



**Université Kasdi Merbah Ouargla**  
**Faculté des sciences appliquées**  
**Département de Génie des procédés**



**Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de**

**MASTER ACADEMIQUE**

**Domaine : Sciences et Technologies**

**Filière : génie des procédés**

**Spécialité : génie chimique**

**Présenté par : Righi Radia et Dida Dounia**

*Thème*

**Caractérisation des dépôts organiques et inorganiques  
dans les puits des champs pétroliers**

**Soutenu publiquement le :**

Devant le jury composé de :

<b>Mr. ZERROUKI Djamel</b>		UKM. Ouargla	Président
<b>Mr. BENCHEKH Kamel</b>		UKM. Ouargla	Examineur
<b>TABCHOUCHE Ahmed</b>	MCA	UKM. Ouargla	ECADREURE

**Année Universitaire 2021/2022**



# *Dédicace*

*Nous (Righi Radia, Dida Dounia) dédions ce travail à nos chers  
parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse,  
leur soutien et leurs prières tout au long de mes études  
A nos chers frères pour leur appui et leur encouragement  
A toute notre famille pour leur soutien tout au long de notre  
parcours universitaire,*

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués,  
et le fruit de votre soutien infailible,  
Merci d'être toujours là pour nous.*

*Aussi nous dédions ce travail a tous nos chers amis a tous les  
enseignants et toutes les enseignantes de génie des procédés  
A tous qui nous a aidés de près et de loin pour la réalisation de  
ce modeste travail*

*A tous nos collègues de la promotion 2022 master II génie  
chimique*



# Remerciement

*Nous tenons à remercier en premier lieu dieu le tout puissant de nous avoir donnés la puissance et la volonté pour travailler dans ce mémoire*

*La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui je voudrais témoigner toute ma gratitude.*

*Nous voudrons tout d'abords remercier mon cher père SALAH RIGHI pour son aide et son soutien*

*Et un grand merci pour CHOUIA RAFIK, KAFI, HMAMDA CHERIFA, HAMROUN ABD EL WAHAB, LECHELAH SALAH, DADA DJAMEL*

*Pour leur aide pour réaliser ce travail*

*Et exprimer notre gratitude à notre encadreur TABCHOUCHE Ahmed pour le temps qui nous a consacré malgré ces occupations*

*Nous voudrons exprimer notre reconnaissance a DJAMAL ZERROUKI et KAMEL BEN CHEIKH qui ont accepté d'examiner notre travail*

*Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département génie des procédés*

*Enfin, un grand merci pour nos familles qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager.*

## Sommaire

Titre	Page
Dédicace	I
Remerciement	II
Sommaire	III
Liste des figures	V
Liste des tableaux	VI
Introduction général	2
<b>Chapitre I : Les différents dépôts</b>	
I.1 Introduction	1
I.2 Les différents dépôts	3
1. Chlorure de sodium	3
2. Carbonate	3
3. Sulfate	3
I.3. Les dépôts d'asphaltènes	4
I.4. Les dépôts d'asphaltènes	4
Définition des asphaltènes :	4
Les dépôts de paraffines	4
A/Chlorure de sodium	5
B/Les carbonates	6
Carbonates de calcium	6
C/Les sulfates	6
Sulfate de baryum :	7
Sulfate de calcium (CaSO <sub>4</sub> )	7
Sulfate de strontium (SrSO <sub>4</sub> )	7
I.5. Traitement Des Dépôts Dans Hassi Messaoud	8
Introduction	8
Traitement préventif	8
Traitement curatif	9
Le Snubbing	9
L'objectif de cet appareil	11
Les stations de traitement chimique	11
Généralités sur les eaux	12
La partie statistique	15
<b>Chapitre II: Analyse des Dépôts</b>	
II.1 Méthode d'analyse d'un dépôt minéral	21
A/Attaque acide	21
B/Attaque alcaline	27
II.2 Méthode d'analyse d'une matière organique	30
Conclusion générale	32
Résumé	



### Liste des Figures

<b>Chapitre I</b>		
<b>Figure I.1</b>	Les asphaltènes	4
<b>Figure I.2</b>	.les paraffines	5
<b>Figure I.3</b>	le chlorure de sodium	6
<b>Figure I.4</b>	sulfate de baryum	7
<b>Figure I.5</b>	Appareil Snubbing	10
<b>Figure I.6</b>	Appareil Snubbing de prés	10
<b>Figure I.7</b>	station Z14	12
<b>Figure I.8</b>	BaSO <sub>4</sub>	15
<b>Figure I.9</b>	NaCl	15
<b>Figure I.10</b>	Asphaltènes	16
<b>Figure I.11</b>	localisation des puits MD629	17
<b>Figure I.12</b>	Jour de production et d'arrêt du puits MD629 Année 2022	17
<b>Figure I.13</b>	cahier de courbe	18
<b>Chapitre II</b>		
<b>Figure II.1</b>	La Pesée du dépôt	21
<b>Figure II.2</b>	Filtration	22
<b>Figure II.3</b>	Dosage Des Sels	23
<b>Figure II.4</b>	dosage du calcium	24
<b>Figure II.5</b>	dosage du Na Cl	24
<b>Figure II.6</b>	dosage du magnésium	25
<b>Figure II.7</b>	Spectromètre	26
<b>Figure II.8</b>	Schéma générale de l'analyse quantitative d'un dépôt	

### Liste des Tableaux

N°	Titre	Page
<b>Chapitre I :</b>		
<b>Tableau I.1</b>	composition moyenne d'eau de gisement et d'eau d'injection	13
<b>Tableau I.2</b>	La composition moyenne d'autres nappes	14
<b>Chapitre II : Les différents dépôts</b>		
<b>Tableau I.1</b>	Résultat du traitement	16

---

# **Introduction Générale**

---



### **Introduction générale :**

Dans l'industrie du pétrole, l'exploitation des gisements nécessite des investissements très coûteux qui sont amortis sur plusieurs années et doivent être maintenus constamment en bon état.

Les dépôts qui se forment au cours de l'exploitation représentent un véritable problème, contre lequel les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies sans toutefois trop de problèmes dans leur recherche. Ces dépôts ont comme origine le  $BaSO_4$  qui est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, les sels contenus dans les eaux produites en même temps que le pétrole. Les autres dépôts ont comme origines les lourds (paraffines, asphaltènes) qui font augmenter la densité et la viscosité d'huile, l'augmentation de cette dernière provoque la stabilité d'émulsion qui peut causer un énorme problème au cours de dessalage et le dés-émulsion.

Notre objectif dans ce travail est d'étudier l'impact des dépôts sur la production de pétrole dans le champ de HASSI-MESSAOUD, à cet effet, notre travail consiste à faire une étude statistique expliquant l'influence des différents dépôts minéraux et organiques sur la production et les problèmes engendrés dans ce contexte

---

# **Chapitre I**

## **Les différents dépôts**

---

## **I.1 Introduction :**

Le champ Hassi Mess aoud compte plus de 1153 puits dont 600 puits producteurs (PPH Nord et Sud), PPHGL (660 gas lift), puits injecteur de gaz PIG 145, puits eau Albien PPEA 98 et puits injecteur eau EPP 64. Dans l'industrie pétrolière, les différents problèmes de dépôt qui surviennent lors de l'extraction du pétrole ont engendré de nombreux problèmes, avec toutes leurs conséquences économiques et contraintes de production. Ces dépôts représentent un véritable problème de ralentissement de la production que les industriels combattent depuis des décennies, et les dépôts peuvent être rencontrés dans les installations souterraines comme on en trouve dans les installations de surface, dans les canalisations, les séparateurs, les chokes Flow circle, cercle concentrique et les grades de tubes de production.

[6]

## **I.2 Les différents dépôts :**

**Dépôts minéraux : il y a des types dans les dépôts minéraux sont :**

1. **Chlorure de sodium** : (Na Cl)

2. **Carbonate** :

CaCO<sub>3</sub>

MgCO<sub>3</sub>

3. **Sulfate** :

Sulfate de calcium (CaSO<sub>4</sub>)

Sulfate de strontium (SrSO<sub>4</sub>)

Sulfate de baryum (BaSO<sub>4</sub>)

**Dépôts organiques** :

Les dépôts d'asphaltènes

Les dépôts de paraffines

**Les dépôts organiques**: Sont en condition supercritique dans le réservoir. Leur évacuation vers la surface provoque alors une sursaturation des alcanes les plus lourds.

Il existe deux différents types de dépôts organiques, l'un est composé de paraffines et l'autre d'asphaltènes, les deux sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles brutes.

Face à ces problèmes, il faut procéder au traitement d'une manière propre à chaque dépôt. [6]

## **I.4. Les dépôts d'asphaltènes :**

**Définition des asphaltènes :**

Les asphaltènes sont des composés sombres (brun foncé), durs et cassants qui constituent la partie lourde du pétrole. Insoluble dans le n-pentane, le n-heptane, soluble dans les solvants aromatiques (benzène, toluène, etc.). Ils sont définis comme des hydrocarbures aromatiques à structure amorphe. Ils existent dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées. La partie centrale des micelles d'asphaltènes est constituée de composants de haut poids moléculaire. Ces derniers sont entourés de résines neutres de plus faible masse et d'hydrocarbures paraffines de faible poids moléculaire et hydrophiles aux aromatiques et aux résines. Leur structure chimique est un cycle aromatique avec de l'oxygène, de l'azote et du soufre présents dans la branche hétérocyclique et de l'oxygène présent dans le groupe alkyle. [6]

**Localisation des dépôts d'asphaltènes:**

La précipitation d'asphaltènes n'est toutefois pas limitée à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour traitement du pétrole brut. [6]



Figure I.1. Les asphaltènes

**Les dépôts de paraffines :**

Les paraffines constituent une classe de composés hydrocarbonés saturés

Dans la formule chimique générale  $C_n H_{2n+2}$  elles regroupent des molécules

Comme les alcanes à chaîne droite (paraffines linéaires) ; à chaîne ramifiée (iso paraffines) ; ou à chaîne cyclique saturées (cyclo-paraffine).

Les paraffines sont généralement définies comme étant une fraction lourde

D'un brut ou d'une huile insoluble dans l'eau, mais très soluble dans les hydrocarbures légers.

Elles sont inattaquables par l'acide et les bases

.Commercialement les paraffines sont constituées d'une masse cireuse

Blanchâtre, inodore et insipides relativement translucide et utilisés dans la Fabrication des bougies pour l'éclairage. [6]

**La formation de dépôts de paraffine dans les puits et les colletes est favorisée par :**

- La baisse de pression qui provoque un refroidissement par effet de détente, en même temps qu'un départ des fractions légères qui sont les meilleurs solvants.
- Le contact avec des parois froides ;
- La rugosité de ces parois ;
- Le régime laminaire d'écoulement ;
- La présence de dépôts minéraux (carbonates, sulfates) qui augmentent leurs consistances
- Et pour les sondes en gaz-lift, le gaz qui sèche la paraffine et la durcit. [6]



**Figure I.2.**les paraffines

### Les dépôts minéraux

A/les chlorures

B/les carbonates

C/les sulfates

D/les oxydes [6]

### A/Chlorure de sodium :

Le chlorure de sodium est un composé chimique ionique de formule Na Cl d'une matière cristalline.

Certaines eaux de formation peuvent contenir 350 g/L si proche de la température du rapport de saturation ou un très petit changement Faible évaporation de l'eau due à la chute de pression, entraînant Précipitation importante de Na Cl. Cependant, c'est le dépôt de sel le

moins gênant car la solubilité du Na Cl est assez grand pour simplement injecter de l'eau douce pour éviter Ces dépôts se forment à partir. Donc tous les chlorures sont solubles dans l'eau sauf **HgCl<sub>2</sub> AgCl<sub>2</sub>**

Ce sel (chlorure de sodium) se trouve en plus grande quantité que les autres (les asphaltènes, les paraffines, le sulfate de baryum).



**Figure I.3.**le chlorure de sodium

### **B/Les carbonates :**

les carbonates sont solubles seulement dans l'acide sauf  $\text{Na}^+$ ,  $\text{k}^+$ ,  $\text{NH}_4^+$  donc les carbonates de sodium  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , les carbonates de potassium  $\text{K}_2\text{CO}_3$ , les carbonates d'ammonium  $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$  sont solubles dans l'eau

Elles précipitent à cause des conditions thermiques : la pression et la température. [6]

### **Carbonates de calcium :**

La précipitation de sel est conditionnée par l'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates selon l'équation Parmi les moyens de lutte contre les dépôts de carbonate sont:

- L'acidification est le moyen le plus pratiqué on sait se défendre contre la corrosion.
- L'inhibition par les poly phosphate. [6]

### **C/Les sulfates :**

#### **Sulfate de baryum :**

Le sulfate baryum est un minérale très lourd pouvant atteindre une densité de 4.30 à 4.48 max. il faut éviter sa formation parce qu'il est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres car il forme des bouchons imperméables, colmatant, inattaquables à l'acide et aux bases, ses limites de solubilité sont très basses (2 à 3 mg/l dans l'eau distillé)

Alors l'incompatibilité des deux eaux, l'eau de gisement (cambrien) qui contient des sels de baryum et l'eau de surface qui contient des ions de sulfate (albien) provoque la formation de sulfate de baryum.



Parmi les moyens de lutter contre ces dépôts :

Le traitement de l'eau de surface pour éliminer les ions de sulfates  $\text{SO}_4^{2-}$

On se rend compte que cette solution est impraticable.

Lorsqu'il s'agit de traiter 30 000 m<sup>3</sup> par jour, Ne pouvant pas empêcher le sulfate de baryum de se former.

Là on utilise les produits chimiques comme les inhibiteurs de dépôts. [6]



Figure I.4.sulfate de baryum

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

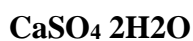
#### Les causes de formation de sulfate de calcium :

- La baisse de pression que l'effluent subit le long du puits : Une des causes majeures
- L'évaporation partielle de l'eau de gisement qui peut conduire à la saturation
- L'augmentation de la température

Le sulfate de calcium existe sous forme de trois composés chimiques d'hydratations différentes :

- **CaSO<sub>4</sub> 2H<sub>2</sub>O** Gypse ou déshydraté (T, P)
- **CaSO<sub>4</sub> ½ H<sub>2</sub>O** Hémi hydraté
- **CaSO<sub>4</sub> Anhydre**

Généralement on trouve le sulfate de baryum dans le champ pétrolier sous forme de gypse :



#### Parmi les moyens de lutter contre le sulfate de strontium :

- L'acidification

- Les inhibiteurs à base de polyphosphate. [6]

#### **Sulfate de strontium (SrSO<sub>4</sub>) :**

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

- Une évaporation d'eau
- Une élévation de la température
- Un mélange d'eau incompatible. [6]

### **I.5. Traitement Des Dépôts Dans Hassi Messaoud :**

#### **Introduction :**

Pour éviter le dépôt de Na Cl, le lavage à l'eau périodique en continu, parait la solution la plus indiquée ; ce problème ne devrait d'ailleurs pas se poser lorsque l'eau produite contient moins de 80% d'eau de gisement. Cependant, un risque plus grave de perte de productivité des puits d'endommagement des installations est causé par la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium.

Il existe plusieurs possibilités de prévenir les dépôts: [6]

#### **Traitement préventif :**

L'eau de lavage est traitée par des produits chimiques de traitement appelés inhibiteur de dépôts, ils sont additionnés à l'eau de lavage dans le but d'inhiber la formation de sulfate de baryum, cet inhibiteur n'est pas efficace seulement pour la formation des sulfates de baryum mais aussi pour les carbonates et les oxydes comme l'indique sa fiche technique.

Actuellement l'inhibiteur utilisé dans les stations de traitement est L'INIPOL AD32 de la firme CECA. Les résultats sont satisfaisant vu la diminution constatée en sulfate de baryum à mais des paramètres peuvent influencer sur les résultats obtenues à savoir:

- Des bouchons d'eau qui ne sont 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 qui cause:
- Des surdosages en produit de traitement en cas de diminution du débit d'eau
- Des dilutions du produit de traitement en cas de d'augmentation du débit d'eau. [6]

#### **Traitement curatif :**

Ce sont des opérations des nettoyages des puits par :



- Bouchon d'eau
- WireLine
- Snubbing

Traitement par réformât en cas de dépôts organiques, Acidification en cas de dépôts de carbonates ou de sulfates

Comme on a eu l'occasion de découvrir le snubbing réellement on a voulu décrire cet appareil : [6]

### **Le Snubbing :**

Est un service d'intervention important sur des puits éruptifs et cela grâce à leurs Dispositifs de sécurité équipés de commandes à distance (BOP=Blow out préventif), Elle intervient sur des puits en pression pour ne pas affecter la productivité des Formations. Les unités SNNUBING sont réalisées des différentes opérations sous Pression, tel que: repêchage (instrumentation), neutralisation, nettoyage, démarrage Plus traitement descente CCE (concentrique différents diamètre : 1,315, 1,660 et 1.900 pour le dessalage avec injection eau, et injection gaz « GL » litage pompage Du gaz en permanence, pour les puits faibles de pression de fond et Descente ESP (Pompe Electrique submersible).

L'industrie pétrolière a contribué de manière importante à l'économie d'Algérie, Surtout que cette dernière cherche à apporter des technologies modernes pour Résoudre les problèmes liés à la production et de forage... tel que : des difficultés de Production, des bouchages... L'ENSP (L'entreprise nationale aux services des puits) Exerce ses activités, qui sont considéré comme la solution aux ces problèmes, grâce À son activité SNNUBING qui permettant d'intervenir sur des puits sous pression, Pouvant affecter la productivité de puits.



**Figure I.5 .Appareil Snubbing**



**Figure I.6 Appareil Snubbing de prés**

**L'objectif de cet appareil :**

1-Instrumentations (Repêchage, Reformage et Complétion).

2-Nettoyage des puits.

3-Neutralisation.

4- Descente CCE (concentrique différents diamètre : (1,315, 1.660 et 1.900) :

- Pour le dessalage des puits.
- Pour l'injection du gaz concernant les puits à faible pression du fond en (Litage) pompage du gaz en permanence. [6]

**Les stations de traitement chimique :**

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.

Elles sont au nombre de huit (08) et sont localisées sur des différentes zones sur le site de Hassi-Messaoud. **Station de lavage des puits huiles salés :**

**1. Station Z14** située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur de la base (IRARA), et traite les puits huiles salés de la zone Est.

- Elle Comprend 6 cuves de 1000litres

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

- Elle Comprend 5 cuves de 1000 lites et une de 2000litres.

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

- Elle Comprend 6 cuves de 1000 lites et une de 3000 litres

**4. Station CIS** située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur du centre industriel Sud) et traite les puits huiles salés de la zone Sud-ouest.

- Elle Comprend 5 cuves de 1000 lites et une de 2000 litres

**5. Station HGA** située en zone Complexe du champ de HMD et traite les puits Huiles salés du champ HGA.

- Elle Comprend 3 cuves de 1000 litres

**Station de maintien de pression :**

**1. Station E2A** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteur de la zone Est.

- Elle Comprend 4 cuves de 3000 litres

**2. Station OMP 53** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord-est.

- Elle Comprend 2 cuves de 3000 litres et 2 cuves de 5000 litres

**Station OMN 77** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord. [6]



Figure I.7.station Z14

## Généralités sur les eaux :

### Introduction :

Afin d'extraire le plus d'huile possible, la méthode la plus couramment utilisée à l'heure actuelle est le maintien en pression, c'est-à-dire la méthode d'injection d'eau "ALBIEN" dans le gisement. Il existe deux types d'eau : [6]

### L'eau d'injection :

Dans l'industrie pétrolière, l'injection d'eau est une technique couramment utilisée pour augmenter la pression dans les champs pétrolifères, rincer les puits de sel stimulant ainsi la production. Des puits d'injection d'eau peuvent être trouvés à terre et en mer pour

améliorer la récupération du pétrole des réservoirs existants. Injecter de l'eau pour maintenir la pression du réservoir (également appelée déplacement de la cavité), ainsi que balayer ou déplacer le pétrole du réservoir et le pousser dans le puits. Les injections peuvent être de type distribué dans le champ pétrolier ou de type périphérique dans les aquifères existants. [6]

### L'eau de gisement:

L'eau du gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement de production, soit à partir de l'aquifère au fond du gisement pétrolier, soit à partir de la roche réservoir elle-même. Cette eau contient généralement beaucoup de sel jusqu'au point de saturation. Le sel principal est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de calcium, potassium, magnésium, carbonate, bicarbonate, chlorure... En effet, les eaux sédimentaires contiennent parfois de grandes quantités de baryum, de strontium et de calcium. [6]

**Tableau I.1 :** La composition moyenne d'eau de gisement et d'eau d'injection :

Eléments chimiques	ALBIEN (mg/l)	CAMBRIEN (mg/l)
$(\text{HCO}_3)^-$	170	0
$\text{CO}_3^{2-}$	0	0
$\text{Cl}^-$	420	210 000
$(\text{SO}_4)^{2-}$	600	0
$\text{Ca}^{2+}$	210	36 000
$\text{Mg}^{2+}$	70	6 500
$\text{Ba}^{2+}$	0	800
$\text{Sr}^{2+}$	0	970
$\text{Na}^+$	250	80 000
$\text{K}^+$	40	6 000
Ph	7.0	3.5
Densité à 25°C	1.00	1.230
Profondeur (m)	1050-1350	3300-3400

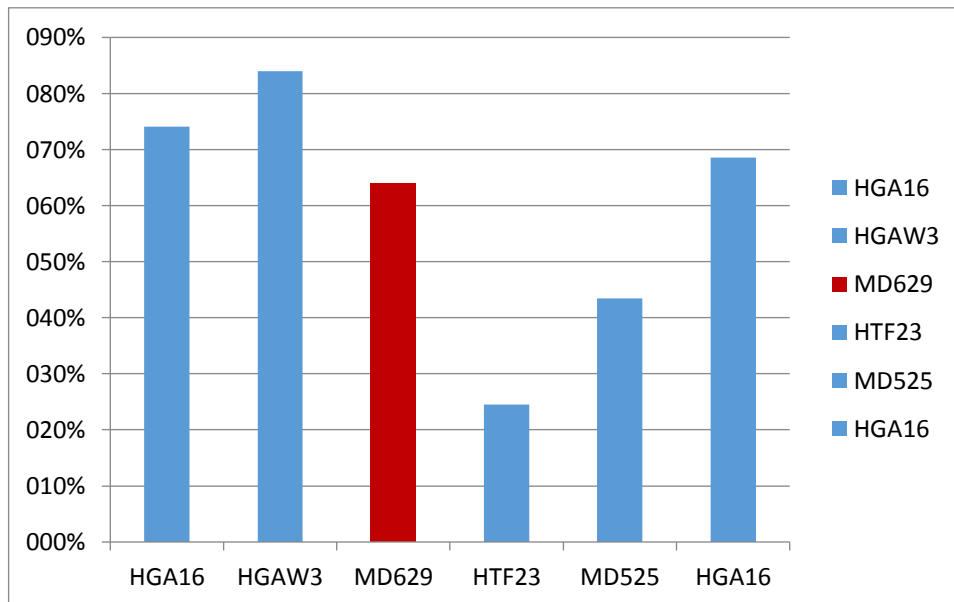
**Tableau I.2:** La composition moyenne d'autres nappes :

<b>NAPPES</b>	<b>Mi</b>	<b>Turonien</b>	<b>Albien</b>	<b>Lias</b>	<b>trias</b>	<b>Cambrien</b>
<b>IONS</b>	<b>pliocène</b>					
<b>HCO-3</b>	150	460	170	1370	1710	0
<b>Cl-</b>	1000	119000	420	252510	206380	210000
<b>SO-4</b>	650	1564	550	0	230	0
<b>Ca+2</b>	300	8100	210	116000	388000	36000
<b>Mg+2</b>	100	2500	70	10000	8370	65000
<b>Ba+2</b>	0	0	0	0	0	580
<b>Ma+</b>	450	69840	220	6330	70870	8000
<b>K+</b>	30	1350	0	9240	5190	4500
<b>NH4+</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Fe+2</b>	0	0	0	0	0	3750
<b>Fe+3</b>	0	0	0	0	0	0
<b>PH</b>	7.3	6.5	7.3	6	3.5	3.6
<b>D425</b>	1	1.210	1	1.280	1.230	1.232
<b>PF(m)</b>	60-200	780-900	1050-1350	2400-2700	3000-3300	GISEMENT

**La partie statistique :**

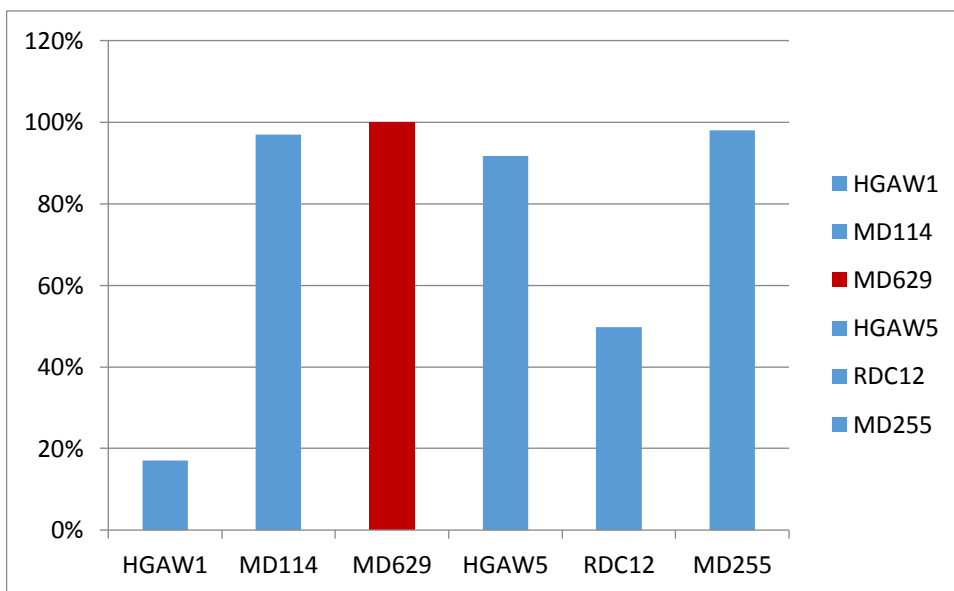
On a pris le puits MD629 comme un exemple :

Le puits MD629 est un puits producteur d'huile vertical foré en 21/06/1980 (date fin de forage) à une profondeur de 3481 m dans la zone complexe du champ de Hassi Massoud. Le jaugeage fait par manifold W4C/W1C



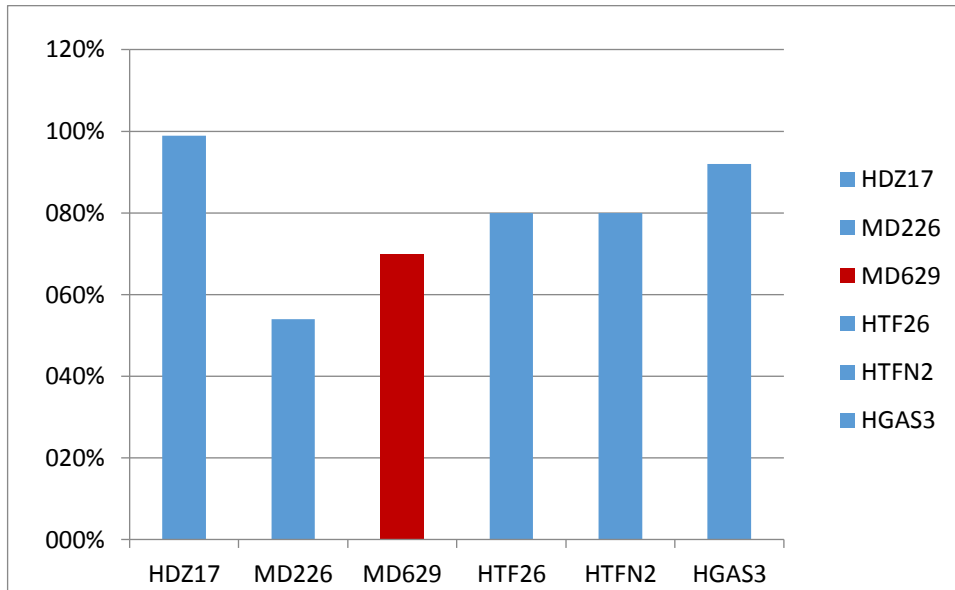
**Figure I.8.** Comparaison de BaSO<sub>4</sub> pour chaque puits

64% de BaSO<sub>4</sub> sur 01 gramme d'échantillon récupéré à la profondeur de 2900 m du puits MD629



**Figure I.9.** Comparaison de Na Cl pour chaque puits

100% de Na Cl sur 01 gramme d'échantillon récupéré en surface (tête de puits) du puits MD629



**Figure I.10.** Comparaison d'asphaltènes pour chaque puits

70% d'asphaltènes sur 01 gramme d'échantillon récupéré à la profondeur de 3200m du puits MD629

**Tableau I.1 : Résultat du traitement :**

Date De traitement	Débit d'Huile Avant traitement	Débit d'Huile Après traitement	Traitement
20/01/2022	<b>1.34</b>	<b>2.94</b>	<b>Injection azote</b>
17/02/2022	<b>0.25</b>	<b>2.75</b>	<b>Injection azote</b>
08/03/2022	<b>1.79</b>	<b>3.09</b>	<b>Au reformat</b>
30/03/2022	<b>1.98</b>	<b>2.78</b>	<b>Injection azote</b>



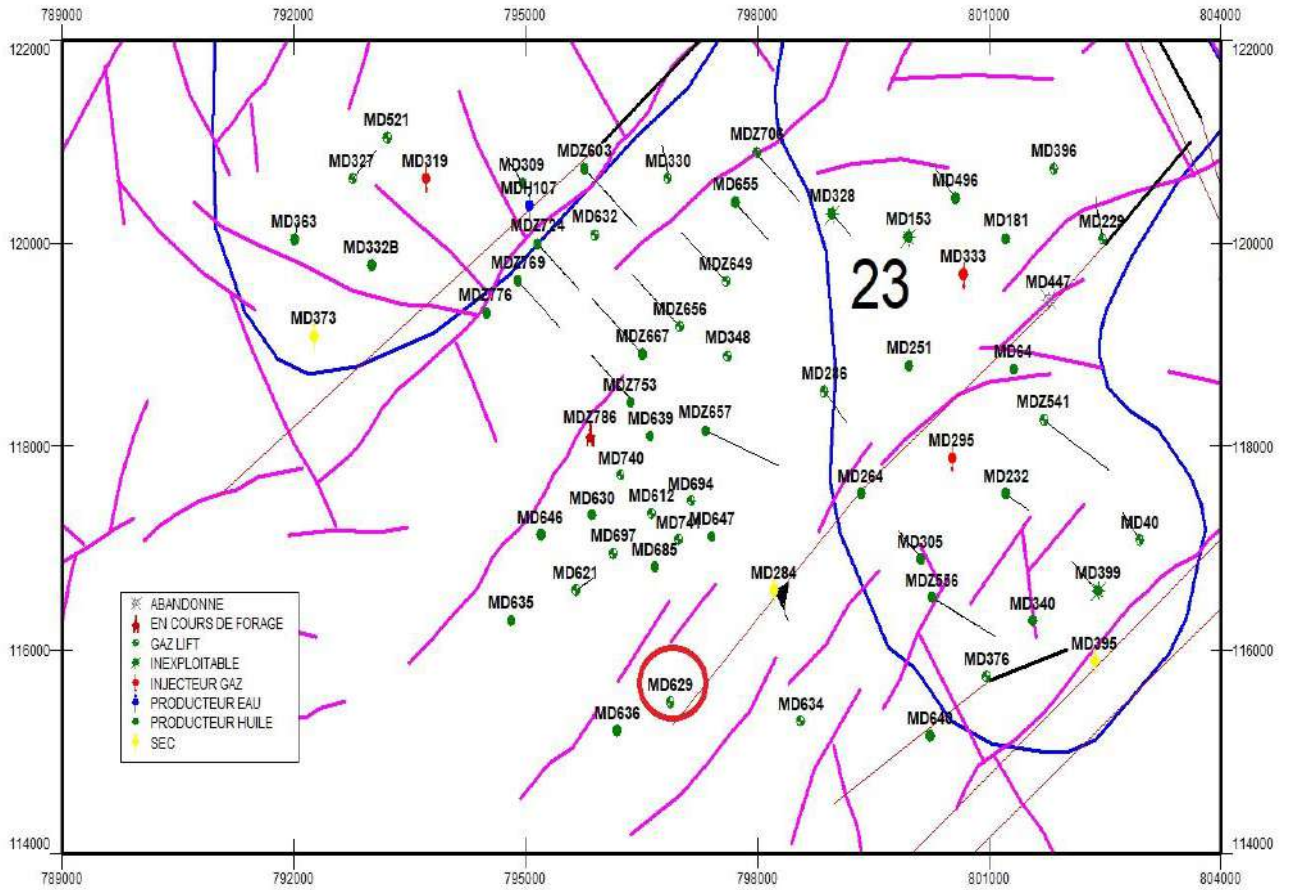


Figure I.11 localisation des puits MD629

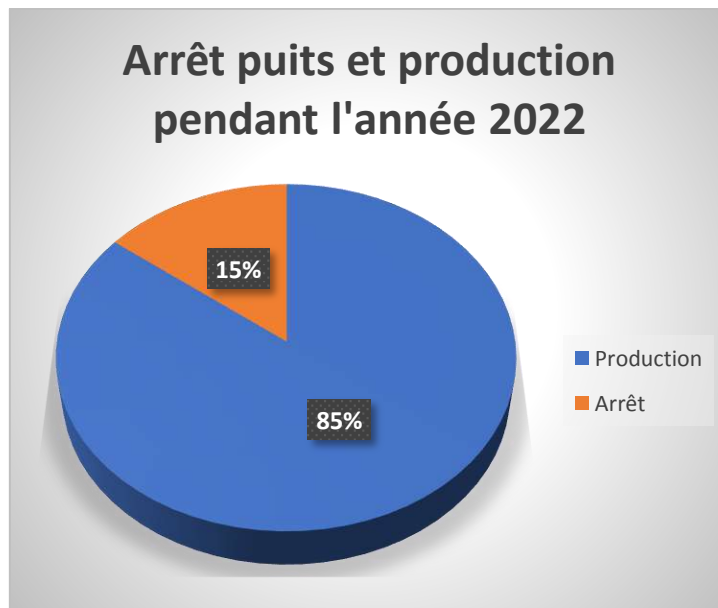


Figure I.12. Jour de production et d'arrêt du puits MD629 Année 2022

Le puits MD629 pendant l'année 2021 sur 365 jours arrêt 15% = 55 jours (subis des opérations comme : wireline, snubbing, work over) et 310.25 jours en production

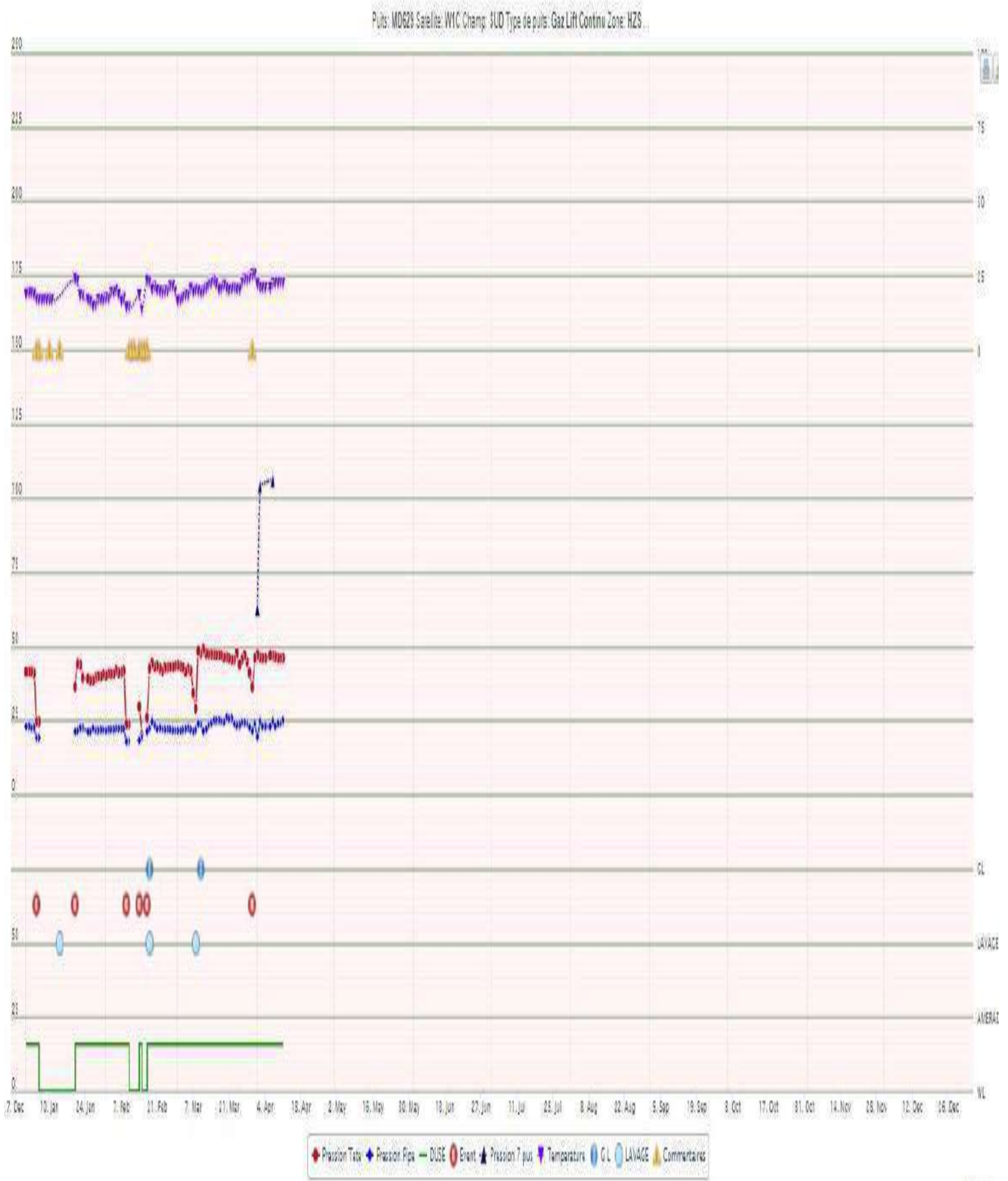


Figure I.13 : cahier de courbe

**Le cahier de courbe :**

C'est une application 'WEB' pour les suivis des paramètres des puits des champs de Hassi messaoud :

1. Historique des paramètres de production tel que : pression de tête pression de pipe diamètre de la duse et débit d'huile
2. Historique des paramètres des operations : snubbing work over wirline
3. Les commentaires des évènements arrêt bouchon d'eau changement de la Duse mise en service
4. Gaz lift et réajustement gaz lift

---

# **Chapitre II**

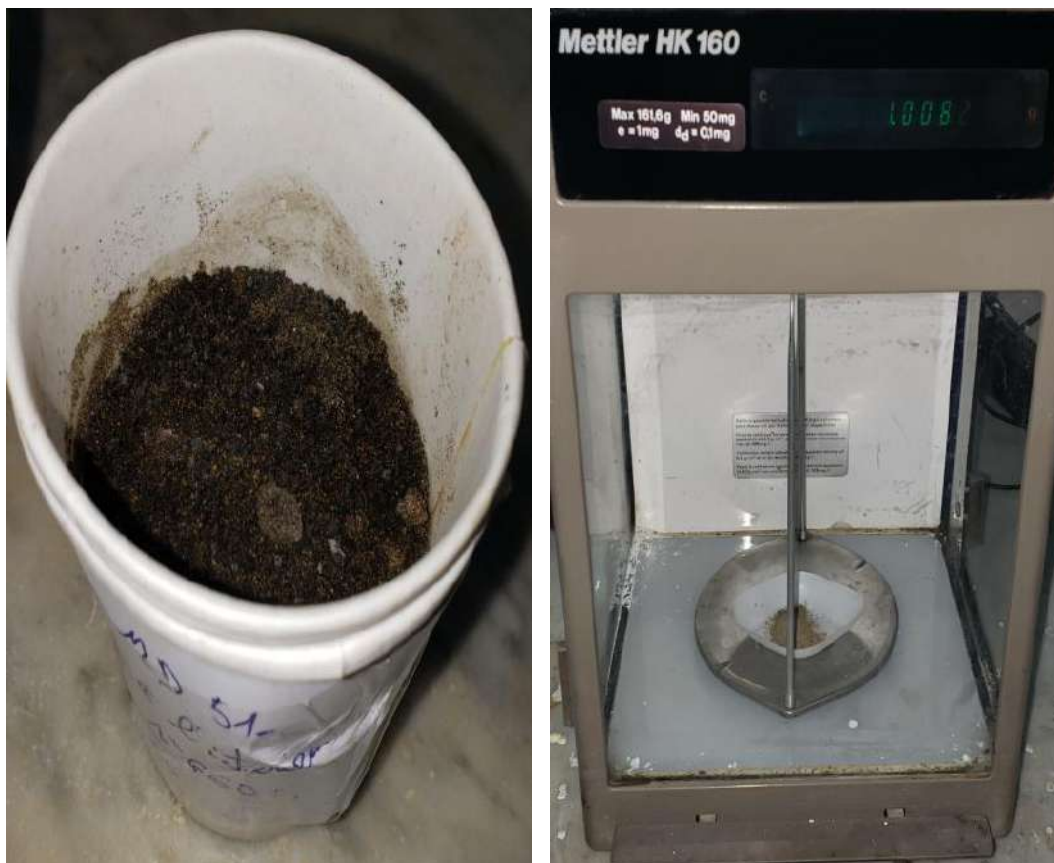
## **Analyse Dépôts**

---

**II.1 Méthode d'analyse d'un dépôt minéral :****A/Traitement par acide :**

Mode opératoire :

**Premièrement :** lorsque un échantillon arrive on le sèche directement \_



**Figure II.1** La Pesée du dépôt

Une fois l'échantillon est séché et broyé on procède à l'attaque Acide, on fait dissoudre une prise d'essai de 1g dans 60 ml d'eau régale (40 ml de HCl +20 ml de HNO<sub>3</sub>) évaporer complètement la solution sur une plaque chauffante l'opération dure environ 2 heures.

Dissoudre le résidu dans 20 ml de HCL et évaporer à sec, ajouter 10 ml d'eau distillée et faire dissoudre le précipité par ébullition pendant 1mn.

Répéter l'opération précédente en ajoutant 20 ml d'eau et une ébullition de 10mn puis 100ml d'eau distillée et une ébullition de 15mn, [6]



(20 ml de HCl + 40 ml de HNO<sub>3</sub>)

Puis filtrer.

Après filtration le précipité est gardé et le filtrat est ramené à un volume de 250 ml, pour doser le calcium, le magnésium, le fer, les sulfates, les phosphates, les sulfures, le sodium ...etc. Soit par la méthode volumétrique ou par la méthode spectrométrique. [6]



Figure II.2 : filtration



Figure II.3 : Dosage Des Sels

**Dosage Du Calcium :**

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon
- Ajouter 5ml de NaOH 1N (ph = 13) + murexide, la solution devient rose
- Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au violet , soit V1 le volume versé .

$$[Ca^{++}] = 40.08 \times M \times 1000 \times V1 \times D / Pe$$

40.08 g : Massa molaire du calcium

M : Molarité de l'EDTA

V1 : le volume d'EDTA écoulé

Pe : Prise d'essai

D : facteur de dilution

$[Ca^{++}]$  = est exprimée en mg/l. [6]



Figure II.4 : dosage du calcium

**Teneur Na cl :**

- Peser 1g de l'échantillon (séché et broyé)
- Dissoudre dans un volume d'eau avec chauffage
- Filtrer la solution puis compléter à 100 ml d'eau distillée
- Prélever 5ml et doser par  $AgNO_3$  (0.1 N ou 0.01 N) en présence d'indicateur  $K_2CrO_4$ .

Soit  $v$  le volume dépenser d' $AgNO_3$ . [6]

$$\% Nacl = 58,45. N.V.10/5$$





Figure II.5 : dosage du Na Cl

### DOSAGE DU MAGNESIUM

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon
- Ajouter 5ml de tampon ammoniacal (ph=10) + noir euriochrome T, la solution devient rouge-vin
- Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au bleu, soit V2 le volume versé.

$$[Mg^{++}] = 24.3 \times M \times 1000 \times (V2 - V1) \times D / Pe$$

24.3 :masse molaire de du Magnésium

M : Molarité d'EDTA

V :volume d'EDTA écoulé

Pe : prise d'essai (20ml)

D : Facteur de dilution

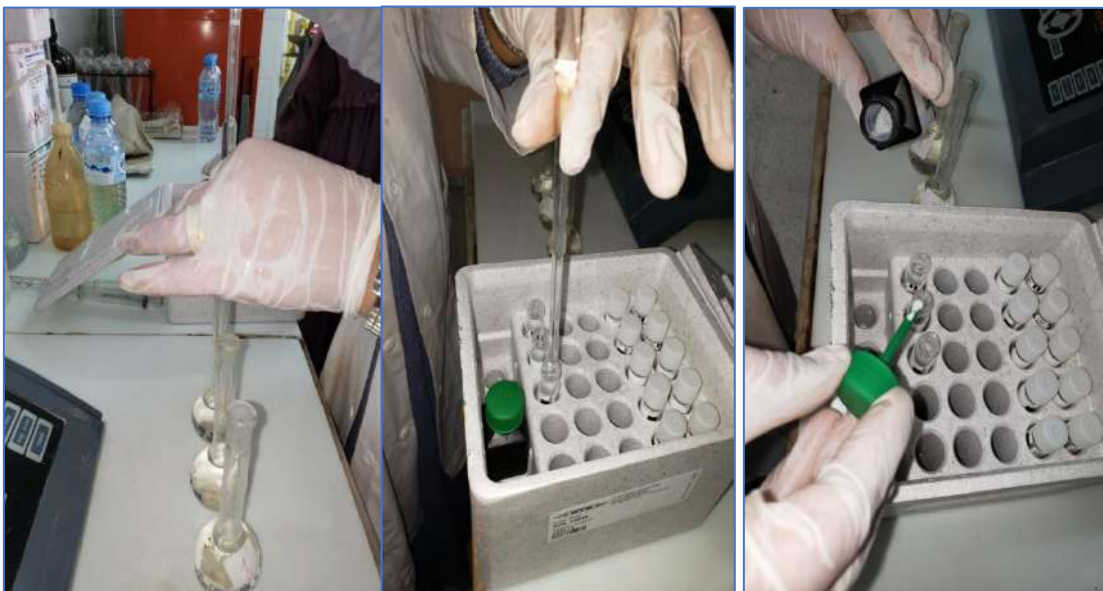
[Mg<sup>++</sup>] est exprimée en mg/l. [6]



Figure



II.6 : dosage du magnésium



**Figure II.7.**spectromètre**B/Attaque alcaline****Mode opératoire :**

Le résidu insoluble obtenu lors de l'attaque Acide, est repris puis calciné au four à moufle à 800°C dans un creuset en platine. Peser le contenu du creuset et ajouter environ 5 à 6 g de carbonate de sodium. Faire la fusion au moufle à 900°C pendant 30'. Retirer le creuset et laisser refroidir au dessiccateur. Pendant ce temps faire bouillir environ 200 ccs d'eau distillée dans un bécher. Après refroidissement du creuset introduire ce dernier dans le bécher et laisser bouillir jusqu' à ce qu'il se décolle.

On filtre on obtient ainsi dans le filtrat la silice, du sulfate de sodium et dans le filtre le carbonate de baryum.

Dissoudre le contenu avec H cl conque, le récupérer dans un bécher de 250 ml. Etendre avec un d'eau distillée et faire bouillir. Après ébullition ajouter H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 10 N. Un précipité blanc se forme énergiquement qui nous indique la présence de sulfate de baryum. Laisser reposer une nuit ensuite filtrer, laver, sécher, et calciner au four à 800°C.

Soit P2 le poids du précipité obtenu : % BaSO<sub>4</sub> = P2 x 100 /// % SiSO<sub>2</sub> = (P1 - P2) x 100.[6]

**Résultats de l'analyse des dépôts :**

- Connaissant les % des cations  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ,  $\text{Fe}^{+++}$ , et des anions  $\text{SO}_4^{--}$ ,  $\text{S}_2^{--}$ ,

Et après avoir vérifié si le dépôt contenait des carbonates (barbotage du gaz  $\text{CO}_3^{--}$  dans l'eau de chaux), on exprime le résultat final comme suit:

$\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{Fe S}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SiO}_2$ , perte par calcination et  $\text{Na Cl}$ .

- Dosage de L'AD32 (inhibiteur de dépôt)

Pour éviter les problèmes de dépôt de  $\text{BaSO}_4$ , les eaux d'injection sont additionnées par un inhibiteur de dépôt AD32.

Les échantillons de départ des stations et au niveau de chaque puits sont dosés afin de contrôler la concentration en AD32.

### **Conclusion :**

Méthode d'analyse d'un dépôt :

On a commence par l'analyse qualitative (aspect physique et chimique) Pour avoir une idée Générale sur la nature de ce dépôt :

- la couleur
- l'odeur
- rigidité
- présence du Fer (caractérisation avec barreau magnétique)
- dégagement de gaz exemple :  $\text{H}_2\text{S}$  ou  $\text{CO}_2$  ajout de  $\text{HCl}$ .

Après on a fait l'analyse quantitative pour la détermination de la nature du dépôt on a procédé aux étapes suivantes :

1/Attaque acide : Pour analyser un dépôt minérale on fait une attaque acide, on utilise des Acides forts combinés ( $\text{H Cl} + \text{HNO}_3$ ) ces acides vont détruire les liaisons entre les Composants des dépôts.

2/attaque alcaline :

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

3-contrôle de l'anti-dépôt :

Pour éviter les problèmes de dépôt de  $\text{BaSO}_4$ , un inhibiteur de dépôt est additionné à L'eau d'injection.

Cet inhibiteur est choisi après des tests effectués au niveau de notre laboratoire en Collaboration avec des fournisseurs pour évaluer l'efficacité des produits.

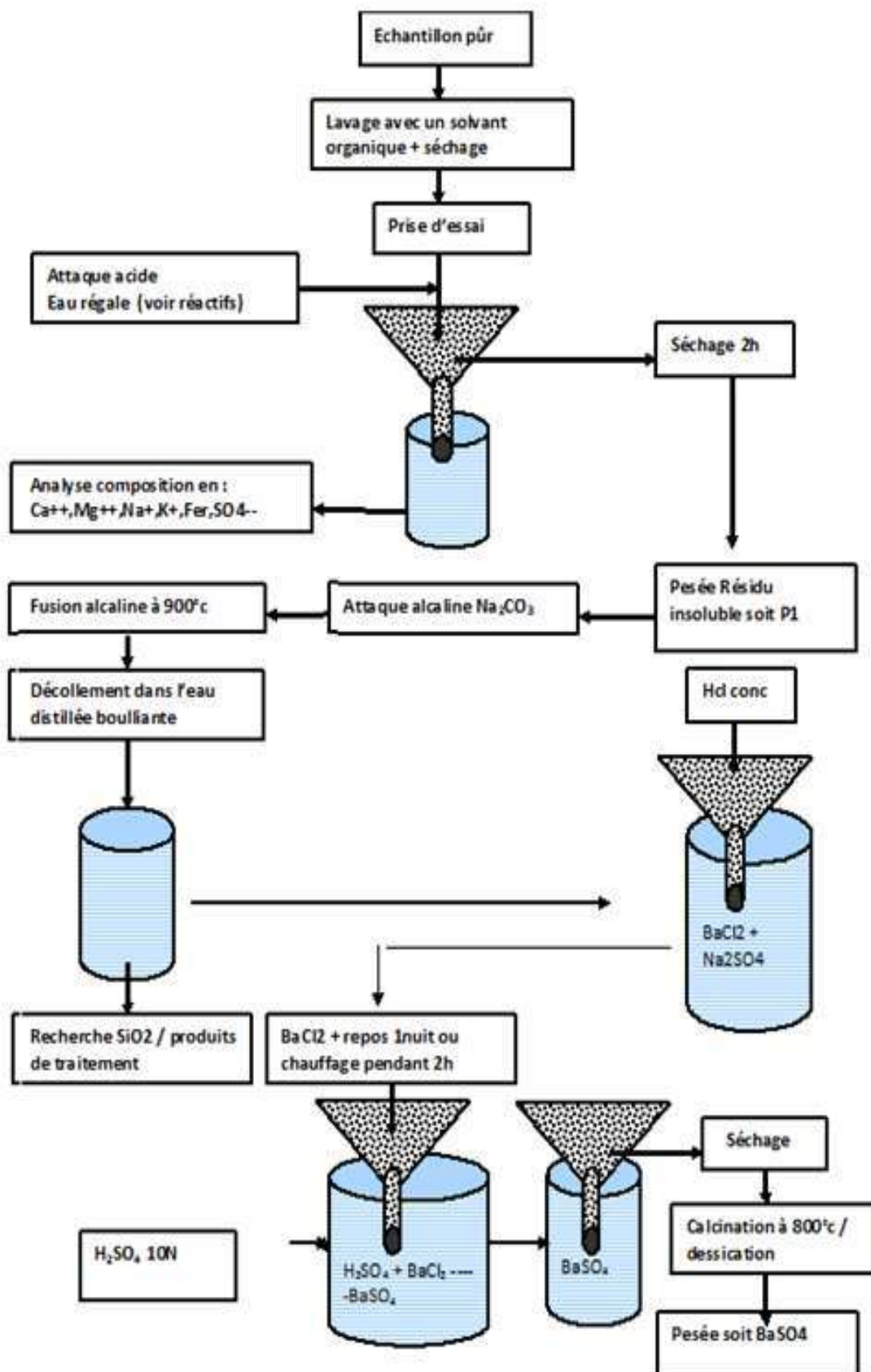
ST14, CIS, CINA, W1C, HGA sont les stations de traitement qui alimentent tout les puits

Salés de HMD.

Le dosage de la concentration de l'inhibiteur de dépôt se fait pour contrôler le traitement.

Le produit (inhibiteur de dépôts) utilisé actuellement est : ALPHA 7241

.



*Schéma générale de l'analyse quantitative d'un dépôt*

**V.2 Méthode d'analyse d'une matière organique :**

L'échantillon séché dans l'étuve à une température de 150° à 200° pendant environ 2 heures est broyé dans un mortier en porcelaine.

On prélève 5g dans nacelle en porcelaine préalablement séchée et pesée à l'aide d'une balance analytique.

Le dépôt sera ensuite calciné dans un four à moufle à ( 250° pour les matières organiques, puis 500 °C pour les paraffines et de 600 °C et plus pour les asphaltènes ) pendant 1 heure, on refroidit la nacelle dans un dessiccateur puis on la pèse.

Soit :

- p : la prise d'essai.
- nv : poids de la nacelle vide
- nc : poids de la nacelle après calcination.
- le pourcentage en matières organiques est : [6]

$$\% \text{ M.org} = (p - (nc - nv))$$

**Remarque :**

Les asphaltènes et les paraffines précipitent avant que le brut n'arrive dans les raffineries la précipitation peut se produire à n'importe quel endroit du système ; dans le réservoir, le puits, le tubing et les pipelines. Ces dépôts présentent des problèmes significatifs sous des formes variées. Ils peuvent réduire la mobilité des hydrocarbures en :

- bloquant les pores du réservoir.
- augmentant la viscosité par formation d'émulsion eau/huile
- Endommagement des installations de fond et de surface

---

# **Conclusion Générale**

---



**Conclusion générale :**

On a conclu qu'il faut empêcher la formation ou bien minimiser les dépôts organiques et inorganique pour augmenter le taux de production donc un traitement stricte doit se faire convenablement.

## Résumé

Dans l'industrie pétrolière, l'extraction de gisements nécessite des investissements très coûteux qui peuvent être amortis sur plusieurs années et doivent être maintenus en bon état en permanence. Les dépôts qui se forment lors de l'extraction représentent un véritable problème auquel les producteurs de pétrole sont confrontés depuis des décennies. Donc dans notre travail, nous avons étudié l'impact de ces dépôts sur le champ de Hassi mess aoud, pour lequel ce mémoire comprenait la réalisation d'études statistiques expliquant l'impact de ces derniers : organiques tels que les dépôts d'asphaltènes et les dépôts de paraffine, ainsi que l'influence des dépôts inorganiques tels que le sulfate de baryum et le chlorure de sodium sur la production et les problèmes causés par ce litige et proposons une solution.

**LS ABREVIATIONS : PFS : principe fondamentale de la statistique**

## Abstract

In the oil industry, the extraction of deposits requires very expensive investments that can be amortized over several years and must be kept in good condition at all times. The deposits that form during extraction represent a real problem to which the producers of oil have been facing for decades. So in our work, we studied the impact of these deposits on the field of Hassi mess aoud, for which this report included the realization of statistical studies explaining the impact of these last: organic such as the deposits of asphaltene and paraffin deposits, as well as the influence of inorganic deposits such as barium sulphate and sodium chloride on production and the problems caused by this dispute and propose a solution.

**PFS: fundamental principle of statistics**

## ملخص

في صناعة النفط ، يتطلب استخراج الحقل استثمارات باهظة الثمن يمكن ان يضعف على مدى عدة سنوات ويجب أن تظل في حالة جيدة في جميع الأوقات. تمثل الرواسب التي تتشكل أثناء الاستخراج مشكلة حقيقية يواجهها منتج النفط. لذلك قمنا في عملنا بدراسة تأثير هذه الرواسب على حقل حاسي مسعود ، والذي تضمن هذا التقرير تحقيق دراسات إحصائية توضح تأثير هذه الأخيرة: العضوية مثل رواسب الأسفلتين والبارافين ، وكذلك مثل تأثير الرواسب غير العضوية مثل كبريتات الباريوم وكلوريد الصوديوم على الإنتاج والمشاكل الناتجة عن هذا الخلاف

واقترح حل.PFS : : مبدأ أساسي للإحصاء