

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**Mohammed Ben Moussa  
Zegueb Laid**

-THÈME-

---

# **Etude et analyses des dépôts minéraux dans le champ de Hassi Messaoud**

---

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :

Rapporteur : Khebbaz Mohammed El-Ghali

Univ. Ouargla

Examineurs :

**2019 / 2020**

## Résumé

Dépôts de sel qui se forment dans les puits de pétrole, Cela nous pose souvent des problèmes de capacité de production du champ pétrolier en raison de la forte salinité de l'eau, qui atteint 350 g / l, et de l'incompatibilité entre l'eau injectée dans le puits et l'eau du réservoir. Méthodes préventives et curatives Pomper de l'eau douce dans le puits produit pour réduire sa salinité Inhibition des dépôts de sulfate de baryum par inhibiteur AD32 L'efficacité du procédé est directement liée et proportionnelle à la quantité d'eau injectée et à l'incompatibilité de l'eau injectée et du l'eau du réservoir est résolue en ajustant la concentration d'inhibiteur. Mots clés (élimination des sels, inhibition, sédimentation, amélioration. Incompatibilité. AD32)

## ملخص

الترسبات الملحية التي تتشكل في الابار النفطية تسبب لنا المشكل الغالب في القدرة الإنتاجية للحقل البترولي بسبب ارتفاع ملوحة الماء التي تصل الى 350 غ/ل وعدم التوافق بين الماء المحقون في البئر وماء الخزان.

الأساليب الوقائية والعلاجية:

- ضخ الماء العذب في البئر المنتج لخفض ملوحته
  - تثبيط ترسبات كبريتات البوريوم من خلال المثبط AD32
- فعالية العملية متعلقة ومنتاسبة طرديا بكمية الماء المحقون وعدم توافق الماء المحقون وماء الخزان يتم حله بتعديل تركيز المثبط.

الكلمات المفتاحية (إزالة الاملاح، التثبيط، الترسيب، التحسين، عدم التوافق، AD32)

## Abstract:

Salt deposits that form in oil wells, It often causes us problems in the production capacity of the petroleum field due to the high salinity of the water, which reaches 350 g / l, and the incompatibility between the water injected into the well and the reservoir water. Preventive and curative methods Pumping fresh water into the well-produced to reduce its salinity Inhibition of deposits of barium sulfate through inhibitor AD32 The effectiveness of the process is directly related and proportional to the amount of water injected and the incompatibility of the injected water and the reservoir water is resolved by adjusting the inhibitor concentration Keywords (removal of salts, inhibition, sedimentation, improvement. Incompatibility. AD32)



## REMERCIEMENTS

*Tout d'abord, nous remercions Dieu qui nous a donné la force  
Pour terminer ce modeste travail.*

*Toutes nos infinies gratitudees à notre encadreur, Monsieur  
**Khebbaz Mohammed El-Ghali** pour son encadrement et ses aides précieuses.*

*Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du département de production des  
hydrocarbures qui n'ont ménagé aucun effort tout le  
long de notre cursus universitaire.*

*Nos remerciements vont aussi à **Ben Moussa Ahmed***

*Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribués de près ou de  
loin à l'élaboration de ce modeste travail, et qu'ils trouvent ici  
l'expression de notre profonde gratitude et respects*

**BEN MOUSSA MOHAMMED**

*Zegueb Laid*





# Dédicace

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

*Arrivé au terme de l'induction, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail  
A ma très chère mère, sans laquelle je ne serais rien, qui me donne toujours l'espoir de  
vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse réussir dans  
A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, son ma vie  
sérieux et surtout pour sa simple présence pour que rien ne puisse entraver mes  
études.*

*A Mon grand frère **Abdalgani** qui à toujours été là pour moi, pour me conseiller me  
soutenir et m'aider, A mon cher frère **Abdalmojiub**.*

*A mes très chères sœurs **Anfal**.*

*A monsieur **Khebbaz Mohammed El-Ghali** mon encadreur*

*A mes meilleurs amis, qui m'ont toujours aidé à surpasser mes problèmes, et à qui je  
dois beaucoup dans ma réussite.*

*A tous mes amis que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à  
aujourd'hui.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.*

*A Tous ceux que j'aime et que je respecte*

**B.mohammed**





# Dédicace

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

*Arrivé au terme de l'induction, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail  
A ma très chère mère, sans laquelle je ne serais rien, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse réussir dans  
A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, son ma vie sérieux et surtout pour sa simple présence pour que rien ne puisse entraver mes études.*

*A Mon frères **Lamine** qui à toujours été la pour moi, pour me conseiller me soutenir et m'aider, A mon cher frère **Karim**.*

*A ma très chère sœur.*

*A monsieur **Khebbaz Mohammed El-Ghali** mon encadreur*

*A mes meilleurs amis, qui m'ont toujours aidé à surpasser mes problèmes, et à qui je dois beaucoup dans ma réussite.*

*A tous mes amis que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.*

*A Tous ceux que j'aime et que je respecte*

***Z.Laid***



## Liste des abréviations :

---

Sommaire

Résumé

REMERCIEMENTS

Dédicace

Sommaire

Liste des abréviations

Liste de figure

<b>Introduction générale :</b> .....	<b>1</b>
<b>CHAPITRE I</b> .....	<b>2</b>
<b>Représentation de champ du Hassi Messaoud</b> .....	<b>2</b>
I.1. Introduction :.....	3
I.2. Historique de la région de Hassi-Messaoud : .....	3
I.3. Situation géographique et géologique :.....	4
I.3.1. Situation géographique :.....	4
I.3.2. Situation géologique :.....	5
I.4. Zonation du champ de Hassi-Messaoud : .....	5
I.5. Description du réservoir :.....	6
I.5.1. Subdivision pétrophysique et notion du drain :.....	6
I.5.2. Caractéristiques du réservoir :.....	7
I.5.3. Caractéristiques des fluides et de la roche : [4].....	9
<b>Chapitre II</b> .....	<b>10</b>
<b>Généralité sur l'endommagement</b> .....	<b>10</b>
II.1. Introduction : .....	11
II.2. Signification et définition de l'endommagement : .....	11
II.3. Notion de skin :.....	11
II.3.1. Définition : .....	11
II.3.2. Origine de skin :.....	12
II.4. Localisation de l'endommagement :.....	16
II.4.1. Au fond du puits : .....	16
II.4.2. A la paroi du puits :.....	16
II.5. L'origine de l'endommagement de la formation :.....	17
II.5.1. Endommagement dû aux opérations sur puits : .....	17
II.5.2. Endommagement dû aux perforations : .....	17
II.5.3. Invasion du filtrat de ciment : .....	17
II.5.4. Endommagement dû à la stimulation :.....	17

## Liste des abréviations :

---

II.5.5. Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides : .....	18
II.5.6. Endommagement dû à l'injection d'eau : .....	18
II.5.7. Endommagement dû à la formation : .....	18
II.6. Détection des endommagements : .....	19
II.6.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire : .....	19
II.6.2. Essais de puits : .....	19
II.6.3. Historique complet des puits : .....	19
II.6.4. Analyse du système de production : .....	20
<b>Chapitre III.....</b>	<b>21</b>
<b>Les dépôts minéraux .....</b>	<b>21</b>
III.1. Introduction : .....	22
III.2. Les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers : .....	22
III.2.1. Dépôts minéraux : .....	22
III.2.2. Les Sulfates (Sulfate de Calcium CaSO <sub>4</sub> - Sulfate de Strontium SrSO <sub>4</sub> - Sulfate de Baryum BaSO <sub>4</sub> ) : .....	23
III.3. Conditions de formation des dépôts minéraux : .....	27
III.3.1. Mécanisme de formation des dépôts minéraux : .....	27
III.3.2. Les paramètres influençant sur leur formation (l'effet de la température- l'effet des de la salinité - l'effet de la pression- l'effet de pH) : .....	28
III.4. Traitement curatif : .....	28
III.4.1. Milling : .....	28
III.5. Conclusion : .....	30
<b>Chapitre VI.....</b>	<b>31</b>
<b>Etude de cas Exemple du puits MD409-MD411.....</b>	<b>31</b>
VI.1. Introduction : .....	32
Parte 1 EXEMPLE DU PUITTS MD409 : .....	32
VI.2. Historique du puits MD409 : .....	32
VI.3. Problème du puits : .....	33
VI.4. Identifier le problème du puits : .....	33
VI.5. Les Dernières opérations : .....	34
VI.6. Traitement du puits MD409 : .....	34
VI.7. L'impact de dépôts de sels sur laproduction du puits MD409 : .....	35
VI.8. Les arrêts dus aux bouchons d'eau : .....	36
Parte 2 EXEMPLE DU PUITTS MD411 .....	36
VI.2. Problème du puits.....	37

## Liste des abréviations :

---

VI.3. Identifier le problème du puits .....	37
VI.4.Traitement du puits MD411 .....	40
VI.5. L'impact du problème sur la production.....	41
<b>VI .Conclusion :</b> .....	<b>42</b>
<b>Chapitre V</b> .....	<b>43</b>
<b>Le système de dessalage dans</b> .....	<b>43</b>
<b>les champs</b> .....	<b>43</b>
V.1. Introduction : .....	44
V.2.Station de traitement HGA :.....	44
V.3. Les modes de dessalage dans le champ HGA : .....	45
V.4. Caractérisations de l'inhibiteur AD32 : .....	46
V.4.1. Mode d'emploi d'inhibiteur AD32 : .....	46
V.5. Problématique : .....	46
V.5.1. La chute de production : .....	46
V.5.2. Fluctuation des paramètres de gisement : .....	47
V.6. Analyse des dépôts : .....	48
V.7. Plan de recherche : .....	49
V.7.1. Optimisation de débit d'eau de dessalage : .....	49
V.7.2. Ajustement de la concentration d AD32 a la sortie : .....	49
<b>Conclusion et Recommandations</b> .....	<b>50</b>
<b>Bibliographie</b> .....	<b>53</b>



## *Liste des abréviations :*

---

### *Liste des abréviations :*

API	Densité moyenne d'huile
DTPA	Diethylene Triamine Pentaacetic acid
EDTA	Ethylene Diamine Tetraacetic Acid
IPR	Inflow Performance Relationship
Q w-in	Débit de l'eau injecté
Q w-f	Débit de l'eau de formation
Q m	Débit de mélange
NF	Nanofiltration
OI	Osmose inverse
ppm	partie par million
P w- in	Pourcentage d'eau injectée
P w-f	Pourcentage d'eau de formation
Sa	Salinité d'eau d'albien
S f	Salinité d'eau de cambrien
S m	Salinité de mélange
S	Skin
SEM	Scanning Electronic microscope
VLP	Vertical Lift Performance (out flow)
V0	Vitesse de croissance maximum

## Liste de figure

---

Figure (1.1) : Situation géologique de Hassi-Messaoud .....	4
Figure (1.2) : Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud [1].....	5
Figure (1.3) Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.....	7
Figure (2.1) : Les perforations .....	13
Figure (2.2) : La pénétration partielle .....	13
Figure (2.3) : Influence du skin sur la productivité .....	15
Figure (2.4) Localisation de l'endommagement .....	16
Figure (2.5) Position des différents nœuds .....	20
Figure (3.1) : DEPOTS DE CaSO4 DANS UNE PIPE DE PETROLE.....	23
Figure (3.2) : Dépôt de sulfates .....	24
Figure (3.3) : Sulfate de calcium (CaSO4) .....	25
Figure (3.4) : Sulfate de strontium (SrSO4) .....	25
Figure (3.5) : LA PRECIPITATION DE BaSO4 DANS LES INSTALLATIONS DE FOND ET DE SURFACE .....	26
Figure (3.6) : OUTIL DE MILLING .....	29
Figure (3.7) : OUTIL DE JETTING .....	29
Figure (4.1) : Carte de localisation (MD409).....	32
Figure (4.2) : Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD409.....	34
Figure (4.3) : Cahier de courbe 2017 (MD409) .....	35
Figure (4.4) : Jaugeage du puits MD409.....	35
Figure (4.5) : MAP et le temps de fermeture de puits MD409 due aux bouchons d'eau.....	36
Figure (4.6) : MD411 Carte de localisation .....	37
Figure (4.7) : Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD411 .....	40
Figure (4.8) : Jaugeage du puits MD411 .....	41
Figure (4.9) : le pourcentage des jours de production et d'arrêt du puits MD411. Année 2017 .....	41
Figure (5.1) : STATION DE TRAITEMENT D'EAU PAR DES PRODUITS CHIMIQUE.....	44
Figure (5.2) : RESEAU DE DESSALAGE PRESSURISEE DANS HGA .....	45
Figure (5.3) : LA DIMINUTION DU DEBIT D'HUILE DES PUIITS HGA3 ET HGA9.....	47

## Liste de figure

---

Figure 1 (5.4) : LA DIMINUTION DU DEBIT D'HUILE DES PUITES HGA16 ET HGA17.....	47
Figure 1 (5.5) : Le débit d'eau de gisement en fonction des ANNEES (HGA3-HGA9-HGA16-HGA17).....	47
Figure1 (5.6) : analyse de dépôts HGA 9.....	48
Figure1 (5.7) : analyse de dépôts HGA3 .....	48
Figure 1 (5.8) : analyse de dépôts HGA17 .....	48
Figure1 (5.9) : analyse de dépôts HGA16.....	48

## Liste de tableau

---

Tableau (1.1) : Les coupes stratigraphiques du champ de Hassi Messaoud .....	8
Tableau (4.1) : Résultats des tests de Jaugeage .....	33
Tableau (4.2) : Dernières opérations.....	34
Tableau (4.3) : Les arrêts et le MAP due aux bouchons d'eau .....	36
Tableau (4.4) : Résultats des tests de Jaugeage .....	38
Tableau (4.5) : Dernières opérations.....	39
Tableau (4.7) : Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32.....	40
Tableau (5.1) : Propriété physique et chimique .....	46

# **Introduction**

## **générale**

## **Introduction générale**

---

### **Introduction générale :**

Le coût d'exploitation des gisements de pétrole est très élevé ; qui se répartit essentiellement en forages, équipements de puits et installations de surface.

Le gisement ; comme L'ensemble des équipements ; doit bénéficier d'une maintenance et d'une attention particulière dans le but de lui assurer une durée de vie la plus longue possible, avec une productivité économiquement acceptable et de bonnes perspectives de récupérations secondaire et tertiaire.

Par conséquent ; Les ingénieurs doivent veiller à conserver en bon état d'exploitation aussi bien le réservoir proprement dit que les équipements de puits et les installations de surface.

Le gisement est un système complexe caractérisé par la roche réservoir et l'huile brute

Les conditions thermodynamique diffèrent d'un gisement à l'autre ainsi que la porosité ; la perméabilité et la composition chimique du pétrole brut ; certains bruts manifestent des phénomènes d'instabilité, se traduisant par des dépôts

Organiques ou inorganiques qui peuvent apparaître dans les installations de surface, dans le tubing de production, dans la formation elle-même, c'est-à-dire dans la zone de drainage d'un puits de production. L'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement pendant la récupération secondaire, provoque des dépôts de sels et donc des baisses de productivité. La production des hydrocarbures par injection de gaz et tout particulièrement l'injection de CO<sub>2</sub> ou des gaz enrichis au propane présentent aussi des risques de formation de dépôts de matières organiques solides.

Dans le tubing et les installations de surface, ces dépôts sont la cause de pertes de charge qui diminuent les débits et engendrent des dépenses supplémentaires d'entretien.

Dans la roche réservoir, aux abords des puits, l'endommagement par colmatage causé par des dépôts, aboutit à une réduction de la perméabilité du milieu poreux. Cette situation conduit à baisse productivité du gisement et, dans les cas les plus graves, elle peut être la cause de fermeture de puits.

Les dépôts qui se forment représentent un véritable embarras contre lequel les producteurs du pétrole luttent depuis plusieurs décennies avec plus ou moins de succès.

Les constituants minéraux et organiques des eaux ou du pétrole, ils se trouvent tous dans un état d'équilibre thermodynamique dans le gisement.

# **CHAPITRE I**

## **Représentation de champ du Hassi Messaoud**

**I.1. Introduction :**

Le champ de Hassi Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien, c'est l'un des plus grands et plus complexes gisements pétroliers au monde et le plus grand d'Algérie avec une superficie globale d'environ 2000 km<sup>2</sup>. Ce champ est le résultat d'une histoire paléo- tectonique très complexe [1].

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement de Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile. Parmi ces structures, se trouve la structure de HASSI GUETTAR située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud [12].

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

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural (une structure géologique capable de constituer un piège pour les hydrocarbures), les ingénieurs géologues et techniciens de la compagnie Française SN.REPAL (société Nationale de recherche pétrolière en Algérie) dans les années 50 pour aboutir au 1er forage du puits MD1 le 16 janvier 1956. Six mois plus tard, le 15 juin ce forage a mis en évidence une importante accumulation d'huile dans les grès cambriens à une profondeur de 3338 m et une pression de gisement très importante.

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

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

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

Au début, l'exploitation de l'huile avait commencé par déplétion naturelle, la pression de gisement était de 480 kg/cm<sup>2</sup>. Après plus de 40 ans de production la pression a chuté de 200 kg/cm<sup>2</sup> ce qui a incité à l'utilisation des méthodes de récupération secondaires (injection de gaz, injection d'eau). La récupération de l'huile se fait essentiellement par injection de gaz miscible [12].



## I.3. Situation géographique et géologique :

### I.3.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 KM au SE d'ALGER et à 350 KM de la frontière Algéro-tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790.000 - 840.000 Est. Y= 110.000 - 150.000 Nord.

Il est limité :

- Au NW par les gisements de Ouargla ( Gellala, Ben Kahla et Houd Berkaoui )
- Au SW par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au SE par les gisements Rhoude El Baguel et Mesdar.



Figure (1.1) : Situation géographique de Hassi-Messaoud

I.3.2. Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ces réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d’Algérie et, s’étend sur près de 2200 Km<sup>2</sup> de superficie.

**Géologiquement, il est limité :**

- A l’West par la dépression d’Oude M’ ya.
- Au Sud par le môle d’Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammaa-Touggourt.
- A l’Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Ghadames.

**I.4. Zonation du champ de Hassi-Messaoud :**

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Nord et Sud. Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones productrices en tenant compte des isopressions (l’évolution des pressions des puits), en fonction de la production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble des puits qui communiquent entre eux litho-logiquement et se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d’une même zone drainent conjointement une quantité d’huile en place bien établie.

Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Il faut également noter que la subdivision actuelle n’est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones, chaque un a sa propre numérotation [12].

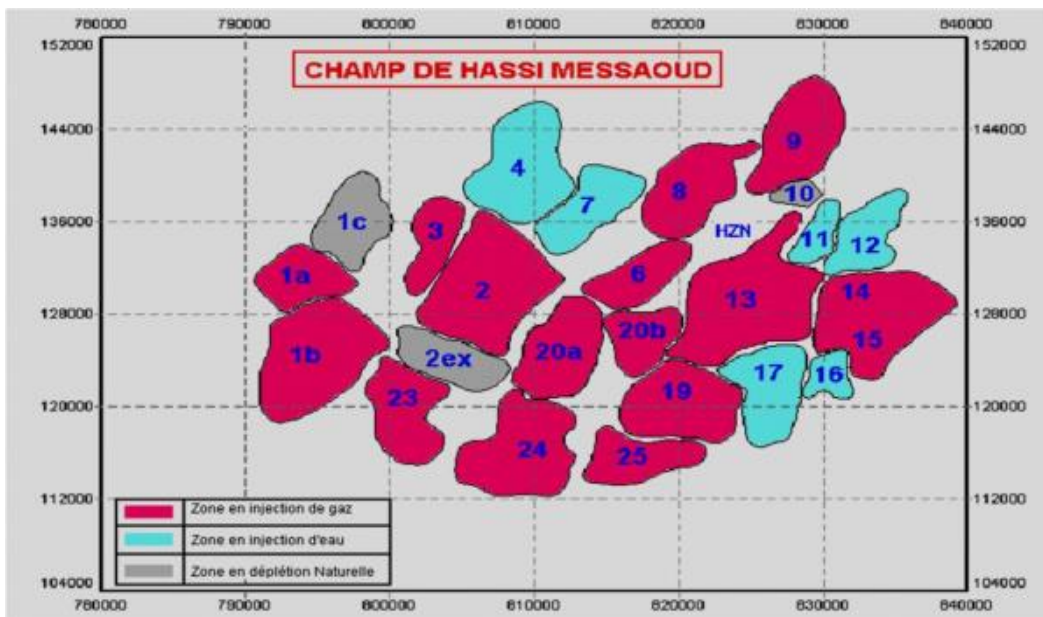


Figure (1.2) : Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud [1]

### I.5. 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. [4]

#### 1. Zone Ra:

réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :

**a. Zone I :** grossière inférieure subdivisée de bas en haut :

- Drain D1.
- Drain ID (Inter Drain).
- Drain D2.

**b. Zone II :** Fine intermédiaire (D3).

**c. Zone III :** Grossière supérieure (D4).

**2. Zone Ri :** ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R70 – R90),

subdivisé en trois tranches 7, 8, 9.

**3. Zone R2 :** zone de grès quartzites.

**4. Zone R3 :** zone très grossière à micro-conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400)

#### I.5.1. Subdivision pétrophysique et notion du drain :

La notion du drain fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité du réservoir. Cette notion caractérise les propriétés pétrophysiques du réservoir, verticalement et horizontalement. Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncidant avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

##### · Ra inférieur :

Constitué de trois grands massifs grossiers qui sont : G1 (30m), G2 (8-12 m) et G3 (24-28 m). Ces trois grands massifs coïncident avec les zones préférentielles du Ra (D2, ID et D1).

##### · Ra moyen :

On le trouve dans les intercalations silteuses ou argileuses.

##### · Ra supérieur :

Constitué du même matériel que le Ra inférieur, la différence se trouve dans le style de dépôt.

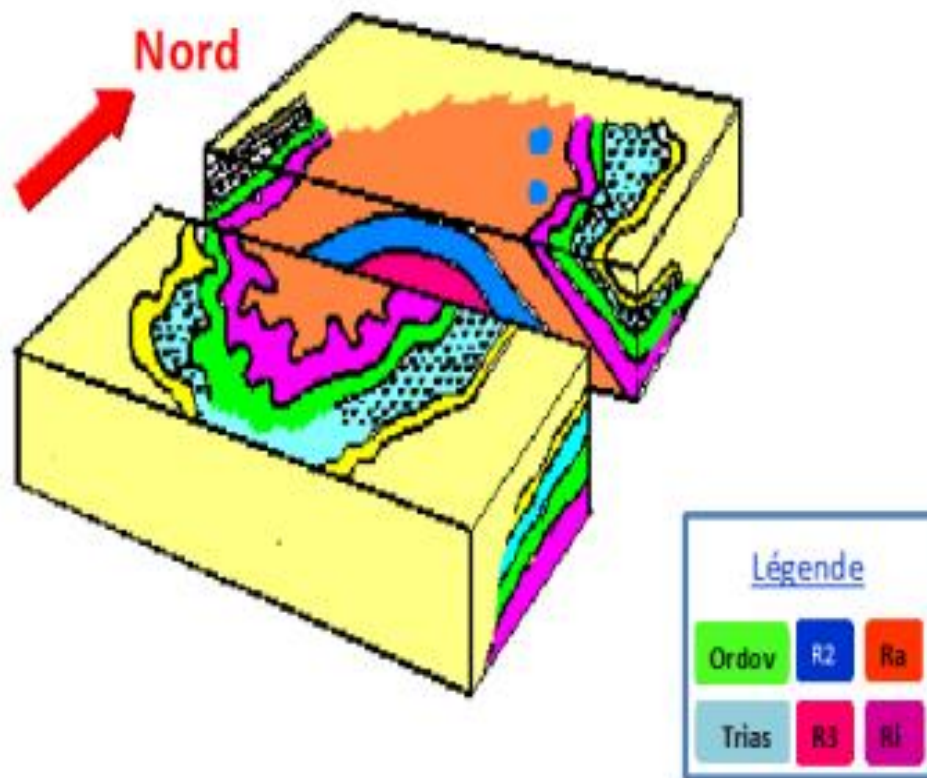


Figure (1.3) Bloc diagramme de l'écorce géologique sous la discordance hercynienne.

### I.5.2. Caractéristiques du réservoir :

Le plan d'eau se trouvait initialement à la profondeur de 3380m, il a envahi partiellement une bonne partie du R2.

La zone Ra épaisse d'une centaine de mètres et constituée essentiellement de grès anisométrique, présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300 m et 3500 m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon le classement granulométrique,

le degré de quartzification et la teneur en argile. L'hétérogénéité est très importante.

[14]



Tableau (1.1) : Les coupes stratigraphiques du champ de Hassi Messaoud

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silice	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CE NOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
		JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
	DOGGER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	LIAS		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
	TRIASSIQUE		SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
		TS 3		202	Sel massif et traces d'argile	
		ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
		GRESEUX		35	Grés, argile	
		ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0-92	Andésites altérées	
		PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75
	GRES D'EL ATCHANE			25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
	ARGILES D'EL GASSI			50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
	ZONE DES ALTERNANCES			20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
CAMBRIEN	Ri		50	Grés isométriques, fins, silteux		
	Ra		120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
	R2		100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
	R3		300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN			45	Grés argileux rouges		
<b>S O C L E</b>					Granite porphyroïde rose	

### I.5.3. Caractéristiques des fluides et de la roche :

- Huile légère
- Densité moyenne en surface :  $\rho_o = 0.8$  (API = 45.4)
- La pression du gisement variable :  $P_g = 120$  à  $400 \text{ Kg/cm}^2$
- Température du gisement est de :  $T = 118^\circ\text{C}$
- Le GOR de dissolution est variable :  $R_s = 100$  à  $5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- La porosité moyenne est de :  $\Phi = 5$  à  $10\%$
- La perméabilité est très variable :  $K = 0$  à  $1 \text{ Darcy}$
- La viscosité :  $\mu_o = 0.2 \text{ Cp}$
- Le facteur volumétrique du fond moyen :  $B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$  [14].

# **Chapitre II**

## **Généralité sur l'endommagement**

## II.1.Introduction :

La formation des endommagements est causée par physico-chimique, chimiques, biologiques, hydrodynamiques et les interactions thermiques de formation poreuse, particules, et fluides et déformation mécanique de la formation sous contrainte et cisaillement du fluide. Ces processus sont engendrés lors des opérations de forage, de production, de **Work-Over** et de fracturation hydraulique.

Les Indicateurs d'endommagement incluent une dégradation de la perméabilité, du coefficient skin et de diminution des performances du puits. D'où, la réduction de la productivité pétrolière et gazière des réservoirs et l'exploitation non économique. Alors, il est indispensable de développer des méthodes expérimentales et analytiques pour comprendre et prévenir et/ou contrôler les endommagements engendrés.

## II.2. Signification et définition de l'endommagement :

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production.

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de température, de pression et de débit (ex : les asphaltènes). Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le coefficient d'endommagement (le skin) lorsque celui-ci est positif.

L'endommagement d'une formation peut revêtir plusieurs formes dont on citera :

- Un aspect mécanique du aux particules solides ayant pénétré dans la formation (particules provenant de la formation elle-même, particules introduites et transportées par l'invasion des fluides étrangers lors des divers opérations effectuées dans le puits).
- Un aspect physico-chimique dû à l'action du filtrat sur la formation elle-même et/ou sur les effluents qui y sont contenus.
- Un aspect organique du à l'action du filtrat, ou du chlorures d'hydrogène lors des traitements sur les fractions lourdes de certains bruts.

Eventuellement, un endommagement peut être causé à la suite d'une combinaison des facteurs cités ci-dessus.

## II.3. Notion de skin :

### II.3.1. Définition :

C'est un effet d'endommagement (perte de charge) Beaucoup de traitements de stimulation des puits se décident en se basant sur la valeur du skin total déduit des essais de puits. Toutefois, ce paramètre est en réalité le résultat de plusieurs facteurs qui interviennent en même temps. Afin d'acheminer l'effluent hydrocarbure jusqu'à la surface, traditionnellement un puits doit être d'abord foré, complété, perforé avant d'être mis en production. A chaque étape du processus, la liaison couche-trou évolue. Tout changement par rapport à l'état idéal (puits en découvert avec réservoir homogène à l'état vierge du trou jusqu'à l'aire de drainage) est imputé à un facteur



appelé communément skin qui peut être positif ou négatif). Lors de la mise en exploitation d'un puits, plusieurs phénomènes apparaissent aux abords du trou, dont : les effets de la perforation ; de pénétration partielle ; d'endommagement ; de fissuration naturelle ; de la fracturation hydraulique et celui d'inclinaison et de géométrie.

Le facteur de skin total qui apparaît dans le dénominateur est la somme de plusieurs composants [8] :

- Skin d'endommagement  $S_d$
- Skin d'inclinaison et de géométrie  $S_{inc}$
- Skin de pénétration partielle  $S_{pp}$
- Skin de perforation  $S_{perf}$ 
  - Skin dû à la fracturation hydraulique  $S_{frac}$
  - Skin dû à l'anisotropie de perméabilité  $S_{an}$
  - Skin dû à l'écoulement polyphasique  $S_p$
  - Skin dû aux multicouches non communicants  $S_m$
- Skin dû à la fissuration naturelle  $S_{fiss}$
- Skin composite  $S_{comp}$
- Pour un puits produisant sur toute sa longueur ; le skin total est la somme de ces paramètres :

**Equation de skin total (I) :**

$$S_t = S_d + S_{perf} + S_{frac} + S_{an} + S_m + S_{fiss} + S_{comp} + S_p$$

### II.3.2. Origine de skin :

- Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont [5] :
- *Les perforations :*

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin  $S_p$ , appelé coefficient d'effet pariétal et qui est fonction du nombre des perfos, de leurs répartition et leurs puissance de pénétration. [8]

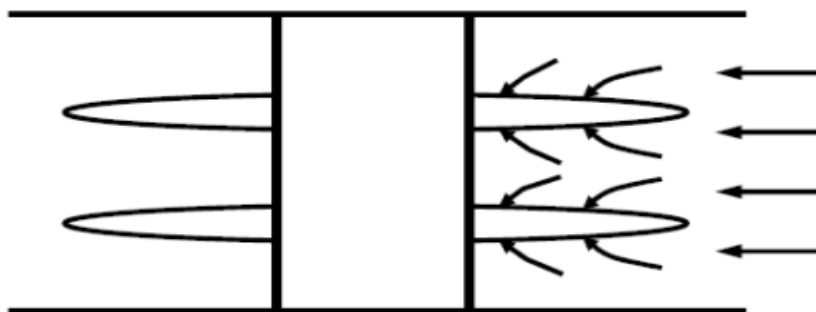


Figure (2.1) : Les perforations

**- La pénétration partielle :**

La perforation d'une partie seulement de la hauteur du puits provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits. Elle contribue à l'existence d'un skin positif (pseudo skin  $S_c$ ) qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée. [8]

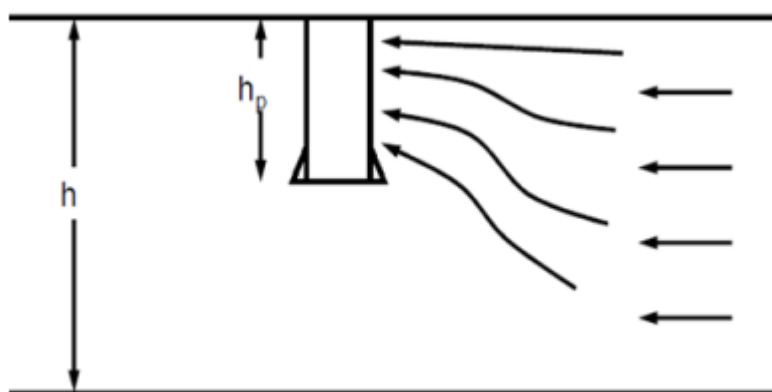


Figure (2.2) : La pénétration partielle

**- Effet de l'endommagement :**

Lors d'un forage conventionnel (over balance), la couche productrice est soumise à un gradient de pression afin d'éviter toute venue d'effluent. Ceci provoque une invasion du fluide de forage dans le réservoir. Le fluide de forage n'est pas dans le cas général compatible avec celui de la couche et pourrait contenir des fractions de particules solides et des perméabilités relatives. Cette situation crée une zone de perméabilité altérée autour du puits dont la profondeur peut atteindre quelques pouces.

**- Effet de l'inclinaison du puits :**

Certains puits sont forés inclinés ; pour des relations de drainage (forte inclinaison), géologiques perpendiculairement au pendage des couches ou techniques dans le cas des sidetracks (faible inclinaison). [9]

**- Effet de la fracturation hydraulique :**

Le skin dû à une fracturation hydraulique à une conductivité infinie peut-être approché par l'équation suivante : [15]

**Equation de skin de fracturation (II) :**

$$S_{frac} = 0.81 - \ln\left(\frac{x_f}{2}\right).$$

**- Effet de l'anisotropie de perméabilité :**

Quand le réservoir présente une anisotropie de perméabilité ; il en résulte un phénomène de pseudo skin. Ce dernier peut être exprimé en fonction des valeurs de  $K_{max}$ . et  $K_{min}$ . [7]

**- Effet de l'écoulement polyphasique :**

Cet effet prend de l'ampleur quand on est en présence du gaz (pression inférieure à celle de point de bulle ou en percée de gaz d'injection) ou en présence de production d'eau. L'effet de skin, de la production simultanée d'huile et de gaz, peut être estimé en employant la corrélation de Vogel ou celle de "Ftkovich". [7]

**- Effet de multicouches non communicants :**

Ce pseudo skin résulte du contraste des caractéristiques pétrophysiques entre les différentes couches d'un réservoir [7].

**- Effet de fissuration naturelle :**

La présence de l'endommagement sur les blocs matriciels dans un effet de skin de fissuration [7].

**- Effet de skin composite :**

Lorsqu'on est en présence d'un milieu composite (changement latéral de mobilité de fluide ou de faciès); il en résulte un skin composite  $S_{comp}$ . Ce skin est en fonction du rayon de mobilité des fluides et du rayon  $r_d$  de l'interface de circulation [7].

**- Effet de skin sur la perméabilité :**

Le rayon " $r_e$ " et la perméabilité " $K_e$ " de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de "Hawkins"

**Equation de skin (IV) :**

$$S = \left( \frac{k_i}{k_e} - 1 \right) \ln \frac{r_e}{r_w}$$

$S$  : skin

$K_i$  : perméabilité du réservoir.

$K_e$  : perméabilité de la zone endommagée.

$r_e$  : rayon de la zone endommagée

$r_w$  : rayon du puits

On voit que si :

$S > 0$ , La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement)

$S < 0$ , Correspond à une amélioration.

$S = 0$ ,  $K_e = K$  (pas d'endommagement).

**- Effet de skin sur la productivité :**

La connaissance de l'IPR et l'équation de *Hawkins* sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile L'équation de "IPR"(V) : [15]

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141.2B\mu \left( \ln \frac{Re}{r_w} + S \right)}$$

$q$  : débit d'huile conditions de fond (bbl/j).

$K$  : perméabilité (md).

$h$  : hauteur du réservoir (ft).

$\mu$  : viscosité d'huile (cp).

$P_G$  : pression de gisement (psi)

$P_{wf}$  : pression de fond dynamique (psi)

$Re$  : rayon de drainage (ft)

$r_w$  : rayon du puits

$S$  : skin total

$\beta$  : facteur volumétrique de fond (bbl/STB)

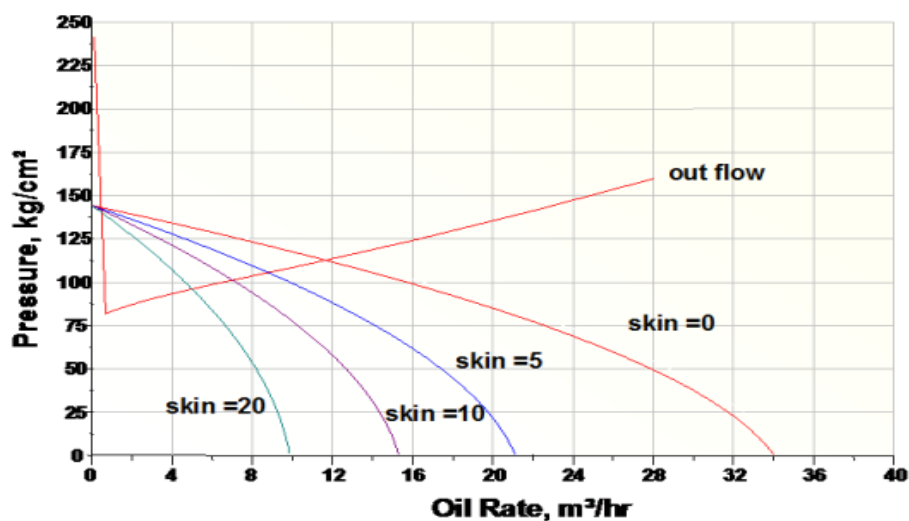
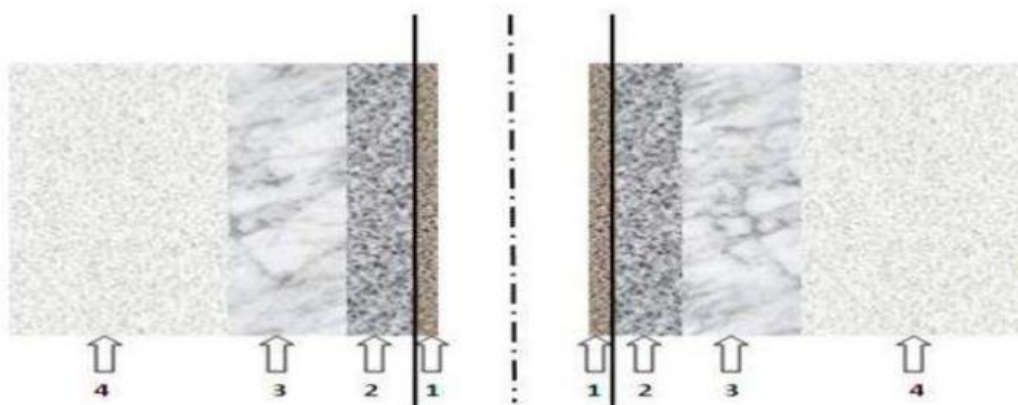


Figure (2.3) : Influence du skin sur la productivité

## II.4. Localisation de l'endommagement :

La **fig.2.4** ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits



**Figure (2.4) Localisation de l'endommagement**

- Zone 1: cake externe tapissant les parois du puits;
- Zone 2: cake interne: solides ayant pénétré dans le milieu poreux;
- Zone 3: zone envahie par le filtrat boue;
- Zone 4: zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

### II.4.1. 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 (asphaltènes, paraffines, sels ...).

### II.4.2. A la paroi du puits :

Sous forme de cake externe formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation.

### II.4.3. Aux abords des puits :

Sous forme de cake interne et externe (zone 1 et 2) constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

Notons que au-delà du cake interne se trouve la zone envahie (zone 3), par les filtrats de la boue et celui du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité.
- Gonflement et /ou délitage des argiles.

- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

### **II.5.L'origine de l'endommagement de la formation :**

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum. Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations **Work-Over**, **Snubbing** et les opérations de forage.

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

#### **II.5.1. Endommagement dû aux opérations sur puits :**

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, **Work-Over** et parfois de **Snubbing** sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère en causant : le colmatage des perforations, le changement de mouillabilité et la formation d'une émulsion.

- Formation d'émulsion et **Sludges** due à l'incompatibilité des fluides d'invasion et celle de formation. Les émulsions peuvent être dissociées, par contre les **Sludges**, ils sont très difficiles à dissoudre, un moyen de prévention est plutôt utilisé :
- Changement de mouillabilité dû à l'adsorption en surface des roches par les fluides de forage, **Work-Over** et de **Snubbing**.
- Gonflement des argiles qui est due à l'invasion du filtrat des boues à base d'eau, **workover** et les fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et l'argile, qui se gonfle et réduit sévèrement la perméabilité.

#### **II.5.2. Endommagement dû aux perforations :**

La plus part des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

#### **II.5.3. Invasion du filtrat de ciment :**

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

#### **II.5.4. Endommagement dû à la stimulation :**

##### **- L'acidification :**

l'acidification peut générer de nombreux problèmes tels que :

- une attaque du ciment inter granulaire libérant des particules fines ou des grains de sable

- des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité.

**- La fracturation :**

après la fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

### **II.5.5. Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides :**

Dans le cas où il n'y a pas de dispositif de contrôle des sables, l'accumulation de sable en fond de puits, réduisant la hauteur de communication entre le puits et la zone à produire. A cela se rajoute tous les problèmes d'érosion et de dépôts dans le circuit de production : tubing, tête de puits, collecte, séparateurs, ....

### **II.5.6. Endommagement dû à l'injection d'eau :**

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

- De précipité ou de dépôts (les asphaltènes ; paraffine,...) suite à la baisse des seuils de solubilité ;
- D'émulsion ;
- Des dépôts de sulfates dus à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

### **II.5.7. Endommagement dû à la formation :**

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever, parmi lesquels nous citerons :

**- Dépôts de sel :**

le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel 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 sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ; mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO<sub>4</sub> (Sulfates de Baryum).

**- Dépôts des paraffines :**

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.

**- Dépôts des sulfates :**

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

**- Migration des fines :**

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité.

**- Dépôts organiques (les asphaltènes) :**

le dépôt d'asphaltènes est un problème dans la production de champ de Haoud Berkaoui. Il cause un problème de production très sérieux.

Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.

Les conditions de déposition d'asphaltènes sont discutées plus tard.

**II.6. Détection des endommagements :**

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

**II.6.1. Echantillonnages et analyses de laboratoire :**

L'identification des causes exactes d'un endommagement 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.

**II.6.2. 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.

**II.6.3. Historique complet des puits :**

L'historique d'un puits est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes des quelques d'endommagement, exemple : pénétration partielle.



### II.6.4. Analyse du système de production :

Connue sous le nom de l'analyse nodale, cette méthode consiste en une analyse complète de l'ensemble du système de production, liaison couche-trou, équipement et activation inclus, ce qui la rend efficace spécialement en cuvelage perforé.

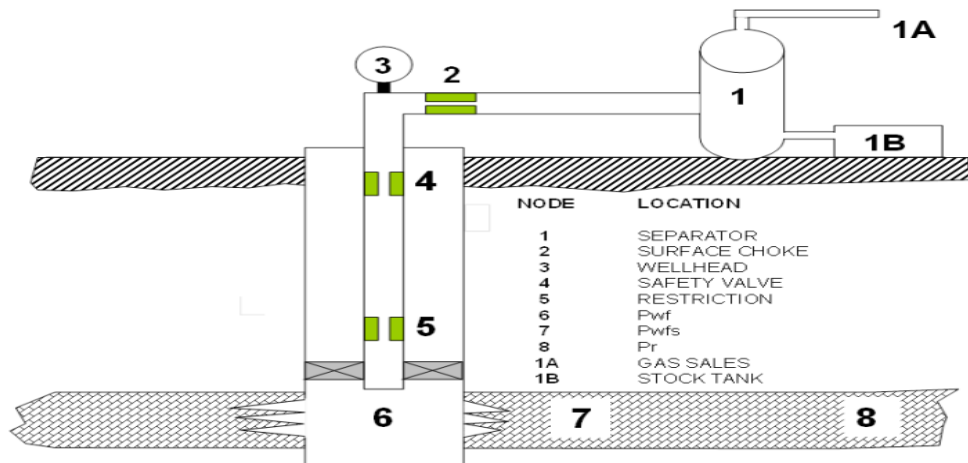


Figure (2.5) Position des différents nœuds

# **Chapitre III**

## **Les dépôts minéraux**

**III.1. Introduction :**

Dans le domaine pétrolier les dépôts rencontrés au cours de l'exploitation ont entraînés 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 existants 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 organiques qui ont pour origine certaines matières contenues naturellement dans le pétrole.

Indésirables, les dépôts viennent changer le bon fonctionnement des installations.

**III.2. Les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers :****III.2.1. Dépôts minéraux :****- Chlorure de sodium (NaCl) :**

Le sel, a été dès le début de la mise en exploitation du champ de Hassi Messaoud un des principaux problèmes d'exploitation. Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (NaCl). Pour remédier aux conséquences liées au dépôt de sel, de diverses techniques préventives et curatives ont été appliquées dont on cite [16] :

- ✓ Le travail au câble
- ✓ Lavage à l'eau (périodiquement ou continu)
- ✓ Lavage de la crépine et des perfos avec jetting (CTU)

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 Hassi Messaoud 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. [10]

**- Carbonates (Carbonates de Calcium  $\text{CaCO}_3$ ) :**

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de  $\text{CO}_2$ , par augmentation de la température ou par une baisse de la pression, ou par la sursaturation de longtemps, sa formation a lieu suivant la réaction



L'effet inverse de la pression et de la température rend la prévision de formation difficile, c'est pourquoi on cherchera plutôt à utiliser un technique préventif on pourra utiliser des inhibiteurs (retardateurs de cristallisation), ou des traitements acides car les carbonates sont très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de  $\text{CO}_2$ , ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion [10]



**Figure (3.1) : DEPOTS DE  $\text{CaSO}_4$  DANS UNE PIPE DE PETROLE**

**III.2.2. Les Sulfates (Sulfate de Calcium  $\text{CaSO}_4$ - Sulfate de Strontium  $\text{SrSO}_4$ - Sulfate de Baryum  $\text{BaSO}_4$ ) :**

Les sulfates proviennent d'un mélange de deux eaux. L'une avec des ions alcalino-terreux (baryum, strontium, calcium) et l'autre avec des ions sulfates ( $\text{SO}_4^{2-}$ ). Le dépôt se constitue donc au moment du mélange et une de ses caractéristiques principales est une cinétique de formation immédiate On les retrouve dans la formation (à cause de l'injection d'eau), et le risque principal est donc de colmater des zones de drainage ou de venir modifier les conditions de production aux environs du puits (perfos, liaison couche trou, etc.).

Les dépôts de sulfates sont trois types (les sulfates de Baryum/Strontium/Calcium) ( $\text{Ba/Sr/CaSO}_4$ ).

D'une manière générale, les sulfates alcalino-terreux ne sont pas solubles par les acides. Figure (2.4) [10]



Figure (3.2) : Dépôt de sulfates

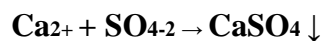
Pour cela on utilise un inhibiteur de formation pendant l'injection de l'eau et l'eau de gisement pour créer un espace ou une interface. Dans ce cas on peut dire que les inhibiteurs jouent un rôle de retardateur de cristallisation en fonction de la concentration

- *Sulfate de calcium (CaSO<sub>4</sub>)* :

Le dépôt de sel de Sulfate de Calcium est l'un des dépôts courants rencontrés lors de l'exploitation des gisements pétroliers dont l'origine principale est l'incompatibilité des eaux extraites des nappes phréatiques. Une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits. L'évaporation partielle de l'eau de gisement peut conduire aussi à la sursaturation donc une précipitation rapide.

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

On évitera si possible de diluer l'eau incriminée. Au contraire, on recherchera la possibilité d'un mélange à une eau d'une salinité supérieure (sauf si cela enrichit défavorablement en ions SO<sub>4</sub><sup>-</sup> ou Ca<sup>++</sup>). Si un précipité persiste, on pourra probablement l'éliminer par filtration. La combinaison entre les ions Ca<sup>2+</sup> et SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> donne la formation d'un précipité de sulfate de calcium selon la réaction suivante :



Il commence à apparaître d'une façon nette à partir de 100°C. Le sulfate de calcium existe sous trois formes beaucoup plus solubles que le CaCO<sub>3</sub> qui sont :

- (CaSO<sub>4</sub>, 2H<sub>2</sub>O) Gypse (di-hydraté).
- (CaSO<sub>4</sub>) Anhydre (anhydrite).
- (CaSO<sub>4</sub>, 1/2H<sub>2</sub>O) Hémihydrate.



Figure (3.3) : Sulfate de calcium ( $\text{CaSO}_4$ )

La majeure partie du sulfate de calcium trouvé comme dépôts dans un champ pétrolier est sous forme de Gypse : ( $\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$ ).

Parmi les moyens de lutte, citons :

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

- *Sulfate de Strontium ( $\text{SrSO}_4$ ) :*

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

La précipitation de  $\text{SrSO}_4$  peut se produire par :

- Evaporation de l'eau.
- Elévation de la température.
- Mélange d'eaux incompatibles selon la réaction :  $\text{Sr}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{SrSO}_4 \downarrow$

Les dépôts de  $\text{SrSO}_4$  sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.

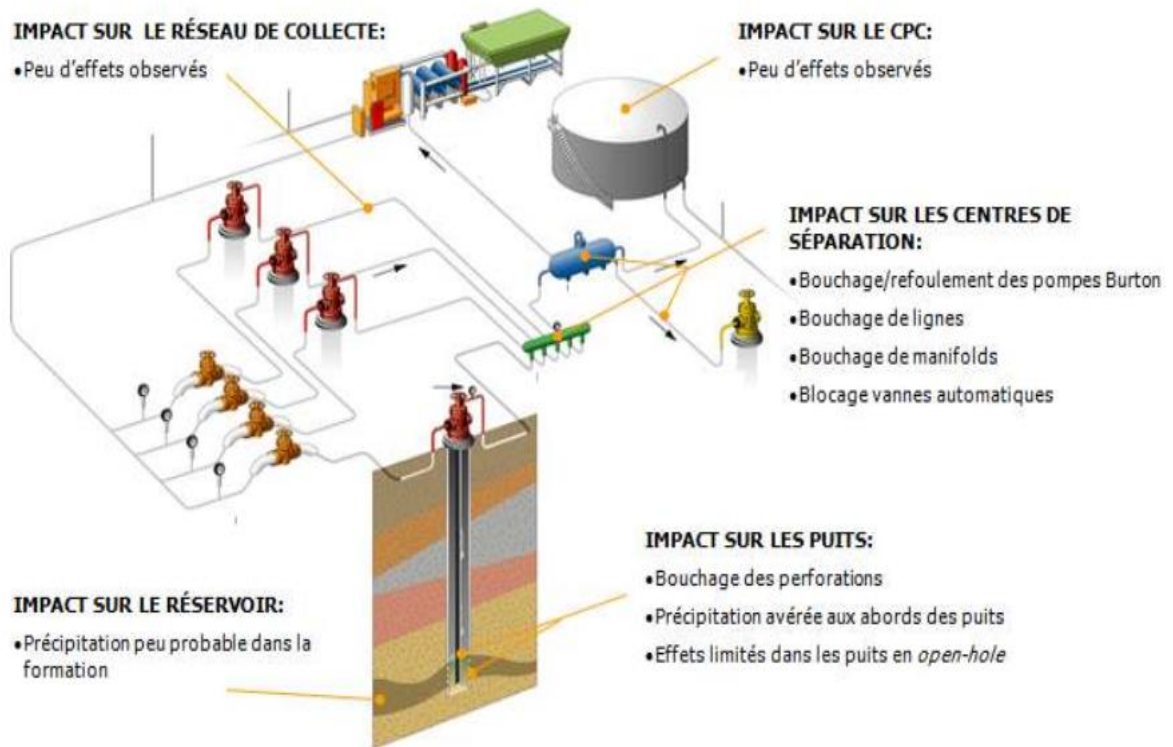


Figure (3.4) : Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ )

- Sulfate de Baryum ( $BaSO_4$ ) :

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

De façon générale, les problèmes posés par les dépôts sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité des deux eaux, Certaines eaux de gisement contiennent des sels de baryum  $Ba^{2+}$  en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de sulfate qui contient des ions sulfates  $SO_4^{2-}$ , le sulfate de baryum se précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels, ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour maintien de pression de ce gisement. L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs dans lesquels le mélange se fait et la précipitation du sulfate de baryum a lieu. Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact. [10]



**Figure (3.5) : LA PRÉCIPITATION DE  $BaSO_4$  DANS LES INSTALLATIONS DE FOND ET DE SURFACE**

### III.3. Conditions de formation des dépôts minéraux :

#### III.3.1. Mécanisme de formation des dépôts minéraux :

##### - *Sursaturations des sels économiquement solubles :*

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamique ; toute variation de ces derniers fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc des précipitations. Pour amorcer un début de germination, il est nécessaire de dépasser le produit de solubilité.

##### **Equation de degré de saturation (VI) :**

$$\phi = \frac{C_{\text{Sel}}}{C_{\text{P Sel}}}$$

- **C Sel**

- **C P Sel**

-  $\phi$  : Degré de saturation

- **C Sel** : Concentration du sel à  $t=0$

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

##### - *Formation du germe :*

La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon. La précipitation commence par la formation de germes ou de ponts sous forme déterminée et qui caractérisent progressivement.

Ils sont constitués par l'association de quelques ions par exemple  $\text{Ba}^{2+}$  et  $\text{SO}_4^{2-}$ , ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions de  $\text{Ba}^{2+}$  et  $\text{SO}_4^{2-}$  le cristal grossit [16].

##### - *Croissance du cristal :*

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

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



### III.3.2. Les paramètres influençant sur leur formation (l'effet de la température- l'effet des de la salinité - l'effet de la pression- l'effet de pH) :

#### *- Influence de la température :*

Elle a une action très notable sur la solubilité. Dans le cas général, une élévation de la température provoque une plus grande dissolution, dans des proportions qui peuvent être considérables. Le  $\text{SrSO}_4$  et  $\text{CaSO}_4$  sont moins solubles à chaud.

#### *- Influence de la Pression :*

En règle générale, elle a peu d'influence sur la solubilité des sels. Cependant, les variations de pression provoquent des variations de concentration en gaz dissous. Et dans certains cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.

#### *- L'influence de pH :*

En effet, quand on est en présence d'un **pH** acide, l'activité de  $\text{H}^+$  (qui a pour origine la dissociation des acides faibles quand  $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un **pH** basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité.

#### *- L'influence de la salinité :*

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

### III.4. Traitement curatif :

#### III.4.1. Milling :

Il s'effectue par partage mécanique à l'aide de racleur, Il est utilisé pour gratter les parois sur lesquels déposé le sulfate de baryum du mais il peut causer des fissures au niveau de tubing au cours de l'opération [6].



Figure (3.6) : OUTIL DE MILLING

#### ***III.4.2. Jetting (jet hydraulique) :***

Il est utilisé pour l'élimination de tartre inerte  $\text{BaSO}_4$ , c'est un outil de nettoyage souple au jet à haute pression descendu par le colle tubing **Figure (3.7)**.



Figure (3.7) : OUTIL DE JETTING

**III.5.Conclusion :**

A partir le type de champ exploité, nombreux types de dépôts minéraux peuvent paraître, provoquant beaucoup de problèmes comme les bouchons et les rétrécissements du diamètre des tubes.

Donc on peut dire que chaque dépôt à ces conditions de formation et des moyens de lutttes spécifiques.

# **Chapitre VI**

**Etude de cas**

**Exemple du puits**

**MD409-MD411**

### VI.1. Introduction :

Les divers dépôts provoquent des endommagements industriels, économiques et environnementaux.

L'impact de ce problème sur un champ pétrolier dans les points suivants :

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

### Parte 1 EXEMPLE DU PUITES MD409 :

### VI.2. Historique du puits MD409 :

Le puits **MD409** est un puits producteur d'huile vertical foré en 25/05/1987 (date fin de forage) à une profondeur de 3469 m dans la zone 14 (zone centrale) du champ de Hassi Messaoud.

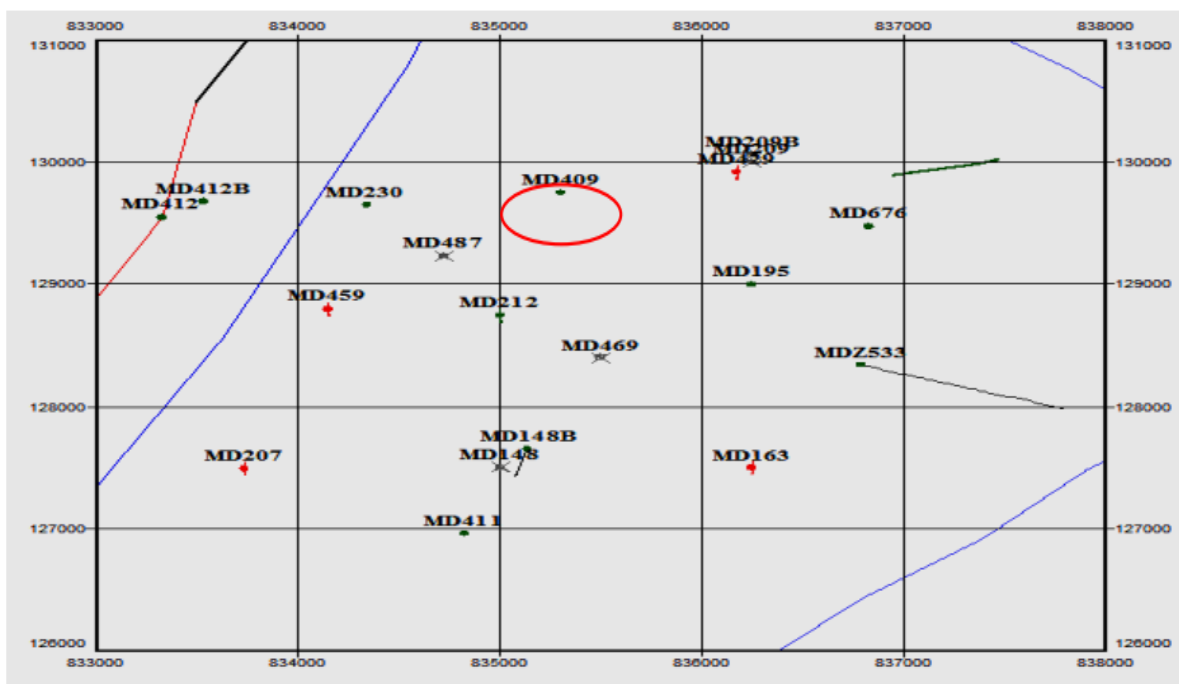


Figure (4.1) : Carte de localisation (MD409)

### VI.3. Problème du puits :

Le puits **MD409** est connu par les problèmes de sels NaCl et des sédiments, qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing qui a engendré une chute de la production du puits.

### VI.4. Identifier le problème du puits :

Les étapes ont été faites pour identifier ce problème ses conséquences sur la production ;

- **Test de jaugeage**

Ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous permet d'obtenir d'autres paramètres caractérisant tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le tableau (1)

**Tableau (4.1) : Résultats des tests de Jaugeage**

Date de mesure	Duse (mm)	Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°c)	Débit Eau récupérée(l/h)
				ête	ipe	ép		
30/10/2015	8	12.26	343	7	9.5		23	0
01/02/2016	7.46	9.02	430	5.5	6.6	.04	37	165
04/03/2016	7.46	8.69	445	3.4	6.6		10	250
10/06/2016	7	8.81	378	9	6.2	6.21	36	230
04/08/2016	7	7.19	542	8.6	7.5		33.6	80
17/11/2016	7	6.89	482	5.7	7.9		24.6	75
17/12/2016	7	11.19	413	5.1	9.1	8.56	18	0
29/01/2017	17	8.88	372	2.2	7.6	7.34	31	333

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

- Une diminution excessive de débit de **12.26 m<sup>3</sup>/h** jusqu'au **6.89 m<sup>3</sup>/h** correspond à une chute de **5.37 m<sup>3</sup>/h** ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des traitements chimiques durant cette période. Ces traitements ont provoqué une légère amélioration de production.
- La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de production

### VI.5. Les Dernières opérations :

Tableau (4.2) : Dernières opérations

Date début	Date fin	Type
30/12/2015	10/01/2016	SNUBBING
15/05/1992	26/05/1992	COMLETION
29/03/2017	29/03/2017	WIRELINE
24/06/1996	19/07/1996	WORKOVER
14/12/2016	14/12/2016	ACIDIFICATION

### VI.6. Traitement du puits MD409 :

Toutefois, en raison de 10 h de fermeture qui est nécessaires, le bouchon d'eau occasionne des pertes importantes de production.

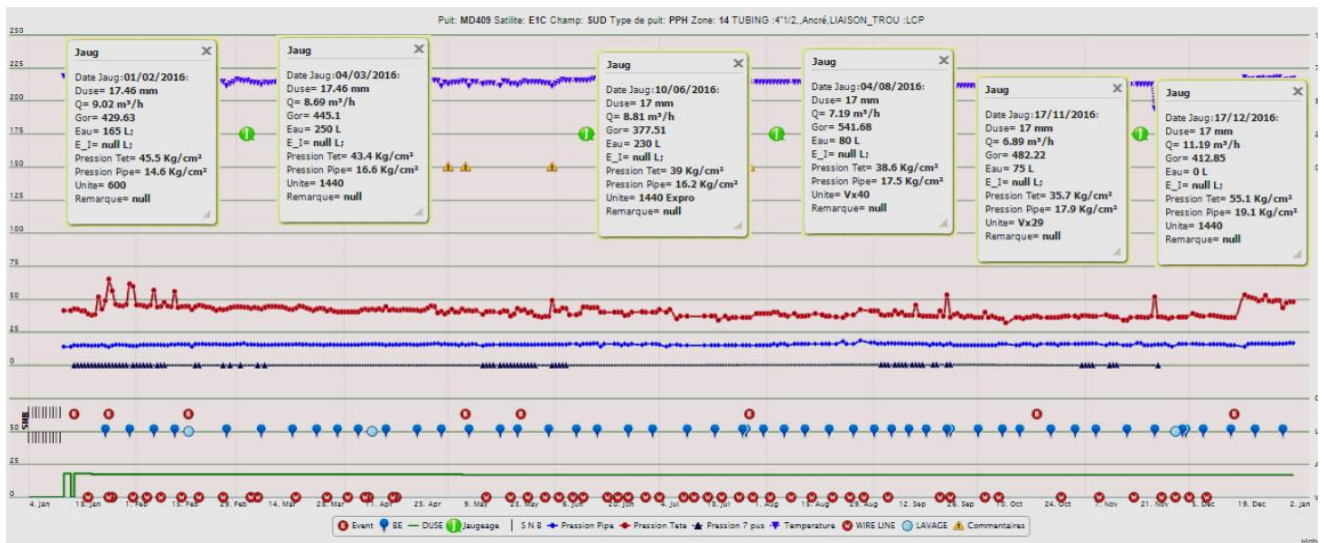
Le volume et le nombre de bouchon d'eau sont limités sur le puits parce que le risque de tuer le puits, le puits **MD409** nécessite périodiquement à raison d'une fois par semaine par des opérations grattage et injection des bouchons d'eau puits fermé, et aussi des nettoyages au coiled tubing (clean out à l'eau traité) Ces sels, qui sont dissous dans l'huile au fond du puits or dans l'eau récupéré, provoquent le bouchage du tubing et des installations de surface après leur remontée à la surface comme le cas de SNB (2015) pour le nettoyage de fond de puits à cause des sels et aussi des sédiments.



Figure (4.2) : Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD409

**VI.7. L'impact de dépôts de sels sur laproduction du puits MD409 :**

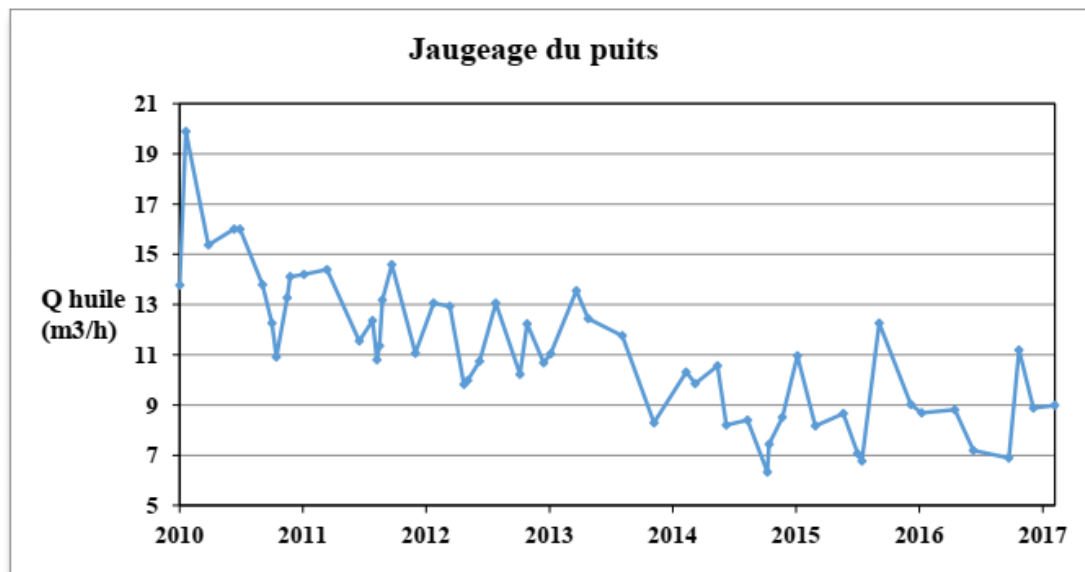
L'état de production du puitsMD409depuisl'année 2017estreprésentédanslafigure cidessous :



**Figure (4.3) : Cahier de courbe 2017 (MD409)**

On voit qu'environ 4 fois par mois la fréquence des bouchons d'eau fermé est considère-comme un temps mort de temps de fermeture totale de l'année 2017 est **416** h avec une MAP de **3694.08** m<sup>3</sup> c'est à cause desdépôts de sels. L'entretien préventif est les interventions d'entretiens par wire line sont programmées pour le grattage contrôle puits a SNB évité la création des sels au fond et aux parois du tubing.

L'augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits par BE et grattage contrôle évité les coincements des outils Wire Line et coiled tubing à l'intérieur du puits.



**Figure (4.4) : Jaugeage du puits MD409**

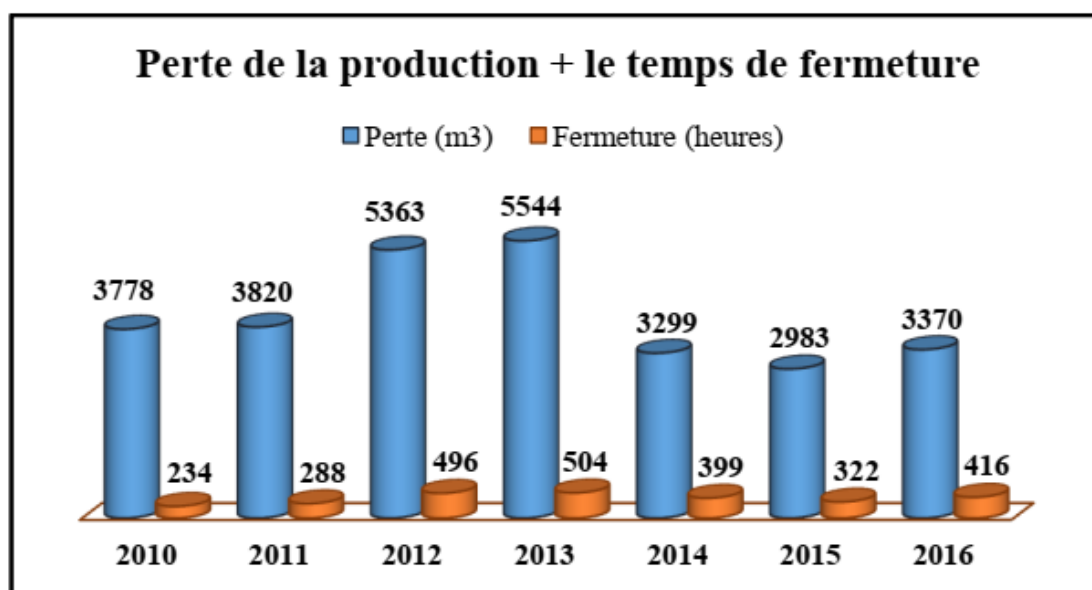


### VI.8. Les arrêts dus aux bouchons d'eau :

Certainement les fermetures du puits pour BE ont entraîné des pertes considérables en termes de production (voir tableau ci-dessus), pour l'année de 2016 les pertes sont estimées à **3370m<sup>3</sup>** soit **21197.3 bbl**

**Tableau (4.3) : Les arrêts et le MAP due aux bouchons d'eau**

Année	Fermeture (heures)	Q moyen m <sup>3</sup> /h	Perte (T)
2010	234	16	3777.5
2011	288	13	3820
2012	496	11	5362.5
2013	504	11	5543.75
2014	399	8	3298.75
2015	322	9	2982.5
2016	416	8	3370



**Figure (4.5) : MAP et le temps de fermeture de puits MD409 due aux bouchons d'eau**

## Parte 2 EXEMPLE DU PUITTS MD411

### VI.1. Puits à Sulfate de baryum :

#### B.1. Historique du puits

Le puits **MD 411** a été foré le 23/01 /1987, se localise dans le nord-ouest de Hassi Messaoud a la zone **14** complété par un liner cimenté et perfore de **4.5"**le puits est équipé d'un CCE de **1"660** dessalage.

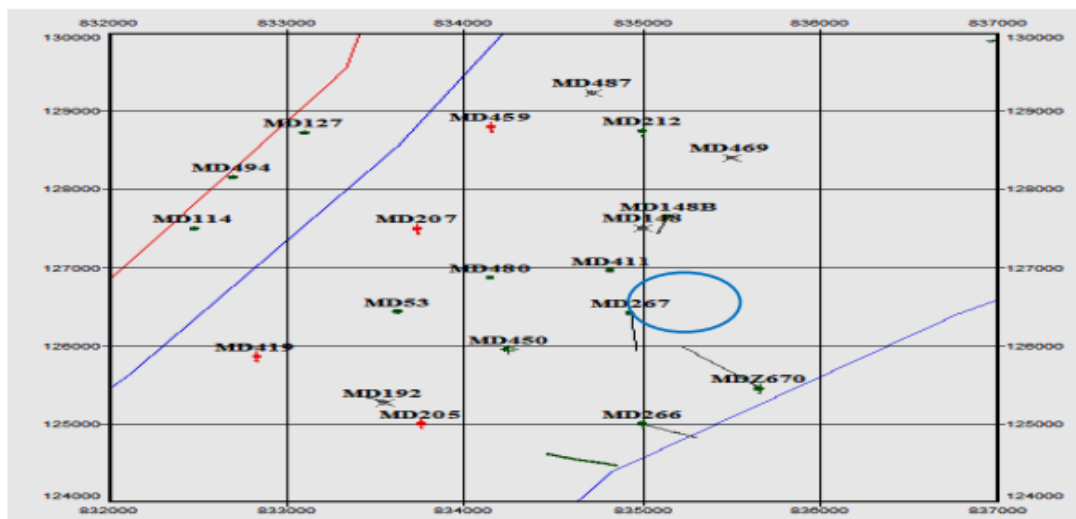


Figure (4.6) : MD411 Carte de localisation

Le puits **MD411** est un puits producteur d'huile vertical foré en 23/01/1987 (date fin de forage) à une profondeur de 3473.71 m dans la zone Centrale 14 (section E) du champ de Hassi Messaoud. Entretenu par injection d'eau en continue pour dessalage

### VI.2. Problème du puits :

Le puits **MD411** est connu par les problèmes des dépôts sulfate de baryum  $BaSO_4$  et de sels  $NaCl$ , qui sont les causes des bouchages fréquent du tubing qui a engendré une chute du potentiel du puits.

### VI.3. Identifier le problème du puits :

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

- ✓ Test de jaugeage
- ✓ Test de puits (Wire Line)

#### ❖ Résultat de test de jaugeage

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres caractérisant de brut tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le tableau (4.4)

Tableau (4.4) : Résultats des tests de Jaugeage

Date de mesure	Duse (mm)	Q Huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )			T huile (°c)	Débit Eau récupérée (l/h)
				ête	ipe	ép		
02/04/2017	22	7,75	609	34	16.15		42	0
02/07/2017	22	7,76	617	38,4	17,6	16,93	38	2615
09/10/2017	22	4,50	804	30	18	8,16	38	3000
10/01/2018	22	7,46	483	45,7	16	4,08	35	4300
04/03/2018	22	5,66	617	28	15	14.99	34	2022

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

- Une augmentation excessive de débit de **4.50 m<sup>3</sup>/h** jusqu'au **7.46 m<sup>3</sup>/h** correspond à une chute de **2.96 m<sup>3</sup>/h** ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des opérations pour changement du concentrique de dessalage, traitement chimique par nettoyage et squeeze a l'acide aussi l'opération mécanique par scale Blaster durant cette période de Snubbing. les traitements mécanique et chimique ont provoqué une légère amélioration de production.
- La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de production (ajustement inverse).

❖ *Les Dernières opérations*

Tableau (4.5) : Dernières opérations

Date début	Date fin	Type
22/09/1992	27/10/1992	COMPLETION
22/03/1996	13 /05/1996	WORKOVER
30/09/2010	30/09/2010	DIAGRAPHIE
03/08/2014	03/08/2014	WIRELINE
22/12/2017	31/12/2017	SNUBBING
22/03/2018	22/03/2018	OPERATION SPECIALE

### VI.4. Traitement du puits MD411 :

Pour éviter les problèmes de dépôt de BaSO<sub>4</sub>, un inhibiteur de dépôt est additionné à l'eau d'injection par les stations de traitement qui alimentent les puits salés sur le champ de manier à créer une interface entre l'eau d'injection et l'eau de gisement. Cet inhibiteur est choisi après des tests effectués au niveau de notre laboratoire en collaboration avec des fournisseurs pour évaluer l'efficacité des produits. Le dosage de la concentration de l'inhibiteur de dépôt se fait pour contrôler le traitement

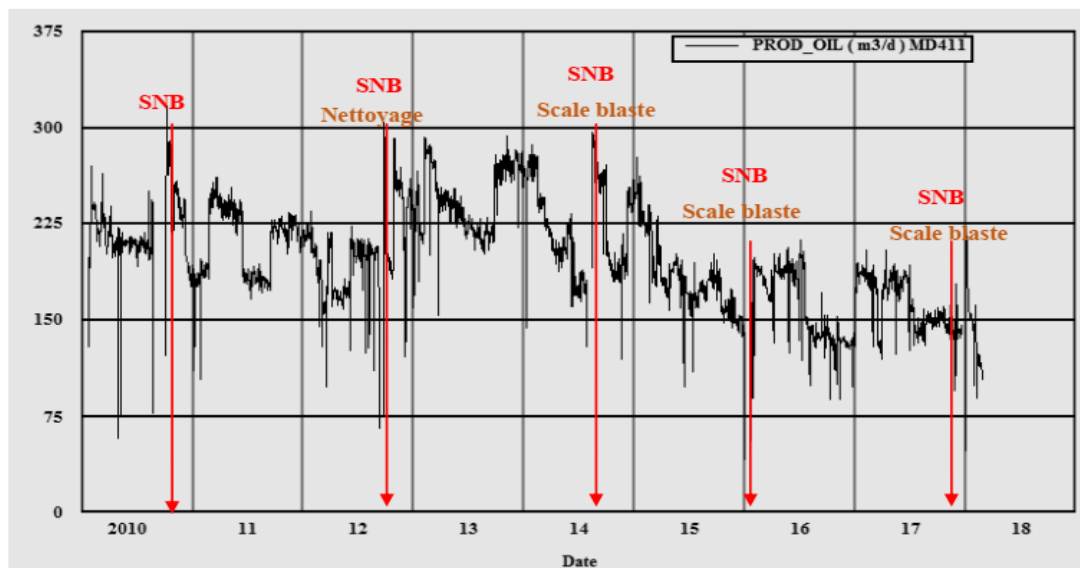


Figure (4.7) : Les opérations d'interventions et de traitements du puits MD411

Tableau (4.7) : Le dosage de la concentration de l'inhibiteur AD32

DATE	PUITS	ARRIVEE (Albien)		SORTIE (Cambrien+Albien)				
		INAD32	PH	ALE (g/l)	e	INAD 32	% Albien estimé	AD résiduel estimé
03/08/2016	MD122	200	5,2	60	120	90	76%	153
06/08/2016	MD124	147	,4	64	200	26	78%	114
05/09/2016	MD480	300		10	753	58	62%	185
07/08/2016	MDZ603	120	5,1	88	800	15	55%	66
30/08/2016	MD287	220	,8	16	400	58	64%	140
	MD411	235		50	040	60	74%	173

Le  $BaSO_4$  est insoluble dans l'eau donc l'incompatibilité des deux eaux crée le dépôt le plus gênant, le débit huile chute après formation de dépôt de sulfate de baryum, un traitement curatif est effectué par SNB qui dure de 01 à 02 mois et plus entraînant des arrêts de production ou par traitement au Scale Blaster, après chaque traitement on observe une amélioration de la production

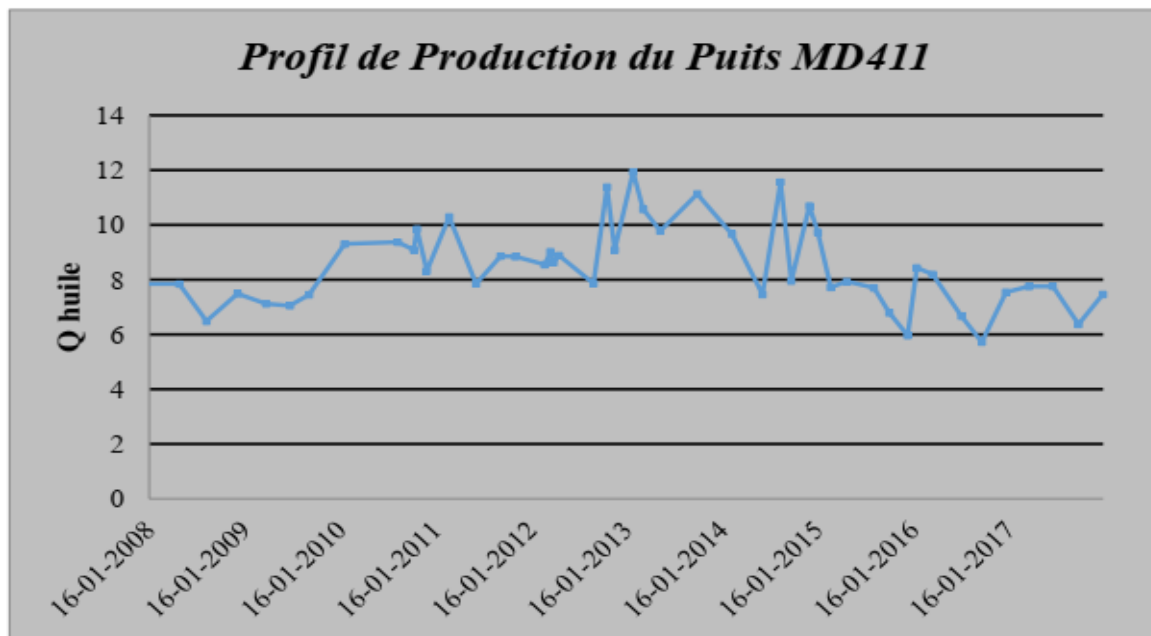


Figure (4.8) : Jaugeage du puits MD411

### VI.5. L'impact du problème sur la production

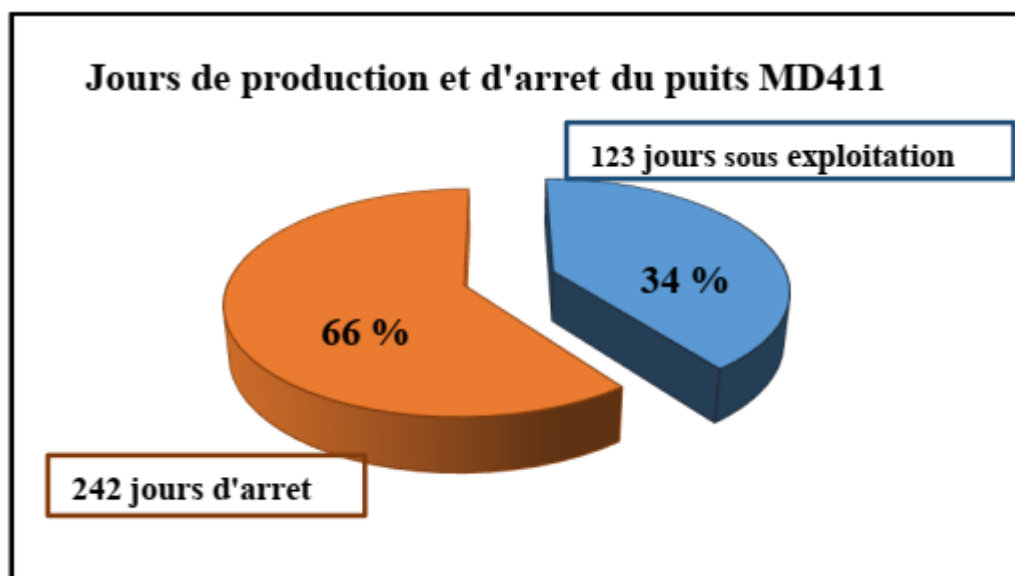


Figure (4.9) : le pourcentage des jours de production et d'arrêt du puitsMD411. Année 2017

L'étude production du puitsMD411 depuis l'année 2017estreprésentédanslafigure cidessous. On voit qu'environ 66% de cette période est considère-comme un temps

mort. C'est à cause de dépôt de sulfate de baryum dans les perforations et le tubing de ce puits.

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

- Baisse du débit de production moyen
- Perte de production
- Augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits et des arrêts
- Augmentation des dépenses d'exploitation (les opérations de CTU + le coût des interventions sur le puits)
- Coincement des outils Wire Line et coiled tubing à l'intérieur du puits
- Difficulté de réaliser des opérations de mesure de PFS, PFD ou Build Up.

❖ **Le 29/05/2014, opération spéciale**

Tentative de nettoyage au CTU sans résultat, à 1262m

❖ **Intérêt de l'intervention (changement chemisage 2" 3/8 bouché)**

(SNB 2014) Remise du puits en production et récupérer un manque à produire de +/- 120m<sup>3</sup>/j

### **VI. Conclusion :**

Les dépôts ont un impact négatif et indésirable sur la production donc cette étude statistique consiste à montrer les absences dues aux opérations d'interventions sur la production, l'exemple des deux puits le MD 409 et le MD 411.

# **Chapitre V**

## **Le système de dessalage dans les champs**



## **Chapitre V : Le système de dessalage dans les champs**

### **V.1. Introduction :**

L'existence d'un pourcentage considérable des sels a été mise en évidence par de nombreuses études réalisées sur des échantillons à partir des champs HGA aussi bien que l'analyse des gisements. Cela engendre la précipitation de sels.

Le changement de température et de pression et la sursaturation de l'eau de gisement sont des facteurs qui favorisent la précipitation des sels.

Le gisement HGA est saturé en sel, et pour cela nous mettons en œuvre un système de dessalage qui consiste à traiter l'eau douce par des produits chimiques dans la station de dessalage HGA pour éviter la déposition de ces sels afin d'assurer une bonne production.

### **V.2. Station de traitement HGA :**

Située en zone Complexe du champ de HMD où on traite les puits d'huiles salées du champ HGA. La station comprend 3 cuves de 1000 litres. La station de traitement HGA est contrôlée à distance et cela nous permet d'avoir des informations instantanées sur les puits comme elle nous offre la possibilité d'intervenir rapidement :

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

Toutes ces informations nous permettent d'optimiser le traitement chimique. [2]



**Figure (5.1) : STATION DE TRAITEMENT D'EAU PAR DES PRODUITS CHIMIQUE**

### V.3. Les modes de dessalage dans le champ HGA :

Il existe deux modes de dessalage :

- **Dessalage à basse pression :**

Le mode de dessalage à faible pression était le plus utilisable pendant les années passées : d'abord l'eau est traitée dans la station de dessalage avec des produits chimiques ensuite elle est acheminée vers les puits salés et finalement cette eau est évacuée par des pompes BSB placées près des puits de production. [3]

- **Dessalage avec réseau d'eau pressurisée :**

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

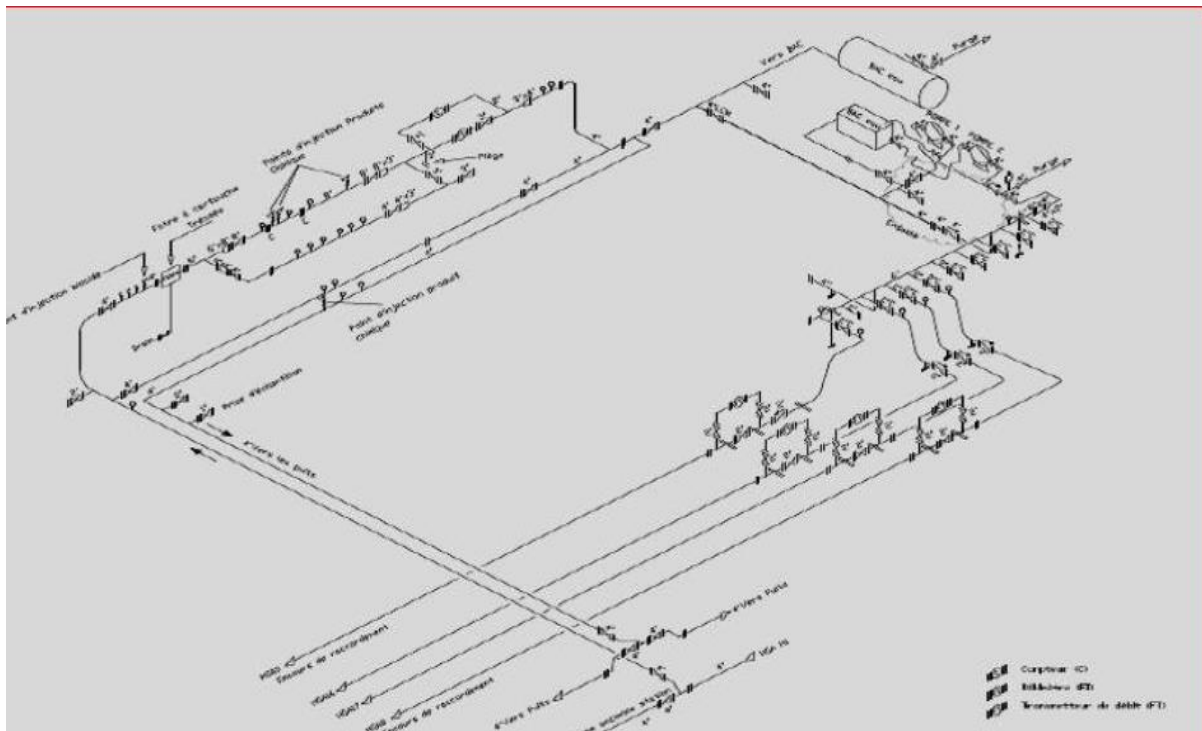


Figure (5.2) : RESEAU DE DESSALAGE PRESSURISEE DANS HGA

## **Chapitre V : Le système de dessalage dans les champs**

### **V.4. Caractérisations de l'inhibiteur AD32 :**

Tableau (5.1) le tableau .1 montre les propriétés physiques d'AD32.

**Tableau (5.1) : Propriété physique et chimique**

Nature	Phosphonate
Aspect a 25°C	Liquide
Température de solidification	-5 °C
pH	6 – 8
Matière active	25%
Point d'éclair	100°C (NF T 60-103)
Masse volumique	1230-1280 Kg/m3
Viscosité	10 mPa.s (cPo)

Solubilité : Soluble dans l'eau, solvant organique (insoluble dans l'hydrocarbure)  
Pas de risque particulier de l'exploitation de l'inhibiteur AD32.

#### **V.4.1. Mode d'emploi d'inhibiteur AD32 :**

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

### **V.5. Problématique :**

#### **V.5.1. La chute de production :**

La production dans le champ de HASSI GEUTTAR est assistée par l'injection d'eau douce pour évite la formation de NaCl, cette injection d'eau crée un problème de formation de dépôts sulfate.

L'injection d'eau est continue dans les puits HGA pour élimine la formation de sel, les tests de jaugeages prouvent une diminution nette du débit de production pendant les années passées dans les puits suivent (HGA3, HGA9, HGA16, HGA17) cette diminutions signale le bouchage de tubing.

## Chapitre V : Le système de dessalage dans les champs

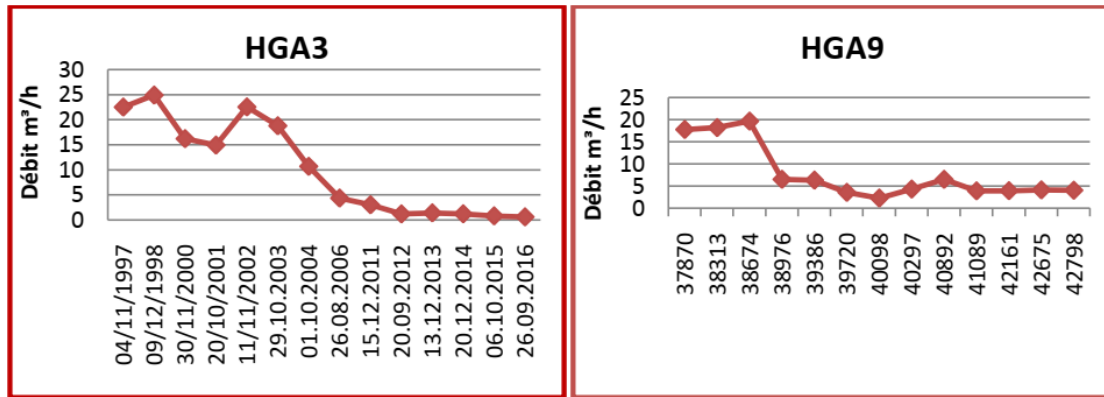


Figure (5.3) : LA DIMINUTION DU DEBIT D'HUILE DES Puits HGA3 ET HGA9

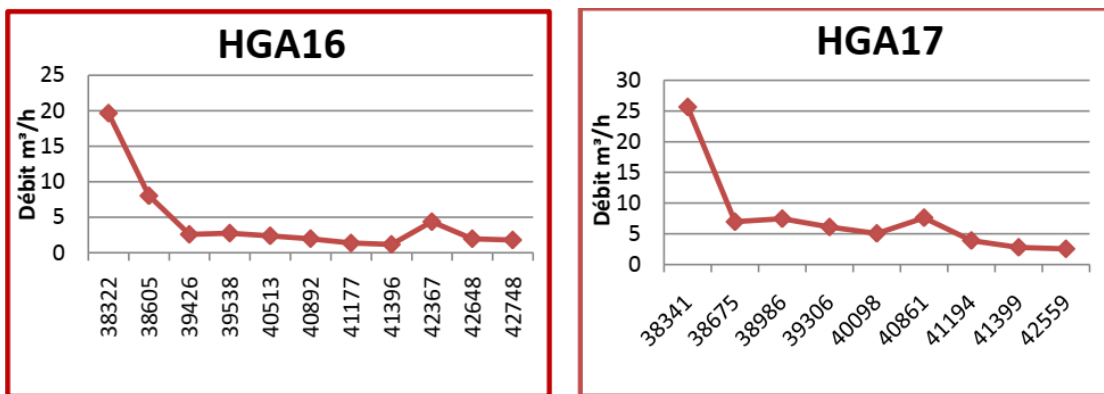


Figure (5.4) : LA DIMINUTION DU DEBIT D'HUILE DES Puits HGA16 ET HGA17

### V.5.2. Fluctuation des paramètres de gisement :

Les paramètres de gisement tel que (la pression, la température, la salinité, le débit d'eau de gisement, composition d'eau de gisement) sont instables durant le temps, sachant que le débit d'eau injectée pour le dessalage doit être régulier en fonction de ses paramètres. [3]

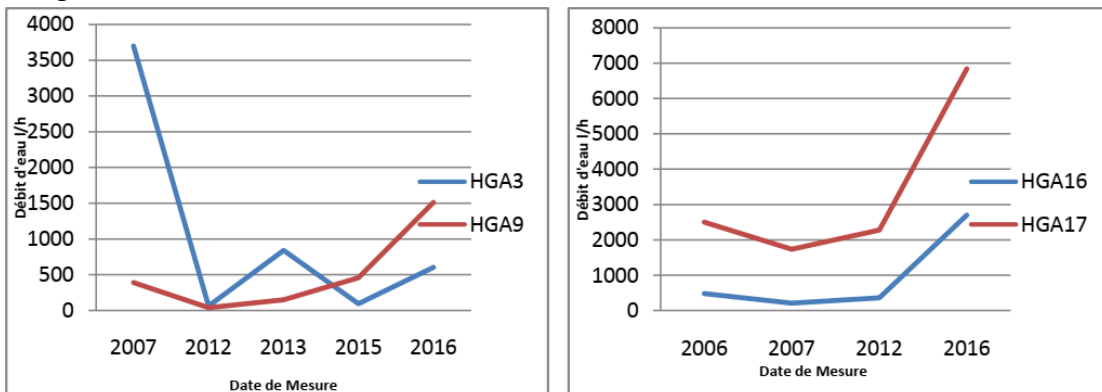


Figure (5.5) : Le débit d'eau de gisement en fonction des ANNEES (HGA3-HGA9-HGA16-HGA17)

## Chapitre V : Le système de dessalage dans les champs

Selon les données disponibles on a choisi le débit d'eau de gisement comme un paramètre d'étude à cause de la proportionnalité existante entre la salinité et ce débit qu'il définit le débit d'eau injectée pour le dessalage.

### V.6. Analyse des dépôts :

Par l'analyse des échantillons on a trouvé un pourcentage considérable de NaCl ainsi que de BaSO<sub>4</sub> ce qui prouve que la quantité d'eau injectée n'est pas convenable pour un dessalage efficace, les figures V. (7, 8, 9,10) montrent les analyses des échantillons de chaque puits [11]

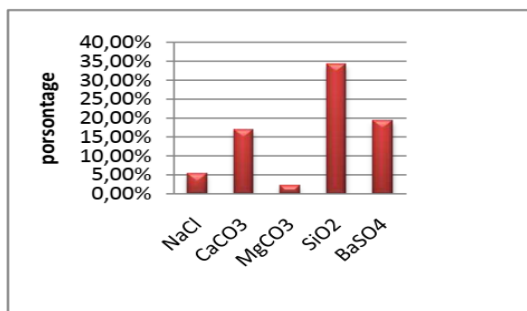


Figure (5.6) : analyse de dépôts HGA 9

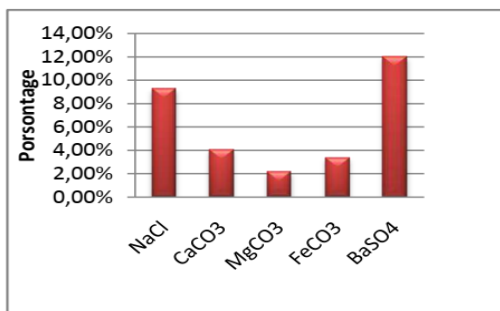


Figure (5.7) : analyse de dépôts HGA3

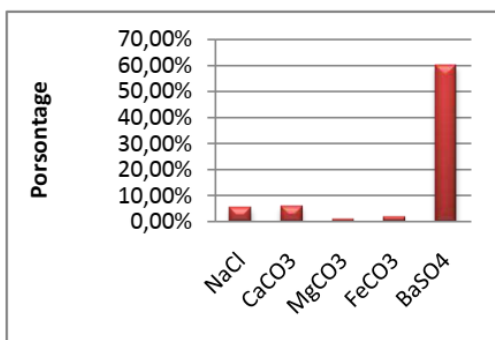


Figure (5.8) : analyse de dépôts

HGA16

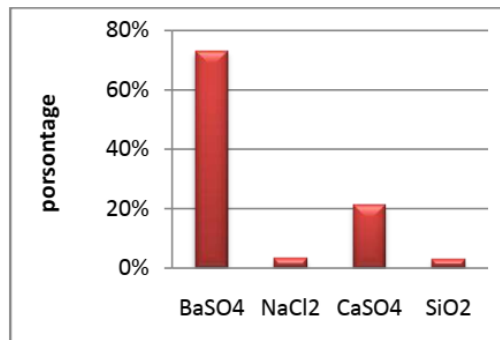


Figure (5.9) : analyse de dépôts

A partir des résultats de laboratoire nous remarquons que la concentration d'AD32 à l'entrée des puits est perturbée, quant à sa quantité à la sortie est insuffisante

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

## **Chapitre V : Le système de dessalage dans les champs**

---

### **V.7. Plan de recherche :**

#### **V.7.1. Optimisation de débit d'eau de dessalage :**

- Etablissement de la corrélation entre le débit injecté et le débit d'eau de gisement
- Traitement des données pour déterminer le débit d'injection optimal à l'aide de logiciels « PROSPER »
- Résultat et interprétation

#### **V.7.2. Ajustement de la concentration d AD32 a la sortie :**

- Traitement des données par la relation d'ajustement
- Résultat et interprétation

# **Conclusion et Recommandations**

## **Conclusion et recommandation**

---

### **Conclusion et Recommandations :**

Le but du Thème de notre sujet "**étude et analyse l'endommagement par les dépôts minéraux**" est de définir l'impact des dépôts minéraux sur la production du champs de HASSI MESSAOUD en tenant compte des différents interactions qui peuvent avoir lien entre les dépôts et le système de production par l'effet de température & pression.

L'étude réalisée sur l'ensemble des natures des dépôts (Sels et Sulfate de Baryum), nous emmènent à conclure aux résultats suivants :

- Les dépôts de sels se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression (le problème apparaissant dans toutes les zones de champ sud HMD).
- Pour éviter le dépôt de NaCl, le lavage à l'eau (périodique or continu), parait la solution la plus indiquée avec un bon programme d'entretien qui permet d'éliminer ce problème dans les puits à faible et moyenne salinité en évitant les perturbations et les retards dans l'exécution.
- 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.
- Le satellite W1C est le plus affecté par les dépôts du NaCl dont 25% des puits sont salés et traités par injection d'eau en continue ou par bouchons d'eau.
- Les dépôts de sulfate de baryum engendrés par la mise en contact des eaux de formation et celles d'injection (injection continue ou bouchon d'eau) apparaissent dans la zone 14 et la zone HGA et quelque puits dans les zones 23,16 et hors zone sud
- Pour éviter le problème de dépôt de BaSO<sub>4</sub>, un inhibiteur de dépôt (AD32) est additionné à l'eau d'injection à travers les stations de traitement qui alimentent les -puits salés sur le champ.
- Les puits étudiés (MD411-MD409) sont des bons exemples de la zone 14, il se situe dans l'enveloppe de dépôts minéraux. Donc l'endommagement réside dans le fond du puits où l'accumulation des dépôts conduit à un colmatage de la formation et des perforations, ce qui réduit considérablement la productivité du puits.

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

- ❖ Les bouchons d'eau et les eaux injectées doivent être traités et contrôlés
- ❖ Généraliser le dessalage pressurisé au champ HMD
- ❖ Plus de coordination entre les services impliqués afin de maîtriser les concentrations de l'anti-dépôt en cas de changement de débit d'eau
- ❖ Utilisation de matériels plus performant (débitmètres, pompes...etc.)



## **Conclusion et recommandation**

---

- ❖ Prévoir des mini stations pour le traitement des puits éloignés de stations de traitement.
- ❖ Complétion parallèle par rapport aux puits à double injection (Gaz-Eau) Optimiser le diamètre de la duse.

### Bibliographie

- [1] « Approche géologique et structurale sur le champ Hassi Messaoud » SONATRACH IAP 2005.
- [2] B.CHTIBI. 2011 « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage » Mémoire licence, Génie des Procédé
- [3] Data Banc DP SONATRACH 2017.
- [4] : DJIMTEMADJI Charles et BENAICHA Hani et Morsli Hamza (Mémoire de Fin d'Etudes) Université de Boumerdès 2008.
- [5] Documents société de service Schlumberger (Matrix Acidizing).
- [6] Engineered High – Pressure Jetting Service SHLUMBERGER 2014.
- [7] Gisement.
- [8] Institut Algérien du Pétrole ; pp3 -8
- [9] La Production De Fond ; D. Perrin, M. Caron, G. Gaillot
- [10] MATRIX TRAITEMENT GUIDE SCHLUMBARGER
- [11] M.HMAMD, rapport les analyse de échantillonne l'laboratoire, SONATRACH 2008.
- [12] : Mme Hasena Zibiri (Les Déférent Dépôts dans Champs Hasse Massouad) PROJET PROFESSIONNELLE DE FIN DE FORMATION POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR EN PRODUCTION I.A.P PROMOTION JUILLET 2017 Mlle
- [13] O. BOUAKLINE, M. ELHAICHAR «Amélioration de l'effet de l'endommagement (skin) par l'acidification » Thèse d'ingénieur, université Boumardes, pp 2-
- [14] : Optimisation des puits en gaz lift a Hassi Messaoud, Bouakline.2014/2015
- [15] Schlumberger Hand Book Data
- [16] Z. LALMI 2008, «Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud», Mémoire de Magister.