHACHANI Kaouther, BETTINE Nassima.

-Thème-

Évaluation du dessalage pressurisé dans le champ HMD

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

Jury :

-Président : MILLOUDI Mustapha	MAA	Univ. Ouargla
-Examineur : BRAHMIA Nabil	MCA	Univ. Ouargla
-Encadrant : ARBAOUI Ali Mohamed	MAA	Univ. Ouargla

Remerciement :

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

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

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

Nous voulons aussi remercier les membres de jury, **Mr BRAHMIA et Mr MILOUDI**, avec nos profondes gratitude d'avoir accepté de juger notre travail.

Nos remerciements s'adressent également au doyen MR **Doubi Abdel Madjid** ainsi qu'à tous nos professeurs, pour leur générosité et leur disponibilité tout au long de ces années.

Nous voulons aussi remercier Madame ZAIDI Maryeme Ingénieur production et MONSIEUR F. Abu Bakre pour leurs aides, l'encourages, le partage des informations sans limite ainsi leur amours.

Nous remercions ainsi toutes les personnes qui nous ont soutenus et qui ont contribué directement ou indirectement à ce travail.

Avec une grande gratitude aux professeurs qui nous ont enseignés durant toute la période de notre étude à l'université d'Ouargla.

Dédicace :

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

J'ai le grand plaisir de dédire ce modeste travail :

A l'être le plus cher de ma vie ma mère Benazza kheira.

A l'homme, mon précieux offre du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect mon
très cher père Belhachani Ali.

A mon frère : Mustapha.

A mes sœurs : Leila, Halima, Souad, Yamina, Karima, Yasmine, Fouzia, Bisma, Khadidja.

A toute ma famille : oncles, tantes, cousins et cousines.

Je dédie également ce travail aux familles Belhachani et Benazza

Et sans oublier toutes Mes amies avec lesquelles j'ai partagé de ma vie d'études et à tous ceux
et toutes celles que connaient.

Kaouther ❤️

Je tiens, c'est avec grand plaisir que je dédie ce modeste travail :

A MA TRES CHERE MERE

Source inépuisable de tendresse, de patience et de sacrifice. Ta prière et la bénédiction m'ont été d'un grand secours tout au long de ma vie.

A MA TRES CHERE PERE

De tous les pères, tu es le meilleur. Tu as été et tu serais toujours un exemple pour moi par tes qualités humaines, ta persévérance et perfectionnisme. En témoignage de tout d'années de sacrifices, de sollicitudes, d'encouragement et de prières. Pourriez-vous trouver dans ce travail le fruit de toutes vos peines et de tous vos efforts.

A le petit enfant de la famille ASSER

A MES TRES CHERES ET ADORABLE FRERES ET SOEURS

En témoignage de mon affection fraternelle de ma profonde tendresse et reconnaissance, je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de succès que Dieu, le tout puissant, vous protège et vous garde.

A TOUTE MA FAMILLE, MES AMIES ET MES COLLEGUES

Il me serait difficile de vous citer tout, vous êtes actuellement dans mon cœur.

AMAMRA Nassima.

Dédicace



À MES CHERS PARENTS

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours. Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez. Et Je remercie mes frères **Khalil** et **Alla** et surtout ma soeur **wissal** pour leurs encouragements.

Enfin, je remercie ma famille qui ont toujours été là pour moi. Leur soutien inconditionnel et leurs encouragements ont été d'une grande aide

Liste des tableaux :

Tableau II.1 : Solubilité quelques fréquents dépôts à HMD.....	15
Tableau II.2 : nomenclature des dépôts minéraux.....	15
Tableau III.1 : les stations BP et leur nombre de puits salée (en Avril 2022).....	39
Tableau III.2 : les stations HP et leur nombre de puits salée (en Avril 2022).....	39
Tableau IV.1 : les candidats de puits pour le dessalage.....	44
Tableau IV.2 : Les paramètres des jaugeages de puits MD421.....	46
Tableau IV.3 : Les paramètres des jaugeages de puits MD226.....	49
Tableau IV.4 : Les paramètres des jaugeages de puits MD633.....	50
Tableau IV.5 : représente le MAP dû au système de dessalage classique.....	51
Tableau IV.6 : représente le % de dépôts des traitements à plusieurs puits.....	56
Tableau V.1 : Données des essais des puits.....	62
Tableau V.2 : Données de jaugeages.....	62
Tableau V.3 : Débit de fonctionnement et la pression nodal.....	66
Tableau V.4 : W_{cut} de fonctionnement et leur débit correspondant.....	67
Tableau V.5 : P_G de fonctionnement et leur débit correspondant.....	68
Tableau VI.1 : Représente le calcul de $Q_{inj\ Ob}$ pour les différents puits.....	70
Tableau VI.2 : Représente le calcul de nouveau $Q_{inj\ Ob}$	71
Tableau VI.3 : Représente le calcul de nouveau W_{cut}	72
Tableau VI.4 : Représente la comparaison entre W_{cut} et W_{cut}' pour les différents puits.....	72

Liste des figures

Figure I.1 : Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.....	4
Figure I.2 : Situation géographique du HMD.....	5
Figure I.3 : Situation géologique du HMD.....	6
Figure I.4 : Stratigraphie du champ.....	7
Figure I.5 : Zones du champ de HMD.....	8
Figure II.1 : a. Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production/b. Schéma d'une Composition d'asphaltènes.....	11
Figure II.2 : Dépôts de paraffines.....	11
Figure II.3 : Représente les rencontres dans les puits pétroliers.....	12
Figure II.4 : Dépôts de CaSO ₄ dans une pipe de pétrole.....	13
Figure II.5 : La Célestine est une espèce minérale composée de sulfate naturel de strontium de formule SrSO ₄ avec des traces de Ca.....	13
Figure II.6 : Cristaux du BaSO ₄	14
Figure II.7 : Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites.....	14
Figure II.8 : Exemple de puits bouché par les sels.....	21
Figure II.9 : Les dépôts de champ sud de HMD.....	22
Figure II.10 : Cristal du chlorure de sodium.....	23
Figure II.11 : Chlorure de sodium (NaCl).....	23
Figure II.12 : Effet température sur la solubilité de NaCl.....	25
Figure II.13 : l'effet de pression sur la solubilité de NaCl.....	26
Figure III.1 : Unité De Pompage et Citerne De Stockage de l'eau de Dessalage.....	30
Figure III.2 : (a) Dispersion Des Nucléus Formés/ (b) Stabilisation Des Dépôts En Croissance	33
Figure III.3 : Une pompe BSB alimenter par Scrubber.....	38
Figure III.4 : Les bacs d'eau.....	38
Figure III.5 : Skid MD141 de dessalage pressurisé HP (BONATTI) HMD.....	40
Figure III.6 : Réseau eau de dessalage station E2A.....	41
Figure III.7 : Réseau d'eau du dessalage station OMN77.....	41
Figure III.8 : Réseau eau de dessalage station OMP53.....	42
Figure IV.1 : Cahier de courbe l'historique du puits MD421 pendant l'année2020.....	45
Figure IV.2 : Cahier de courbe l'historique du puits MD421 pendant l'année 2021.....	45
Figure IV.3 : Courbe présente la production journalière MD421.....	47

Figure IV.4 : Cahier de courbe l'historique du puits MD226 pendant l'année 2016.....	48
Figure IV.5 : Cahier de courbe l'historique du puits MD226 pendant l'année 2017.....	48
Figure IV.6 : Cahier de courbe l'historique du puits MD633 pendant l'année 2018.....	49
Figure IV.7 : Cahier de courbe l'historique du puits MD633 pendant l'année 2019.....	48
Figure IV.8 : Représente le dépôt de produit de traitement puits OMP70.....	52
Figure IV.15 : Histogramme représente le % des différents puits selon leurs analyses.....	48
Figure IV.16 : représente le grand nombre de stock de CCE au SONATRACH.....	49
Figure V.1 : présentation d'un model puits sur le simulateur.....	51
Figure V.2 : les différents icones dans le PIPESIM.....	51
Figure V.3 : L'algorithme de calage.....	54
Figure V.4 : Les corrélations de l'écoulement vertical puits.....	55
Figure V.5 : IPR et VLP puits MD421.....	56
Figure V.6 : Point de fonctionnement du puits MD421.....	56
Figure V.7 : Sensibilité sur Wcut pour le puits MD421.....	57
Figure V.8 : Sensibilité sur la PG pour le puits MD421.....	58

Liste des équations :

Chapitre. IV : Évaluation du système de dessalage et leur influence sur la formation de dépôts jaune.

Équation V.1 : Manque à produire = $Q * \text{Temps de fermeture}$ % (IV.1.11)

Chapitre.V : Modélisation et optimisation de système de production.

Équation V.1 : $P_f \text{ (corrigé)} = P_f - 0.065 * (\text{côte } P_g - \text{Miperfos})$ [barg] (V.1.11)

Équation V.2 : $P_g \text{ (corrigé)} = P_g - 0.065 * (\text{côte } P_g - \text{Miperfos})$ [barg] (V.2.11)

Chapitre. VI : Calcul de débit d'injection d'eau optimum.

Équation VI.1 : $S_s (Q_{inj} + Q_f) = Q_{inj} * S_i + Q_f * S_f$ [g /l] (VI.1.11)

Équation VI.2 : $S_s + \frac{Q_{inj} * S_i + Q_f * S_f}{(Q_{inj} + Q_f)}$ [g /l] (VI.2.11)

Équation VI.3 : $Q_{inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)}$ [l /h] (VI.3.11)

Équation VI.4 : $Q_w = Q_{inj} + Q_f$ [m³ /h] (VI.4.11)

Équation VI.5 : Nouveau $Q_{inj\ obt} = Q_{inj\ obt} * 1.05$ [l /h] (VI.5.11)

Équation VI.2 : $W_{cut} = \frac{Q_w}{(Q_o + Q_w)}$ % (VI.611)

symboles	Abréviations
A : anion de valence Y	BP : basse pression
BaSO₄ : Sulfates de baryum	BEF : bouchon d'eau fermé
Bars : unite de pression	BE : bouchon d'eau
CaSO₄ : Sulfate de calcium	BDP : balayage ligne
CaCl₂ : chlorure de calcium	BE en Q : bouchon d'eau en débit
CaCO₃ : Carbonate de calcium CaCO ₃	BDP : bouchon d'eau bain de pieds
Cl⁻ : ion chlorure	BEF : bouchon d'eau ferme
C : cation de valence X	C.F.P.A : la Compagnie Française de Pétrole d'Algérie
SrSO₄ : Sulfate de strontium	CIS : centre industriel sud
HMD : Hassi Messaoud	CCE : Concentrique
h : heure	EP : exploitation production
K₂SO₄ : sulfate de potassium	HP : haute pression
K_s : produit de solubilité	IP : Indice de productivité [m ³ .J ⁻¹ .bar ⁻¹]
MgCl₂ : chlorure de magnésium	IPR : inflow performance Relationship
NaCl : Chlorures de sodium NaCl	GPL : gaz de pétrole liquéfié
(NH₄)₂SO₄ : Sulfate d'ammonium	GL : gaz lift
Na⁺ : ion de sodium (cation)	GOR : Rapport du gaz sur l'huile [sm ³ /sm ³]
Na₂SO₄ : sulfate de sodium	GPL : gaz de pétrole liquéfié
P_f : pression de fond	MAP : Manque à produire
P_t : Pression de tête [kg/cm ²]	PFD : pression de fond dynamique
P_g : Pression de gisement	SNB : snubbing
Q_o : débit d'huile	SSV : Sub Security Valve
Q_{inj} : Débit d'eau injecté	SPM : Side Pocket Mondrel
Q_w : le débit d'eau produit	SN.REPAL : Au sud la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie
S_f : Salinité d'eau de formation	VLP : vertical lift performance
T : temps	UKMO : Université Kasdi Merbah Ouargla.
W_{CUT} : Water Cut	
W_{cut} = le débit d'injection d'eau actuel	
W_{cut}' = le débit d'injection d'eau optimum	
Z : signifie un puits horizontal	

Résumé

Le réseau de dessalage de la région Hassi-Messaoud a pour but principale de lavage des puits salés par les bouchons d'eau et l'injection continue par haute pression ou basse pression. Parmi les effets de ce dernier, la formation de dépôts, on s'intéresse d'étude les dépôts de sel et prendre des solutions de lutter contre la formation de produit de traitement au niveau des concentrique qui est le résulte de l'incompatibilité entre l'eau d'Albien injectée et l'eau de formation Cambrien. Enfin pour avoir la performance de puits et pour faire des études prévisionnelles et des sensibilités sur la pression de gisement et le water cut on a utilisé le simulateur PIPESIM, ainsi la formule de calcul d'eau d'injection optimum pour assurer très bien le dessalage.

Mots clés : dessalage, bouchon d'eau, injection continue, concentrique, PIPESIM.

ملخص

الغرض الأساسي من شبكة التحلية في منطقة حاسي مسعود هو غسل الآبار الملحية بواسطة سدادات المياه والحقن المستمر بالضغط العالي أو الضغط المنخفض. من بين تأثيرات هذا الأخير ، تكوين الرواسب ، نحن مهتمون بدراسة رواسب الملح وأخذ الحلول لمحاربة تكوين منتج المعالجة على مستوى المركز الذي ينتج عن عدم التوافق بين ماء الألبان المحقون والكامبريان. مياه التكوين. أخيرًا ، للحصول على أداء جيد وإجراء دراسات تنبؤية وحساسيات ضغط الخزان وخفض المياه ، استخدمنا محاكي PIPESIM ، بالإضافة إلى صيغة لحساب مياه الحقن الأمثل لضمان تحلية جيدة جدًا.

الكلمات المفتاحية:

تحلية، سدادة ماء، حقن مستمر، محطات، متحدة المركز، مانع. PIPESIM.

Abstract

The main purpose of the desalination network in the Hassi-Messaoud region is to wash salt wells by water plugs and continuous injection by high pressure or low pressure. Among the effects of the latter, the formation of deposits, we are interested in studying salt deposits and taking solutions to fight against the formation of treatment product at the level of the concentric which is the result of the incompatibility between the injected Albian water and Cambrian formation water. Finally, to have the well performance and to make forecast studies and sensitivities on the reservoir pressure and the water cut, we used the PIPESIM simulator, as well as the formula for calculating the optimum injection water to ensure very good desalination.

Keywords: desalting, water plug, continuous injection, stations, concentric, inhibitor, PIPESIM.

Table des matières :

Liste des figure.....	I
Liste des tableaux.....	II
Liste des équations Liste des abréviations et symboles.....	III
Résumé.....	IV
Sommaire.....	V
I.Introduction General :.....	1
Chapitre I :Présentation du champ Hassi Messaoud.	
I.1.Introduction :	2
I.2.Historique du champ :	2
I.3. Description du réservoir :	2
I.4. Description du champ :	3
I.5. Principales étapes de développement :	8
Chapitre II : Généralités Sur les dépôts.	
II.1.Introduction :.....	9
II.2. Les différents types de dépôts :	9
II.3. Conditions de formation des dépôts :.....	14
II.4. Mécanisme de formation des dépôts minéraux :	15
II.5. Etapes de formation de dépôts :	15
II.6. Les paramètres influençant sur leur formation :	16
II.7. Détection des dépôts :	17
II.8. Le suivi des dépôts de sel :	18
II.9. Localisation des dépôts :	18
II.10. Impact des dépôts sur la production :	19
II.11. Les problèmes d'exploitation liés aux différents dépôts dans le champ Sud de HMD :.....	20
II.12. Chlorures de sodium (NaCl) :	21
II.13. Conclusion :	25
Chapitre III : Généralité sur le dessalage et leur traitement.	
III.1.Introduction.....	26
III.2. Les moyens de lutte contre les dépôts à HMD :	26

III.3. Le Dessalage :	31
III.4. Conclusion :	39
Chapitre IV :Évaluation du système de Dessalage et leur influence sur la formation de dépôts jaune.	
IV.1. Introduction :	40
IV.2. les critères de choix des puits :	40
IV.3. Influence de mode de dessalage sur l'amélioration de la production :	40
IV.4. Le map dû à l'ancien système de dessalage pour les trois puits :.....	46
IV.5. Analyse de dépôt de puits OMP70 :	47
IV.6. Les causes de formation :	48
IV.7. Les conséquences de cette formation :	48
IV.8. Les solutions :	48
IV.9.Conclusion :.....	49
Chapitre V: Modélisation et optimisation de système de production.	
V.1. Introduction :.....	50
V.2. Présentation du Logiciel/.....	50
V.3.Conclusion :	58
Chapitre VI : Calcul de débit d'injection d'eau optimum.	
VI.1. Calcul du débit d'eau de dessalage	59
VI.2. Optimisation des débits d'injection d'eau :	59
VI.3. Détermination de water cut qui résulte de l'injection d'eau :	60
VI.4.Conclusion :.....	62
Conclusion Générale :	63
Recommandations :.....	64

Introduction

Général :

Introduction Général

Les hydrocarbures jouent dans l'ensemble de la politique algérienne un rôle déterminant, aussi bien dans sa politique internationale que dans sa politique économique interne [1].

La production des hydrocarbures en Algérie a connu plusieurs problèmes d'exploitation, le plus fréquent est la présence des dépôts de sel. En effet ces problèmes se manifestent de façon considérable dans le champ de Hassi Massoud.

Dans notre étude, nous nous sommes intéressés au : L'efficacité de réseau de dessalage HP par rapport à l'ancien réseau (BSB) BP, dans le champ de HMD. Problème de formation du dépôt de produits de traitement au niveau du concentrique qui handicapent la production, les causes et les conséquences ainsi on propose des solutions pour le éviter ; Ce problème de dépôts est causé par le surdosage de l'injection d'eau de traitement qui est relié avec le débit injecté au niveau de l'espace d'injection on prend en considération le type de complétion.

Pour réaliser le travail, nous avons étudié quatre puits différents, un pour le traitement du dépôt et trois pour la comparaison entre les deux systèmes de dessalage.

On utilise l'outil de simulation numérique (PIPESIM) pour les calculs de sensibilités qui nous offre permettent aux designs existants d'être optimisé.

Ce sujet est présenté dans le cadre de la préparation de mémoire de Master, quelle est la procédure suivie pour réaliser ce travail ? Pour répondre à cette problématique, on va répartir notre travail comme se suit. Le contenu de ce travail se présente en quatre chapitres :

- ✓ Le premier chapitre est consacré à la description géologique et stratigraphique du champ de Hassi-Massoud, ainsi que les caractéristiques pétro physiques du réservoir de ce champ.
- ✓ Le deuxième chapitre présente une généralité sur les dépôts.
- ✓ On décrit au niveau du troisième chapitre généralité sur le dessalage et leur traitement.
- ✓ Le quatrième chapitre exprime l'étude de cas qui devise en trois parties : évaluation des puits et leurs système de dessalage, PIPESIM et ses résultats ensuite le partie calcul pour faire l'optimisation.

Enfin, cette étude se termine par une conclusion générale et des recommandations tout en soulignant l'intérêt de notre étude et la nécessité de rechercher et développer de nouvelles techniques.

Chapitre I :
Présentation
du champ
Hassi
Messaoud.

I.1.Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétro-physiques (fracturation naturelle, la dissolution etc....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméables etc....). Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale. [3]

I.2.Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1 ; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

Au Nord la Compagnie Française de Pétrole d'Algérie (C.F.P.A).

Au sud la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie (SN.REPAL). [4]

I.3. Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud est à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post-paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas de :

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à microconglomératique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une

profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab. [5]

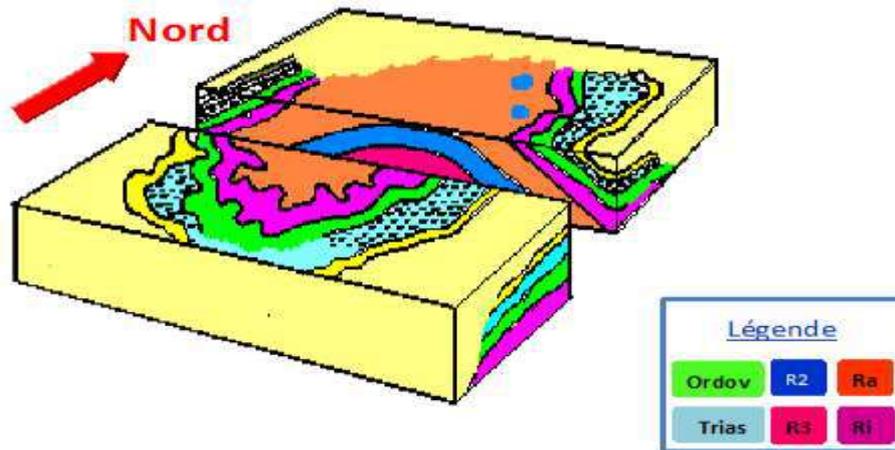


Figure I.1 : Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne. [5]

I.4. Description du champ :

4.1. Situation géographique :

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

De [790.000 à 840.000] Est.

De [110.000 à 150.000] Nord.

En coordonnées géographique :

Au Nord par la latitude 3215.

Au Sud par la latitude 3130.

A l'Ouest par la longitude 540.

A l'Est par la longitude 635. [6]



Figure I.2 : Situation géographique du HMD.[6]

4.2. Cadre géologique :

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

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

Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.

A l'Est par les hauts fonds de Dahar, R'hourde El Baguel et la dépression de Ghadames. [6]

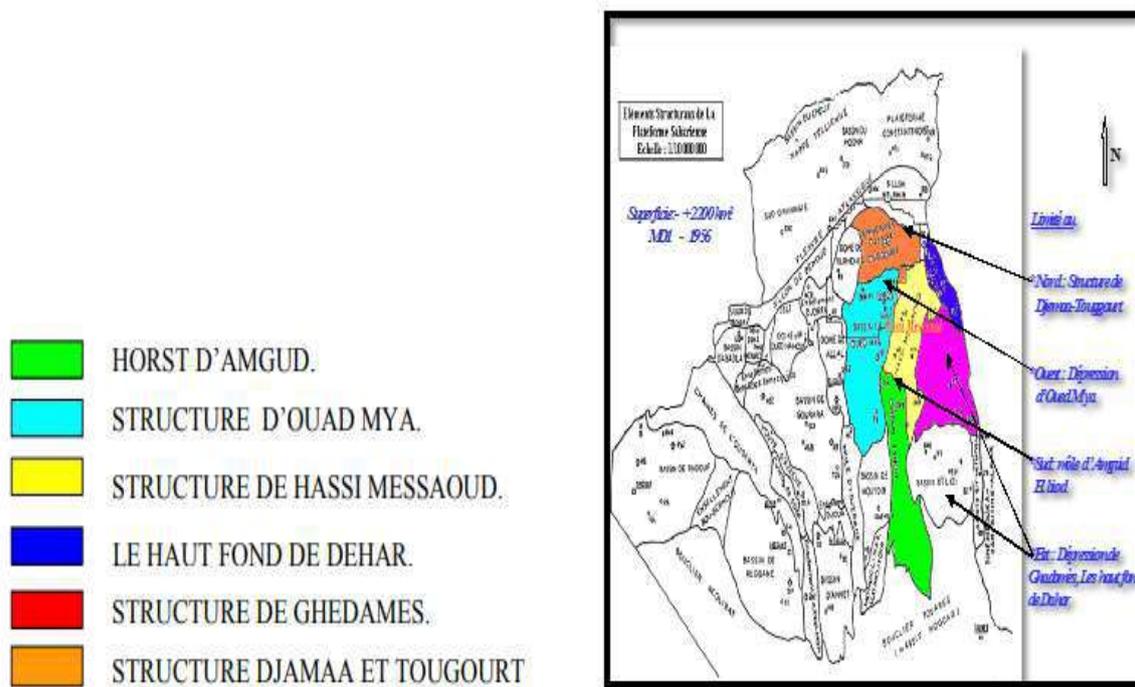


Figure I.3 : situation géologique du HMD. [6]

4.3. Les caractéristiques de champ :

4.3.1. Caractéristiques des fluides :

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg /cm² pour un rapport de dissolution de gaz R_s égal à 240 st³ /m³. A l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg / cm² pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 st³ / m³. Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présents au niveau du réservoir de Hassi Messaoud.

4.3.2. Les caractéristiques des huiles :

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m³ /m³ sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut atteindre 800 m³ /m³ et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- La porosité est faible en moyenne : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible : 2 mds à 100 mds.

- La viscosité est de 0,2 cp. • Le facteur de volume est de 1,7.
- un point de bulle de 160 kg/cm².

Les caractéristiques de gaz associé

- Viscosité de gaz est 0.02 cp.
- La compressibilité est de 0.8 bar-1. [7]

4.4. Stratigraphie du champ :

Du point de vu stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par la figure suivante :

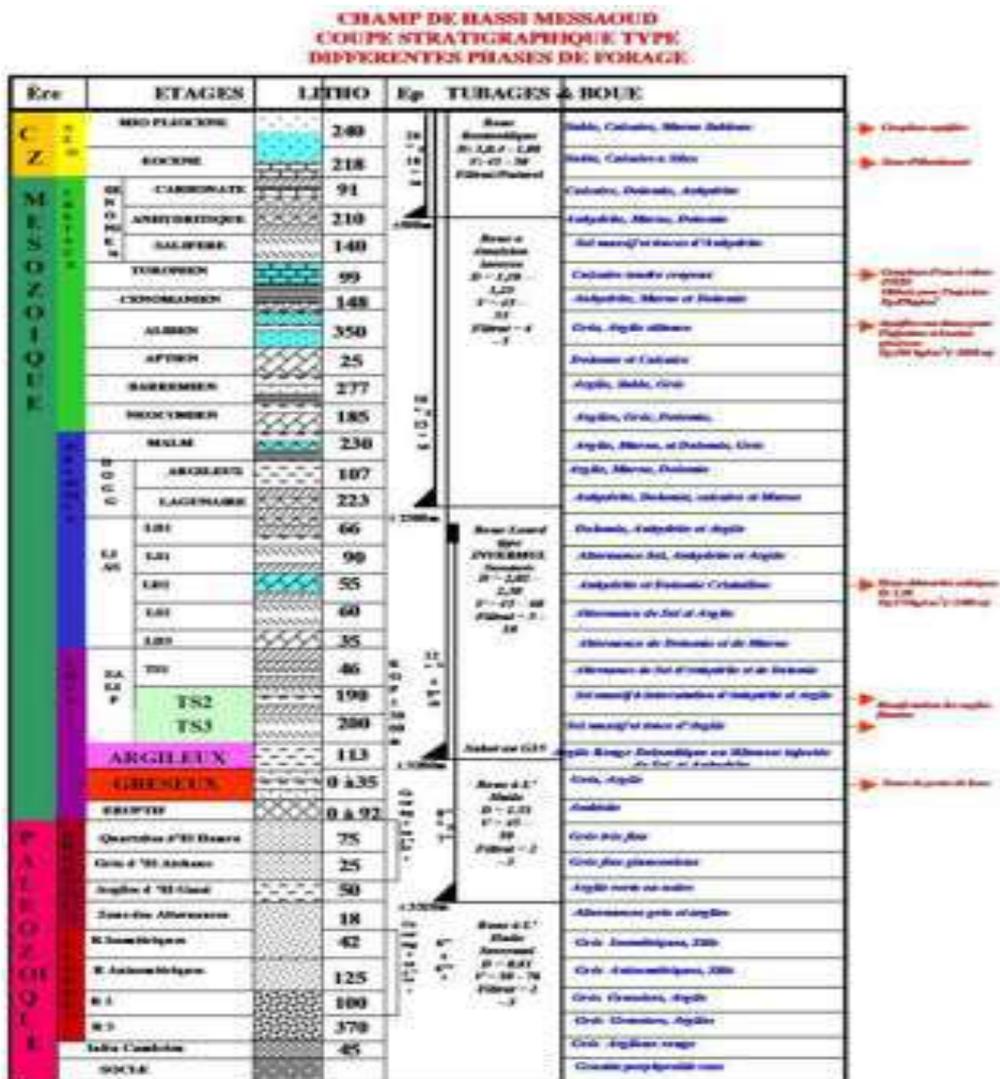


Figure I.4 : Stratigraphie du champ. [8]

4.4.1. Zones et numérotation des puits :

Le champ de Hassi-Messaoud est subdivisé en zones en tenant compte des iso-pressions. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble des puits qui se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toute fois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones (Ex : 1a, 1b, 1c).

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

✚ Champ Nord :

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

O : Majuscule, permis d'Ouargla. 3 : Abscisse.

m : superficie de la zone à huile tel que ; Om= 1200 km², On=300 km². 8 : Ordonnée.

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

✚ Champ Sud :

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

« z » signifie un puits horizontal.[8]

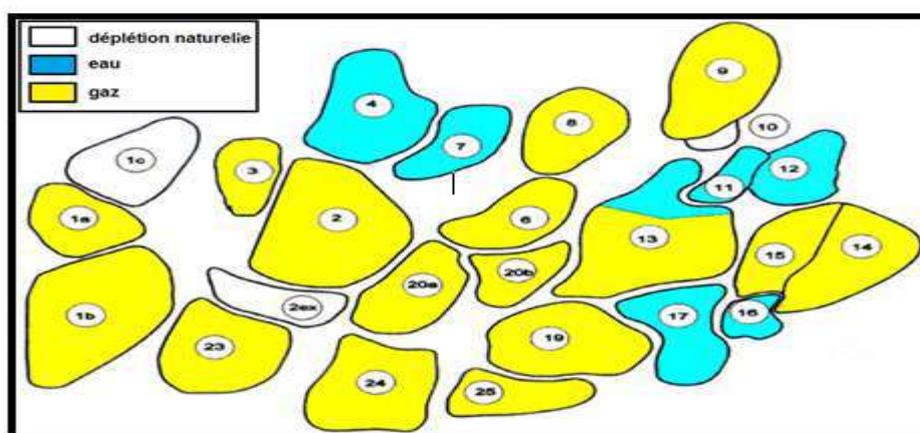


Figure I.5 : zones du champ de HMD. [8]

I.5. Principales étapes de développement :

Depuis sa mise en production en 1958, le HMD a connu plusieurs étapes de développement :

- Réalisation d'unités de traitement de brut.
- Unités de réinjection de gaz et eau pour pression de gisement.
- Unités de traitement de gaz associé, production condensats.
- Unité de raffinage afin de subvenir au besoin.
- Adoption de nouvelles techniques hydrocarbures (Fracturation hydraulique).
- Implémentation de nouveaux modes de production Direction Régionale HMD Principales

étapes de développement le champ de HMD développement à savoir : pour le maintien de production de GPL et besoin en carburants d'extraction des puits horizontaux) production assistée. [8]

Chapitre II :
Généralités
Sur
les dépôts.

II. Introduction :

Dans le domaine pétrolier les dépôts rencontrés au cours de l'exploitation ont entraîné divers problèmes avec toute conséquence économique les contraintes de production qui en résultent. Ces dépôts représentent un vrai problème dans le ralentissement de la productivité, et contre lesquels les industriels luttent pendant bien des décennies. Il y a deux types de dépôts existe dans l'exploitation dépôts d'origine minéraux contenus dans les eaux de gisement ou bien les eaux utilisées au cours de l'exploitation, et dépôts organique qui ont pour origine certaines matières contenues naturellement dans le pétrole. Indésirables, les dépôts viennent changer le bon fonctionnement des installations. [6]

II.2. Les différents types de dépôts :**2.1. Les différents dépôts rencontrés dans les champs Pétroliers :**

Les dépôts rencontrés dans un champ pétrolier sont essentiellement liés à l'existence dans l'eau de gisement d'ions (calcium, baryum, carbonates. etc.) dont la présence simultanée provoque dans certaines conditions la précipitation des sels insolubles due à l'incompatibilité des eaux (d'injection et de formation). Ils sont généralement classés en deux catégories :

- Les dépôts organiques.
- Les dépôts minéraux. [6]

2.1.1. Les dépôts organiques :

Plus généralement, les dépôts organiques se rencontrent dans l'ensemble des puits, y compris le tubing et les perforations.

➤ Les types :

Parmi ces dépôts on a :

- Les paraffines et cire, fractions lourdes des HC paraffinées.
- Les asphaltènes et résines d'HC naphténique et aromatiques.

Ces dépôts peuvent se présenter seuls ou mélangés à d'autres de nature minérale.

2.1.1.1. Les dépôts d'asphaltènes :

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normale et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène, etc.). Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées.

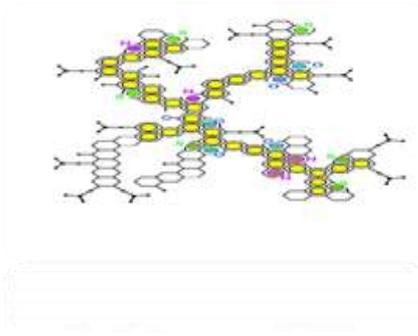


Figure II.1 : a. Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production.

b. Schéma d'une composition d'asphaltènes. [11]

2.1.1.2. Les dépôts de paraffines :

Ici il s'agit de dépôts cristallins d'une autre nature. Considérons des pétroles contenant de 2 à 15% de paraffines se solidifiant jusqu'à 20° c. ces dernières sont constituées d'hydrocarbures contenant de 10 à 40 atomes de carbone.



Figure II.2 : Dépôts de paraffines. [11]

➤ Les conditions de formation de ces dépôts sont :

- La nature en éléments lourds de l'huile la plus fréquente (entre 2 et 10%).
- L'abaissement de la température.
- La chute de pression dans le puits qui libère les éléments légers (C1, C2, C3...).[11]

2.1.2. Les dépôts minéraux :

Le dépôt de sels inorganiques, globalement qualifiés de tartre, est un problème fréquent dans les opérations visant à la récupération du pétrole. Une des raisons de la précipitation de tels sels réside dans le mélange de fluides incompatibles contenant des ions distincts susceptibles de se combiner en précipitant pour former ce tartre. Ainsi dans les exploitations des champs sahariens, on injecte de grandes quantités d'eau contenant de fortes concentrations en ions sulfate dans le réservoir contenant des ions baryum, calcium et éventuellement strontium. Le

contact de ces deux fluides entraîne la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium tant dans les puits producteurs que dans les installations de surface et autres canalisations. [6]

Les dépôts minéraux se composent essentiellement de :

- a) Chlorures.
- b) Carbonates.
- c) Sulfates.
- d) Oxydes et autres composés de fer (sulfures et carbonates).

Les dépôts du type (D) sont généralement dus à des causes qui sont liées directement à des phénomènes de corrosion et à la présence de micro-organisme. [6]

2.1.2.2. Les sels rencontrés dans les puits pétroliers :

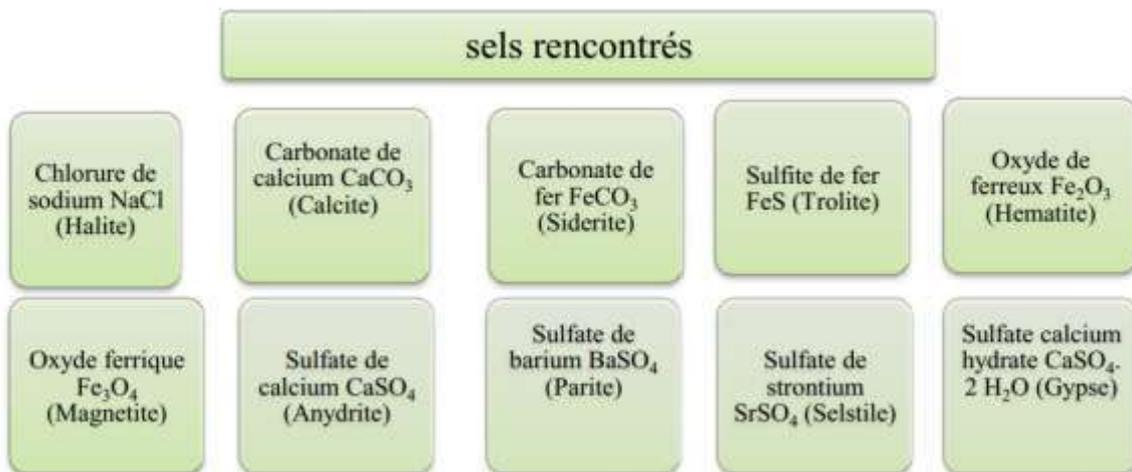


Figure II.3 : représente les rencontres dans les puits pétroliers. [9]

2.1.2.2.1. Dépôts de sulfates :

a. Sulfate de calcium (CaSO4) :

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l) mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une cause principale de la formation de CaSO₄ est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite. Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux. [9]



Figure II.4 : Dépôts de CaSO_4 dans une pipe de pétrole. [6]

b. sulfate de strontium (SrSO_4) :

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température. La précipitation de SrSO_4 peut se produire par évaporation de l'eau, ou mélange d'eaux non compatibles. Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides. $\text{Sr}^{+2} + \text{SO}_4^{-2} \rightarrow \text{SrSO}_4$. [9]



Figure II.5 : La Célestine est une espèce minérale composée de sulfate naturel de strontium de formule SrSO_4 avec des traces de Ba, Ca. [9]

c. Sulfates de baryum (BaSO_4) :

C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts sont durs et compacts. En règle générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du gisement peuvent contenir des ions baryum (Ba^{2+}) et être mises en contact avec des eaux, qui contiennent des ions de sulfates (SO_4^{2-}). $\text{Ba}^{+2} + \text{SO}_4^{-2} \rightarrow \text{BaSO}_4$. [11]



Figure II.6 : Cristaux du BaSO₄. [9]

2.1.2.2.1. Carbonate de calcium (CaCO₃) :

L'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates, régis par l'équation suivante :



La chute de pression favorise le dégagement de CO₂, déplace l'équilibre dans le premier sens et entraîne la précipitation du CaCO₃ insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de la corrosion qui risquent de se présenter ; lorsque ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts (chimiques). [9]

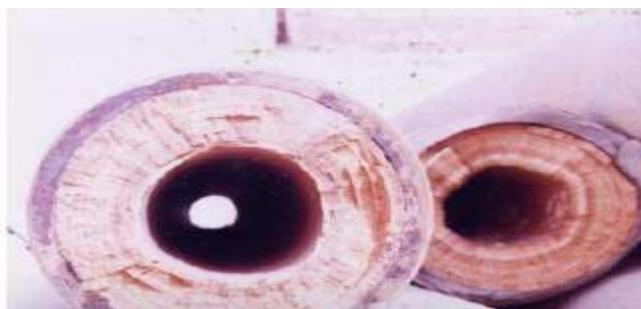


Figure II.7 : Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites. [9]

Tableau II.1 : Solubilité quelques fréquents dépôts à Hassi Messaoud (HMD). [11]

Nom du dépôt	Produit ionique	Produits de solubilité à 25°C
BaSO ₄	[Ba ²⁺]. [SO ₄ ⁻²]	1,1.10 ⁻¹⁰
CaSO ₄	[Ca ²⁺]. [SO ₄ ⁻²]	6,1.10 ⁻⁵
SrSO ₄	[Sr ²⁺]. [SO ₄ ⁻²]	2,8.10 ⁻⁷
CaCO ₃	[Ca ²⁺]. [CO ₃ ⁻²]	4,8.10 ⁻⁹

- **Nomenclature des dépôts minéraux dans les champs pétroliers :**

Tableau II.2 : nomenclature des dépôts minéraux. [11]

Nom chimique	Formule chimique	Nom minéral
Chlorure de sodium	NaCl	Halite
Carbonate de calcium	CaCO ₃	Calcite
Sulfate de calcium	CaSO ₄	Anhydrite
Sulfate de baryum	BaSO ₄	Barite
Sulfate de strontium	SrSO ₄	Selstil

II.3. Conditions de formation des dépôts :

Dans les conditions thermodynamiques du réservoir (pression, température), certaines eaux salées sont au voisinage du point de saturation. Quand le puits est mis en exploitation, les conditions d'équilibre se modifient, la pression du fluide en débit diminue progressivement, au passage des perforations d'abord, dans le tubing ensuite par le jeu de la contre pression hydrostatique et des pertes de charge. Parallèlement, la température du milieu, décroît avec le degré géothermique.

En outre, les conditions locales favorisent aussi la formation des dépôts par exemple :

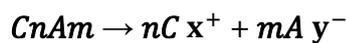
- Les parois rugueuses.
- Les turbulences favorisent le contact des cristaux avec les parois.
- L'évaporation de l'eau, qui est due à la chute de pression et en particulier entre le gisement et le fond, ainsi une précipitation importante du NaCl. [9]

II.4. Mécanisme de formation des dépôts minéraux :

La précipitation ne se produit que si la sursaturation (concentration en soluté supérieure à sa solubilité) est très importante et elle est accélérée par la présence de points spécifiques (impuretés, parois rocheuses) permettant d'initier la première étape de précipitation du dépôt : la nucléation, formation du premier germe solide dans la solution. Suivent alors les étapes de germination puis croissance du dépôt, tant que les conditions thermodynamiques (concentration des minéraux au-dessus de la saturation). [6]

II.5. Etapes de formation de dépôts :**5.1. Sursaturation :**

Le facteur favorise la précipitation des sels est essentiellement la concentration de la solution, une fois la solution est saturée la précipitation se forme, la taille des microcristaux croît en fonction du temps. La solubilité des sels est régie par la loi d'action masse, l'équilibre de dissociation d'un sel du type C_nA_m est le suivant :



C : cation de valence X

A : anion de valence Y

(NX=MY)

5.2. Germination :

L'apparition des cristaux de la phase considérée dans une solution qui en était dépourvue. La germination se divise également en deux types : homogène et hétérogène.

5.3 Germination homogène :

Les cristaux apparaissent au sein de la solution sans contacts particuliers avec les parois du cristalliseur ou toute autre particule solide.

5.4 Germination 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.

5.5 Croissance cristalline :

Le milieu de croissance agit sur les facteurs cinétiques responsables de l'avancement des faces de différentes manières, en général, plus les complexes formés par les molécules de soluté avec les constituants de la solution sont stables, plus la cinétique de croissance est faible. [9]

II.6. Les paramètres influençant sur leur formation :

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

6.1. L'effet de la température :

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

En règle générale une élévation de température augmente 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 390 g à 100°C. L'eau produite 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 mais il existe des exceptions comme : CaCO_3 , CaSO_4 qui sont moins solubles au chaud. Une augmentation de la température réduit la solubilité de CaCO_3 , SrSO_4 , et le CaSO_4 , mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de BaSO_4 .

La solubilité de BaSO_4 augmente avec l'augmentation de la température. Or, les expériences montrent que la solubilité de sulfate de baryum dans l'eau distillée à 25°C est égale à 2.3 mg/l et à 3.9 mg/l.

6.2 L'effet des sels dissouts :

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

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

6.3. L'effet de la pression :

Les variations de pression provoquent des variations de concentration des gaz dissouts, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.

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

La relation entre l'augmentation de la pression et la solubilité de $BaSO_4$ est proportionnelle aussi bien que le mécanisme de la solubilité de $CaCO_3$. La solubilité de $NaCl$ est liée proportionnellement avec la pression. [6]

II.7. Détection des dépôts :

Dans le champ de HMD, on utilise Plusieurs méthodes très classiques pour détecter les problèmes liés par les dépôts disponibles sur le champ de HMD dont nous retiendrons : [11]

7.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire :

L'identification des causes exactes d'un dépôt et par conséquent de choisir une solution appropriée ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

7.2. Essais de puits :

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une restriction à la production des réservoirs existe.

7.3. Historique complet des puits :

L'historique d'un puits est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes des quelques endommagements.

7.4. Analyse du système de production :

L'Analyse nodale est une méthode utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et de prévoir le débit. Cette méthode peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz. [6]

II.8. Le suivi des dépôts de sel :

Une fois complété et raccordé au réseau de production, les meilleures conditions de production doivent être assurées. Pour cela une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux fois par semaine).

En tête de puits, l'équipe de production, à chaque ronde, relève les paramètres suivants :

- Pression de tête.
- Pression de ligne (en aval de la duse).
- Température de l'effluent.
- L'examen des pressions des espaces annulaires.
- Pression de gaz-lift, pour les puits produisant en GAZ-LIFT.
- La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage.
- L'état des duses (éventuellement).

C'est en cas de non-correspondance des résultats que l'on peut détecter la présence d'un bouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante) et selon la variation des paramètres on peut déterminer l'emplacement des bouchages dus aux dépôts de sel. [9]

II.9. Localisation des dépôts :

Les dépôts sont définis comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides déplacés du réservoir vers la surface, ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisations des différents dépôts.

9.1. Au fond du puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (Sels, Paraffines, Asphaltènes ...).

9.2. Au niveau de réservoir :

Dans le cas où le problème des dépôts apparaît dans le réservoir à cause de la chute de pression entre le réservoir et le fond de puits, donc l'évaporation de l'eau de formation entraîne la précipitation des sels.

9.3. Au niveau des Perforations et des abords du Puits :

Ajustement des Paramètres de Production : L'ajustement des conditions de production au niveau de la duse permet de modifier les conditions hydrodynamiques de l'écoulement et

permet de changer la zone où le dépôt se forme. Cela permet d'éviter la formation des dépôts dans les perforations si la pression du gisement est importante.

9.4. Injection de l'eau traitée pour Nettoyer les Perforations :

Contrairement aux sels qui sont solubles dans les eaux aux basses températures. Les eaux traitées sont largement utilisées pour le nettoyage des puits soit par pompage sous pression depuis la surface, soit par opération de squeeze ou en utilisant le coiled tubing.

9.5. Au niveau du tubing :

➤ *Modification de la Complétion :*

Pour éviter le dépôt de NaCl, le lavage à l'eau continu parmi la solution des sels mais l'incompatibilité entre les deux eaux (de formation et d'injection) entraîne la précipitation des sulfates de baryum dans le tubing. Elles peuvent se produire également dans les perforations et même dans le réservoir (faible pression du réservoir dans ces deux zones), dans le cas où la déposition se produit dans le tubing, une modification de la complétion est envisagée pour réduire le taux de déposition.

➤ *Méthode Mécanique :*

Les méthodes mécaniques pour le traitement des dépôts peuvent être utilisées fréquemment et périodiquement pour gratter les parois des tubings, les lignes de collecte et les pipes. [6]

II.10. Impact des dépôts sur la production :

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

Ces dépôts représentent un vrai problème dans le ralentissement de la production, et contre lesquels les industriels luttent pendant bien des décennies, on peut rencontrer les dépôts dans les installations de fond comme on peut les trouver dans les installations de surfaces comme il est indiqué dans les photos prises dans les différents lieux au champ de HMD à savoir : Au niveau des lignes (pipes), des séparateurs, des duses, des concentriques et au niveau des tubings de production. [16]

10.1. Manque à produire engendré par les dépôts :

On peut résumer ce problème dans les points suivants :

- Réduction de la productivité des puits.
- Bouchages des tubings et des lignes entraînant des arrêts.

- Pertes en production (en tonnes).
- Dysfonctionnement des équipements. [11]

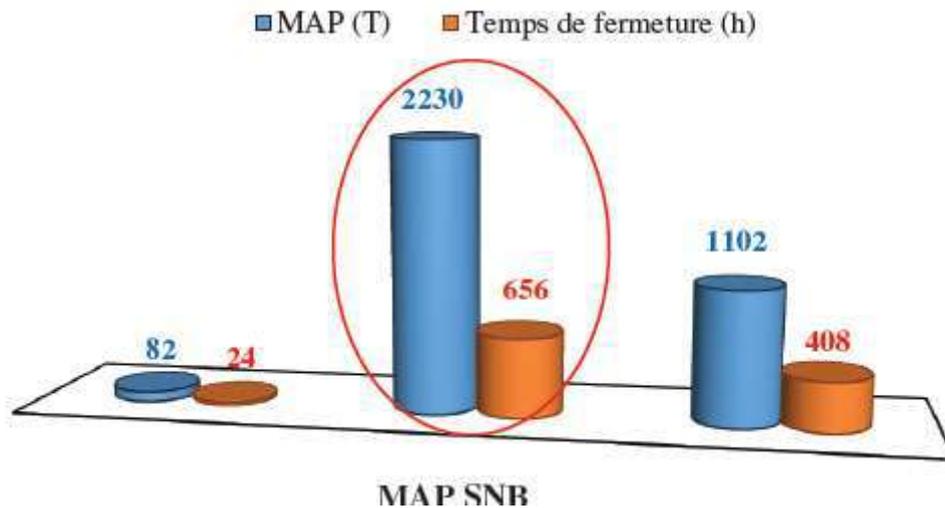


Figure II.8 : Exemple de puits bouché par les sels. [6]

II.11. Les problèmes d’exploitation liés aux différents dépôts dans le champ Sud de Hassi Messaoud :

Le champ Sud compte plus de 1153 puits, dont 884 puits éruptif producteurs d’huile, (502 puits en gaz-lift), 269 puits salés (121 puits en injections d’eaux continues). Au fur et à mesure de l’épuisement de l’énergie de gisement, un concentrique est installé dans plus de la moitié des puits producteurs afin d’injecter le gaz, ainsi l’injection d’eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels qui viennent de la formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Tant que l’eau injectée n’est pas compatible avec l’eau de formation, il se produit de nouveaux dépôts (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à dissoudre dans l’acide. L’injection d’eau se fait en continu pour les puits à forte salinité, pour le cas contraire un bouchon d’eau est suffisant. Bien que la teneur des asphaltènes soit faible (11%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ Sud. [III] Les percées de gaz et d’eau dans les zones soumises à l’injection réduisent considérablement l’index de productivité surtout les puits en percés d’eau qui nécessite un investissement supplémentaire (gaz- lift). Les percées de gaz sont moins dramatiques, seulement des pertes de charges supplémentaires dans les collectes. [6]

D’après les résultats d’analyse des dépôts les pourcentages des différents dépôts dans le champ Sud de HMD :

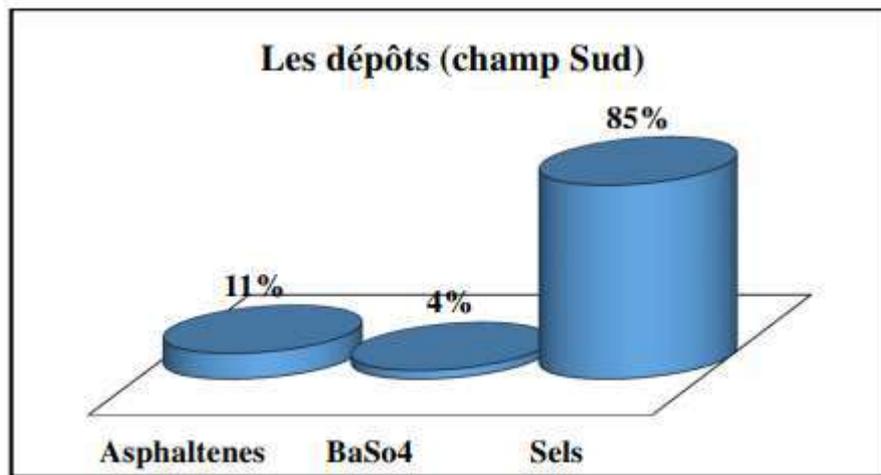


Figure II.9 : Les dépôts de champ sud de HMD. [6]

- ✚ D'après la figure (II.9) on constate que le pourcentage des dépôts de sels dans le champ hmd sud est représenté par 85%, donc le problème majeur c'est le sel qui est traité par l'injection continue. Cette eau injectée crée d'autres problèmes comme le sulfate de baryum qui est représenté par 4%, et les asphaltènes par 11%.

II.12. Chlorures de sodium (NaCl) :

Le sel, a été dès le début de la mise en exploitation du champ de HMD un des principaux problèmes d'exploitation. Les changements de température et de pression associés à la production, engendrent la précipitation des sels NaCl des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voire même du tubing de production.

Les dépôts de NaCl sont une des causes fréquentes de dépôts de sels qui a pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations. Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures qui vient naturellement avec le pétrole brut, avec les eaux des puits chargées en sodium. [6]

Le NaCl est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Dans certaines eaux de formation la concentration en NaCl peuvent en contenir jusqu'à 350 g/l, donc proche de la sursaturation qu'une très faible variation de température évaporation d'eau due à la chute de pression (à 0°C et la concentration est de l'ordre de 357(g/l), provoque une précipitation importante de NaCl. [2]

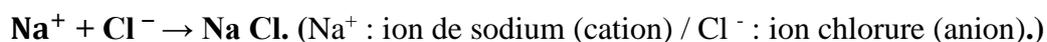




Figure II.10 : Cristal du chlorure de sodium. [2]

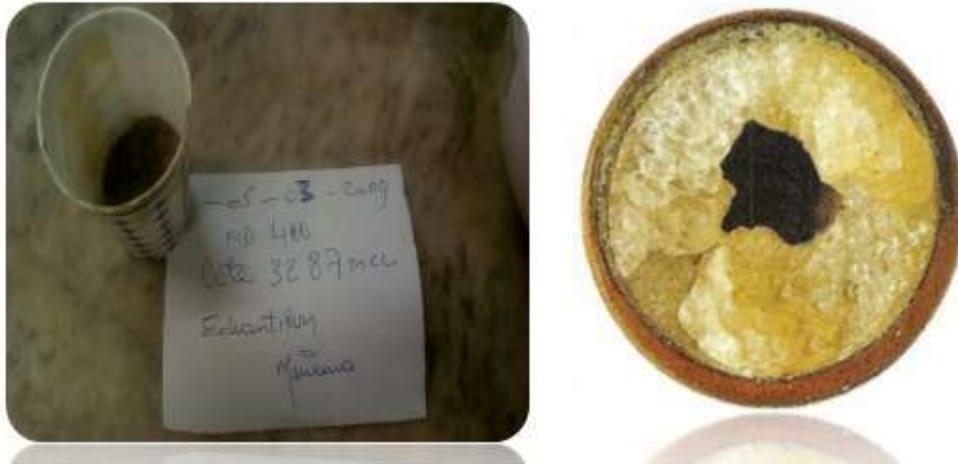


Figure II.11 : Chlorure de sodium (NaCl). [11]

12.1. L'origine de NaCl :

Dans le champ de HMD les eaux produites avec le pétrole sont chargées de différents sels, ces derniers se présentent le plus souvent sous forme de cristaux dans le brut, et sous forme d'une solution dans l'eau de gisement.

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement :

- MgCl_2 (chlorure de magnésium) = 20%.
- CaCl_2 (chlorure de calcium) = 10%.
- NaCl (chlorure de sodium) = 70%. [12]

12.2. Solubilité des dépôts de sels :

Les sels ont comme origines les eaux produites en même temps que le pétrole ; Ces eaux qui peuvent provenir soit de l'aquifère se trouvant à la base du gisement pétrolifère soit de la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités importantes. Ces eaux sont généralement très chargées en sels et quelque fois jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné, en quantités très variables, de sels de calcium,

potassium, magnésium, baryum, strontium, sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures.

Dissoudre un sel dans l'eau par exemple, revient donc à séparer les ions qui se trouvent dispersés dans le solvant et cela grâce au phénomène de solvation pour rompre une liaison ionique, il faut donc fournir de l'énergie, les ions séparés sont moins stable que lorsqu'ils sont liés.

La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre ; alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le Na_2SO_4 , K_2SO_4 et $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ un certain nombre de sels sont partiellement solubles et d'autre insolubles (BaSO_4).

Dans le cas d'un composé ionique solide (AB) qui se dissocié en A^- et B^+ indiquent la concentration en gramme ions/litre, la constante d'équilibre de la réaction de dissolution est appelée produit de solubilité et est notée K_s (T), elle ne dépend que de la température et en générale, elle augmente avec celle-ci.

Le produit de solubilité permet d'expliquer et de prévoir si une réaction de précipitation se vérifie et si la précipitation est complète. Lorsque le produit des concentrations des deux ions en solution est supérieur à la valeur du produit de solubilité du sel correspondant, la précipitation de sel se poursuit jusqu'à ce que le produit des concentrations de ces deux ions en solution n'égale le produit de solubilité.

Les sels sont dits très solubles lorsque « S » est de l'ordre de 10^{-1} mol/l ; les sels sont dits peu solubles lorsque « S » est de l'ordre 10^{-4} mol/l.

Plus le K_s est faible moins le sel est soluble. [16]

12.3. Conditions de formation de NaCl :

L'état de saturation de l'eau peut être dû, entre autres, à un échange d'ions dans la roche. La chute de pression, entre le gisement et le fond du puits produit une évaporation partielle de cette eau, qui se sursature et précipite des cristaux. [11]

12.4. Influence Des Divers Paramètres sur le NaCl :

a. Température :

Elle a une action très importante sur la solubilité des sels. En règle générale une élévation de température augmente la solubilité des sels. 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 390 g à 100°C . L'eau produite 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 mais il existe des exceptions comme : CaCO_3 , CaSO_4 qui sont moins solubles à chaud. [11]

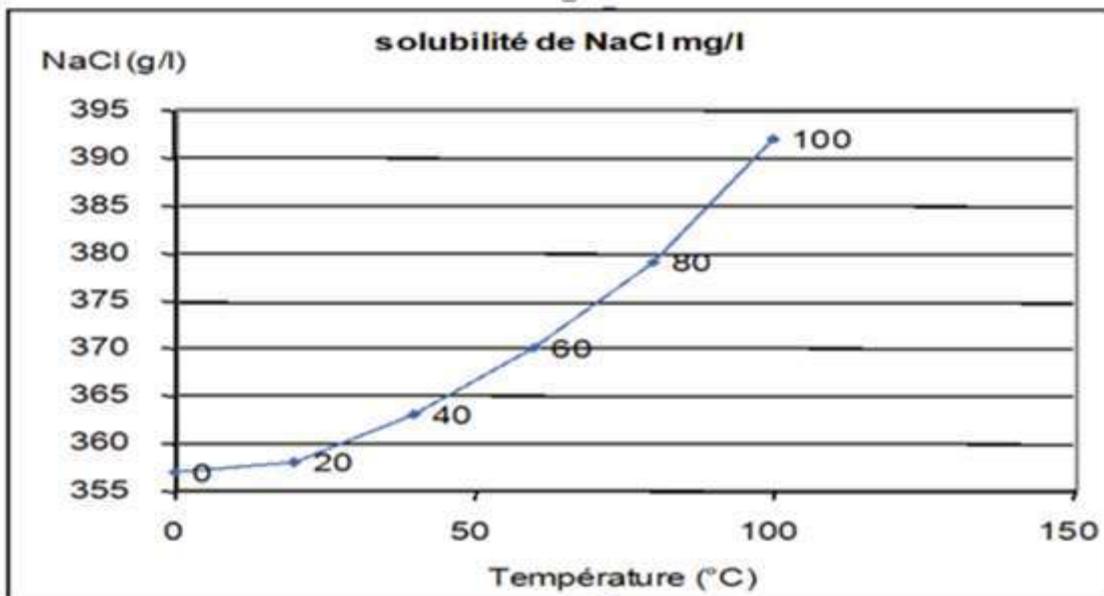


Figure II.12 : Effet température sur la solubilité de NaCl. [11]

b. Pression :

En général, la solubilité de NaCl est liée proportionnellement avec la pression c'est à dire plus la pression est élevée, plus l'eau peut contenir de sel dissout et l'inverse, ce qu'explique la présence des dépôts ou il existe des réductions de diamètre qui provoquent une chute de pression. Ainsi que la diminution de pression en cœur de la remonté vers la surface. [11]

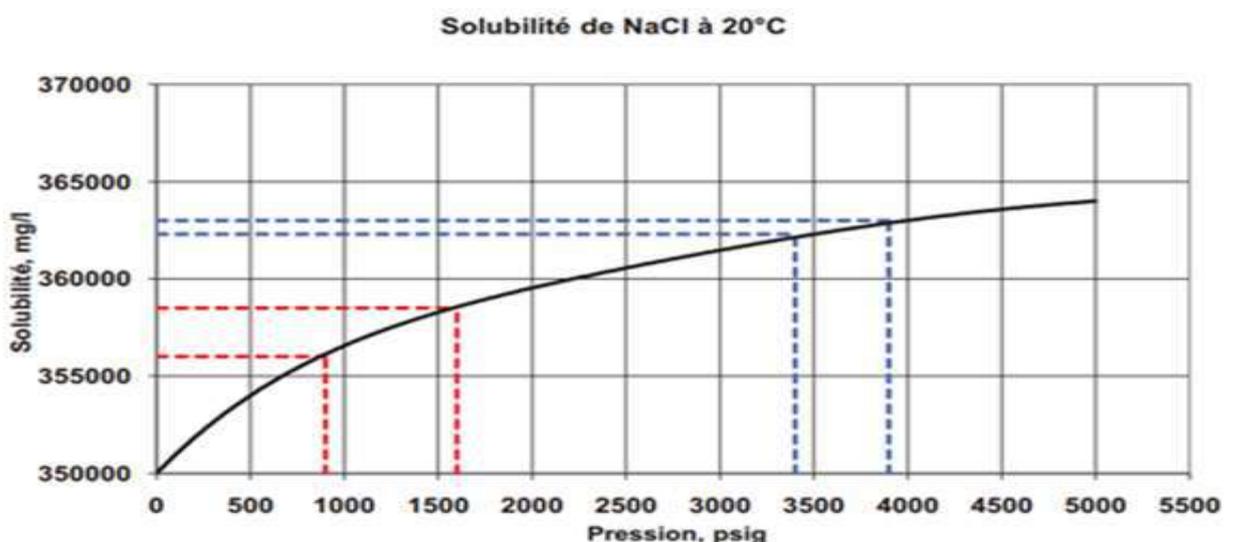


Figure II.13 : l'effet de pression sur la solubilité de NaCl. [12]

12.5. Localisation de dépôt de sel NaCl dans le champ HMD :

Malgré l'injection continue de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter provoquant ainsi la fermeture totale des puits.

A HMD les principaux dépôts se trouvent :

- Sur les parois de tubing à différents niveaux.
- Les liners entre les perforations sous l'effet de la chute de pression entre la pression de gisement et celle du fond.
- Au niveau de la vanne SSV.
- Au niveau de la vanne d'injection d'eau sous l'effet de contact de l'eau injectée avec le fluide produit.
- Au niveau de la duse réglable
- Au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température.
- Au point de contact du gaz décanté à 20° C et l'effluent qui a une température de 100°C.

I.13. Conclusion :

La formation de dépôts sels dépend plusieurs conditions. Alors pour les prévenir il faut faire une étude précise sur les conditions favorables de formation de sels. Ces conditions changent aussi avec la nature de dépôt, chaque type de dépôt nécessite un traitement différent et moyen de prévention spécifiée. [9]

Chapitre III :
Généralité sur
le dessalage
et leur
traitement.

III.1. Introduction :

Dans le but d'améliorer la récupération et remédier les problèmes de dépôts, plusieurs traitements sont utilisés plus ou moins coûteux à mettre en œuvre, dont on pourra citer les deux principaux : mécanique et chimique.

Pour empêcher et/ou pour retarder la croissance des dépôts, l'eau injectée dans les puits pour le dessalage est traitée préalablement par des inhibiteurs de dépôts. La concentration d'usage à laquelle l'inhibiteur de dépôts est efficace est déterminée par des mesures appropriées au laboratoire puis corrigée sur site par des tests industriels [2].

III.2. Les moyens de lutte contre les dépôts à HMD :**2.1. Travail au câble (Wire Line) :**

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. [9]

 **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- cutteur (couteau calibre), 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 ramones, en faisant débiter le puits pendant le grattage pour limiter les risques de coincement.
- ✓ Le piston libre, destiné à la destruction des ponts de sel sans l'interruption de la production.

Ces opérations s'effectuent :

1/ Périodiquement : avec une fréquence de (8 jours à 2 mois) pour des puits à faible salinité.

2/ En continu : avec une fréquence de (1 à 5 jours) pour des puits à forte salinité.

2.2. Lavage à l'eau :

Depuis la mise en exploitation du réservoir il s'est avéré nécessaire de laver à l'eau le tubing et le découvert de certains puits pour dissoudre les ponts de sel que le wire line n'aurait pas pu atteindre ou détruire : [6]

2.2.1. Pompe BSB [Lavage par l'injection eau en continue au fond du puits] :

Cela consiste à injecter de l'eau douce traitée avec un inhibiteur de corrosion et bactéricides en permanence dans le puits. Pour réaliser cette opération il faut avoir des complétions adéquates.

Ses complétions sont choisies de la façon suivante en tenant compte :

- ✓ De la pression du fond du puits
- ✓ Du diamètre du tubage de production
- ✓ De la salinité du brut
- ✓ Du retenu de dépôt de sel dans le tubage. [9]

2.2.2. Bouchons d'eau :

Un volume de 2 à 5 m³ d'eau traitée, quelquefois plus important, est pompé en tête de puits (puits fermés), il descend par gravité dans le tubing, en dissolvant sur son passage les ponts de sel rencontrés et arrive dans le découvert au bout de 8 heures. Le puits est ensuite remis en production, le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyé au centre de production suivant les puits.

En alternance ou non avec la wire line, les bouchons d'eau sont déclenchés périodiquement en traitement préventif ou à la demande pour venir en aide au wire line (outil coincés, dépôts difficile à détruire) ils éliminent totalement les cristaux de sel qui adhèrent sur les parois des tubings, du train de fond ou dans la crépine, ce qui ne peut faire un outil wire-line qui laisse toujours une amorce de pont de sel suivant le diamètre de l'outil descendu pour casser ces ponts. De plus dans les tubes perforés ou crépines, le bouchon d'eau est un moyen efficace de destruction de dépôts de sel alors qu'il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils.

La fréquence des bouchons d'eau est très variable, sur certains puits, elle est régulière de 8 à 15 j. [6]

2.2.2.1. Mode de Bouchon d'eau :

a. BE ferme : bouchon d'eau en tête puits ferme (08 à 9 h).

b. BDP (balayage ligne) : bouchon d'eau injectée par le CCE, le puits sera ferme pendant 04 h.

c. BE en Q (en circulation) : il s'agit d'une circulation à l'eau traitée, l'eau est injectée par le CCE, et sortira avec la production du puits.



Figure III.1 : Unité De Pompage et Citerne De Stockage de l'eau de Dessalage [9].

2.2.2.2. Avantage et inconvénients :

a. Avantage :

- ❖ 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.

b. Inconvénient :

- En raison des huit 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. [9]

2.2.3. Injection continue :

S'impose lorsque les accumulations sont importantes. Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum nécessaire) au fonds du puits pour abaisser la concentration de l'eau de gisement. Cette opération a le mérite de ne pas interrompre la production.

- Sur les puits à faible débit, on injecte l'eau par un tube de faible section descendu dans le tubing de production. [12]

2.2.4. Squeeze d'eau dans la couche :

Des injections d'eau, se sont montrées efficaces sur quelque puits. L'eau agit dans les abords immédiats du trou. Elle dissout les cristaux de sel et après la réouverture du puits une bonne partie de

cette eau peut rester absorbée dans la roche et diluer l'eau de gisement produite par 3 à 5 m³ d'eau sont chassées dans la couche par un volume égal d'eau pompée en tête de puits et dégorgée aussitôt. Il s'agit en fait d'un trempage du découvert sur quelques centimètres de formation seulement. [6]

2.3. 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 wireline ou coiled tubing laissé dans le puits)

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puits, peut être utilisé pour enlever les dépôts collés aux parois des tubings à l'intérieur des puits, comme le Wire-line.

Cette intervention consiste à faire circuler

- Traitement des abords du puits.
- Lavage des parois du réservoir à l'eau ou à l'acide. [6]

2.4. Coiled tubing :

Dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité coiled tubing (l'opération consiste à introduire un tube de diamètre 2 pouces (5 cm) dans le tubing et à injecter un fluide sous pression), ce qui permet de dissoudre les dépôts par une tête du tube possède des orifices et elle peut tourner et éjecter le fluide (eau douce,..), sous pression en même temps et les bouchons de sel dans le tubing. Sous l'effet de la pression le dépôt se décolle de la paroi. L'opération peut durer quelques minutes, et même des heures, selon la taille du bouchon et la quantité des dépôts dans le puits. [6]

2.5. Les inhibiteurs :

D'une manière générale, les sulfates alcalino-terreux ne sont pas solubles par les acides. Par conséquent on utilisera un inhibiteur de formation que l'on injectera en premier de manière à créer une interface entre l'eau d'injection et l'eau de gisement. Les inhibiteurs utilisables pratiquement sont des "retardateurs de cristallisation et fonctionnent par effet de seuil (concentration maximale). La durée de la protection dépend des concentrations, des propriétés de la roche ainsi que des hétérogénéités de la formation. [6]

2.5.1. Définition des inhibiteurs :

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts. [2]

2.5.2. Type des inhibiteurs :

a) 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.

b) inhibiteur de corrosion :

C'est un composé chimique qui s'ajoute à faible concentration au milieu corrosif, pour ralentir ou stoppé le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu. [6]

2.5.3. Mécanismes d'action des inhibiteurs :

Les mécanismes d'action des inhibiteurs sont classés en trois catégories, décrites ci-dessous :

- ❖ Inhibition de la nucléation.
- ❖ Dispersion des cristaux déjà formés.
- ❖ Ralentissement/Blocage de la croissance. [9]

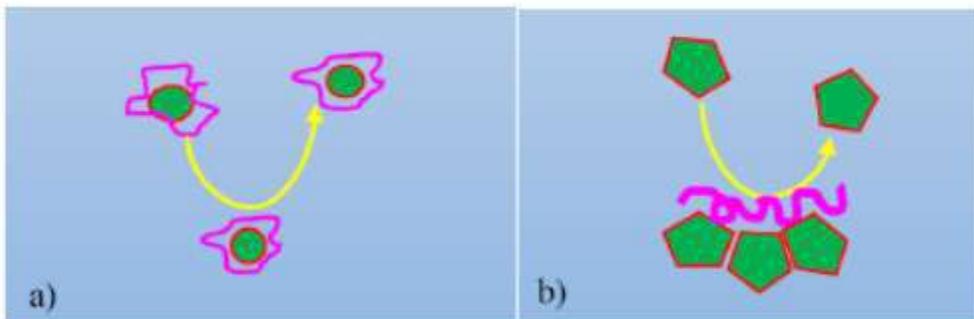


Figure III.2 : (a) Dispersion Des Nucléus Formés

(b) Stabilisation Des Dépôts En Croissance [9].

2.5.4. L'utilisation des inhibiteurs :

Les composés anti-dépôts sont utilisés à des concentrations nettement inférieures à la stœchiométrie pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins.

En général, ils sont utilisés dans le domaine industriel, citons par exemple le domaine pétrolier, tels que les puits producteurs, les réservoirs de 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 procédées industriels, eau de chaudière...etc.

Actuellement l'inhibiteur utilisé dans les stations de traitement est l'AD 32.

Les résultats sont satisfaisants vu la diminution constatée en sulfate de baryum mais des paramètres peuvent influencer sur les résultats voulus à savoir :

- ✓ Des bouchons d'eau qui ne sont pas traités par l'anti-dépôt.
- ✓ L'état des pompes BSB.
- ✓ Les Fuites causées par la corrosion des lignes.
- ✓ les perturbations répétées du débit d'eau.
- ✓ Des surdosages en produit de traitement en cas de diminution du débit d'eau.
- ✓ Des dilutions du produit de traitement en cas d'augmentation du débit d'eau. [6]

2.5.5. Procédé d'utilisation des inhibiteurs chimiques :

A cet effet, on utilise les inhibiteurs d'entartrage, qui agissent sous ces deux modes d'action :

- Retardent l'apparition des germes
- Favorisent la formation de cristaux peu adhérents (germination homogène) et/ ou qui diminuent la vitesse de croissance des cristaux. [9]

III.3. Le Dessalage :

3.1 Définition de Dessalage :

Le dessalage est une opération qui est conçu pour éliminer les sels contenus dans le puits car ce dernier présente plusieurs inconvénients au niveau des installations (encrassement, bouchage, corrosion ...etc.)

NOTE : puisque le dessalage se fait par l'eau alors il faut d'abord connaître les généralités sur les aux dans le champ de Hassi Messaoud.

3.2. Généralité sur les eaux :**3.2.1. Les eaux dans les champs pétroliers :****3.2.1.1. L'eau de gisement :**

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

En effet l'eau de gisement contient une quantité importante de baryum sous forme de « BaCl₂ ».

3.2.1.2. L'eau d'injection :

L'injection de l'eau douce dans des réservoirs de gisement de pétrole a pour but maintenir la pression de réservoir et le lavage des puits salés. C'est le procédé le plus employé son but est d'augmenter la récupération, ainsi d'accélérer la production.

On distingue deux catégories d'eau :

A. Eau de maintien de pression :

L'injection de l'eau dans des réservoirs de gisement de pétrole a pour but maintenir la pression de réservoir et améliorer la production.

B. Eau de dessalage :

Elle est en général injectée dans des concentriques en vue de nettoyer les puits salés et dissoudre les dépôts de sel « chlorure de sodium » qui s'y trouvent. [8]

3.2.2. Choix de l'eau de dessalage :

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

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

Le choix de la nappe albien est basé sur ces critères, et vu la richesse du champ HMD de cette dernière. Malgré que la nappe albien répond aux critères physiques pour son choix à l'utilisation pour le lavage des puits salés et le maintien de pression, mais elle présente une incompatibilité chimique avec l'eau de réservoir (cambrien), et elle provoque la formation des différents dépôts. [8]

3.2.3. Les buts d'injection d'eau :

- ✓ Eliminer l'eau souvent salée produite avec l'huile.
- ✓ Améliorer la récupération de l'huile par :
 1. Maintien de pression, pour assister un aquifère naturel insuffisant.
 2. Plus généralement, amélioration du balayage des zones productrices, latéralement ou verticalement (voire à l'échelle microscopique par adjonction d'agents tensio-actifs)[16].

❖ Complétion simple :

Dans ce cas le puits est équipé d'une seule colonne de production. Cela ne permet en général que d'exploiter et dessaler avec bouchon d'eau fermer à la fois.

❖ Complétion parallèle :

Il constitue d'un tubing (4''1/2) et CCE en parallèle, on utilise cette complétion pour minimiser les fermetures d'un puits ; l'injection d'eau se fait à travers le CCE et le tubing de production est toujours actif.

❖ Complétion Concentrique :

Il constitué d'un tube macaroni de diamètre 1''315, 1''660, 1''900 descendu dans le tubing de production (4''1/2) est suspendu en tête de puits. Pour les puits sales l'injection d'eau est continue à travers le CCE.

Dans le cas d'un puits horizontal ou Short radius ou Side track on aura besoin d'un lavage du drain pour cela on procède a un bain de pied.

❖ Complétion Télescopique :

Le puits est complété avec un tubing (4''1/2) + tubing (2''7/8) suspendu. Descendre un deuxième concentrique (1''315) au fond pour dessalage et laisser l'annulaire que forme le premier concentrique (2''7/8) avec le tubing (4''1/2) pour le liftage, l'huile sera produite que forme les deux concentriques.

Ou bien, descendre le concentrique (1''315) pour le liftage, le dessalage sera assuré par l'annulaire (4''1/2×2''7/8) et la production d'huile se fera par l'annulaire (2''7/8×1''315).

Cette méthode a été choisie pour séparer l'eau de dessalage du gas et de production, Ce mode a été évité pour ses inconvénients :

- Poids lourd du chemisage (2''7/8) CCE (1''315)
- Affaissement tête de puits.

❖ Complétion SPM.

3.3. Les modes de dessalage :**3.3.1. Dessalage classique à basse pression :**

Le mode de dessalage à faible pression était le plus utilisable pendant les années passées : d'abord l'eau est traitée dans la station de dessalage avec des produits chimiques ensuite elle est acheminée vers les puits salés et finalement cette eau est évacuée par des pompes BSB réseau (6 -10 bar) placées près des puits de production [16].

3.3.2. Dessalage par réseau pressurisé :

Depuis l'apparition des sels à Hassi Messaoud les puits sont injectés par l'eau traitée soit par bouchon d'eau périodiques ou par l'injection d'eau continue. Des difficultés sont rencontrées lorsque un nombre important de puits est assisté par le gaz lift ce qui engendre un mauvais dessalage suite à la contre pression du gaz. Une décision après l'étude a été prise pour procéder au dessalage par réseau pressurisé l'eau est pompée à partir de la station de réinjection eau.

3.4. Installations de surface :

- **Un bac d'eau** : De capacité uniforme généralement de 50m³. Il est généralement placé en dehors du périmètre de sécurité et est périodiquement rempli par citernage ou relié à un réseau d'eau.
- **Une (ou plusieurs) pompe (s) de refoulement** : Les pompes utilisées sont de type BSB, 1''1/2 ou 2'' suivant le débit à injecter. Elles sont alimentées en continu en gaz par le scrubber.
- **Le scrubber (piège à gaz)** : L'effluent produit par le puits chemine du fond à la tête par le tubing et de la tête vers CTH (centre de traitement) par la ligne de production. Le scrubber est placé sur cette ligne, il sert à piéger une partie du gaz produit. Il se compose de :
02 chambres, Vanne de purge, Détendeur, Bride pleine, Vanne d'isolement : Pour éviter le contact de la chambre à gaz et de la chambre de mélange.

Le gaz est piégé en premier lieu dans la chambre de mélange, comme des quantités d'eau et d'huile sont entraînées, un passage vers la chambre supérieure à travers un filtre permet une meilleure séparation, ensuite il passe pour alimenter la vanne automatique par une sortie et les pompes d'injections d'eau par la deuxième sorti.



Figure III.3 : Une pompe BSB alimenter par Scrubber.



Figure III.4 : les bacs d'eau.

- **Petite ligne de torche** : pour l'élimination du gaz en excès.
- **Les Stations de traitement** : Les unités (stations pour l'injection des produits chimiques) de traitement d'eau ont pour but de traiter l'eau de lavage des puits huiles salés ainsi que le traitement de l'eau de maintien de pression. [9].

On a deux types de stations :

✚ les stations BP et leur nombre de puits salée :

Tableau III.1 : Stations BP et leur nombre de puits salée (en Avril 2022).

Station BP			
CINA	CIS	W1C	Z14
18	27	13	14

✚ les stations HP et leur nombre de puits salée :

Tableau III.2 : Les stations HP et leur nombre de puits salée (en Avril 2022).

SKID HP													
Nord					Sud					Perefirique			
OMP53		OMN77		CINA	E2A				MDH 6				
O NI	ON M	OMN 25	O MJ	UPSI DE	MD1 41	HGA W	MD 36	MD2 26	W1C HP	BONA TI HDZ	BON ATI HGA	BONA TI RAM A	BON AT ZAM
18	20	18	14	6	21	10	6	5	24	2	3	1	2

✓ Installation de la Station MD141 :



Shelter de commande



Filtre



Pompe d'injection



Injection des inhibiteurs



Skid MD141 de dessalage pressurisé HP (BONATTI) HMD.

Figure III.5 : représente Installation de la Station MD141

3.5. Réseau d'eau du Dessalage champ HMD :

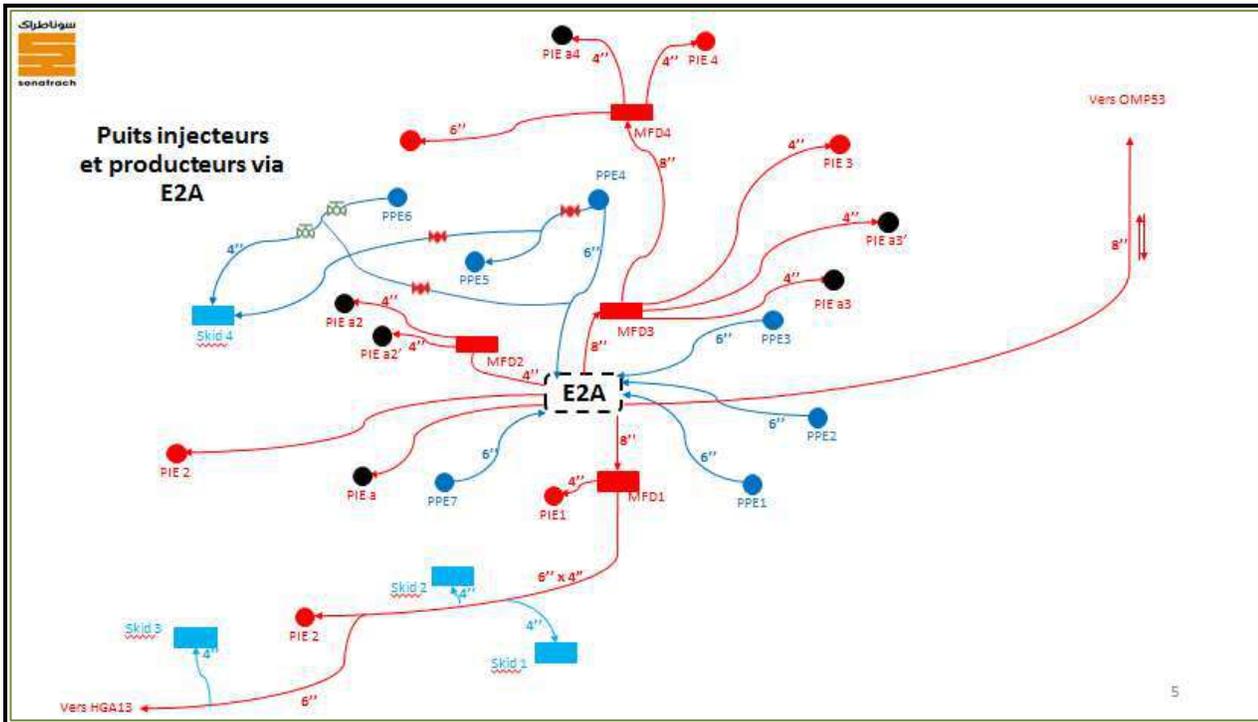


Figure III.6 : réseau eau de dessalage station E2A.

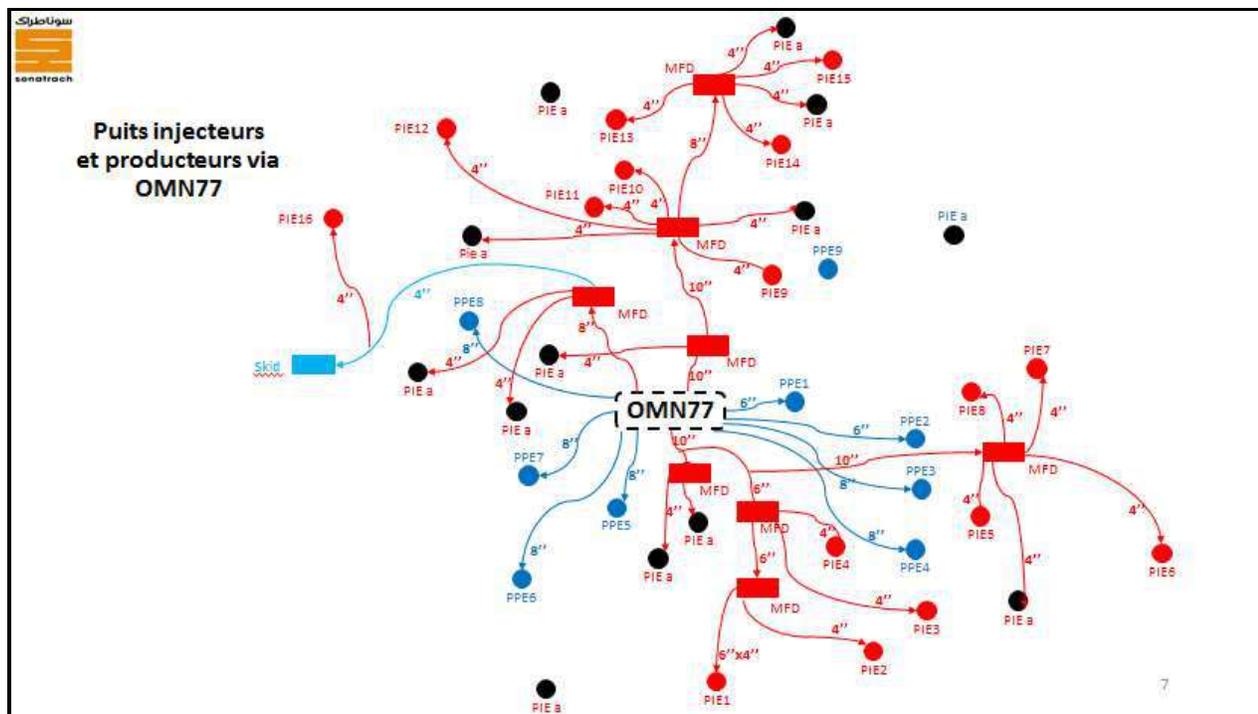


Figure III.7 : réseau d'eau du dessalage station OMN77.

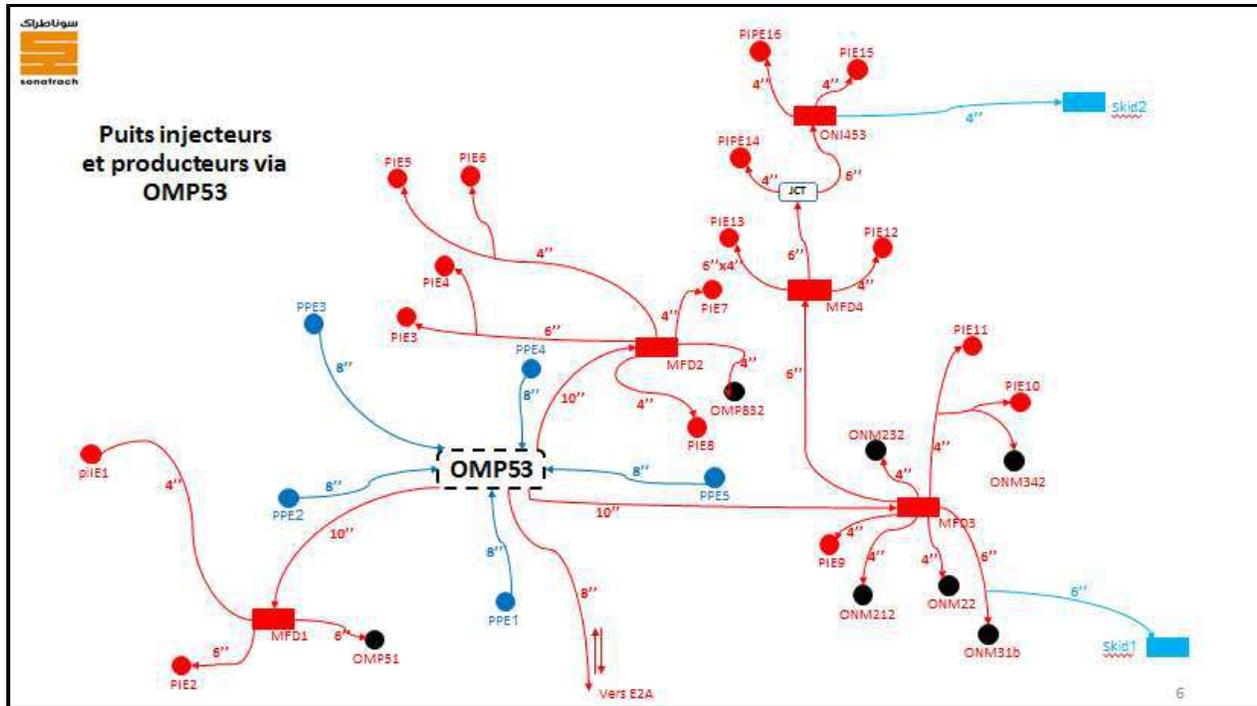


Figure III.8 : réseau eau de dessalage station OMP53.

III.4. Conclusion :

La formation de dépôts de sels dépend plusieurs conditions. Alors pour les prévenir il faut faire une étude précise sur les conditions favorables de formation de sels. Aussi le choisissent de la complétion la plus adéquate est un facteur important pour le dessalage au niveau de puits, et ce fait en fonction des paramètres de puits et sa puissance de production. [9]

Chapitre IV :
Évaluation du
système de
Dessalage et leur
influence sur la
formation de dépôts
jaune.

IV.1. Introduction :

Dans cette partie on va traiter les points suivants : les critères de choix des puits candidatures, leur historique et comportement ainsi que les paramètres des jaugeages et les cahiers de courbes de chaque puits. Enfin, on termine avec l'évaluation de mode de dessalage (réseau pressurisé, pompe BSB).

D'autre part, La formation de dépôts au niveau du réseau de dessalage dans les lignes d'eau des stations vers les puits salés ces dernières années, présente un sérieux problème de bouchage des lignes, et dans le but de remédier au problème le service laboratoire a proposé d'étudier ces dépôts dans le but de connaître leurs origines, les causes de leur formation et enfin suggérer des solutions adéquates.

IV.2. les critères de choix des puits :

Le tableau suivant représente les principaux critères de choix de chaque puits.

Tableau IV.1 : les candidats de puits pour le dessalage.

Puits :	Remarque :
MD421	puits fonctionnait avec réseau pressurise puis convertie en réseau classique [BSB], suite fin de contrat de la pompe pressurisé.
MD633	Puits à basse pression convertir à haute pression
MD226	Puits à basse pression convertir à haute pression
OMP70	Puits à basse pression avec des dépôts de traitements au niveau de CCE

IV.3. Influence de mode de dessalage sur l'amélioration de la production :**3.1. Etude de Comportement du puits MD421 après la conversion en dessalage BSB :**

Dans ce titre on 'a étudié l'influence de conversion de puits MD421 de dessalage pressurisé vers le dessalage BP sur les paramètres de production ainsi le changement de comportement de celle-ci.

3.1.1. Historique du puits MD421 :

L'historique d'un puits est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes des quelques endommagements. Le puits MD421 est un puits producteur d'huile

vertical à une profondeur de 3471 m se localise dans le sud-est de Hassi Messaoud a la zone 14 (zone centrale). Le puits est équipé d'un CCE de 1"660. Entretenu par injection d'eau par pompe BSB pour le dessalage.



Figure IV.1 : Cahier de courbe du puits MD421 pendant l'année 2020. [15]

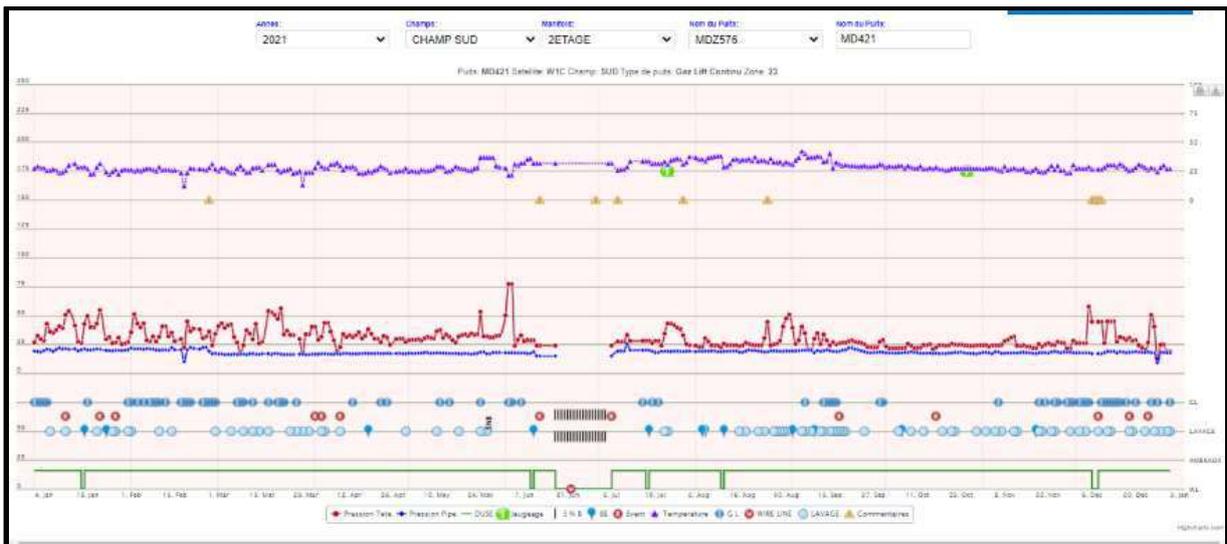


Figure IV.2 : Cahier de courbe du puits MD421 pendant l'année 2021. [15]

Les Figure (IV.1) et (IV.2) représentent l'historique du puits MD421, et les différentes interventions appliquées sur ce puits :

Le puits est fonctionné avec des paramètres stable pondant le dessalage en réseau pressurisé ; mais après fin contrat avec l'entreprise de service BONATI, le skid est arrêté en date du 01 octobre 2020, dans ce cas le puits est convertie en dessalage classique (avec pompe BSB). Dans cette période en remarque que il y a une mal alimentation par la pompe BSB et à l'aide des BEF, par conséquence on aura des arrêts répétés au puits et l'augmentation du temps de fermeture qui nous donne un manque à produire très important.

3.1.2 Les Paramètres des jaugeages MD421 :

Le tableau (IV.2) suivant représente les paramètres des jaugeages de puits MD421 dans des différentes période.

Date	Pression tête	Pression pipe	Duse (mm)	Débit (m ³ /h)	GOR	Eau récupérée	Eau injectée
25/08/2016	25.6	18.6	22	2.53	1654.74	460	-
22/05/2018	33	21	16	1.4	1117.59	1400	-
06/06/2018	27.1	21.3	16	1.45	1036.2	1164	-
04/01/2019	54.7	18.6	16	1.58	2849.51	1750	-
05/08/2019	26.9	17.8	16	1.61	936.45	2071	-
02/11/2019	30	15	16	2.48	645.5	2000	-
24/01/2020	30.2	21.02	16	2.43	654.25	1507	-
03/08/2020	29.7	19.1	16	3.03	512.83	933	-
23/07/2021	42.9	19.9	16	1.74	1015.02	334	-
27/10/2021	24.4	17.8	16	1.97	1119.15	665	-
27/10/2021	24.4	17.8	16	1.97	1119.15	665	-

Tableau IV.2 : Les Paramètres des jaugeages de puits MD421. [15]

3.1.3 La production journalière MD421 :

Cette Figure (IV.3) représente la courbe de production journalière du puits MD421

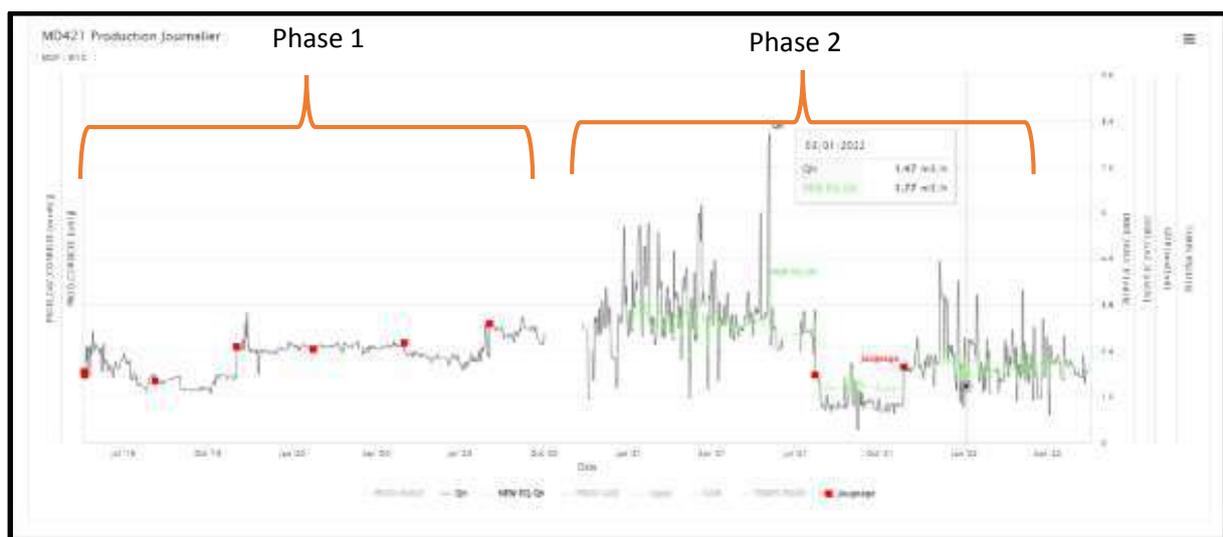


Figure IV.3 : Courbe présente la production journalière de puits MD421. [15]

D'après la Figure (IV.3) on remarque que :

- Lors de dessalage pressurisé présente dans la phase (1), le puits ce produise presque avec des paramètres stables
- Par contre dans la phase (2), d'après l'arrêt de dessalage pressurisé et l'utilisation de la pompe BSB .on remarque que, il y a une perturbation de production dû à la fermeture quotidienne du puits pour faire des BEF.

3.2. Etude de Comportement des puits MD633 / MD226 après la conversion en dessalage avec réseau pressurisé :

Dans ce titre on' à étudier l'influence de conversion des puits MD633 / MD226 de dessalage BP vers le dessalage pressurisé sur les paramètres de production ainsi le changement de comportement de celle-ci.

A/ Puits MD226 :

3.2.1. Historique du puits MD266 :

Le puits MD226 est un puits producteur d'huile vertical à une profondeur de 3368 m se localise dans le sud-est de Hassi Messaoud a la zone 14. Le puits est équipé d'un CCE de 1"660. Entretenu par injection d'eau par pompe BSB convertie à réseau pressurisé pour le dessalage.



Figure IV.4 : Cahier de courbe du puits MD226 pendant l'année 2016. [15]



Figure IV.5 : Cahier de courbe du puits MD226 pendant l'année 2017. [15]

A l'origine, le puits n'était pas salé, parmi les meilleurs dans le champ sud de HMD. En mars 2016, l'apparition des premiers traces de sel. Au début, on traite le puits par des bouchons d'eau fermé, et ensuite par injection d'eau de dessalage par la pompe BSB (généralement insuffisant). lorsque le problème devient grave avec un manque a produit important, la décision était prise pour le raccordement sur le réseau de dessalage pressurisé, à la date 21 décembre 2016 le puits devient plus stable sans la répétition de la fermeture.

3.2.2. Les Paramètres des jaugeages MD226 :

Le tableau suivant représente les paramètres des jaugeages de puits MD226 dans des différentes périodes

Tableau IV.3 : les paramètres des jaugeages de puits MD226. [15]

Date	Pression tête	Pression pipe	Duse (mm)	Débit (m³/h)	GOR	Eau récupérée	Eau injectée
29/11/2017	121.1	21.1	9	11.21	161.54	600	-
21/01/2018	120.7	23.2	9	11.22	157.01	0	-
16/02/2018	117.4	21	9	9.43	269.44	2000	-
24/03/2018	101.5	24.5	9	8.79	136.14	1923	-
29/06/2019	104	22	9	8.46	99.98	3858	-
30/09/2019	89.6	22.5	9	7.28	140.53	3223	-
04/11/2019	106.3	23.5	9	7.84	138.14	2770	-
03/01/2020	88.1	23.4	9	6.32	114.7	3664	-
10/08/2020	78	23.6	9	6.83	84.59	5466	-
04/12/2020	77.3	25.4	9	4.99	172.69	7578	-
06/02/2021	83.79	26.76	9	5.85	111.48	8167	-
08/07/2021	80.15	23.43	9	4.97	153.65	8662.8	-
20/10/2021	77.3	23.2	9	4.36	129.63	8000	-

B/ Puits MD633 :

3.2.3 Historique du puits MD633 :

Le puits MD633 est un puits producteur d'huile vertical à une profondeur de 3442 m se localise dans le sud-est de Hassi Messaoud à la zone 24. Le puits est équipé d'un chemisage de 2^{7/8}. Entretenu par injection d'eau par pompe BSB convertie à réseau pressurisé pour le dessalage.



Figure IV.6 : Cahier de courbe du puits MD633 pendant l'année 2018.[15]



Figure IV.7 : Cahier de courbe du puits MD633 pendant l'année 2019. [15]

D'après les deux Figures (IV.6) et (IV.7) :

Au début de l'année 2019, le puits a été opéré par l'opération de W.O pour le changement de complétion, l'historique du puits montre qu'il est salé, mais l'ancien réseau de dessalage BP

s'avère insuffisant, donc on a raccordé le puits dans le réseau de dessalage HP en 18 mai 2019, à partir cette date le comportement est amélioré et il continue à fonctionner.

3.2.4 Les Paramètres des jaugeages MD633 :

Le tableau suivant représente les paramètres des jaugeages de puits MD633 dans des différentes périodes

Tableau IV.4 : les paramètres des jaugeages de puits MD633. [15]

Date	Pression tête	Pression pipe	Duse (mm)	Débit (m³/h)	GOR	Eau récupérée	Eau injectée
21/11/2019	40.2	13	14	2.94	564.48	6500	-
23/01/2020	37.5	14.08	14	2.21	474.23	7129	-
06/04/2020	53.2	15.66	14	3.97	583.81	7431	-
17/05/2020	62	12.1	14	5.21	698.61	3928	-
24/07/2020	56.2	11.48	14	4.74	652.24	3450	-
19/11/2020	51.9	15.1	15	5.49	560.29	4323	-
17/02/2021	57.7	16.72	15	3.99	1075.78	2180	-
17/06/2021	70.12	16.5	15	4.3	1147.72	3960	-
25/08/2021	71.9	15.5	12.7	2.21	1390.43	622	-
15/09/2021	63.2	17.1	14	3.94	928.38	3747	-
29/11/2021	53.85	16.38	14	3.41	918.69	2463	-

IV.4. Le manque à produire dû à l'ancien système de dessalage pour les trois puits :

Pour la comparaison entre les deux systèmes de dessalage, on utilise l'équation IV.5 pour le calcul de MAP des trois puits et on utiliser :

$$\text{Manque à produire} = Q * \text{Temps de fermeture.} \quad \dots VI.1$$

Par **Q** = débit d'huile (m³/h).

Tableau IV.5 : représente le manque à produire dû à l'ancien système de dessalage.

	Puits	Temps de fermeture (h)	Q (m³/h)	Manque à produire (m3/h)
Semaine	MD421	16	1.74	27.84
	MD633	8	4	32
	MD226	24	14.57	354

On remarque que le MAP de puits MD421 < MAP des puits (MD633 et MD226), donc on va assurer l'efficacité de système de dessalage par rapport au système BSB.

IV.5. Analyse de dépôt de puits OMP70 :

La figure IV.8 représente le concentrique de puits OMP70, ce dernier est raccordé au système de dessalage BP. Le CCE de puits est totalement boucher par un dépôt comme la figure montre. Dans cette partie on fait une analyse complète de ces dépôts à l'aide de DRX, MEB et une analyse chimique au niveau de laboratoire EP.



Figure IV.8 : représente le dépôt de produit de traitement puits OMP70.

5.1. Etude d'analyse le pourcentage de dépôts des traitements a plusieurs puits :

Pour le tableau IV.6 il représente le pourcentage de dépôts des produits de traitements a plusieurs puits et la figure IV 15 représente L'histogramme de ces derniers

Tableau IV.6 : représente le pourcentage de dépôts des traitements à plusieurs puits.

Puits :	Résultat :
OMP70	100
MD219	72
MD131	97
MD341	40.65
MD127	73.6
MD513	90.42
MDZ602	40.73
ONI632	32

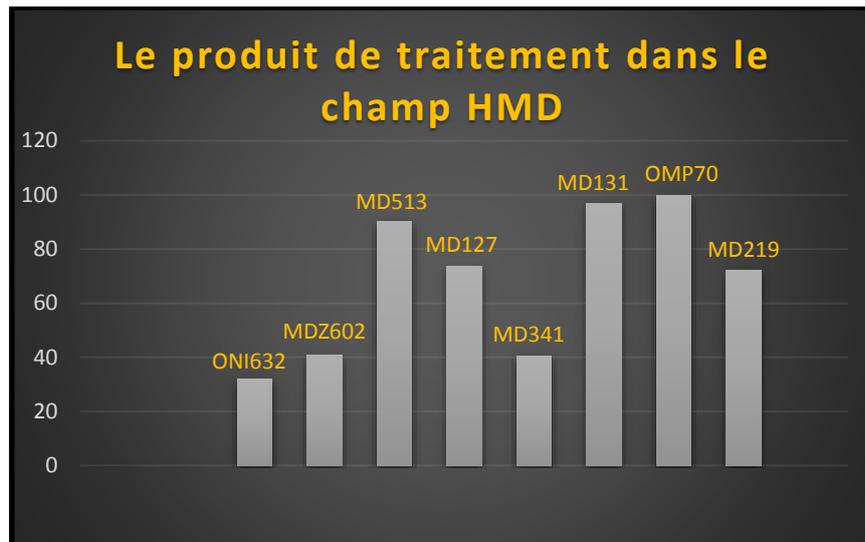


Figure IV.15 : Histogramme représente le pourcentage de produit de traitement pour différents puits.

IV.6. Les causes de formation :

On a informé que le travail de laboratoire est le réglage de la concentration d'AD32 au niveau de la pompe doseuse. Par contre le travail de service de contrôle puits est le réglage de débit d'eau injectée par rapport au besoin de puits.

Parmi les causes qui influent sur la formation de dépôt de traitement :

- ✓ La mauvaise communication entre le personnel de Laboratoire et service de contrôle puits.

Donc cette importante cause favorise l'augmentation de la concentration d'AD32 (supérieure à 200 ppm), c'est-à-dire le cas de surdosage (diminution de débit d'eau injectée au puits). Cette perturbation est la condition de la probabilité de réaction entre le phosphonate avec le calcium ou le magnésium, donc la formation d'un dépôt jaune à base de phosphate et magnésium au niveau de l'espace d'injection (l'intérieure de CCE ou bien l'espace entre chemisage 2^{7/8} et tubing 4^{1/2}).

IV.7. Les conséquences de cette formation :

Parmi les conséquences de ces dépôts est la réduction de l'espace d'injection alors le bouchage complet avec le temps.

IV.8. Les solutions :

- ✓ La solution préventive :

1. SNUBBING préventive ça veut dire change le CCE chaque 2 ans.

✓ **La solution curative :**

1. Attaquer par Acidification (très coûteux)
2. Changé le CCE carrément (parce qu'il y a un grand nombre de CCE au SONATRACH).



Figure IV.16 : Représente le grand nombre de stock de CCE au SONATRACH.

IV.9.Conclusion :

D'après les résultats obtenus par les interprétations des courbes on conclut que la meilleure mode de dessalage est par le réseau pressurisé qu'il assure le dessalage et assure une production sans arrêts.

Aussi D'après les résultats obtenus par les analyses on a trouvé que le dépôt est un résultat de surdosage de produit de traitement à cause de la diminution de débit injectée d'eau au puits.

Chapitre V :
Modélisation
et
optimisation
de système de
production.

IV.1. Introduction :

L'objectif de cette optimisation est d'optimiser le débit de production qui est limité par de multiples contraintes (pression de séparation, diamètre de duse, diamètre et longueur des pipes...). Pour cela on utilise le **PIPESIM** qui est capable de gérer ces contraintes pour optimiser le système de production (le fond du puits jusqu'à la tête de puits).[18]

IV.2. Présentation du Logiciel :**2.1. Définition :**

Le PIPESIM (Pipeline simulator) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés. C'est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux des puits.
- L'optimisation de la production.
- L'analyse des puits multilatéraux. [12]

2.2. Procédure de travail :

Dans cette partie on va essayer de faire une petite présentation du logiciel PIPESIM, et montrer comment élaborer un projet.

Avant l'optimisation, il faut construire le modèle de notre système de production.

Dans cette étape notre travail se reparti essentiellement sur une partie intégrante :

- le choix des puits candidat et les données nécessaires de chaque puits (données de la complétion, de well test et les tests de jaugeage) pour la modélisation et étude de la sensibilité des puits.
- Choix des puits : Le choix se fait en fonction des problèmes du puits, c'est-à-dire est ce que ce dernier a une précipitation des dépôts de sel. [18]

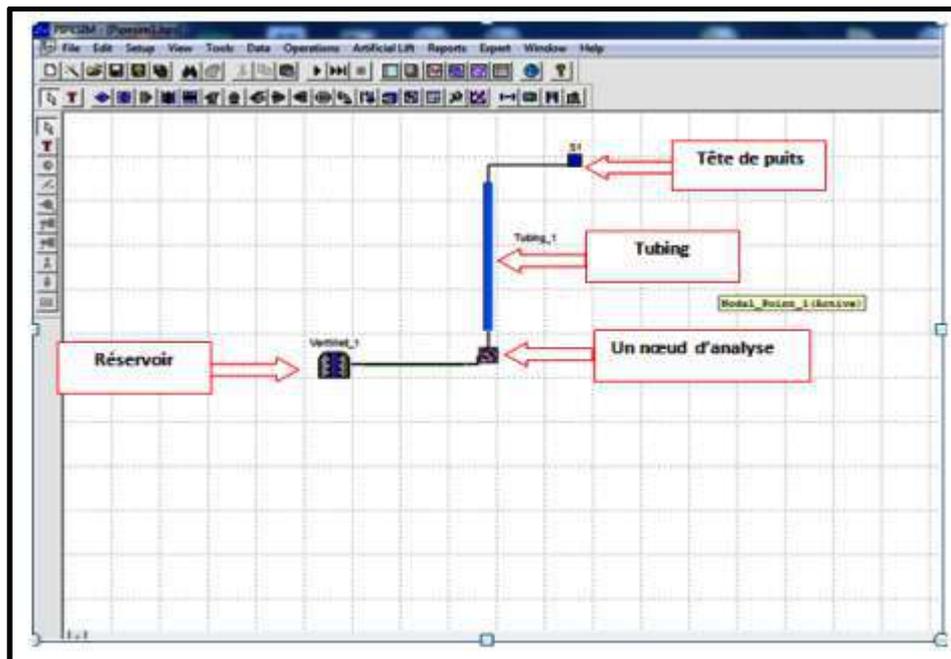


Figure V. 1 : présentation d'un model puits sur le simulateur[12]

	Créer un nouveau projet		Ajouter un multiplicateur ou additeur
	Créer un nouveau projet		Ajouter un créateur de rapport
	Ajouter un texte au projet		Ajouter un keyword
	Ajouter un nœud		Ajouter un nœud d'analyse
	Ajouter un nœud limite		Connecter entre les objets
	Ajouter une source		Ajouter un flowline
	Ajouter une complétion verticale		Ajouter un tubing
	Ajouter une complétion horizontale		Ajouter un flow line dévié.
	Ajouter un booster		Démarrer l'exécution du projet
	Ajouter une pompe		Redémarrer l'exécution du projet
	Ajouter un séparateur		Arrêter l'exécution du projet
	Ajouter un compresseur		Ouvrir le fichier des résultats
	Ajouter une turbine		Ouvrir le fichier output
	Ajouter un échangeur de chaleur		Ouvrir le système plot
	Ajouter un point d'injection		Ouvrir le fichier rapport
	Ajouter un équipement		Exporter le projet

Figure V.2 : les différents icones dans le PIPESIM. [12]

2.3. Modélisation et optimisation des puits par PIPESIM :

A procédure de cette modélisation est présentée dans l'exemple suivant : [18]

2.3.1. Etude d'IPR :

Pour étudier les IPR des puits, j'ai utilisé le logiciel **PIPESIM (single branche)**

1. Le modèle du réservoir :

Pour tracer la courbe de l'IPR on utilisant :

La méthode IP (l'indice de productivité) utilisé pour le calcul de l'IPR est conditionnée par les paramètres du puits ci-dessous :

- Le gisement de HMD est un gisement d'huile sous-saturée $P_G > P_b$, $P_{wf} > P_b$.

$P_G = 270.27$ bars. $P_{wf} = 172.54$ bars. $P_b = 154.6$ bars, cas d'un puits MD421

- Pour tracer les courbes IPR de nos puits, nous devons calculer le débit maximum (AOF). Puis on sélectionne les débits d'huile Q_o tel que $Q_o < Q_{o_{max}}$ et on détermine les pressions de fond dynamique P_{wf} , ensuite on porte les points obtenus sur le graphe $P_{wf} = f(Q_o)$.

2. Les données des essais des puits :

Les données présentées dans le tableau V.1 sont issues des tests potentiels effectués sur les puits, les valeurs de pression de fond statique et dynamique doivent être corrigées et cela en tenant compte du gradient de pression, on utilisant la formule suivante :

$$P_f \text{ (corrigé)} = P_f - 0.065 * (\text{côte } P_g - \text{Miperfos}) \quad \dots \text{V.1. [11]}$$

$$P_g \text{ (corrigé)} = P_g - 0.065 * (\text{côte } P_g - \text{Miperfos}) \quad \dots \text{V.2. [11]}$$

Par : P_f : pression de fond

P_g : pression de gisement

Tableau V.1 : Données des essais des puits.

PUITS	Cotes	PG		PFD		PT	Q _o	GOR	Diamètre de duse
	Mid perf (m)	Mesuré (barg)	Corrigé (barg)	Mesuré (barg)	Corrigé (barg)	Mesuré (barg)	Mesuré (m ³ /h)	Mesuré (sm ³ / sm ³)	(mm)
MD421	3381	248.97	270.27	97	120	34	5.6	486	25.4

3. Les données de jaugeage :

Les données du dernier jaugeage sont représentées dans le tableau (V.2):

Tableau V.2 : Données de jaugeage.

Puits	Q _o (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Q _w (l/h)	PT (bar)	Diamètre du duse (mm)
MD421	1.97	1119	655	24.4	16

2.3.2. Etude de VLP :

Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical (dans le tubing) :

Le choix de la corrélation adéquate dans le logiciel PIPESIM consiste à faire un matching (comparaison) des corrélations avec un test de mesure. La détermination de la corrélation à utiliser pour simuler les courbes **OUTFLOW** des puits, ceci est dû à la complexité de l'écoulement multiphasique dans le tubing.

Le choix de corrélation pour l'écoulement diphasique vertical est une étape très importante pour la suite des calculs. Ça détermine par la suite le taux d'exactitude des prédictions des pertes de charge dans les tubings.

2.3.3. Exemple de calcul :

À l'aide du logiciel **PIPESIM**, on fait le matching des différentes corrélations, on va prendre un puits comme exemple pour expliquer les étapes de simulation.

1. L'algorithme :

La procédure de modélisation consiste à suivre les étapes données par L'algorithme de calage figure (V.3) :

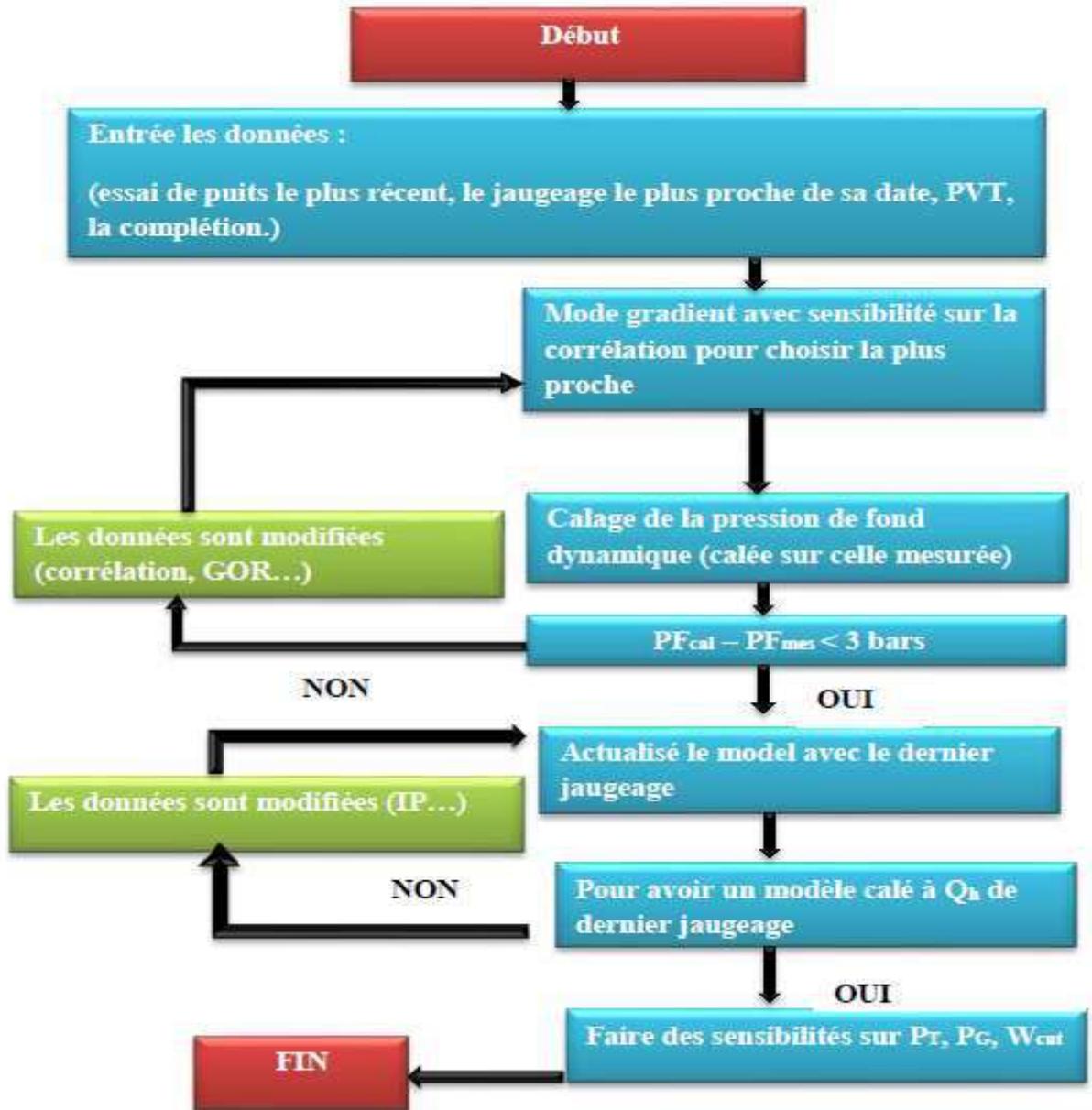


Figure V.3 : L'algorithme de calage.

À partir de la banque de données, on prend les résultats des différents tests faits sur le puits choisis. Les données techniques de ces puits sont aussi très nécessaires (concernant la complétion, les dimensions des tubings, la cote des perforations...). [18].

2. Cas de puits MD421 :

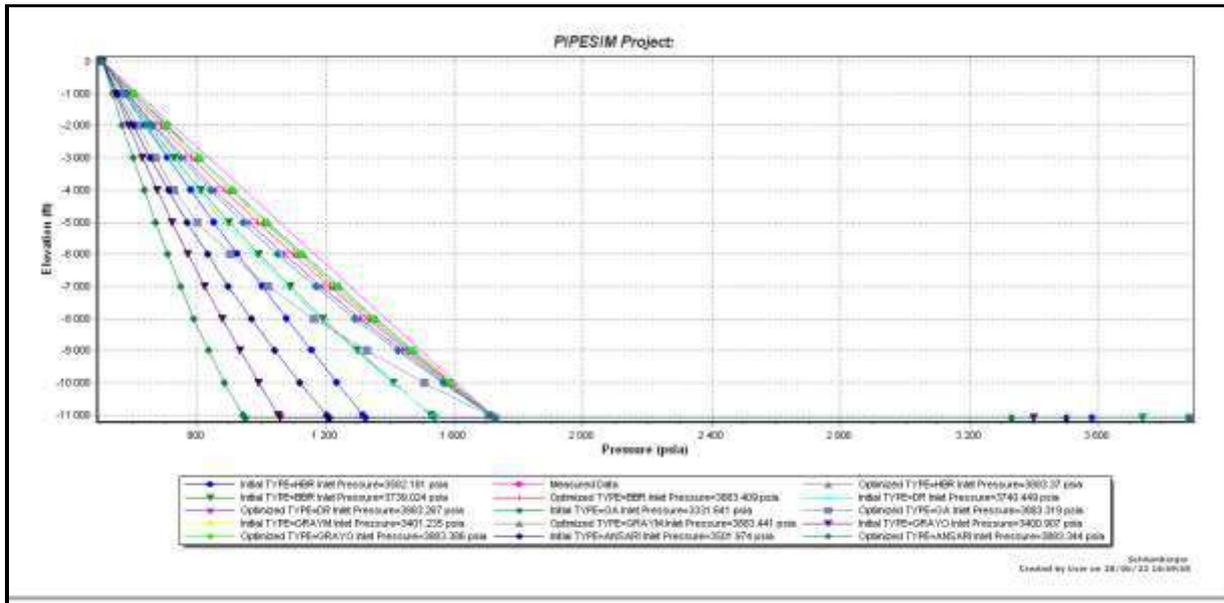


Figure V.4 : Les corrélations de l'écoulement vertical puits.

A partir des résultats obtenus on peut conclure que :

Pour la construction de la courbe (VLP) le calcul des pertes de charge verticale (dans la colonne de production) seront basé sur la corrélation d' ANSARI pour le puits MD421.

2.3.4. Analyse du système de production :

L'Analyse nodale est une méthode utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le,séparateur) et de prévoir le débit. Cette méthode peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz.

On sélectionne l'opération « Nodal analysis », en fixant la pression de tête « Outlet pressure », Pt=34 barg pour le puits MD421, puis on exécute le modèle. On a obtenu les résultats suivants :

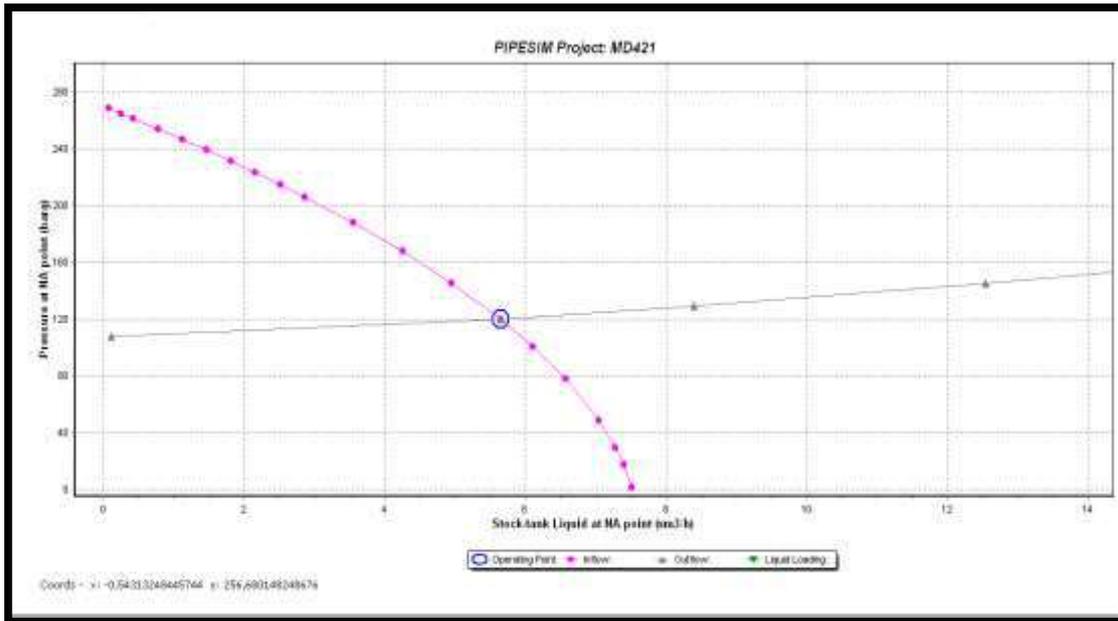


Figure V.5 : IPR et VLP puits MD421.

4.1. Actualisation du modèle:

Après l’actualisation des modèles précédents on a obtenu la figure suivante :

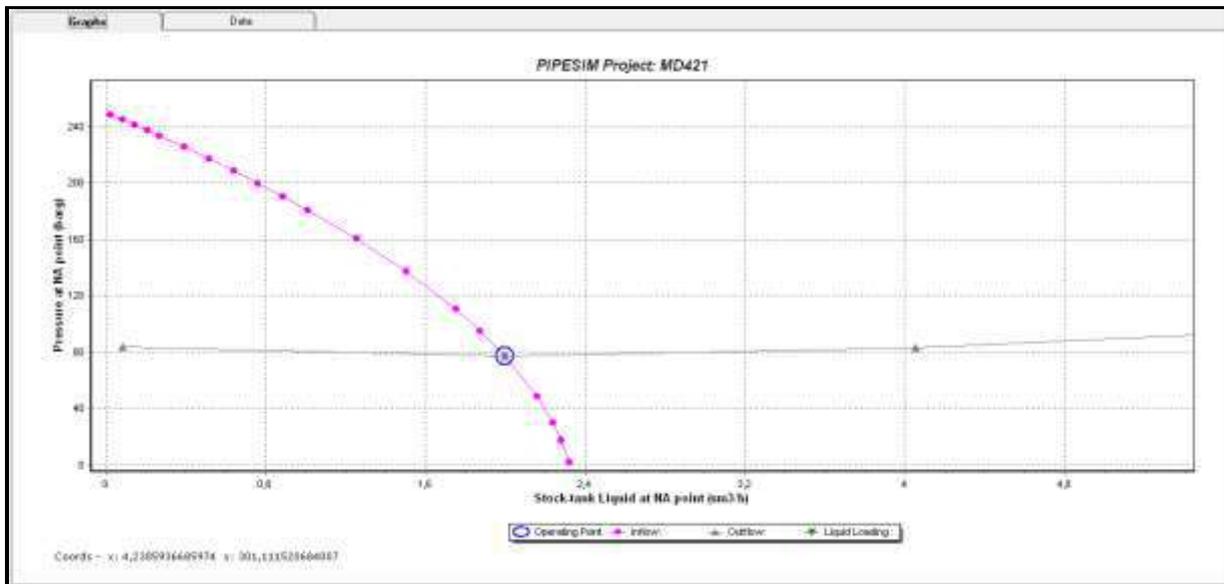


Figure V.6 : Point de fonctionnement du puits MD421.

L’analyse nodale à donner des points de fonctionnement qui correspond au débit de fonctionnement et la pression au point nodal, les résultats obtenus sont notés dans le tableau suivant :

Tableau V.3 : Débit de fonctionnement et la pression nodal

Paramètres Puits	Débit d'huile (m ³ /h)	La pression au point nodal (bars)
MD421	1.99	77.5

4.2. Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité :

Après le calage du modèle, j'ai fait des différentes sensibilités sur le **Wcut, PG**.

Ces sensibilités donnent des courbes inflow avec des courbes outflow. Les intersections de ces courbes donnent les points de fonctionnement des puits et leur débit correspondant.

La simulation de l'état de la production avec ces paramètres de sensibilité est représentée par les figures ci-dessous pour le puits **MD421**.

4.2.1. Sensibilité sur le Water Cut :

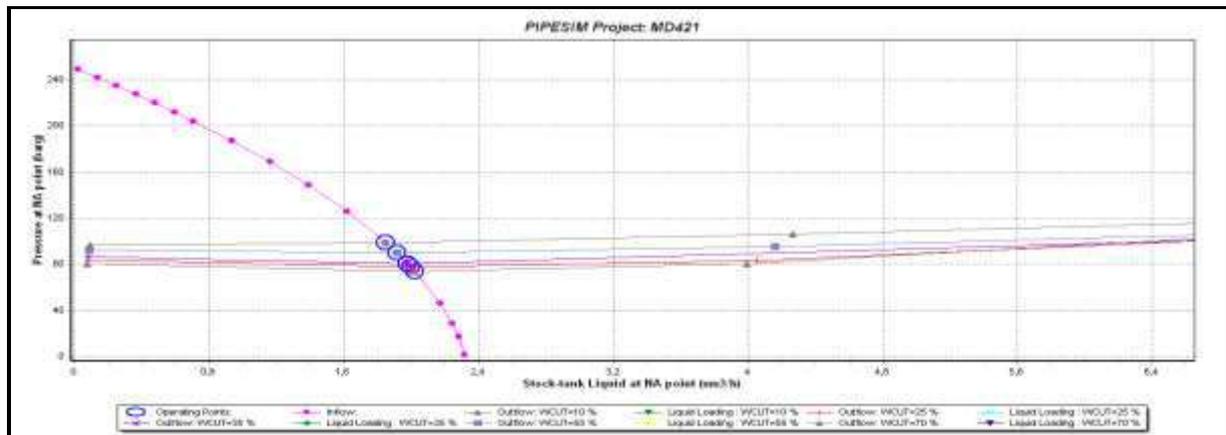


Figure V.7 : Sensibilité sur Wcut pour le puits MD421

Tableau V.4: Wcut de fonctionnement et leur débit correspondant.

Wcut	P _{fd}	Q _o
10	73.3	2.02
25	77.2	1.99
35	80.6	1.97
55	89.4	1.91
70	98.4	1.84

On remarque que :

Lorsque le W_{cut} est augmenté on aura une diminution de débit d'huile jusqu'à $1.84m^3/h$ si le W_{cut} est atteint la valeur 70 %.

4.2.2.Sensibilité sur la pression de gisement :

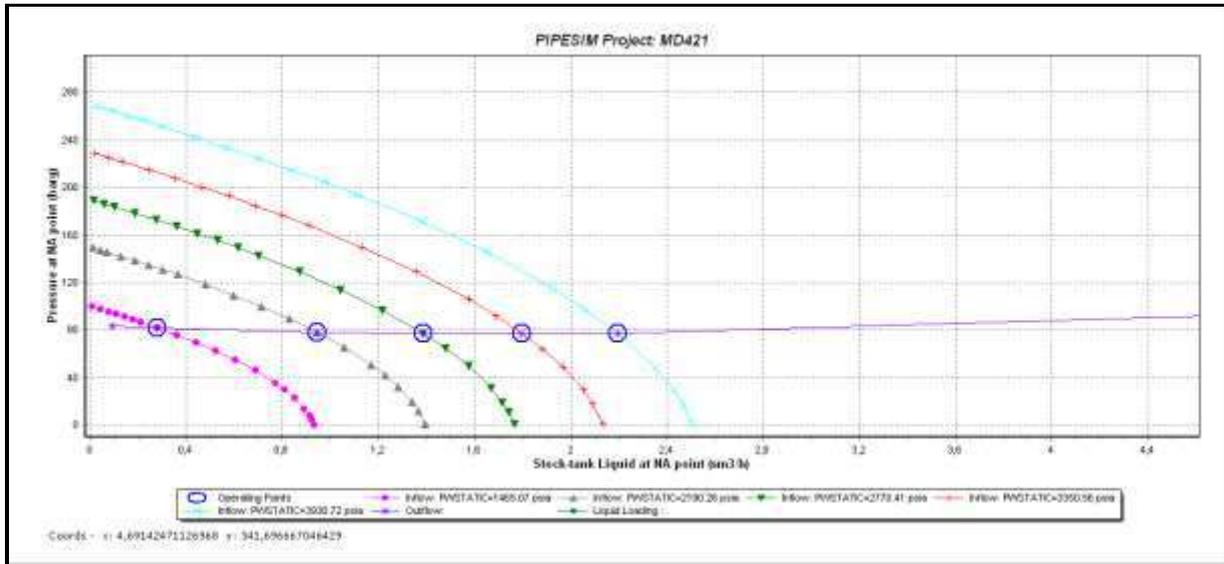


Figure IV.8 : Sensibilité sur la PG pour le puits MD421.

Tableau IV.5 : P_G de fonctionnement et leur débit correspondant.

P_G	P_{fd}	Q_o
270	77.5	2.1
230	77.1	1.79
190	77.3	1.38
150	78	0.94
100	81.7	0.27

D'après les résultats obtenu on remarque que le puits est devenu non éruptif quand la pression de gisement **100 bars** dans ce cas la solution la plus adéquate pour l'exploitation de ce gisement c'est le maintien de pression soit par les puits injecteur de gaz ou d'eau.

V.3.Conclusion :

D'après les résultats obtenus par l'optimisation du puits MD421, on conclue que la solution la plus adéquate pour l'exploitation de ce gisement c'est le maintien de pression

Chapitre.VI :
Calcul de débit
d'injection d'eau
optimum.

IV.1. Calcul du débit d'eau de dessalage :

D'après les études qu'on a fait sur le champ de HMD, on remarque qu'il possède un problème très fréquent c'est la précipitation de sel sous l'influence de certains paramètres (de pression mais surtout de température).

Le sel le plus fréquent sur cet endroit est le NaCl, pour l'éviter il faut injecter l'eau douce pour diminuer de sa concentration (solubilité).

Calcul de la quantité d'eau à injecter. On prend le cas où la température de fond du puits serait égale à 0°C, donc on est sûrs d'éviter les dépôts de sel dans tout le puits.

Pour calculer la solubilité d'eau qui résulte de l'injection d'eau on se réfère à la relation suivante : [11]

$$S_s (Q_{inj} + Q_f) = Q_{inj} * S_i + Q_f * S_f \quad \dots\dots VI.1. [11]$$

- Q_{inj} = Débit d'eau injecte.
- Q_f = Débit d'eau de formation.
- S_s = Salinité seuil (280 g/l).
- S_i = Salinité d'eau d'injection (l'eau douce 2 g/l).
- S_f = Salinité d'eau de formation (340g/l).

IV.2. Optimisation des débits d'injection d'eau :

➤ On utilise ces deux équations :

$$S_s = \frac{Q_{inj} * S_i + Q_f * S_f}{(Q_{inj} + Q_f)} \quad \dots VI.2. [11]$$

$$Q_{inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)} \quad \dots VI.3. [11]$$

➤ On considère que :

$$Q_w = Q_{inj} + Q_f \quad \dots VI.4. [11]$$

- $Q_w = C$ 'est le débit d'eau de la formation et l'eau injectée.

Tableau [1] : Représente le calcul de $Q_{inj\ ob}$ pour les différents puits.

	Q_w (l/h)	Q_{inj} (l/h)	S_f (g/l)	Q_f (l/h)	$Q_{inj\ ob}$ (l/h)
MD421	665	500	340	165	35.61
MD226	7680	900	340	6780	1463.31
MD633	2030	500	340	1530	330.22
OMP70	3300	600	340	2700	582.73

➤ Pour éviter tout problème, on a prévu un coefficient de sécurité de ‘1.05’.

Nouveau $Q_{inj\ obt} = Q_{inj\ obt} * 1.05$

...VI.5. [11]

Par : $Q_{inj\ obt}$: débit d'eau injectée optimum.

Tableau [2] : Représente le calcul de nouveau $Q_{inj\ ob}$.

	$Q_{inj\ obt}$ (l/h)	Nouveau $Q_{inj\ obt}$ (l/h)
MD421	35.61	37.39
MD226	1463.31	1536.47
MD633	330.22	346.73
OMP70	582.73	611.87

IV.3. Détermination de water cut qui résulte de l'injection d'eau :

Dans les calculs ci-dessus on va considérer le cas défavorable en supposant que l'injection se fait au niveau du réservoir. C'est comme si l'eau injectée était de l'eau produite. Le débit d'eau injectée sera donc comptabilisé avec le débit d'eau produite dans les calculs des water-cut.

La détermination de ce dernier est nécessaire pour l'optimisation du débit d'eau injecté.

Le water-cut par définition est le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile, ou bien, c'est le pourcentage d'eau par rapport au débit total

$$Wcut = \frac{Q_w}{(Q_o + Q_w)} \quad \dots VI.6. [11]$$

$$Q_w = \frac{(Q_f + Q_{inj\ ob})}{1000} \quad \dots VI.7. [11]$$

➤ Par : $Q_w = C$ est le débit d'eau produit de la formation et l'eau injectée.

Q_o = Débit d'huile produit.

Tableau [3] : Représente le calcul de nouveau W_{cut} de débit d'eau injectée optimum..

	Q_w (m ³ /h)	Q_o (m ³ /h)	W_{cut} (%)
MD421	0.2	1.97	9.2
MD226	8.3	4.76	64
MD633	1.9	4.35	30
OMP70	3.3	6.1	35

❖ **Comparaison Importante :**

Tableau [4] : Représente la comparaison entre W_{cut} et W_{cut}' pour les différents puits.

PUITS	Avant		Après	
	Q_w (m ³ /h)	W_{cut}' (%)	Actuel Q_w (m ³ /h)	W_{cut} (%)
MD421	0.5	20	0.2	9.2
MD226	0.9	16	8.3	64
MD633	0.5	10	1.9	30
OMP70	0.6	9	3.3	35

D'après le dernier tableau on remarque que :

- **Puits MD421 : $W_{cut} < W_{cut}'$, (le débit d'injection d'eau optimum < débit d'injection d'eau actuel), on aura une diminution de concentration de AD32 dans l'eau injecter ;**
Dans ce cas, en aura la formation de BaSo4 qui crée un autre problème, c'est la diminution de la section de production.
- **Par contre, pour les puits MD226, MD633 et OMP70 : $W_{cut} > W_{cut}'$, (le débit d'injection d'eau optimum > débit d'injection d'eau actuel), le problème de dessalage insuffisant, aussi on a une formation de dépôt de produit de traitement dans**

la zone d'injection parce que il y a un surdosage de AD32 dans l'eau injectée (au niveau de CCE ou bien au niveau de l'espace entre tubing 4^{1/2} et le chemisage 2^{7/8}).

IV.4. Conclusion :

D'après les interprétations, on conclue que il faut assure un débit d'eau injectée dosée a 200 ppm bien calculer. Pour minimiser le maximum la formation de différents dépôts.

Conclusion

et

Recommandation :

Conclusion Générale :

L'étude réalisée nous a permis d'apporter les conclusions suivantes :

Les problèmes de dépôts de sels sur le champ de Hassi Messaoud sont dus en grande partie au sel (NaCl) qui constitue un grand obstacle à la production du puits.

Les traitements préventifs pour les dépôts du NaCl sont des solutions assez simples, respectivement la dissolution par d'eau douce et le grattage au Wire- line. Malgré leur efficacité, les traitements préventifs ou curatifs occasionnaient de grandes pertes de production.

Le teste Jaugeage c'est le contrôle périodique du puits qui donne une image claire sur l'état du puits en particulier et la production en général.

L'optimisation de la quantité et de débit d'eau à injecter dans les puits salés est très importante, elle assure la dissolution des dépôts de sel (les bouchons) et empêche leur formation à nouveau, puisque d'une part, Si le débit d'eau est plus faible, il y aura de nouveau un dépôt de sel et un nouveau bouchage. D'autre part, si le débit d'eau injecté dépasse une certaine limite, le puits sera chargé en eau et noyé, donc la production d'huile va chuter.

Après un certain temps, la production d'huile va diminuer à cause de la chute de pression de fond ou bien à cause d'injection continue d'eau qui provoque l'alourdissement de la colonne hydrostatique.

Le dessalage pressurisé présente la méthode la plus efficace d'injection d'eau, car il assure en stabilité incomparable par rapport à l'ancien mode par pompe BSB sur tout dans les puits salés gaz lifté.

Conclusion et Recommandation

Recommandations :

Suite à l'analyse des résultats obtenus, on recommande :

- ❖ Les bouchons d'eau et les eaux injectées doivent être traités et contrôlés.
- ❖ Débit d'eau injectée doit être soigneusement optimisé et avec précision pour remédier totalement aux problèmes [des dépôts de sel / des dépôts de produit de traitement].
- ❖ Généraliser le dessalage pressurisé au champ HMD
- ❖ Prévoir des mini stations ou bien, une boucle d'eau pour le traitement des puits éloignés de stations de traitement.
- ❖ Développée un filtre leur but, c'est l'élimination de SO_4^{2-} d'eau injectée en surface pour éviter l'incompatibilité avec l'eau de gisement donc diminuer l'AD32 injectée : la solution pour éviter la création des dépôts (de produit de traitement / BaSO_4) donc assurer la bonne productivité
- ❖ Utilisation de matériels plus performant (débitmètres, pompes...etc.)
- ❖ Développer la technique de RED EYE pour bon jaugeage et pour remplacer plusieurs équipements en surface
- ❖ Développer une station intelligente qui assurer plus de coordination entre les services impliqués afin de maîtriser les concentrations de l'anti-dépôt en cas de changement de débit d'eau
- ❖ Si le water-cut augmente la quantité d'eau produite car elle est liée à l'eau de formation, ce qui crée des problèmes de production, et les plus importantes de ces solutions sont les suivantes :
 - ✓ Après la sélection des perforations par diagraphie, on utilise le Water shut off pour fermer les perforations par work-over.
 - ✓ Short radios (changer le drain de production).

Bibliographie :

[2] : Boukelmoune Omar el Isslem, Bouaoune Sara, Tamma Sabrina. 2017. Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA. Université Kasdi Merbah Ouargla.

[3] : SEKHRI WEGAR Sid Ali, DOUIB Mehamed Oussama, KHERROUBI Ismail. 2017. Modélisation de l'enveloppe des dépôts des asphaltènes et son application sur les performances des puits producteurs d'huile, étude de cas puits OMM33. . Université Kasdi Merbah Ouargla.

[4] : KAMRI Yamina, KHERCHI Fateh.2020 .Dimensionnement d'un séparateur flash en tête de puits avec un système de recombinaison des effluents et test sur champ. Université Kasdi Merbah Ouargla.

[6]: BOULBINA RAMDHANE, DJEBALI ABDELKADER, BELAACHI ABDELHAMID HAITEM. 2018 . LES IMPACTS DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAPMS DE HMD Sud. Université Kasdi Merbah Ouargla.

[8] : Mémoire CHETIBI corrigé de SONATRACH.

[9] : BOUTELLI Asma, MESSAOUDI Hadjer. 2017. Optimisation du système de dessalage d'un puits en modélisant les conditions de dépôt de sel, en utilisant les données de jauges et les contrôles Wire Line. Université Kasdi Merbah Ouargla.

[10] : SALEMI MOHAMED, CHADNI MAAMAR.2019. OPTIMISATION DE SYSTEME DE DESSALAGE DANS LE CHAMPS DU HMD (CIS). Université Kasdi Merbah Ouargla.

Bibliographie

[11] : A. BOURSAS , Y. BOURENANE , H. AOUFFI. 2019. Etude et Analyse des dépôts des sels au champ de HMD. Université Kasdi Merbah Ouargla.

[12]: ALILAT FATIMA ZAHRA, ABED HICHAM, MATALLAH CHAMSSE EDDINE.2018. Optimisation De La Double Injection (Eau & Gaz) Par L'espace Annulaire Pour Un Puits Salé Non Eruptif « HRM ».Université Kasdi Merbah Ouargla.

[16] : Mémoire F.Ali de SONATRACH.

[17] : document DRX / MEB.

[18] : Mémoire modelisation des puits. Chapitre 4.

Article, Livre et Documents :

[1] : Destanne de Bernis, G. (1971). Les problèmes pétroliers algériens.

➤ *Étudesinternationales*, 2(4), 575–609.

[13]: « PIPESIM fundamentals, multiphase flow simulator, workflow/solution training », version 2012, Schlumberger December 20, 2013.

[14]: Document Pompe BSB. BENAZOUZE.SONATRACH.

[15] : DATA BANK.SONATRACH.

Site internet :

[1] : <https://doi.org/10.7202/700142ar>.

[5] : babzman.com, cela c'est pesse un 26juin 1956.Le pétrole jaillit HMD.

[7] : www.Presentation de direction régionale de HMD SONATRACH.

Anexe :

1.Fiches techniques :

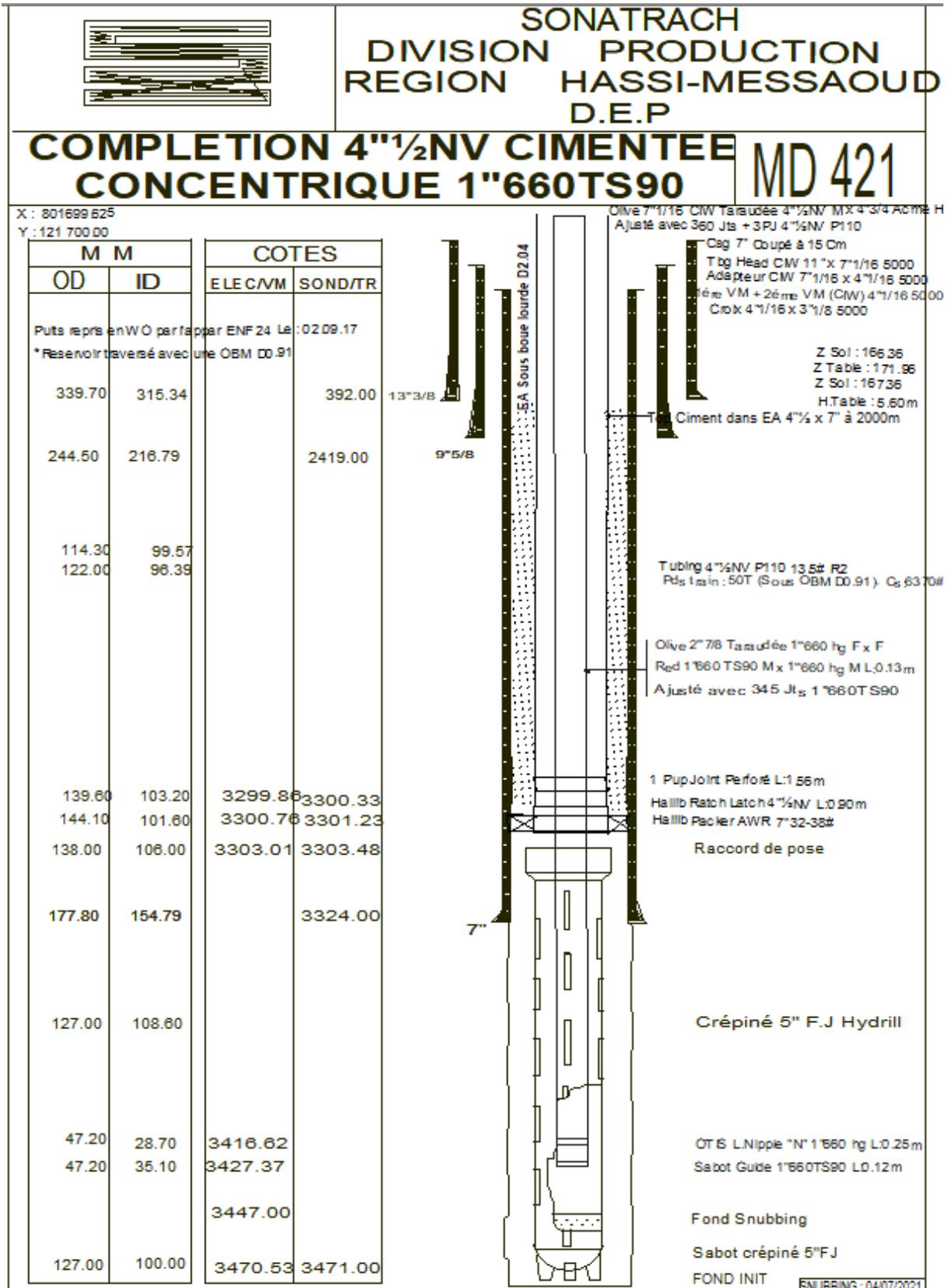


Figure Annexe 1: Fiche technique du puits MD421.

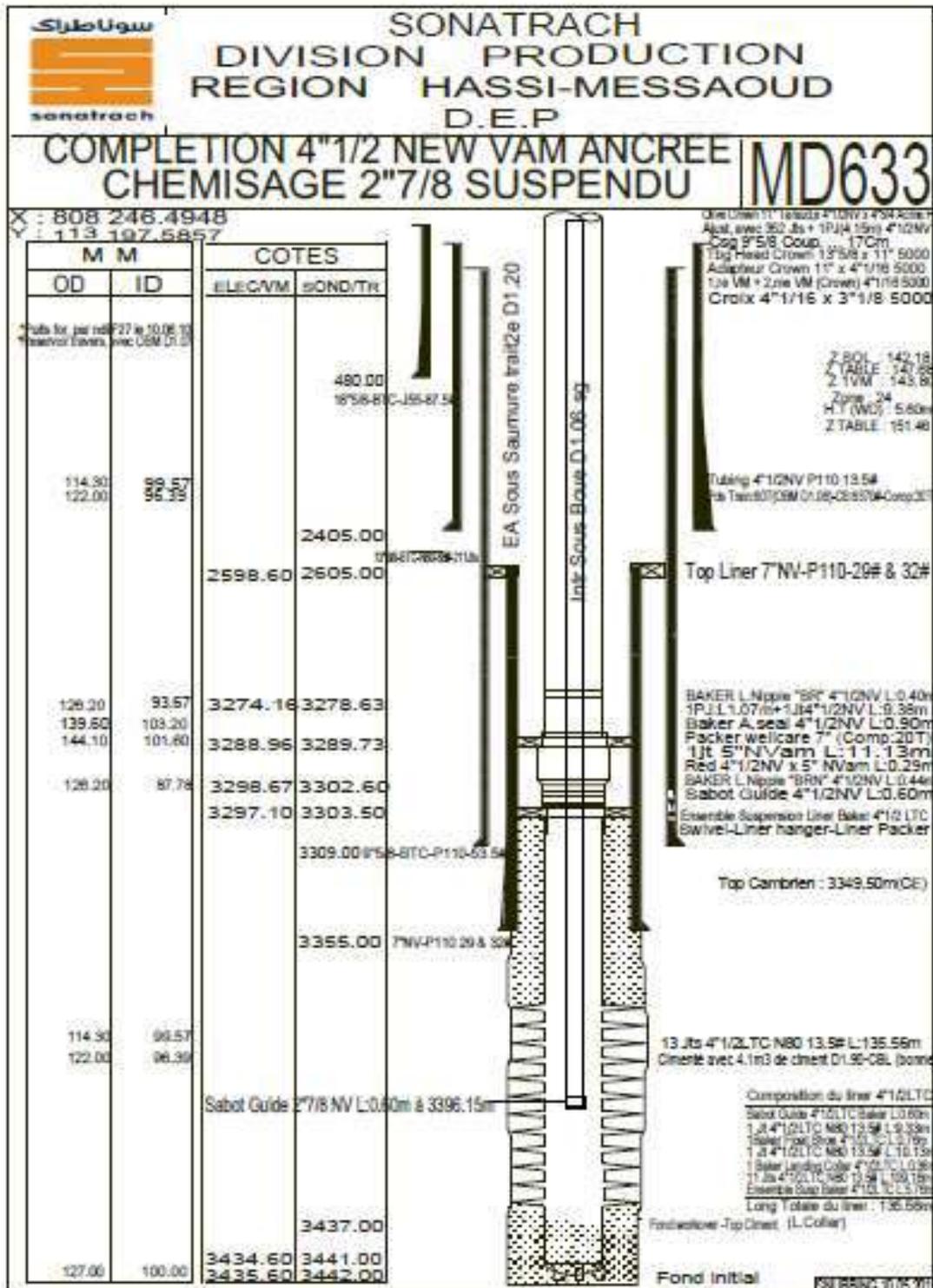


Figure Annexe 2 : Fiche technique du puits MD633.

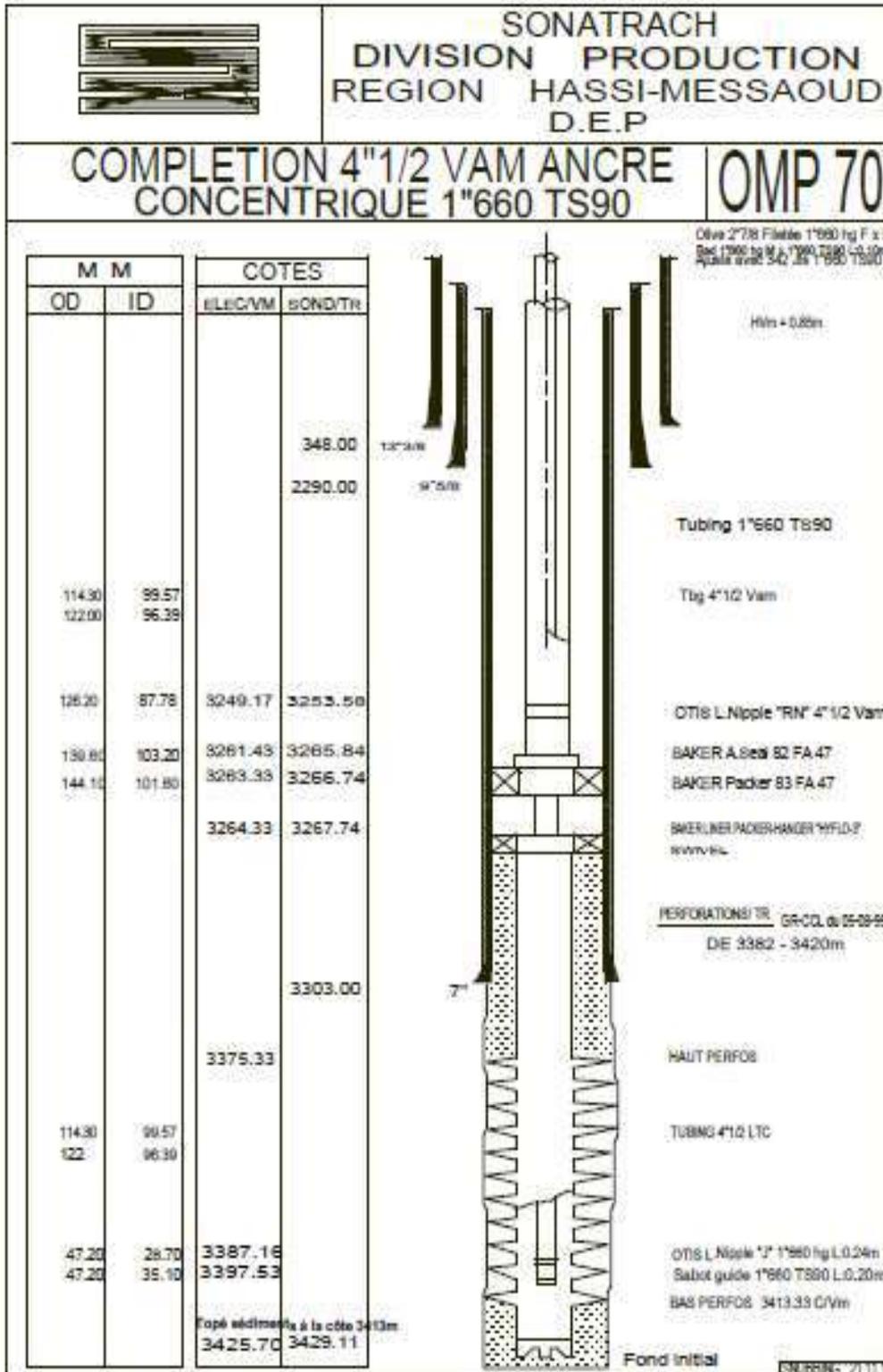
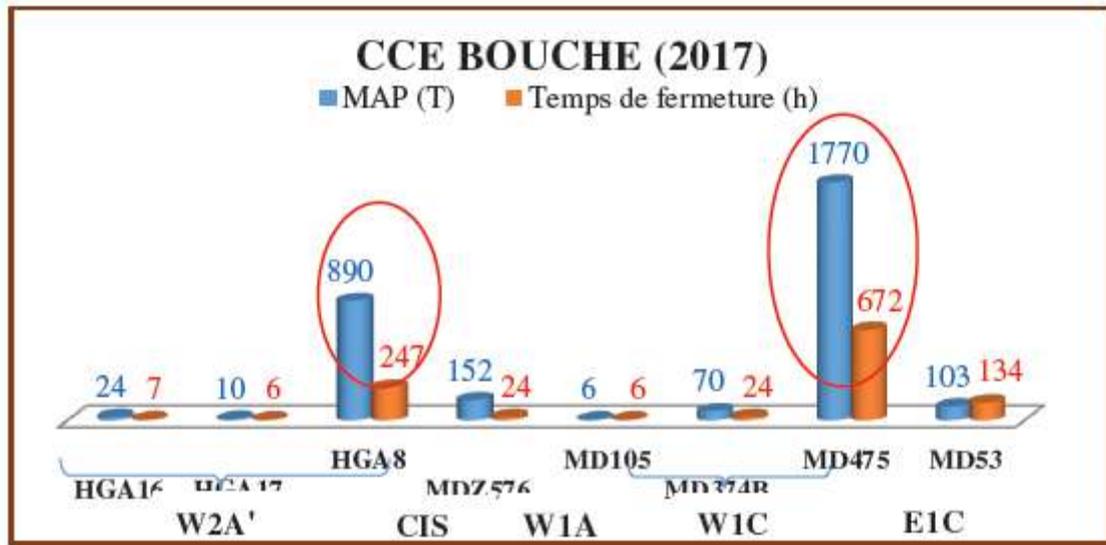


Figure Annexe 4: Fiche technique du OMP70.

2. Exemple des puits le CCE bouché par les dépôts :



3. Contrôle de la concentration de l'inhibiteur de dépôt injecté :

❖ Principe du dosage

L'anti-dépôt utilisé est à base de phosphonates donc la méthode est basée sur l'oxydation des phosphonates (PO_3^{3-}) en phosphates (PO_4^{3-}) en utilisant le molybdate d'ammonium ($(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24}\cdot 4\text{H}_2\text{O}$), en présence de l'antimoine tartrate de potassium ($\text{KSb}_5\text{C}_4\text{H}_4\text{O}_6$) un complexe bleu apparaît qui est absorbé dans un spectrophotomètre à une longueur d'onde de 640nm.



Contrôle de la concentration de l'anti-Dépôt par le spectro-photomètre UV-Visible.

4. Calcul du % pompes des stations de Lavages des puits salés :

$$\% \text{ Pompe} = \frac{\text{Débit de la station} \times \text{Concentration AD}}{\text{Débitmax}}$$

Stations CINA, St14 et CIS : Débit max pompe=20.8 l/h

$$\% \text{ Pompe} = \frac{\text{Débit de la station} \times 150 \text{ ppm}}{20.8 \text{ l/h}}$$

$$\% \text{ Pompe} = \frac{(\text{Débit de la station} \times 1000 + 150 \text{ ppm}) \times 100}{20.8 \times 1000000} = \frac{\text{Débit de la station} \times 150}{208}$$

$$\% \text{ Pompe} = 0.72 \times \text{Débit de la station}$$

Stations W1C et HGA : Débit Débit max pompe=5.1 l/h

$$\text{Pompe} = \frac{(\text{Débit de la station} \times 1000 + 200 \text{ ppm}) \times 100}{5.1 \times 1000000} = \frac{\text{Débit de la station} \times 200}{51}$$

$$\% \text{ Pompe} = 4 \times \text{Débit de la station}$$

NB : Vérifier de temps à autre le débit max des pompes à l'aide de l'éprouvette.

5. Test de Salinité d'huile :



Analyse de la salinité huile (méthode de mohr) :

- 1 Mettre 100 ml d'huile a analyser + 100 ml d'eau distilee avec des emulsulfuant
- 2 Agiter pendant 30 s
- 3 Prelever 20 ml d'eau + K₂CrO₄

A la fin de dosage la couleur rouge apparait (fin de la reaction) :

$$H = 58.45 * N * V * 1000 / PE$$

58.45 : Masse molaire de NaCl.

N : Concentration de K₂CrO₄.

V : Chute de la burette.

PE : prise d'essai.