

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة أحمد بوقرة بومرداس
Université M'hamed Bougara de Boumerdès



Faculté des Sciences - Département de Chimie

Domaine : Science de la matière

Spécialité : chimie inorganique

Mémoire de projet de fin d'études en vue de l'obtention du Diplôme de Master 2

Présentée par

Bessaad Nour-El- Houda

Thème

Désulfatation des eaux d'injection HMD par voie chimique

Devant le jury :

M ^{me} HAMMADOU SOUAD	MCB (UMBB)	Président
M ^{me} BOUSSAK HASSINA	MCB (UMBB)	Examineur
M ^{me} TOUAHRI NOURA	MCB (UMBB)	Examineur
M ^{me} BELOUANAS OUARDIA	MCB (UMBB)	Co-promotrice
M ^{elle} MAMECHE AMEL	Chef de service CTE (CRD)	promotrice

Année Universitaire : 2018/2019

Sommaire

Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : étude bibliographique

I-1- généralité.....	3
I-1-1- généralité sur le pétrole.....	3
I-1-1-1- historique.....	3
I-1-1-2- la formation des dépôts.....	3
I-1-1-3- récupération du pétrole.....	4
I-1-2- les eaux dans le champ pétrolier.....	6
I-1-2-1- les eaux de gisement.....	6
I-1-2-2- les eaux d'injection.....	8
I-1-3- incompatibilité des eaux d'injection et gisement.....	11
I-1-4- les inhibiteurs.....	14
I-2 les dépôts minéraux.....	16
I-2-1- les dépôts.....	17
I-2-2- mécanisme de formation des dépôts.....	21
I-2-3- sulfate de baryum.....	22
I-2-4- l'influence de certains paramètres sur la formation des dépôts.....	24
I-2-5- moyenne de lutte contre les dépôts.....	25
I-2-5-1- la désulfatation.....	25

Chapitre II : technique et condition expérimentale

II-1- les échantillons des eaux.....	31
II-2- analyse chimique des eaux.....	31

Sommaire

II-3- étude de compatibilité des eaux.....	39
II-3-1- analyse minéralogique d'un échantillon de dépôt.....	40
II-3-2- étude d'efficacité de produit anti-dépôt.....	41
II-4- traitement d'élimination des sulfates.....	41
II-4-1- procédé par précipitation chimique à la chaux.....	42
II-5- étude de compatibilité des eaux (après traitement).....	43
II-6- étude d'efficacité de produit anti-dépôt.....	43

Chapitre III : résultat et discussion

III-1- analyse chimique des eaux.....	44
III-2- étude de compatibilité.....	45
III-3- analyse minéralogique d'un échantillon de dépôt.....	46
III-4- étude d'efficacité de produit anti-dépôt.....	47
III-5- traitement d'élimination des sulfates.....	49
III-5-1- procédé par précipitation chimique à la chaux.....	49
III-5-2- précipitation de sulfate à la chaux en influent sur le pH.....	53
III-5-3- précipitation de sulfate à la chaux en influent sur la température.....	56
III-6- étude de l'incompatibilité des eaux (après traitement).....	57
III-7- étude d'efficacité de produit anti-dépôt.....	58
III-8- la comparaison.....	60
IV- Conclusion et recommandation.....	61
Référence bibliographique.....	63
Annexe A- présentation de l'unité.....	66
Annexe B- Compatibilité et traitement des eaux de Hassi-Messaoud.....	71

Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier Dieu, De nous avoir donné la santé, la volonté et la patience pour mener à terme notre mémoire de fin d'étude et pouvoir réaliser ce travail de recherche.

Je tiens à remercier Ma promotrice M^{me} BELOUANACE OUARDIA pour son soutien tout au long de mon travail, Sans oublier M^{lle} MAMECHE AMEL qui m'a soutenu durant mon stage pratique Je tiens à remercier fortement l'équipe de laboratoire de département de traitement des eaux de CRD, J'adresse aussi mes cordiaux et mes sincères remerciements à tous les travaillant de laboratoire, qui a accepté généreusement de m'orienter, et qui m'a permis d'avoir toutes les références et les renseignements possibles, et tous mes chers formateurs et formatrices au sein du complexe, qui n'ont jamais hésité à m'encadrer ou à m'octroyer la main de soutien et d'assistance.

Je tiens à remercier la présidente de jury M^{me} HAMMADOU SOUAD, et les membres de jury BOUSSAK HASSINA et TOUAHRI NOURA qui ont accepté de lire, d'évaluer, et de juger, ce modeste travail Ainsi que toute l'équipe pédagogique de notre Faculté et surtout de Département de chimie.

Dédicace

Je dédie ce projet :

A ma chère mère

A mon cher père

*Qui n'ont jamais cessé, de formuler des prières à mon égard, de me soutenir
et m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.*

A mes frères, Ali, Abed-el-hadi, Abdesslem

*A mes chères amies Tridi Soumia, et Fatiha Bouaoua et Belkacem Ouafa
pour leurs aides et supports dans les moments difficiles.*

A tous ma famille, a tous mes autres amies

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I : étude bibliographique

Tableau I.1 La solubilité de BaSO ₄ en mg/100ml.....	24
---	----

Chapitre III : résultats et discussions

Tableau III.1 Résultat analyse physico-chimique des eaux de HMD.....	44
Tableau III.2 Résultats des études de compatibilité de mélange des eaux avant traitement.....	45
Tableau III.3 Résultat teste d'efficacité A.....	48
Tableau III.4 Variation du [SO ₄ ⁻²] en fonction de m _{CaO} à la présence du volume de HCl.....	49
Tableau III.5 Variation du [SO ₄ ⁻²] en fonction de m _{CaO} à la présence d H ₂ O ₂	50
Tableau III.6 Variation du [SO ₄ ⁻²] en fonction de m _{CaO} à la présence de FeCl ₃	51
Tableau III.7 Variation du [SO ₄ ⁻²] en fonction de m _{CaO} à la présence du volume de NaOH.....	52
Tableau III.8 Variation du [SO ₄ ⁻²] en fonction de pH à la présence du volume de HCl.....	54
Tableau III.9 Variation du [SO ₄ ⁻²] en fonction de pH à la présence du volume de HNO ₃	55
Tableau III.10 Variation du [SO ₄ ⁻²] en fonction de pH à la présence des polymères.....	55
Tableau III.11 Variation du [SO ₄ ⁻²] en fonction de température.....	56
Tableau III.12 Les résultats de l'étude de compatibilité de mélange des eaux après traitement.....	57
Tableau III.13 Résultat teste d'efficacité A	59

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre I : étude bibliographique

Figure I.1 drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement.....	4
Figure I.2 Drainage secondaire : augmentation de la pression de l'eau au sein du gisement par injection d'eau.....	5
Figure I.3 drainage ternaire, rendement d'exploitation amélioré par injection de vapeur ou d'additif chimique.....	6
Figure I.4 (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance.....	14
Figure I.5 Les dépôts de sulfates ((a) BaSO ₄ Région Baguel, (b) BaSO ₄ Région TFT).....	18
Figure I.6 CaSO ₄ Regions BRN.....	18
Figure I.7 La Célestine est une espèce minérale compose de PAR SEM SrSO ₄	19

Chapitre II : techniques et condition expérimentales

Figure II.1 pH-mètre.....	32
Figure II.2 Dosage de calcium (Ca ⁺²).....	32
Figure II.3 (a-b) Schéma de dosage de magnésium (Mg ⁺²).....	33
Figure II.4 Dosage fer (Fe ⁺²).....	34
Figure II.5 Dosage des sulfates (SO ₄ ⁻²).....	37
Figure II.6 Résidu sec « l'extrait sec ».....	38
Figure II.7 Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire.....	40
Figure II.8 Schéma d'évaluation d'un Produit anti-dépôts.....	41
Figure II.9 filtration des solutions contient HCl, H ₂ O ₂ , FeCl ₃ , NaOH.....	42
Figure II.10 mesure de la température.....	43

Chapitre III : résultats et discussions

Figure III.1 Le taux critique d'incompatibilité des eaux de HMD.....	46
Figure III.2 Diffractogramme (DRX) de l'échantillon de dépôt.....	47

Liste des figures

Figure III.3 Dosage optimale de produit A.....	48
Figure III.4 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence du volume de HCl.....	50
Figure III.5 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence de H_2O_2	51
Figure III.6 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence de FeCl_3	52
Figure III.7 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence de NaOH.....	53
Figure III.8 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de pH à la présence du volume de HCl.....	54
Figure III.9 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de pH à la présence du volume de HNO_3	55
Figure III.10 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de température.....	56
Figure III.11 Taux critique d'incompatibilité des eaux de HMD après traitement.....	58
Figure III.12 Dosage optimale de produit A.....	59

Introduction générale

Introduction générale :

Dans le monde présent, l'eau participe à toutes les activités quotidiennes notamment, domestiques, industrielles et agricoles l'eau est également un élément indispensable dans les procédés de fabrication dans toute industrie. Il peut employer pour des divers objectif bien justifier que ce soit pour la dilution des eaux de gisement a forte salinité, élimination des dépôts des sels soluble coller ou paroi des tubing par lavage ou pour compenser la diminution de la pression du réservoir consécutive à sa mise en production et il sert également pour améliorer l'efficacité de déplacement et d'extraction de pétrole brut.

Il apparaît ainsi que la présence primordiale de l'ion sulfate SO_4^{-2} dans les eaux d'injection et la présence éventuel de l'ion baryum Ba^{+2} dans les eaux de gisement provoquent des précipités dans le cas où ils ont exposés en contact. A force de l'utilisation de ces procédés d'injection sous l'influence des changements des conditions thermodynamique, les précipités augmentent et ils se transforment a des dépôts dures, compactes et insolubles pratiquement impossible à éliminer après sa formation. Des conséquences négatives se rassembleront tel que la diminution de débit de production et parfois sert à des bouchages des installations de fond et de surface.

Lors de l'exploitation des gisements plusieurs problèmes sont rencontrés tel que la formation de dépôt de sel, la corrosion... etc. Pour minimiser ces problèmes, Un traitement chimique des eaux d'injection (pour le maintien de pression ou pour le lavage) par les inhibiteurs de dépôts est nécessaire, comme c'est le cas du champ de HASSI MESSAOUD.

Au niveau de cette dernière un autre problème a été rencontré auquel nous nous sommes intéressées: c'est la formation de dépôt de sulfate de baryum dans les installations de surface. Le choix de ce problème est basé sur la gravité de ce dernier qui est responsable de l'arrêt complet de l'usine ce qui engendre une perte importante de production.

Notre étude a été réalisée conjointement au sein de la Division Laboratoires « EX-CRD» et à la région de HASSI MESSAOUD. Cette étude a pour but d'éviter la formation des dépôts de sulfates de baryum sans utilisation ou avec une quantité réduite des inhibiteurs injectés.

Introduction générale

Dans le but de réaliser cette étude, notre travail de recherche a été organisé selon le plan suivant :

Nous avons tout d'abord effectué des analyses physico-chimiques des eaux d'injection et de gisement ainsi que leurs incompatibilités.

Enfin, nous avons réalisé les tests de précipitation de sulfates sous forme de gypse, selon l'influence de plusieurs paramètres ainsi que les études d'efficacité des inhibiteurs de dépôts.

Chapitre I : Etude bibliographique

I-1-généralité**I-1-1-généralité sur le pétrole :**

Le pétrole désigne un liquide composé principalement de molécules d'hydrocarbures (Formées uniquement de carbone et d'hydrogène) [23].

Ce pétrole contient également, en proportions assez variables, d'hydrocarbures solides liquides ou gazeux dans les conditions normales, qui se présentent à l'état naturel, sous une pression et température plus ou moins élevées, dans les gisements [24].

I-1-1-1- L'historique :

Le pétrole est connu et utilisé depuis la plus haute antiquité. A partir des années 1850, le pétrole fait l'objet d'une exploitation et d'une utilisation industrielle [10].

Il est exploité en 1857 en Roumaine, et en 1859 aux Etats-Unis, dans l'état de Pennsylvanie. A partir de 1920-1970 est marquée par une série de grandes découvertes de gisements, particulièrement au Moyen-Orient, qui fait l'objet de toutes les couvertures. Les marchés des produits pétroliers se développent également ; outre les carburant comme l'essence, le gazoil et le fioul lourd, qui accompagnent l'essor des transports dans leur ensemble, l'industrie pétrolière génère une myriade de produits dérivés, au nombre desquels les matières plastiques : les textiles, le caoutchouc artificiel, les colorant, les intermédiaires des synthèses pour la chimie et la pharmacie. Les marchés permettent de valoriser la totalité des composants du pétrole [25].

I-1-1-2- la formation de pétrole :

Le pétrole est un produit de l'histoire géologique d'une région et sa formation passe par la succession d'étapes qui permet parfois des milliards d'années.

- **La première étape :** accumulation de la matière organique dans les sédiments.

En règle générale, la biosphère recycle la quasi-totalité des sous-produits et débris. Cependant, une petite minorité de la matière (morte) sédimente, c'est-à-dire lors coupée de la biosphère [27].

- **La deuxième étape :** formation du kérogène

C'est la transformation de la matière organique par des bactéries anaérobies qui utilisent l'oxygène et l'azote contenus dans les molécules organiques, laissant ainsi le carbone et

l'hydrogène qui peuvent alors se combiner pour former de nouvelles molécules : les hydrocarbures.

Cette transformation biochimique conduit à la formation d'un composé solide appelé Kérogène disséminé sous forme de petites filles dans le sédiment minéral appelé roche-mère [28].

- **La troisième étape : maturation du Kérogène en pétrole**

Le Kérogène va subir une dégradation thermique phénomène de pyrolyse conduisant à l'apparition des molécules d'hydrocarbures de plus en plus complexes. Ce phénomène provoque également une expulsion d'eau et de CO₂ plus ou moins importante selon la quantité initiale d'oxygène [10].

La roche mère doit être suffisamment imperméable afin que le temps de séjour du Kérogène soit suffisamment long pour que le phénomène de pyrolyse ait lieu.

I-1-1-3-récupération du pétrole :

I-1-1-3-1- récupération primaire :

Au premier temps le pétrole brut est produit par phases successives de manière éruptive dont la force est due à la forte compression des gaz émanant des réservoirs associée à la pression naturelle exercée pour faire jaillir le pétrole en surface [3].



Figure I.1 Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement.

I-1-1-3-2- récupération secondaire :

La récupération par drainage naturel dans les gisements d'huile dépasse rarement 30%, c'est pourquoi, il est vite apparue la nécessité d'injection dans ces derniers de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les premiers procédés utilisés étaient les injections d'eau et de gaz [1].

La récupération secondaire par injection d'eau (water flood) est le procédé le plus ancien (fin des XIXe siècle), et encore le plus employé [4], il consiste à injecter d'eau sous pression via des puits d'injection d'eau à base du gisement, ou bien en périphérie afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera les hydrocarbures vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir. Son but d'augmenter la récupération, mais aussi d'accélère la production [2].

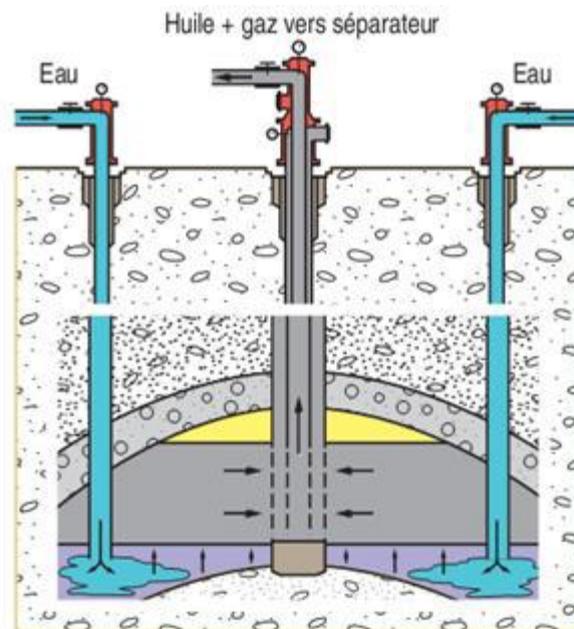


Figure I.2 Drainage secondaire : augmentation de la pression de l'eau au sein du gisement par injection d'eau.

I-1-1-3-3- récupération ternaire :

L'eau n'étant pas miscible au pétrole, 30 à 80% d'huile reste piégée dans les pores du réservoir après les deux premières récupérations.

La principale raison du piégeage de l'huile dans les roches magmatiques, est la valeur élevée de la tension inter faciale entre cette huile et l'eau chargée de la mobiliser. Il a été montré

que cette tension inter faciale devait être abaissée à des valeurs de 10^2 dyne/cm pour pouvoir déplacer l'huile, d'où l'injection de solution micellaires et de polymères [1].

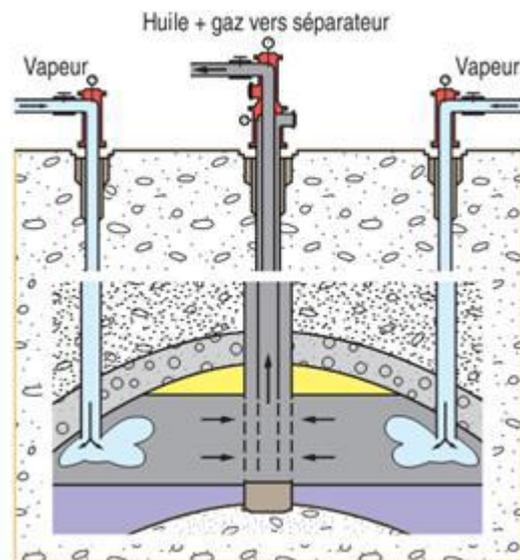


Figure I.3 drainage ternaire, rendement d'exploitation amélioré par injection de vapeur ou d'additif chimique.

I-1-2- les eaux dans le champ pétrolier :

L'eau est un élément essentiel pour l'exploration et la production de pétrole et de gaz.

Que ce soit pour la récupération assistée du pétrole ou pour la récupération assistée chimique, en vue d'une réutilisation ou d'un rejet, la qualité de l'eau est déterminante. Les lignes de processus pour le traitement de l'eau doivent satisfaire aux exigences liées aux gisements mais aussi à celles liées aux réglementations locales et aux contraintes environnementales.

I-1-2-1-Eaux de gisement :

L'eau de gisement ou l'eau de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères, elle accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur. Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation, le sel prédominant est le chlorure de sodium. En effet, l'eau de gisement contient parfois une quantité considérable de baryum, strontium et calcium. [29]

Dans la plupart des gisements de pétrole, l'expansion des fluides en place ne permet la récupération que d'une faible partie des fluides présent (plus souvent 30%). C'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans ces gisements de l'énergie afin d'avoir une meilleur récupération [2].

I-1-2-1-1- La formation des gisements pétroliers :

Lors de la formation d'huile et du gaz à partir du Kérogène, les gouttelettes d'hydrocarbure sont disséminées dans la roche-mère et ne pourraient pas être exploitées si des phénomènes de migration et de concentration ne s'étaient pas produits [28].

Le pétrole a tendance à migrer jusqu'à ce qu'il rencontre un piège, ce dernier comporte une couche poreuse dans laquelle s'est accumulé le pétrole, c'est ce que l'on appelle la roche magasin ou roche réservoir. Au-dessus de cette roche magasin se trouve une couche suffisamment imperméable pour empêcher le pétrole de migrer vers la surface appelée (roche couverture) [10].

A. Processus de migration :

On dit que les hydrocarbures sont (expulsés) de la roche-mère et subissent une migration primaire. Ils entament alors une migration secondaire vers le haut en étant transportés, essentiellement, sous l'effet de la pression de l'eau à travers une roche perméable.

Lors de leur remontée, les hydrocarbures sont arrêtés par une couche imperméable mais se concentrent dans les pores de la roche perméable pour former une accumulation : la roche s'appelle alors roche-réservoir [10].

B. Formation d'un piège :

La migration des hydrocarbures se fait grâce au déplacement de l'eau dans les formations rocheuses.

En effet, les eaux souterraines se trouvent non seulement dans les couches superficielles mais également en grande profondeur où elles circulent très lentement. Ce sont elles qui en migrant entraînent les gouttelettes d'hydrocarbures [10].

I-1-2-1-2- Caractéristiques d'un gisement :

Une roche-réservoir est caractérisée par trois paramètres principaux qui vont déterminer sa potentialité à produire des hydrocarbures :

➤ **La porosité** : est le rapport entre le volume des pores et le volume total de la roche.

On s'intéresse particulièrement à la porosité utile, c'est-à-dire l'ensemble des pores communiquant entre eux et avec l'extérieur. Les roches réservoirs ont des porosités très variables en général comprises entre 5% et 25%.

- **La perméabilité :** qui caractérise l'aptitude de la roche à laisser s'écouler les hydrocarbures à travers ses pores. Plus la perméabilité est faible, plus l'écoulement sera difficile.
- **la saturation :** qui mesure la nature des fluides occupant les pores de la roche-réservoir.

I-1-2-1-3- types d'eaux de gisement :

Il existe différents types d'eaux de gisement tels que :

➤ **Eaux de condensation :**

Elles correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en élément relativement faible.

➤ **Eaux de formation :**

Elles sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnant la mise en place hydrocarbure. Elles sont variées et classées suivant l'élément chimique dominant qu'elles reforment.

➤ **Eaux industrielles :**

Ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petites espaces entre les minuscules grains d'une roche. Elles sont de deux types [9] :

- **Cinétique :** formée au même moment que la roche mère.
- **Epigénétique :** génère par infiltration dans roche.

➤ **Eaux connées :** Une eau connée est donc une eau fossile qui restée sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique, le fait de dire qu'une eau est née avec la formation de la roche mère [9].

I-1-2-2-eau d'injection :

L'injection d'eau, qui est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé (80% de l'huile produit aux Etats-Unis en 1970 l'a été par l'injection d'eau). Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration de coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employé pour :

- maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère (ou de gas-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

L'injection d'eau peut être soit répartie soit localisée dans un aquifère sous-jacent ou de bordure [8].

I-1-2-2-1-système d'exploitation avec injection d'eau :

On distingue l'injection d'eau périphérique et l'injection d'eau centrale [5] :

A- système d'exploitation avec injection d'eau périphérique :

La condition essentielle d'exploitation avec injection d'eau périphérique est l'existence d'une bonne liaison hydrodynamique entre les parties pétrolifère et aquifère de la couche sur le contour du gisement. Habituellement ce type d'exploitation est utilisé pour les gisements de pétrole à régime à expansion hydrodynamique.

Les puits d'exploitation avec ce système sont implantés suivant des lignes le long du contour interne de la zone à pétrole

B- système d'exploitation avec injection d'eau centrale :

L'injection d'eau centrale comprend :

- L'injection d'eau dans les puits le gisement par des lignes est utilisée pour l'exploitation de très grands gisements de pétrole. Dans ce cas les puits d'injection divisent les grands gisements de pétrole en champs d'exploitation.
- L'injection en bordure est utilisée pour des gisements relativement petits ou la liaison entre les parties aquifère et pétrolifère de la couche est insuffisante. Ce type d'injection a un effet important dans le cas où les puits d'injection sont implantés dans la zone de bonne roche magasin de la partie pétrolifère de la couche le long du contour de la zone à pétrole.
- L'injection en nappe est utilisée pour les gisements de pétrole associés aux couches, se caractérisant par une forte hétérogénéité. En cas d'injection en nappe les puits sont implantés suivant des mailles triangulaires ou carrées [2].

I-1-2-2-2- la mise en œuvre d'une injection d'eau :

Le dispositif de maintien par injection d'eau comporte [6]:

- Des puits sources (puits producteurs d'eau), forés à une profondeur de 1000 à 1300m.
- Une unité de pompage dont l'alimentation est assurée par l'eau provenant des puits sources.

- Une unité de traitement chimique de l'eau conçue de manière à permettre l'injection des inhibiteurs de corrosion et des bactéricides par acheminement de produits chimiques de l'unité de pompage jusqu'à la tête du puits source [7].

I-1-2-2-3-les sources d'eau d'injection :

L'eau utilisée pour la production des carburants provient de différentes sources selon la localisation, la disponibilité et les besoins et comprend [2] :

- **Les eaux de surface** : les eaux superficielles peuvent être captées dans une rivière ou un lac, elles offrent l'avantage d'être disponibles facilement et à des débits élevés mais elles présentent l'inconvénient de contenir des grandes quantités d'oxygènes, beaucoup de matières solides en suspension (sables, produits animaux et végétaux et des bactéries), donc un risque de colmatage des filtre des puits injecteurs et la corrosion bactérienne des tubes.
- **Nappes d'eau de faible profondeur (à quelques dizaines de mètres)** : il s'agit de la nappe phréatique, qui offre l'avantage de contenir un teneur en oxygène et en matière en suspension mais la présence des composés tels que (H_2S , CO_2 dissous, des bactéries et des hydroxydes de fer) dans cette eau peut engendrer des grands problèmes de corrosion et de colmatage.
- **Aquifères régionaux** : cette source d'eau est généralement la plus utilisée et la meilleure, à cause de sa faible teneur en oxygène et en matière en suspension (pratiquement nulle). En outre cette eau souvent contient des gaz dissous (H_2S et CO_2) et des bactéries anaérobies réductrices de sulfates qu'il faut se préoccuper d'éliminer avant d'être injectée.
- **Les eaux de mer** : l'eau de mer est utilisée dans le cas offshore. Cette eau est généralement très corrosive et exige un traitement qui réduit des équipements métalliques.

En effet quel que soit l'origine d'eau injectée, cette dernière est chargée en ions organiques, inorganiques, des gaz dissous tel que le CO_2 , O_2 , H_2S , des cations (Ca^{+2} , Ba^{+2} , Fe^{+2}), des anions (SO_4^{-2} , CO_3^{-2}), et des bactéries. La présence de ces divers ions dissous dans l'eau rend cette dernière incompatible avec les eaux de gisement ce qui cause des problèmes de corrosion et de formation des dépôts.

I-1-2-2-4- types d'eaux d'injection :**Eaux d'injection (water flood) :**

C'est le procédé le plus ancien, et encore le plus employé. Son but est d'augmenter la récupération, mais aussi d'accélérer la production, ou précisément de diminuer son déclin. Le moyen utilisé est souvent un maintien de pression.

Quant aux sources en eau, il s'agit le plus souvent de couches aquifères situées à faible profondeur, de l'eau de mer ou de l'eau en surface à terre [10].

Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement. En effet, le mélange d'eau en place peut provoquer des précipités inscrutables (BaSO_4) qui bouchent les puits. On distingue deux catégories d'eau :

➤ L'eau de lavage :

Elle est en générales injectée à la base du tubing en vue de nettoyer de temps à autre les puits et dissoudre les dépôts de sel (chlorure de sodium) qui s'y trouvent.

Certains eaux de formation peuvent contenir 350g/l de chlorure de sodium et être ainsi si proche de la saturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute provoquant une précipitation importante de NaCl sur les parois du tubing jusqu'au bouchage et réduction de la section du tubing qui conduit à la chute de production [10].

➤ L'eau de maintien de pression :

Elle est utilisée comme moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue rapidement au cours d'exploitation d'un gisement et que la récupération d'huile en place n'atteindra qu'un très faible pourcentage des réserves estimées, si on n'a pas recours à un procédé artificiel, permettant de suppléer à l'insuffisance de drainage naturel [16].

I-1-3-incompatibilité des eaux d'injection et gisement :

L'injection d'eau reste toutefois l'une des techniques les plus utilisées dans la récupération secondaire du pétrole, et le succès de celle-ci dépend primordialement de la compatibilité des eaux d'injection avec eaux de gisement, Elles ne doivent en aucun cas provoquer une réduction de la perméabilité de la roche réservoir ; ni même une corrosion des installations de fond comme de surface [10].

I-1-3-1-Problème d'incompatibilité des eaux :

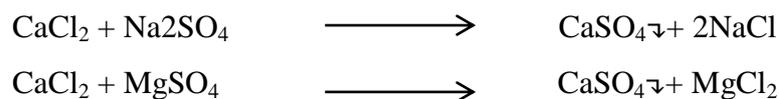
Dans le puits, avant forage, les minéraux des eaux de formation sont dissous et en équilibre avec ceux qui constituent la roche réservoir. Ce n'est qu'au moment du forage et de l'exploitation du puits qu'ils risquent de précipiter dans le réservoir, du fait des modifications des conditions thermodynamiques (T, P et pH) [2]. Les dépôts les plus couramment rencontrés sont :

- Le carbonate de calcium (CaCO_3) dû à l'augmentation du pH qui induit la baisse de la solubilité des ions CO_3^{-2} qui se complexent avec les ions Ca^{+2} puis précipitent.
- Les sulfates de baryum/strontium/calcium (Ba/Sr/CaSO_4), selon la composition de la roche réservoir. Ils peuvent se former lors de l'injection d'eau de mer, riche en ions SO_4^{-2} qui s'associent avec les minéraux de l'eau de formation (Ca^{+2} , Ba^{+2} et/ou Sr^{+2}).

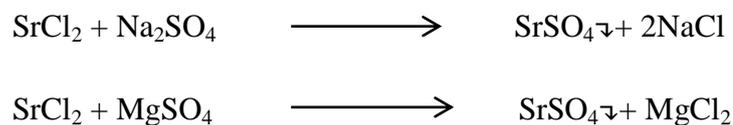
Les dépôts sulfatés montrent souvent un fort impact sur la productivité des puits. La plupart du temps, ces dépôts sont dus à une incompatibilité entre l'eau de réservoir qui peut contenir une quantité importante de calcium, de strontium et de baryum et un autre fluide qui peut être l'eau d'injection ou le fluide de complétion [18].

Dans ce cas, on peut avoir la formation des dépôts suivants :

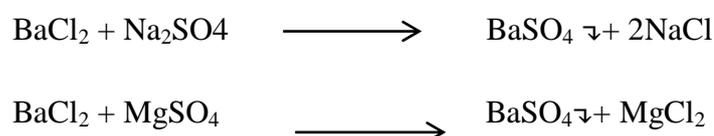
- **Sulfate de calcium (CaSO_4):** La solubilité du sulfate de calcium est élevée, donc les dépôts de sulfate de calcium ne se rencontrent qu'exceptionnellement.



Sulfate de strontium (SrSO_4): La solubilité du sulfate de strontium est intermédiaire entre celle du sulfate de calcium et celle du sulfate de baryum.



- **Sulfate de baryum (BaSO_4):** La solubilité du sulfate de baryum est négligeable, de l'ordre de quelques ppm. En conséquence, tout contact d'une eau de réservoir qui contient du baryum avec une eau qui contient du sulfate entraîne la formation de barytine (sulfate de baryum).



➤ **Carbonates de calcium :**



Sachant, qu'une eau peut être chimiquement pure, malgré ses différents composants. Elle présente un équilibre ionique entre ses cations et ses anions.

En ajoutant une autre eau contenant d'autres ions, cet équilibre est rompu, alors on a la formation de composés insolubles qui précipitent quitte à rétablir cet équilibre.

Deux eaux sont dites compatibles, si la réaction entre leur composant chimique ne donne pas au mélange des composés insolubles [10]

I-1-3-2-Le but de l'étude de la compatibilité :

Le facteur compatibilité des eaux joue un rôle primordial. Dans le cas au le contact de deux eaux (injection/gisement) aura lieu ; une étude de compatibilité est nécessaire pour prévoir si le mélange est donné des composés insolubles due au réactions entre les constituants chimiques de ce mélange.

Cette étude est permet d'évaluer les risques d'incompatibilité et facilitent le choix de la solution nécessaire [30], dans le procédé de récupération secondaire de l'huile d'un gisement par injection d'eau. Il résulte alors des efforts couteux pour le reconditionnement des puits, les remplacements de conduites et dans le cas le plus grave, la perte des puits [10].

I-1-4- les inhibiteurs :

La formation des dépôts minéraux pose un risque élevé pour l'industrie pétrolière et doit être traitée pour éviter des perturbations voire arrêts de production [10].

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts et pour inhiber une réaction chimique c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter [49].

En général, ils sont utilisés dans le domaine industriel, d'une manière générale et, pétrolier particulièrement (puits producteur, réservoirs d'hydrocarbures, circuits d'eau, et installation de production en général). Les inhibiteurs de dépôts sont aussi utilisés dans le traitement des eaux (eau sanitaire, eau de procédés industriels, eau de chaudière...etc) [12].

I-1-4-1-principe famille des inhibiteurs :

Parmi les familles les plus connues [22] :

Les amines, les poly phosphates, les esters phosphoriques, les polyesters, les polymères acryliques.

I-1-4-2-mécanisme des inhibiteurs :

Plusieurs théories ont été émises sur le mode d'action des inhibiteurs de dépôts. Ils peuvent agir sur la période de germination, sur la période de croissance, ou sur les deux en même temps [12].

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois catégories, décrites ci-dessous [10]:

- **Inhibition de la nucléation** : déstabilisation thermodynamique des nucléés par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.
- **Dispersion des cristaux déjà formés** : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly-électrolytes, sur leur surface.
- **Ralentissement /Blocage** de la croissance des cristaux par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation.

Ainsi ceci a comporté une modification de la charge électrique qui, étant au commencement positif, devient négative. Ceci mène alors à la réduction du taux de saturation du milieu qui devient plus bas.

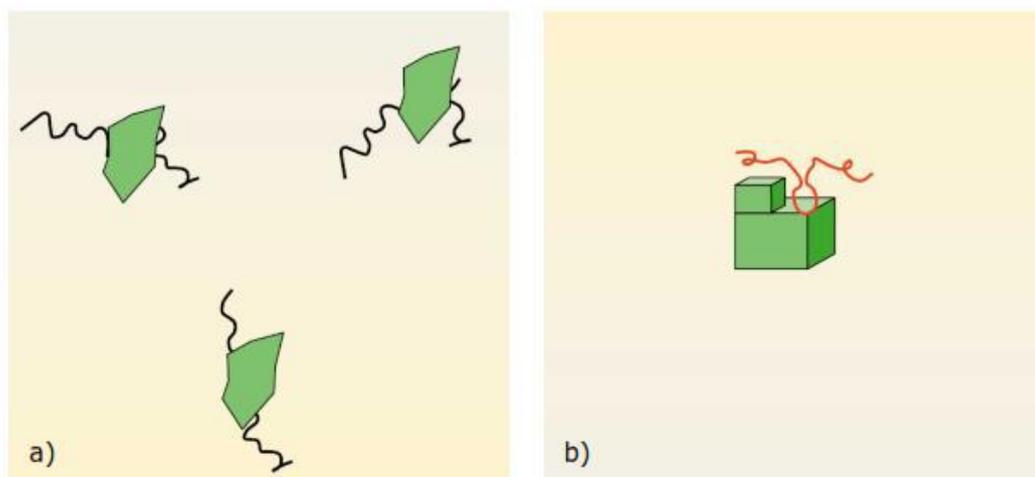


Figure I.4 (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance

I-1-4-3-principaux anti-dépôts dans l'industrie pétroliers :

Il y a une large variété d'inhibiteurs de dépôt, avec différentes structures chimiques, fonction d'inhibition de dépôt par différents mécanismes, d'acidulant et agent de chélation. Actuellement les inhibiteurs des dépôts forment une partie intégrante avec les dépôts cristallins. Quand celui-ci commence à se former, l'inhibiteur de dépôt s'adsorbe sur la surface du cristal et c'est cette adsorption qui prévient l'accroissement du dépôt [21].

La plupart de ceux utilisés dans l'industrie du pétrole sont des composés phosphatés, organique ou inorganique et les polymères carboxyliques [50].

On peut citer certains inhibiteurs de dépôts utilisés :

I-1-4-3-1 Polyphosphates inorganiques

L'inhibition par les polyphosphates est particulièrement efficace pour des pH de 8 à 10 [50].

Les polyphosphates inorganiques sont des phosphates moléculairement hydratés. Ils sont préparés par déshydratation des différents sels de l'acide ortho phosphorique, les plus connus sont les pyrophosphates, les méthaphosphates, et polyphosphates proprement dits. Les polyphosphates inorganiques ont une structure répétitive (P-O-P) [21].

Ce sont les composés les plus utilisés. On peut aussi rencontrer les polyphosphates qui contiennent des séquences répétitives (O-P-O-P-O), ils sont instables en solution aqueuses et peuvent entrer en réaction avec l'eau, et donc donner lieu à une hydrolyse, et se trouver à l'état orthophosphate inactif, qui est le problème majeur de l'emploi des phosphates inorganiques [21].

I-1-4-3-2 Organophosphorés

Un composé organophosphoré est un composé organique comportant au moins un atome de phosphore lié directement à un carbone [21].

Parmi ce groupe on cite les esters phosphoriques et les phosphonates.

➤ Esters phosphoriques

Ce sont d'excellents inhibiteurs de dépôt et ont différents degrés d'activité. Ils sont produits par estérification de composés polyhydroxyles et d'acide polyphosphorique [21].

➤ Phosphonates

Ils sont obtenus généralement à partir de l'acide éthylène diamine tetracétique (EDTA). Cet acide est utilisé pour séquestrer les ions de fer [21].

Le polymère amino méthylène phosphonates de sodium est utilisé pour l'inhibition de la précipitation de CaCO_3 et BaSO_4 [51].

I-1-4-3-3 Polymères

Ces polymères sont des polyélectrolytes, pouvant contenir des groupes cationiques, anioniques ou ampholytiques [21]. Les plus importantes, qui forment la base des homopolymères ou des copolymères utilisés comme inhibiteurs de dépôts [17].

Quelques polymères utilisés comme inhibiteurs de dépôt de sel :

- Polyacrylamide
- Poly (anhydride maleique)
- Acide polymaleique
- Acide polyméthacrylique
- Acide polyacrylique

I-2-les dépôts minéraux :

Dans l'industrie pétrolière, les différents problèmes des dépôts survenus au cours de l'exploitation ont engendré beaucoup de problèmes, avec toutes les conséquences économiques et les contraintes de production qui en résultent. Ces dépôts représentent un vrai problème dans le ralentissement de la production,

Le réseau de dessalage dans la région Hassi Messaoud a pour but principale de lavage des puits salés, sachant que la majorité des puits nécessite l'injection d'eau douce vu leur salinité élevée. Cette injection d'eau douce dans les puits provoque un deuxième problème c'est la formation des dépôts sulfatés qui résulte de l'incompatibilité entre l'eau injectée qui contient les ions de sulfates et l'eau de formation qui contient les cations alcalino-terreux (Mg, Ca, Sr, Ba). Indésirables les dépôts viennent changer considérablement le bon fonctionnement des installations (modification des écoulements, bouchages, etc) [31].

Dans la catégorie des dépôts minéraux, on retrouve trois sous-ensembles :

- Les sulfates.

- Les carbonates.

- Les savons de calcium.

I-2-1- les dépôts :

I-2-1-1-Les dépôts de sulfate :

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation soit pour l'adoucissement des puits salés ou pour le maintien de pression [11]. Ces derniers L'une avec des ions alcalino-terreux (Baryum, strontium, calcium) et l'autre avec des ions sulfate (SO_4^{-2}). Le dépôt se constitue donc au moment du mélange et une de ses caractéristiques principales est une cinétique de formation immédiate [10].

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 [13].

D'une manière générale, les sulfates alcalino-terreux ne sont pas solubles par les acides. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

➤ **Sulfate de baryum BaSO_4 :**

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

Sa formation à lieu suivant la réaction :

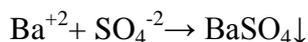




Figure I.5 Les dépôts de sulfates ((a) BaSO₄ Region Baguel, (b) BaSO₄ Region TFT).

➤ **Sulfate de calcium CaSO₄ :**

Le dépôt de sels 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 [10], c'est un sel relativement soluble mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une cause principale de la formation de CaSO₄ est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite. Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux [11].

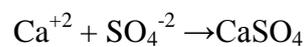


Figure I.6 CaSO₄ Regions BRN

➤ **Sulfate de strontium SrSO₄:**

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température. La précipitation de SrSO₄ peut se produire par évaporation de l'eau, l'élévation de température, ou mélange d'eaux non compatibles. Les dépôts de SrSO₄ sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides [11].

$$\text{Sr}^{+2} + \text{SO}_4^{-2} \rightarrow \text{SrSO}_4$$


Figure I.7 La Célestine est une espèce minérale composée de PAR SEM SrSO₄.

➤ **Chlorure de sodium NaCl:**

Les dépôts de Chlorures de Sodium sont une des causes fréquentes de dépôts de sels qui a pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations. Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures qui vient naturellement avec le pétrole brut, avec les eaux des puits chargées en sodium [10]. Ce dépôt à une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de NaCl.

Les dépôts de NaCl sont les moins gênants pour les producteurs car une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts [14].

I-2-1-2- les carbonates :

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de CO₂ équilibrant, par augmentation de la température ou par une baisse de la pression. La formation est lente, car il y a des sursaturations qui durent 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 traitement préventif.

Pour cela, une conception astucieuse des installations (en tenant compte de la température (isolation) et des teneurs en CO₂) reste la meilleure approche pour lutter contre les dépôts de carbonates, le cas échéant, on pourra utiliser des inhibiteurs (retardateurs de cristallisation) ou des traitements acides [10]. Bien que les carbonates soient très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de CO₂, ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion. On peut trouver aussi :

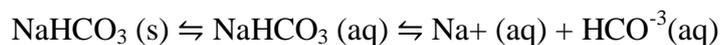
➤ **Les bicarbonates de sodium :**

Le bicarbonate de soude (NaHCO₃) est une poudre cristalline blanche, également connu sous le nom de bicarbonate de sodium. Parmi les Caractéristiques du bicarbonate de soude on peut citer :

- Soluble dans l'eau
- peu soluble dans l'alcool
- fongicide abrasif
- doux
- saveur légèrement alcaline
- non inflammable

Elle fait le bonheur de toutes les personnes soucieuses de l'environnement pour ses nombreuses propriétés nettoyantes, assainissantes, désodorisantes et non polluantes (il est biodégradable et non toxique).

L'équilibre de NaHCO₃ en solution aqueuse peut être établi comme :



Le bicarbonate de sodium perd du dioxyde de carbone à 50 °C et est converti en carbonate de sodium à 100 °C.



Sa solubilité dans l'eau est de l'ordre de 87g/l (à 20°C), alors que celle des carbonates de sodium (Na₂CO₃) est de l'ordre de 300g/l (à 20°C) [15].

I-2-1-3- les savons de calcium :

Il s'agit là d'un dépôt qualifié d'exotique. C'est en fait un organo-minéral qui ne se forme que dans des eaux basiques telles que celles existantes au Cameroun ou au Nigeria. Ce sont essentiellement des savons de calcium. On en trouve dans le processus (à l'interface huile/eau), mais aussi parfois dans les puits. Leur comportement est similaire aux carbonates (Pression favorable, Température défavorable) Pour ce dépôt on utilise mêmes inhibiteurs que ceux des carbonates [13].

I-2-2-mécanisme de formation des dépôts :

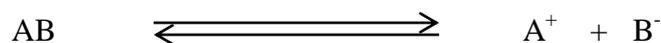
La précipitation ne se produit que si la sursaturation est très importante et elle est accélérée par la présence de points spécifique permettant d'initier la première étape de précipitation du dépôt : la nucléation, formation du premier germe solide dans la solution. Suivent alors les étapes de germination puis croissance du dépôt, tant que les conditions thermodynamiques sont favorables [19].

A. La sursaturation :

Le degré de saturation est un paramètre important qui conditionne tous les processus de cristallisation, pour bute d'avoir une précipitation d'une nouvelle phase solide à partir d'une phase liquide, le degré de saturation soit atteint [14].

Pour expliquer ce phénomène, on appliquant les lois thermodynamiques.

L'appliquant de la loi d'action de masse à une solution aqueuse saturée d'un corps AB, suivant la réaction de dissociation.



Permet d'introduire la relation suivante :

$$K = \frac{[A^+][B^-]}{[AB]} \quad (I.1)$$

Où : K : constante de dissociation

[A⁺] et [B⁻] : concentrations exprimées en ion g/l.

[AB]: concentration en ion g/l.

Ps= [A⁺] [B⁻] : produit de solubilité du corps AB.

Si on ajoute une solution des sels CD à la solution AB, le mélange va contenir les ions A⁺, B⁻, C⁺ et D⁺.

En supposant que le sel AC est peu soluble, tous les ions A^+ , C^- resteront en solution si l'équation $[A^+][C^-] \leq P_s$ est satisfaite. Dans le cas contraire, le sel AC précipitera jusqu'à satisfaction de cette équation.

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques ; toute variation de ces dernières fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc la précipitation [10].

B. Formation du germe (germination) :

La germination est une étape déterminante qui définit les caractéristiques du produit final, c'est une période nécessaire pour regrouper des ions ou des molécules à l'intérieur d'un espace suppose sphérique caractériser par un rayon. La précipitation commence par la formation de germes ou pont sous forme déterminée et qui cristallisent progressivement.

Ils sont constitués par l'association de quelques ions par exemple Ba^{+2} et SO^{-2} , ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions de Ba^{+2} et SO^{-2} le cristal grossit [10].

C. 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 [10].
- La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipite grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers [11].

I-2-3-Sulfate de baryum:

I-2-3-1- Origin:

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir (eau de gisement de HMD qui est chargée en baryum Ba^{+2}), et l'eau injectée (eau d'injection de HMD qui est chargée en élément sulfate SO_4^{-2}), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors le dessalage : bouchage des puits et corrosion des installations

[11]. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière.

La précipitation de BaSO_4 se manifeste sur toute la chaîne de production, au fonds des puits et dans les installations de surface [20].

I-2-3-2-Structure cristalline du sulfate de baryum :

Les cristaux de BaSO_4 comme ceux de SrSO_4 sont d'une part orthorhombique à mailles très voisines, d'autre part ils sont de nature poreuse avec tendance à absorber les ions étrangers, par contre le CaSO_4 est orthorhombique, monoclinique à mailles très différentes par rapport à celles de BaSO_4 et SrSO_4 [13]. Sous l'action de la chaleur, les cristaux passent à la forme cubique avec variation du volume [21].

Le sulfate de baryum cristallise dans le système orthorhombique. Ses paramètres de maille varient selon les auteurs. Miyake (miyake et al. 1978) [13] :

$$a = 8,88 \text{ \AA} ; b = 5,46 \text{ \AA} ; c = 7,16 \text{ \AA}$$

La masse molaire du BaSO_4 est égale à 233,4 g/mol, sa masse volumique est de 4500 kg/m³ et son volume molaire de 19,3.10⁻³ m³/mol [13].

I-2-3-3-solubilité de sulfate de baryum :

La solubilité de BaSO_4 a été mesurée par pascal, les résultats sont exprimés en mg de sel par 100ml d'eau [22].

Tableau I.1 la solubilité de BaSO_4 en mg/100ml.

T°C	0.77	3.35	18	26.75	34
BaSO ₄ mg/100ml d'eau	0.171	0.207	0.230	0.266	0.291

La solubilité du BaSO_4 augmente avec l'augmentation de la température et la diminution de pH donne l'influence de la force ionique et de la température sur le produit de solubilité de BaSO_4 dans l'eau distillée [11].

I-2-4-L'influence de certains paramètres sur la formation des dépôts :

Beaucoup de facteurs contribuent aux problèmes de dépôts et de corrosion. Ceux-ci incluent les conditions de température et de pression, la concentration des ions dissous dans les facteurs aqueux, et les valeurs très variables du pH.

I-2-4-1-L'influence de la température :

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfates. Une augmentation de la température réduit la solubilité de CaCO_3 , SrSO_4 , et CaSO_4 , mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de BaSO_4 [1]. La solubilité de BaSO_4 augmente avec l'augmentation de la température. Or, les expériences montrent que la solubilité de sulfate de baryum dans l'eau distillée à 25°C est égale à 2.3mg/l et à 3.9mg/l. [41].

I-2-4-2-L'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 susceptible de modifier les conditions de précipitation. La relation entre l'augmentation de la pression et la solubilité de BaSO_4 est proportionnelle aussi bien que le mécanisme de la solubilité de CaCO_3 .

I-2-4-3-L'influence de pH :

En effet, quand on est en présence d'un pH acide, l'activité de H^+ (qui a pour origine la dissociation des acides faibles comme le H_2SO_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.

I-2-4-4-L'influence de la salinité :

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation des dépôts [1]. Dans le cas des solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables. Les ions sont d'autant plus marqués que force ionique de solution est importante, il résulte de ceci

que la solubilité d'un sel est augmentées par addition d'un autre sel pour peu que les deux cohabitants ne comportent pas d'ions communs.

I-2-5- moyens de lutte contre les dépôts :

I-2-5-1- la désulfatation :

La désulfatation fait de désulfiter, de débarrasser les vins et les alcools de l'anhydrique sulfureux dont ont été aspergées les vignes [50]. Dans l'industrie pétrolière la désulfatation est par l'élimination des ions sulfates afin d'éviter la formation de dépôts en cas de présence de baryum en particulier dans les gisements [51].

I-2-5-1-1- les techniques de désulfatation :

Pour l'élimination de sulfate on utilise [38] :

- Les résines échangeuses d'ions (RIE)
- Procédés biologiques
- Techniques membranaires (osmose inverse, nano filtration...)
- La précipitation physico-chimique

Les traitements les plus utilisés sont :

A- Les procédés à séparations membranes :

Les systèmes à membranes dont la force agissante est la pression sont des procédés de séparation physique. Une membrane se définit alors comme une structure matérielle mince possédant des trous appelés pores. Par un effet analogue à celui d'un tamis, les particules ou molécules sont arrêtées si leurs tailles sont supérieures à celles des pores ou traversent la membrane si leurs tailles sont inférieures à celles de ces mêmes pores.

Cet effet tamis permet de séparer des espèces de particules (particules minérales, micro-organismes...) du liquide de la suspension ou de séparer /concentrer des espèces moléculaires du solvant de ces dernières.

Il existe 4 procédés membranaires dont la force agissante est la pression : La microfiltration, l'Ultrafiltration, la Nanofiltration et l'Osmose inverse qui se distinguent par la taille des molécules / particules traversant la membrane [37].

➤ **Osmose inverse**

L'osmose inverse utilise des **membranes denses** qui laissent passer le solvant (eau dans la plupart des cas) et arrêtent tous les sels. Cette technique est utilisée [32] :

- pour la **déminéralisation des eaux** (dessalement de l'eau de mer et des eaux saumâtres, production d'eau ultra pure).
- pour la **concentration de solutions** (concentration de jus de fruits par exemple).

Il faut tout fois noter que, dans le cas de l'osmose inverse, la membrane utilisée n'est pas une membrane microporeuse mais une membrane sans porosité apparente et dont la sélectivité résulte d'un mécanisme de solubilisation [32].

➤ **Nanofiltration**

Nanofiltration est le terme utilisé pour désigner une nouvelle technique séparative à membranes se situant entre l'osmose inverse et l'ultrafiltration. Elle permet la séparation de composants ayant une taille en solution voisine de celle du nanomètre (soit 10 Å) d'où son nom [32]. Les sels ionisés monovalents et les composés organiques non ionisés de masse molaire inférieure à environ 300 g/mol ne sont pas retenus par ce type de membrane. Les sels ionisés multivalents (calcium, magnésium, aluminium, sulfates...) et les composés organiques non ionisés de masse molaire supérieure à environ 300 g/mol sont, par contre, fortement retenus [33]. Leur propriété est que c'est un procédé baro-membrane car le transfert a lieu sous l'effet de la pression, cette pression peut aller de 3 à 20 bar [34].

Le mécanisme de séparation se fait par tamisage : le transfert a lieu dans une membrane poreuse et résulte de la différence de la taille des composants par rapport à celle des pores de la membrane. Les pores d'une membrane de nanofiltration sont inférieurs à 20nm, ils sont appelés des micropores [35].

➤ **microfiltration :**

La microfiltration tangentielle peut être définie comme un procédé de séparation solide liquide qui met en œuvre des membranes dont les diamètres de pores sont compris entre 0.1 et 10µm. Ce procédé permet donc la rétention des particules en suspension des bactéries, indirectement des colloïdes et de certains ions après fixation de ces derniers sur des particules plus grosses obtenues par complexations, précipitation ou floculation [32], concerne les particules en général non décantables, mais dont la taille est supérieure à 0,2 à 0,5 µm. Les valeurs diffèrent d'un auteur à un autre mais, dans la pratique, on rencontre des opérations de séparation par membrane de microfiltration lorsque l'on procède à une clarification d'un milieu,

en cherchant à éliminer la matière colloïdale et particulaire, avant utilisation ou post-traitement du milieu (par exemple par chromatographie, fermentation, réaction enzymatique ou autre). Une autre grande application de cette technique concerne la capacité des membranes de microfiltration à retenir les micro-organismes comme les bactéries : ainsi le permet qui s'écoule du côté basse pression de la membrane comporte peu de bactéries (on constate des réductions log de 6 à 8, en fonction des micro-organismes observés, du type de membrane et des conditions d'utilisation) : on parle alors de stérilisation à froid [36].

La microfiltration est adaptée pour le traitement des eaux souterraines à forte turbidité occasionnelle telle que les eaux Karstiques.

➤ Ultrafiltration

L'ultrafiltration (UF) est une opération de séparation par membrane qui concerne la rétention de macromolécules (protéines, polysaccharides, etc.) et d'autres espèces de taille analogues comme des virus ou des particules colloïdales (argiles, silice, TiO_2 ...). Bien entendu, toutes les espèces de plus grandes dimensions sont retenues également. Outre la dimension des espèces concernées, la différence majeure avec les autres procédés de filtration tangentielle connexes (microfiltration et nanofiltration) réside dans les mécanismes de transport mis en jeu et les propriétés des fluides. La porosité de membrane est comprise entre 0.5 et 0.002 μm . La pression de service est en moyenne de 0.5 à 10 bars et la vitesse tangentielle de l'eau est $1\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ [32].

A-1- L'inconvénient :

L'inconvénient de ces procédés de séparation par membrane que l'on utilise pour la désulfatation de petites quantités, alors que dans l'industrie pétrolière consomme environ $3000\text{m}^3/\text{h}$ dans le champ pétrolier par exemple.

Donc on ne peut pas utiliser ce procédé de séparation.

B- la précipitation physico-chimique :

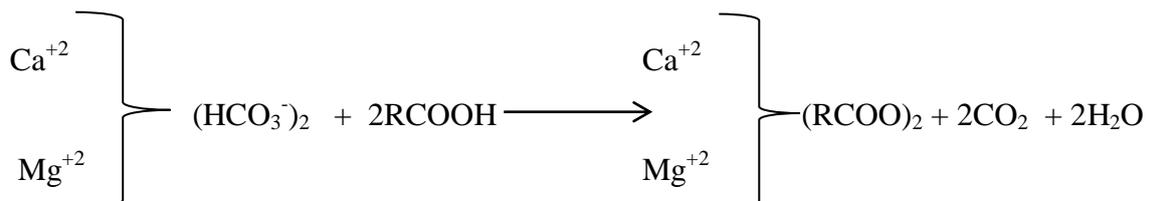
Les applications dans le domaine agroalimentaire sont très nombreuses, mais la plus importante concerne encore l'industrie laitière. Historiquement, l'un des leviers du développement de l'ultrafiltration en France et dans le monde a été le brevet qui décrit un premier procédé de fabrication de spécialités fromagères à partir de lait. Par la suite, l'ultrafiltration est abondamment utilisée dans le traitement de lactosérum, un coproduit des fromageries et caséineries, en permettant la récupération de protéines aux propriétés fonctionnelles très intéressantes et la réduction de la charge polluante dans les rejets [36]

Des effets imputables à des métaux lourds sont connus depuis l'antiquité, pourtant le développement industriel utilisant les différents types de métaux lourds ne cesse de s'accroître, et la pollution par ces métaux s'accroît de plus en plus. Parmi ces métaux, nous distinguons le sulfate qui est un métal très toxique et qui se trouve pratiquement dans tous les compartiments de notre planète. Compte tenu de l'accroissement de l'utilisation du sulfate dans les différents secteurs industriels (alliages, semi-conducteurs, champ pétrolier...), la contamination par ce métal représente un grand problème dans l'industrie pétrolier [39].

Le traitement physico-chimique, s'effectuant dans une station de détoxification, est le plus utilisé pour éliminer cette pollution. Ce traitement peut comporter différents procédés tels que la précipitation chimique à la chaux, la coagulation floculation aux sels d'aluminium ou aux sels ferriques et l'adsorption. En plus de ces traitements, les précipitations chimiques sont principalement utilisées pour éliminer par in-solubilisation un ou plusieurs composés minéraux qui gênent l'usage de l'eau, entre autres : la dureté (Ca^{2+} et Mg^{2+}), les métaux, certains anions tels que SO_4^{2-} , PO_4^{3-} , F^- ... [40]

B-1- décarbonatation sur résine :

Les bicarbonates des cations alcalins et alcalino-terreux de l'eau sont échangés par passage sur une résine cationique de type carboxylique [48].



B-2- procédé par précipitation chimique à la chaux :

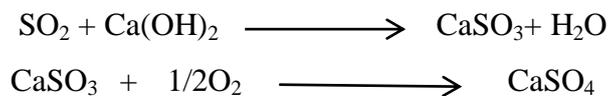
La chaux est un corps chimique minérale, l'oxyde de calcium de formule brute CaO . Il s'agit d'une espèce minérale naturelle rare, isométrique de maille cubique [41], qu'il est possible d'observer en petites masses blanches avec les éjectas transformés à haute température parmi lesquels les laves communes sur les flancs des formations volcaniques [42].

C'est le procédé le plus utilisé dans le traitement des eaux pour adoucir l'eau en éliminant sa dureté [39]. Il peut être employé pour l'abaissement du taux de sulfate dans l'eau d'injection.

B-3- Elimination des éléments spécifiques par la chaux :**➤ Désulfurations**

Les principales émissions sous forme de dioxyde de soufre (SO₂) proviennent de l'utilisation de combustibles fossiles (produits pétroliers, lignites et charbons). D'autres procédés tels que l'incinération des ordures ménagères ou des déchets industriels génèrent également du SO₂ qui, s'il n'est pas capté, contribue à l'acidification de l'atmosphère et à la formation de pluies acides [44].

La voie utilisée pour capter le SO₂ et le plus souvent la neutralisation au moyen d'un composé alcalin qui abaisse la teneur en composés soufrés des fumées jusqu'au niveau de rejet réglementaire. La captation du SO₂ va former du sulfite de calcium habituellement oxydé en sulfate de calcium. La réaction globale de captation du SO₂ est la suivante [43]:

**➤ Déchloration**

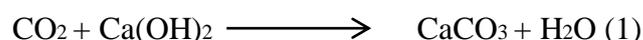
Les principales émissions d'acides chlorhydriques (HCl) proviennent de l'incinération des ordures ménagères et des déchets industriels chlorés. Le chlore libéré lors de l'incinération provient surtout des plastiques (PVC) et des papiers carton. La déchloration des fumées s'effectue par neutralisation avec la chaux hydratée selon la réaction [43] :

**➤ Défluoruration**

Les principales sources d'émission de fluor sont les briqueteries et tuileries, les usines de production de céramiques et les verreries. La défluoruration s'effectue suivant la réaction [44]:

**➤ La séparation du cadmium**

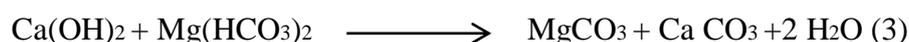
La séparation du cadmium Lorsque l'on ajoute la chaux dans l'eau, elle réagit d'abord avec le CO₂ libre suivant la réaction:



La chaux réagit ensuite avec les bicarbonates de calcium, le pH final est de 9,8



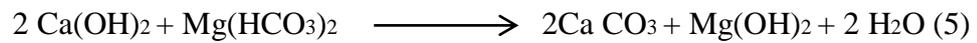
Si l'eau contient des ions (HCO₃⁻) liés à des ions Mg⁺², l'ajout de chaux provoque :



Sachant que le carbonate de magnésium est relativement soluble, l'addition de chaux provoque :



La réaction globale de précipitation de la magnésie Mg(OH)_2 à partir des relation (3) et (4) s'écrit :



Le pH final de la réaction (5) est 11,83.

➤ **Correction du pH**

La chaux corrige le pH de l'eau acide. Par rapport aux autres produits basiques, la chaux se révèle plus économique et plus efficace.

Chapitre II :

technique et condition

expérimentale

II-1- les échantillons d'eaux :

Pour répondre aux différentes hypothèses concernant la problématique de dépôts, plusieurs analyses ont été effectuées sur l'ensemble des échantillons au niveau du laboratoire chimie et traitement des eaux, on a effectué des travaux pour les eaux prélevées au niveau du champ de HMD.

Cette étude est basée sur la précipitation de sulfate par la chaux, on influe sur certain paramètre.

II-2- Analyses chimiques des eaux :

Avant de commencer les études il faut d'abord connaître la composition chimique des eaux traitées, car les impuretés présentes dans les effluents industriels ont un impact important sur les procédés de neutralisation par précipitation en ce sens qu'elles peuvent [47]:

- Modifier les quantités d'agent neutralisant nécessaires à leur traitement en influant sur la solubilité du sulfate de calcium.
- Modifier la durée du processus de neutralisation.

En comparant par exemple les travaux de [Kabdasli et al, 1995] sur des effluents issus de l'industrie textile et ceux de [Geldenhuis et al, 203] sur des effluents issus de l'industrie minière il est impossible de remarquer qu'il faut quatre fois plus de chaux pour abaisser la concentration en sulfate dans le premier cas d'étude que dans le second. La durée du processus de neutralisation observée par [Kabdasli et al, 1995] est de surcroit nettement supérieure à celle observée par [Geldenhuis et al, 2003] (dans le cas elle atteint plus d'une semaine contre seulement trois heures dans le second).

La connaissance de la composition de l'eau au départ est indispensable pour prévoir la précipitation des sels dans les conditions de l'étude.

L'analyse chimique élémentaire peut permettre de tenter une approche théorique en appliquant les paramètres physico-chimiques tels que le produit de solubilité, la force ionique, la température et la pression. Ceci facilitera l'évaluation expérimentale des risques de précipitation lors des mélanges des eaux à étudier. Pour analyser ces différentes eaux, différentes méthodes de dosages ont été utilisées : (voir annexe B, les résultats tableaux III.1).

II-2-1- Mesure de pH : Des valeurs basses (pH acide) de pH, augmentent la solubilité des dépôts, mais augmente aussi la corrosivité de l'eau. Des valeurs élevées (pH basique) diminuent cette corrosivité, mais augmentent les risques de formation de dépôts.



Figure II.1 pH-mètre

II-2-2- Dosage de calcium (Ca^{+2}) : Dosage du calcium par complexométrie : Norme ISO 6058-1984 (E).

Il consiste à la complexation des ions Ca^{+2} par l'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA) en présence d'un indicateur coloré.

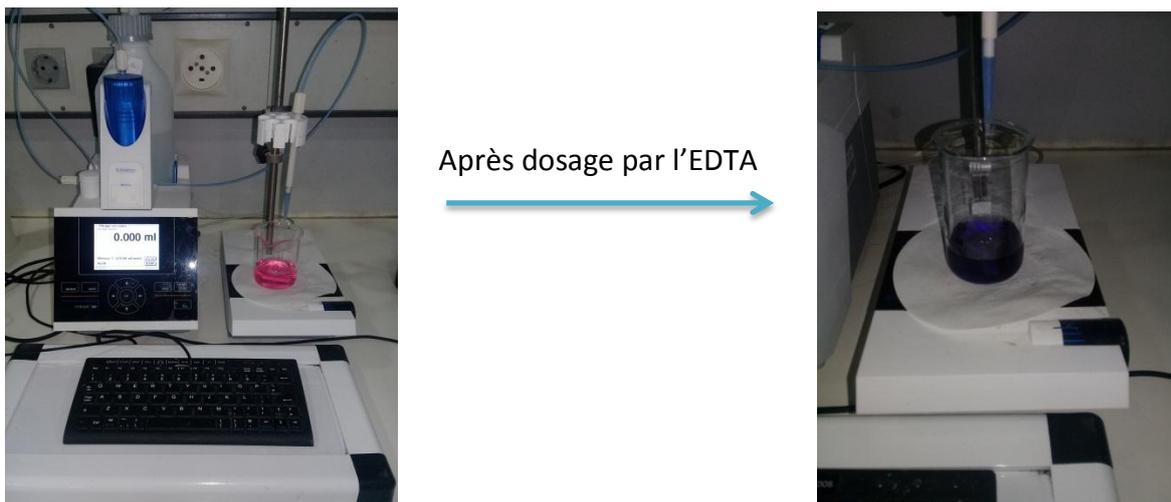
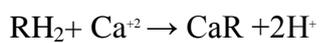
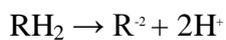
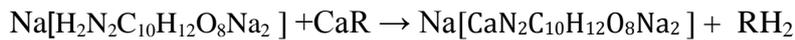


Figure II.2 Dosage de calcium (Ca^{+2})

❖ **Les réactions :**

On caractérise l'indicateur par la formule RH_2





❖ **Expression de résultat :**

$$[\text{Ca}^{+2}] \text{ en mg/l} = \frac{V_1 \cdot 40,08 \cdot 10^3 \cdot N \cdot D}{PE}$$

V_1 : Volume d'EDTA verse en ml

N : Normalité de la solution d'EDTA

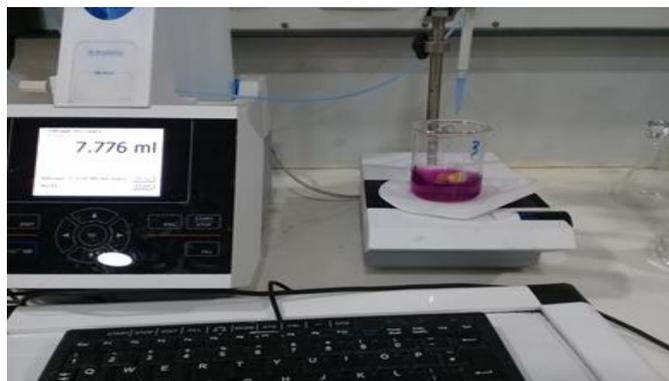
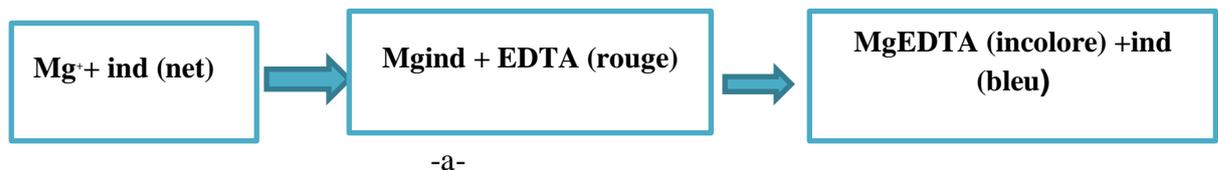
D : Dilution

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

40,08.10³ : Masse atomique du calcium en milligramme

II-2-3- Dosage magnésium (Mg^{+2}) : Dosage du magnésium par complexométrie : Norme (ISO 6059-1984 (E)).

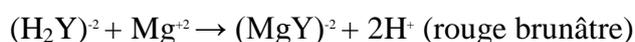
Il consiste à la complexation de la somme calcium - magnésium à pH = 10 et en présence d'un indicateur coloré.



-b-

Figure II.3 (a- schéma, b- figure) de dosage de magnésium (Mg^{+2})

❖ **Les réactions :**



❖ **Expression des résultats :**

La teneur en ion magnésium est déduite de l'expression

$$[\text{Mg}^{+2}] \text{ en mg/l} = \frac{(\text{V}_2 - \text{V}_1) \cdot 24.32 \cdot 10^3 \cdot \text{N} \cdot \text{D}}{\text{PE}}$$

V_2 : Volume d'EDTA en ml nécessaire au titrage de la somme Ca+Mg

V_1 : Volume d'EDTA en ml nécessaire au titrage du calcium Ca

N : Normalité de la solution d'EDTA

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

D : Dilution

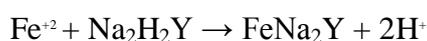
$24.32 \cdot 10^3$: Masse atomique du magnésium en milligramme

II-2-4- Dosage fer (Fe^{+2}) : Dosage du fer total par complexométrie : (Comité des techniciens 1989).

Le fer total est dosé sous forme de fer ferrique. Le fer ferreux est oxydé en Fer ferrique par l'acide nitrique. Les ions ferriques produisent une coloration rouge en présence d'acide sulfosalicylique.



Figure II.4 Dosage fer (Fe^{+2})

❖ **Réaction :**❖ **Expression des résultats :**

La teneur en fer total dissous exprimée en mg/l est déduite de l'expression :

$$C_{\text{Fer total}} = \frac{V.N.D.55,85.10^3}{PE}$$

V : Volume d'EDTA verse en ml

N : Normalité de la solution d'EDTA

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

D : Dilution

55,85.10³ : Masse atomique du fer en milligramme

II-2-5- Dosage de carbonate (CO₃⁻²) et bicarbonate (HCO₃⁻) : La détermination de l'alcalinité (Carbonates et bicarbonates) : Méthode J.Rodier (L'Analyse de l'eau, Ed. Dunod, 1976 P105).

La méthode consiste à la détermination du volume d'acide nécessaire pour ajuster le pH de l'eau à analyser à 8.3 puis à 4.3.

❖ **Expression des résultats :**

Les concentrations en carbonates et bicarbonates exprimées en mg/l sont données par les expressions suivantes :

$$[\text{CO}_3^{-2}] \text{ en mg/l} = \frac{V_1 \cdot 60 \cdot 10^3 \cdot N}{PE}$$

$$[\text{HCO}_3^{-}] \text{ en mg/l} = \frac{V_2 \cdot 61 \cdot 10^3 \cdot N}{PE}$$

V₁ : Volume d'acide en ml nécessaire à la neutralisation a pH =8.3

V₂ : Volume d'acide en ml nécessaire à la neutralisation a pH =4.3

N : Normalité de la solution d'acide

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

60.10³: Masse atomique des carbonates en milligramme

61.10³: Masse atomique des bicarbonates en milligramme

II-2-6- Dosage des chlorures (Cl⁻) : Dosage des chlorures par volumétrie : Norme: (NF ISO9297-2000).

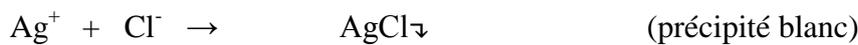
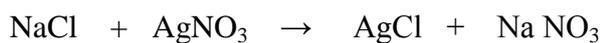
Il consiste à doser les chlorures combinés à l'état de chlorure d'argent (AgCl) par le nitrate d'argent (AgNO₃) et en présence d'un indicateur coloré : le chromate de potassium.

❖ **Les réactions :**

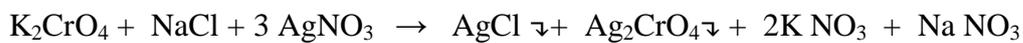
✓ **Réaction d'indicateur :**



✓ **Réaction de titrage :**



✓ **Réaction générale :**



❖ **Expression des résultats :**

$$[\text{Cl}^-] \text{ mg /l} = \frac{\text{V. N. D. } 35,45 \cdot 10^3}{\text{PE}}$$

V : Volume d'AgNO₃ versé en ml

N : Normalité de la solution d'AgNO₃

D : La dilution

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

35,457.10³ : Masse atomique du Chlore en milligramme

II-2-7- Dosage des sulfates (SO₄²⁻) : Dosage des sulfates par gravimétrie : (NFT90-100 Aout 1972 complétée par NF T90-201 Février 1979).

La méthode consiste en la précipitation des ions sulfates, sous forme de sulfate de baryum et la pesée du précipité obtenu.

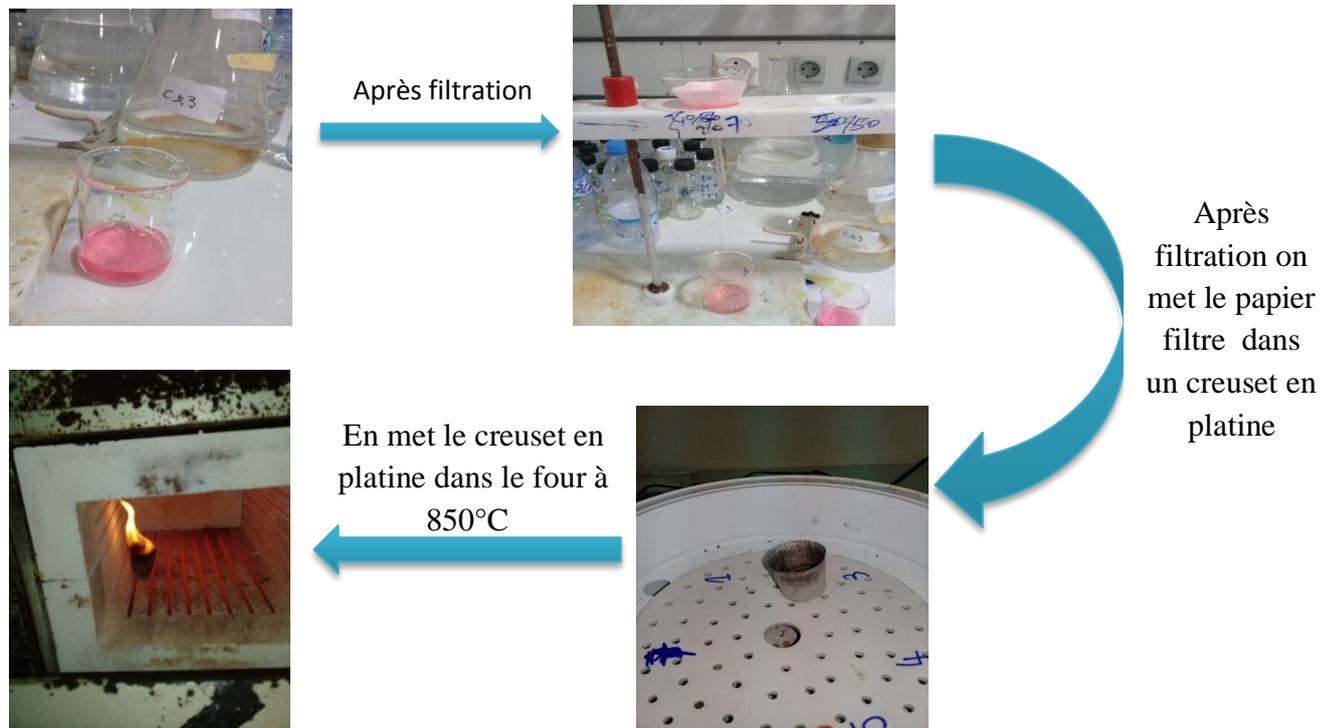
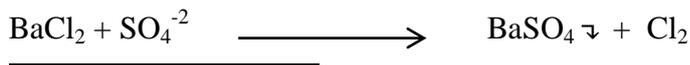


Figure II.5 Dosage des sulfates (SO_4^{-2})

❖ **La réaction :**



❖ **Expression des résultats :**

La teneur en ions sulfates exprimés en mg/l est déduite de l'expression :

$$[\text{SO}_4^{-2}] \text{ en mg/l} = \frac{\Delta p \cdot 10^3 \cdot 411,52}{\text{PE}}$$

$\Delta p \cdot 10^3$: Masse du précipité en mg

411,52 : Le rapport de la masse atomique des sulfates SO_4 10^3 et la masse molaire du BaSO_4

II-2-8- **Dosage de baryum (Ba^{+2})** : Dosage du baryum par gravimétrie (V.Alexeev ED MIR MOSCOU 1980 P173).

❖ **Expression des résultats**

La teneur en ion baryum est déduite de l'expression :

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

$\Delta P \cdot 10^3$: ($P_2 - P_1$) Poids du $BaCrO_4$ exprimé en mg

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

542,13 : Le rapport masse atomique du baryum $Ba^{+2} \cdot 10^3$ masse molaire du $BaCrO_4$

II-2-9- Dosage de sodium (Na^+), potassium (K^+), strontium (Sr^{+2}) : Dosage du sodium, du potassium et strontium par spectrométrie d'émission de flamme : Norme NFT 90-019/NFT90020/T01-041

Le principe est basé sur la mesure des radiations émises par l'élément à doser lors de son atomisation dans la flamme d'un spectromètre de flamme.

II-2-10- Résidu sec « l'extrait sec » : Transformer tous les ions en fluorures non hygroscopiques évitant ainsi une erreur importante due à l'hydratation des sels pendant la mesure.



Figure II.6 Résidu sec « l'extrait sec »

Le tableau 1 regroupe les résultats des analyses des compositions chimiques de l'eau d'injection et de l'eau de formation de HMD.

❖ **Expression des résultats :**

L'extrait sec ou le résidu sec exprime en mg/l est déduit de l'expression :

$$\text{Extrait sec (mg/l)} = \frac{(P_2 - P_1) \cdot 10^3}{PE}$$

P_1 : Poids en mg de la capsule + NaF

P_2 : Poids en mg de la capsule + NaF+ résidu sec

II-3- étude de compatibilité des eaux :

L'étude de compatibilité des eaux d'injection et de gisement et la détermination du taux critique sont nécessaires avant d'entamer tout traitement.

Pour déterminer la quantité de dépôt produite par le mélange des eaux de champs HMD, nous avons utilisé la méthode de dosage par gravimétrie. Cette méthode repose sur la pesée des dépôts obtenus suite au mélange d'eau d'injection sulfatée avec l'eau de gisement contenant les ions de baryum à différents rapports et déterminer le mélange qui aboutit à la formation du maximum de dépôt

Toutes les manipulations ont été effectuées dans les conditions ambiantes de température et de pression.

La procédure de détermination de l'incompatibilité des eaux se fait par étudiée la précipitation des sulfates présents dans l'eau d'injection avec les ions de baryum présents dans l'eau de gisement en déterminant la masse du dépôt BaSO_4 par les mesures gravimétriques. Les rapports de volume des mélanges étudiés sont : 10/90, 20/80, 30/70, 40/60, 50/50, 60/40, 70/30, 80/20, 90/10 rapport eau d'injection/eau de gisement. Le taux critique correspondant au mélange qui conduit à la précipitation maximale de dépôt a été déterminé, mesures des concentrations de $[\text{SO}_4^{-2}]$, $[\text{Ba}^{+2}]$, $[\text{Ca}^{+2}]$.(voir annexe C, résultat tableau III.2).

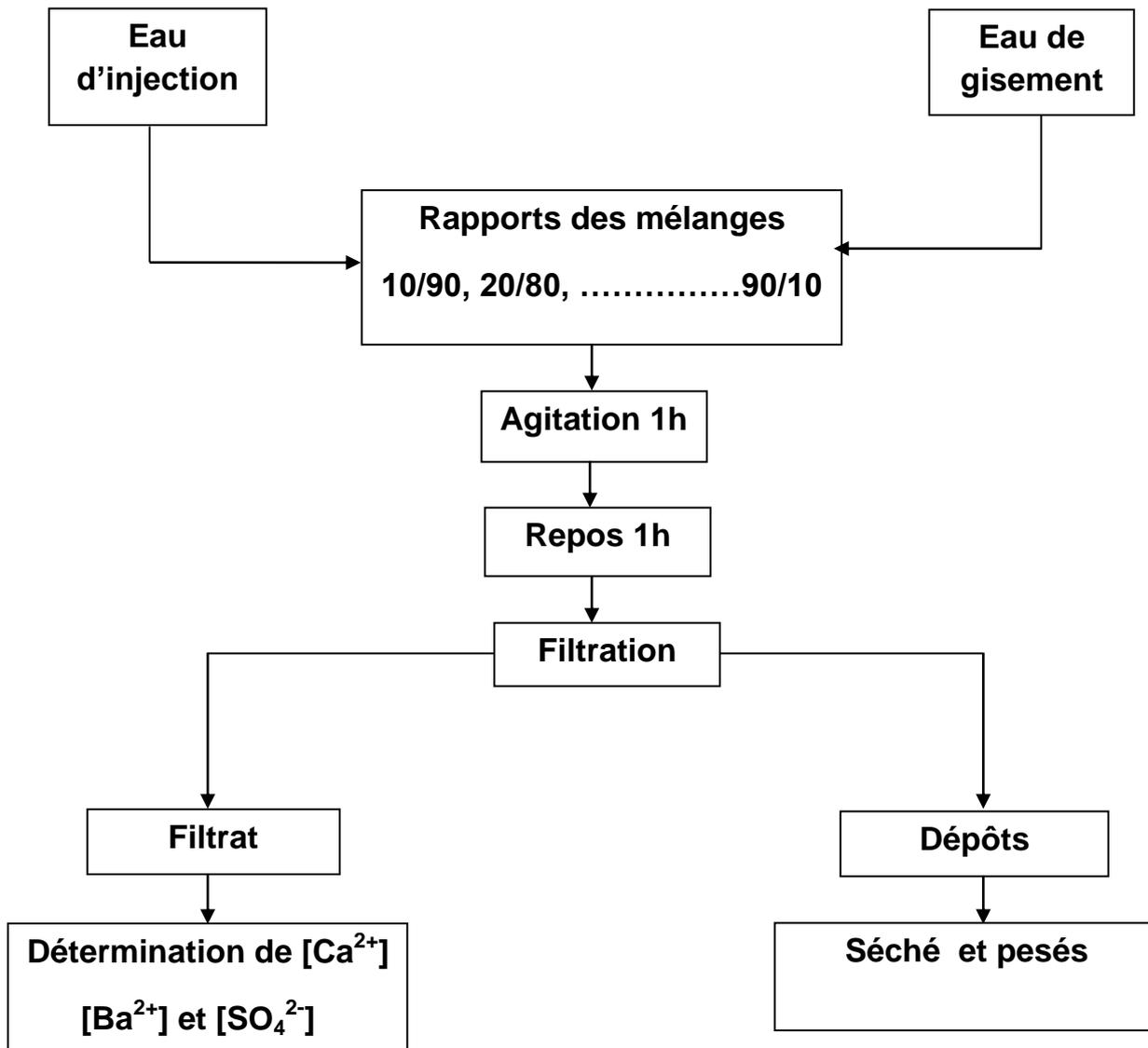


Figure II.7 Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire

II-3-1 Analyse minéralogique d'un échantillon de dépôt :

L'analyse des échantillons par la technique de diffraction des rayons X (DRX) a été réalisée pour identifier les différents types de minéraux rentrant dans la composition minéralogique des échantillons étudiés. (Voir annexe C)

II-3-2 Etude d'efficacité des produits anti-dépôt :

En dernier lieu, les produits anti-dépôts sont testés sur le taux de mélange critique, c'est à dire sur la proportion de mélange des deux eaux qui donnent le maximum de dépôts.

Ce taux est déterminé en évaluant la masse de dépôts formée pour différentes proportions de mélanges des deux eaux lors d'une étude de compatibilité.

L'anti-dépôt utilisé dans cette étude c'est A, on augmentant la dose de traitement progressivement de 50ppm à 400ppm. L'efficacité du produit anti-dépôt a été évaluée par la mesure de la turbidité. (Voir annexe C). L'étude a été réalisée selon le schéma suivant :

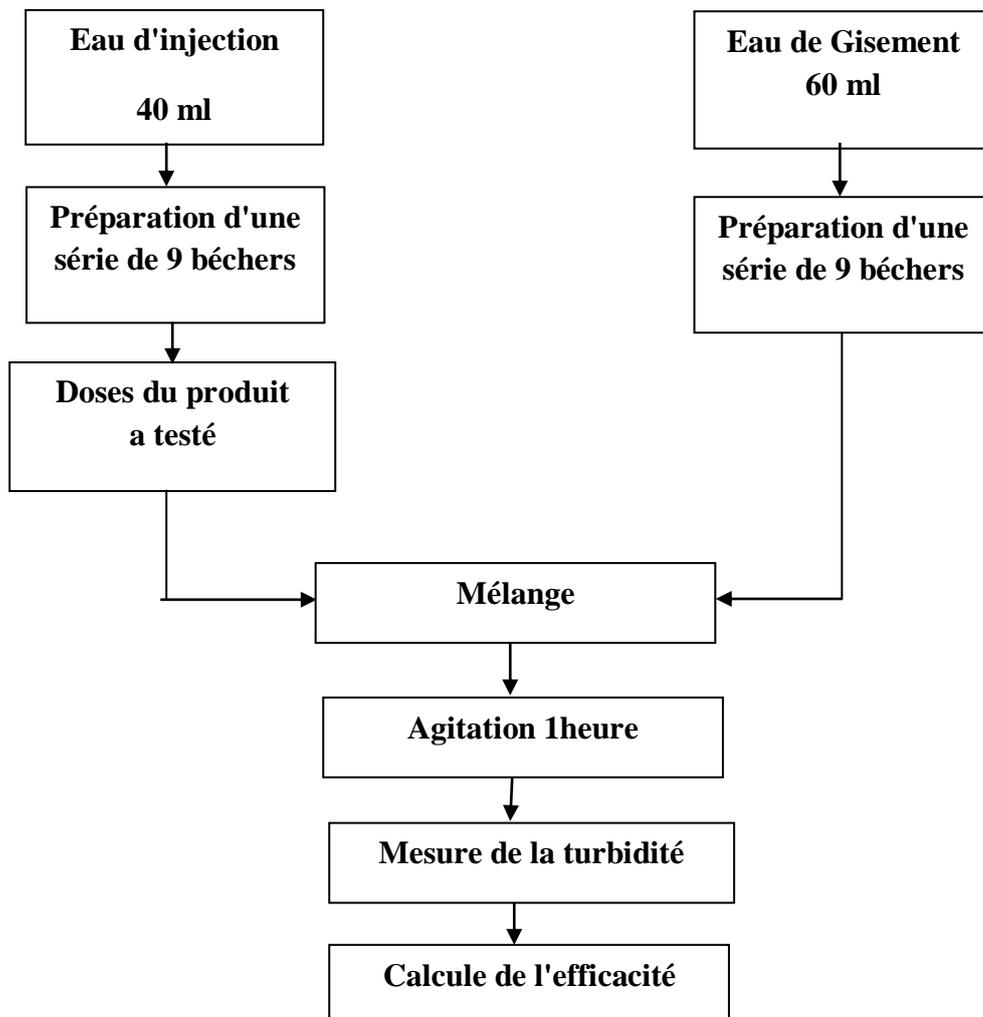


Figure II.8 Schéma d'évaluation d'un Produit anti-dépôts

II-4- traitement d'élimination des sulfates :

La technique de désulfatation est très importante pour l'élimination des sulfates dans l'eau d'injection pour but d'éviter la formation des dépôts, sur tous les dépôts insoluble dans l'eau comme les sulfates de baryum strontium...

On peut étudier la technique de désulfatation par différentes procédés à savoir l'osmose inverse, la nanofiltration, et l'ultrafiltration avec l'influence de certains paramètres mais ces techniques pausent un inconvénient à cause de la composition chimique des eaux d'injection de HMD, cette eau contient une grande quantité de sulfate (de 600 à 1000 ppm), ce qui influe directement sur l'économie du procédé, pour cela nous avons étudié la technique de

précipitation par utilisation des produits chimiques pour éliminer les sulfates sous forme de sulfates de calcium sous l'influence de certains paramètres (influence de pH, de T°, de masse...). Ces paramètres influencent sur la concentration des sulfates qui sont déterminées à l'aide des modes opératoires décrites dans l'Annexe D à savoir :

II-4-1 procédés par précipitation chimique à la chaux :

La chaux est un corps chimique minéral, l'oxyde de calcium de formule brute CaO. Il s'agit d'une espèce minérale naturelle rare, isométrique de maille cubique.

C'est le procédé le plus utilisé dans le traitement des eaux pour adoucir l'eau en éliminant sa dureté. Il peut être employé pour l'abaissement du taux de sulfate dans l'eau d'injection.

Ce paramètre influe sur la concentration de sulfate qui provoque la formation d'un précipité (CaSO_4) ou il augmente la masse du dépôt dans le cas où la masse du CaO est petite, si la masse est grande, il attaque facilement le dépôt. Notre étude est basée sur l'influence de la masse de CaO ou on utilisant différentes quantités de CaO (0,2g ; 0,58g ; 0,8g), en ajoutant des différentes solutions (HCl, NaOH, FeCl_3 , H_2O_2). (Voir annexe D), les résultats dans les tableaux III (1.1, 1.2 ,1.3 ,1.4, 1.5)



Figure II.9 Filtration des solutions contenant HCl, H_2O_2 , FeCl_3 , NaOH

➤ La précipitation de sulfate à la chaux en influe sur le pH :

Ce paramètre influe sur la concentration de sulfate qui provoque la formation des oxydes ou il augmente la masse du dépôt dans le cas de pH basique, si le pH est acide, il attaque facilement le dépôt, la deuxième étude est basée sur l'influence de différentes solutions (HCl, HNO_3 , des polymères) à une concentration de CaO constante (0.58g). (Voir annexe D), et les résultats dans les tableaux III (1.6, 1.7 ,1.8).

➤ **La précipitation de sulfate à la chaux en influe sur la température :**

Ce paramètre à une action très importante sur la solubilité et la croissance des cristaux, une augmentation de la température réduit la solubilité des dépôts, mais au contraire provoque une grande dissolution de BaSO_4 .

Cette étude représente à des différentes températures (10°C , 20°C , 40°C , 60°C) à une concentration de CaO constant, on ajoutant un polymère (polyaluminium chloride sulfate), (voir annexe D). Les résultats dans le tableau III.1.9.

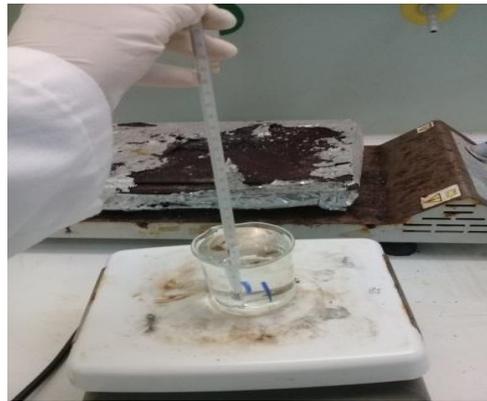


Figure II.10 Mesure de la température

II-5- étude de compatibilité des eaux (après traitement) :

La deuxième étape de l'incompatibilité des eaux, on utilisant les même étapes de compatibilité sauf qu'en change l'eau d'injection ou on utilise l'eau traitée dans la précipitation de sulfate à la chaux par l'influence de pH, en utilisant une concentration de la chaux (0.58g) avec une solution de HCl (0.5N) pour la diminution de pH acide à 2. (Voir annexe C), les résultats représentent dans le tableau 10.

II-6- Etude d'efficacité des produits anti-dépôt :

Pour l'étude d'efficacité de la deuxième compatibilité ou on a utilisé l'eau d'injection traité (voir annexe C). Le taux déterminé en évaluant la masse de dépôts formé pour différentes proportions de mélanges des deux eaux lors d'une étude de compatibilité est à 60/40.

L'anti-dépôt utilisé dans cette étude c'est A, on augmentant la dose de traitement progressivement de 50ppm à 400ppm. L'efficacité du produit anti-dépôt a été évaluée par la mesure de la turbidité. (Voir annexe), (tableu11).

Chapitre III :

résultats et discussion

III-1- Analyses chimiques des eaux :

Dans la première partie de ce travail, d'abord nous avons réalisé d'analyse physico-chimique, cette analyse permet de voir les cations et anions contenus dans les eaux à analyser, les résultats sont représentés dans le tableau III.1.

Tableau III.1 Résultat analyse physico-chimique des eaux de HMD

Paramètre	Echantillons		Eau d'injection		Eau de gisement	
			mg/l	Méq	mg/l	Méq
pH			7,76		3,30	
Cations			mg/l	Méq	mg/l	Méq
Ca ⁺²			263	13,15	33066	1653,3
Mg ⁺²			80	6,57	9521	782,976
Na ⁺²			318	13,82	80000	3478,260
K ⁺			41	1,051	9760	250,256
Fe ⁺²			2	0,071	0	00
Ba ⁺²			0	00	1150	16,42
Total				34,662		6181,212
Anions			mg/l	Méq	mg/l	Méq
Cl ⁻			514	14,496	221600	6249,823
CO ₃ ⁻²			0	00	0	00
HCO ₃ ⁻			161	2,639	0	00
SO ₄ ⁻²			650	13,541	0	00
Total				30,676		6249,823
Extrait sec (mg/l)			151		44674	

D'après les résultats d'analyses effectuées sur les eaux d'injection et de gisement présentées dans les tableaux ci-après, on peut déduire que l'eau d'injection est peu saline avec un pH légèrement basique de 7,76. Elle est peu chargée en sel dessous.

- L'eau d'injection de HMD est une eau sulfatée, la concentration des anions de sulfate (SO₄⁻²) est supérieure à 650 mg/l. Cette quantité importante de sulfate peut engendrer des dépôts durs en se combinant avec des cations de baryum, de calcium, ou de strontium.
- Elle est caractérisée par l'absence de baryum.

Contrairement à l'eau de gisement, elle est plus saline avec un pH acide de 3,3. Elle est très chargée en sel dessous. Elle est caractérisée par l'absence de l'ion sulfate mais renferme

une teneur importante en baryum (400 mg/l), source des dépôts durs et incrustants, c'est une eau très salée.

III-2- étude de compatibilité des eaux (avant traitement):

Vue l'importance du facteur de compatibilité des eaux d'injection avec les eaux de gisement sur la production, la caractérisation et les études de compatibilité des eaux est indispensable avant chaque opération d'injection afin d'éviter l'obstruction des conduites, de puits producteurs, des réseaux de collecte et des séparateurs...etc.

La compatibilité a été réalisée dans des conditions ambiantes entre les solutions d'eau d'injection sulfatées auxquelles sont ajoutées les solutions d'eau de gisement riche en baryum de la région de HMD avant traitement et après traitement (élimination des sulfates par précipitation), à différents rapports de volume, provoquent instantanément un précipité blanc dès leur contact direct. L'agitation est nécessaire afin d'avoir la certitude que les ions baryum (Ba^{+2}) ont réagi avec les ions sulfates (SO_4^{-2}) avec pour conséquence l'apparition d'un précipité blanc qui sera filtré (voir annexe B). L'étude a été effectuée selon les étapes mentionnées dans le schéma (figure 7).

Tableau III.2 Résultats des études de compatibilité de mélange des eaux avant traitement.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	L'eau d'injection/Eau de Gisement Ambiantes (mg/l)		
		Ca ⁺²	Ba ⁺²	SO ₄ ⁻²
10/90	270	3203	351	0
20/80	341	2574	189	0
30/70	526	2302	Tr	0
40/60	626	2055	0	Tr
50/50	512	1228	0	142
60/40	390	1126	0	271
70/30	359	1003	0	387
80/20	243	439	0	500
90/10	158	371	0	595

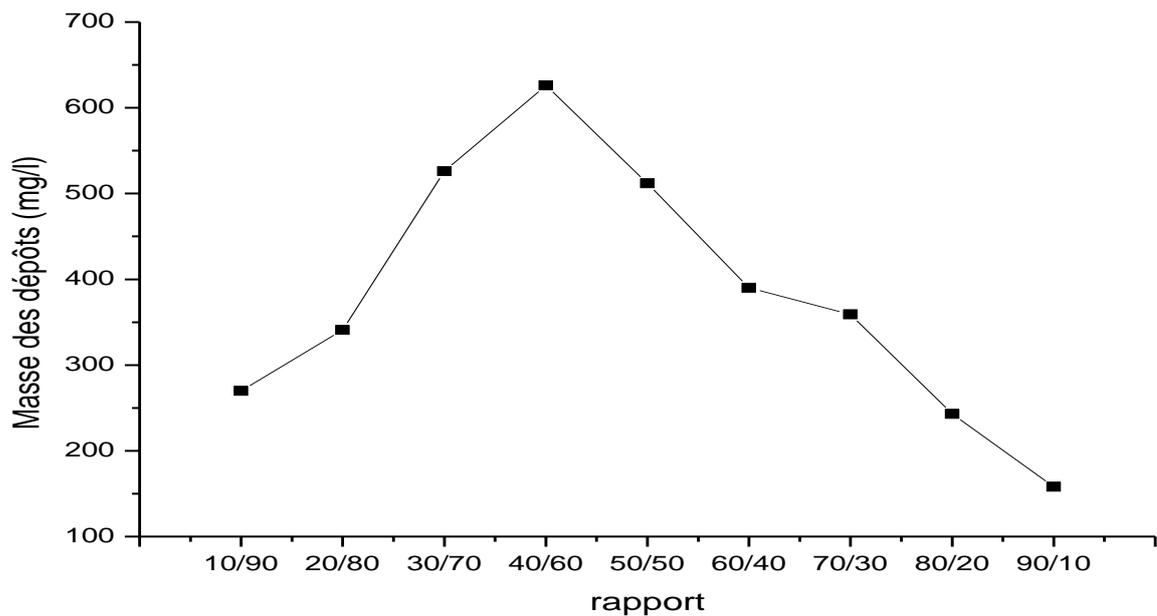


Figure III.1 Le taux critique d'incompatibilité des eaux de HMD.

La précipitation du sel insoluble est due au mélange des eaux de Hassi-Massoud créant une solution saturée en sel. La solution ne peut plus contenir cette quantité de sel et les ions qui sont incompatibles entre eux forment un complexe insoluble qui précipite hors de la solution, sous forme de solide. Cette tendance du mélange à donner un précipité change avec le temps selon le rapport des eaux incompatibles.

Les masses des dépôts obtenus expérimentalement après mélange des différents volumes d'eaux incompatibles (eau d'injection /eau de gisement) sont représentés sur la figure III.1.

On constate que le rapport de mélange qui conduit à un maximum de dépôt est à (40/60). Ce rapport déterminé expérimentalement est appelé taux critique.

III-3- Analyse minéralogique de dépôt :

Suite à l'étude de compatibilité entre les eaux d'injection et de gisement de HMD, le dépôt obtenu (40/60) a été analysé par diffraction des rayons X pour une caractérisation minérale, il s'agit principalement de sulfate de baryum. (Voir annexe D)

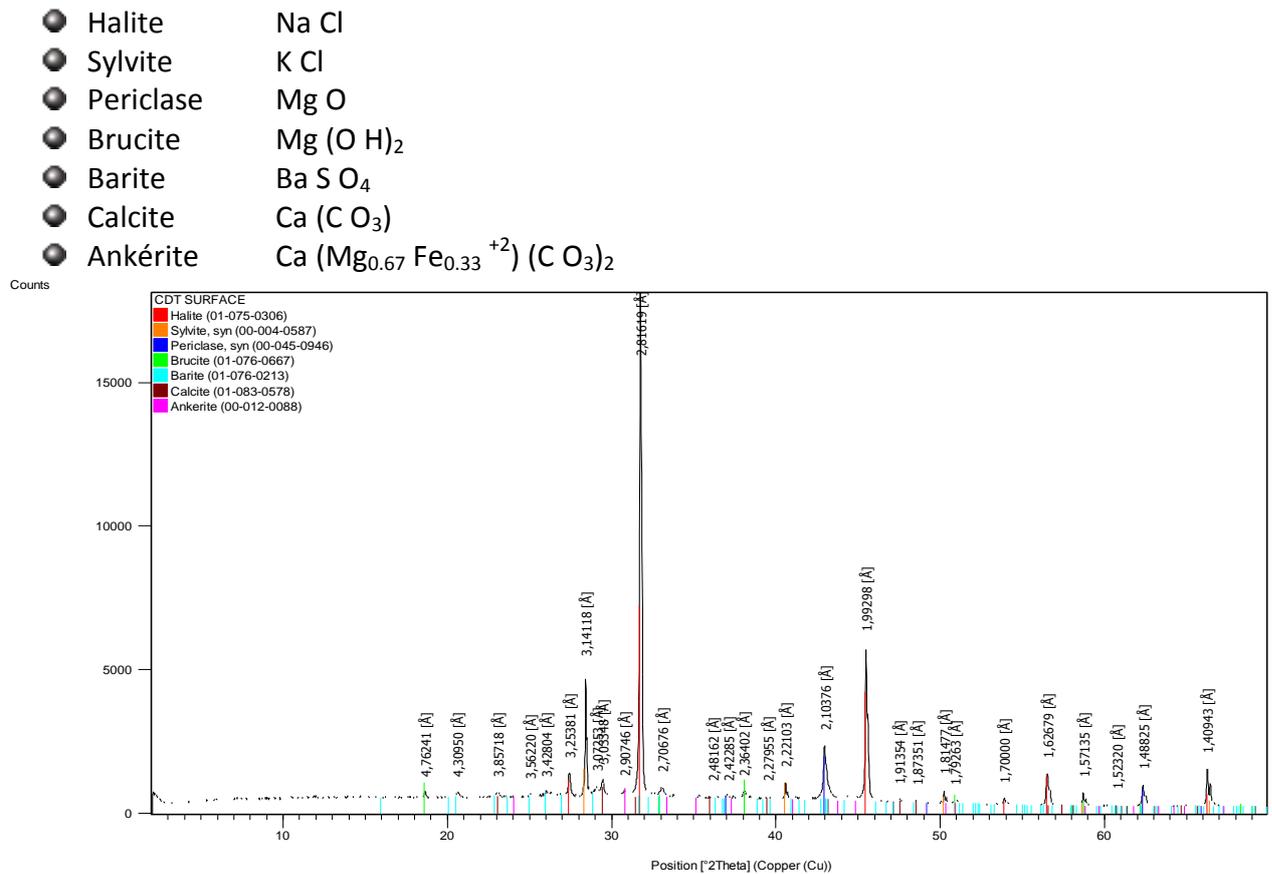


Figure III.2 Diffractogramme (DRX) de l'échantillon de dépôt

À l'issue de l'analyse minéralogique on peut conclure que les échantillons de dépôt ont une composition minéralogique similaire, et sont composés essentiellement de sulfate de baryum, de sel (halite et sylvite) et accessoirement d'oxyde de magnésium, de carbonates (calcite, ankéríte) et de barite.

III-4- Etude d'efficacité des produits anti-dépôt :

En dernier lieu, les produits anti-dépôts sont testés sur le taux de mélange critique. Ce taux est déterminé en évaluant la masse de dépôts formée pour différentes proportions de mélanges des deux eaux lors d'une étude de compatibilité.

Tableau III.3 Résultat teste d'efficacité A

CONDITIONS DE SURFACE				
concentration	1 h de contact		24 h de contact	
(ppm)	Turbidité (NTU)	Efficacité (%)	Turbidité (NTU)	Efficacité (%)
Témoin (0)	490	-	490	-
50	482	1,63	476	2,86
100	370	24,49	310	36,73
150	286	41,63	270	44,90
200	172	64,90	146	70,20
250	63	87,14	49	90,00
300	2	99,59	1	99,80
350	1	99,80	1	99,80
400	1	99,80	1	99,80

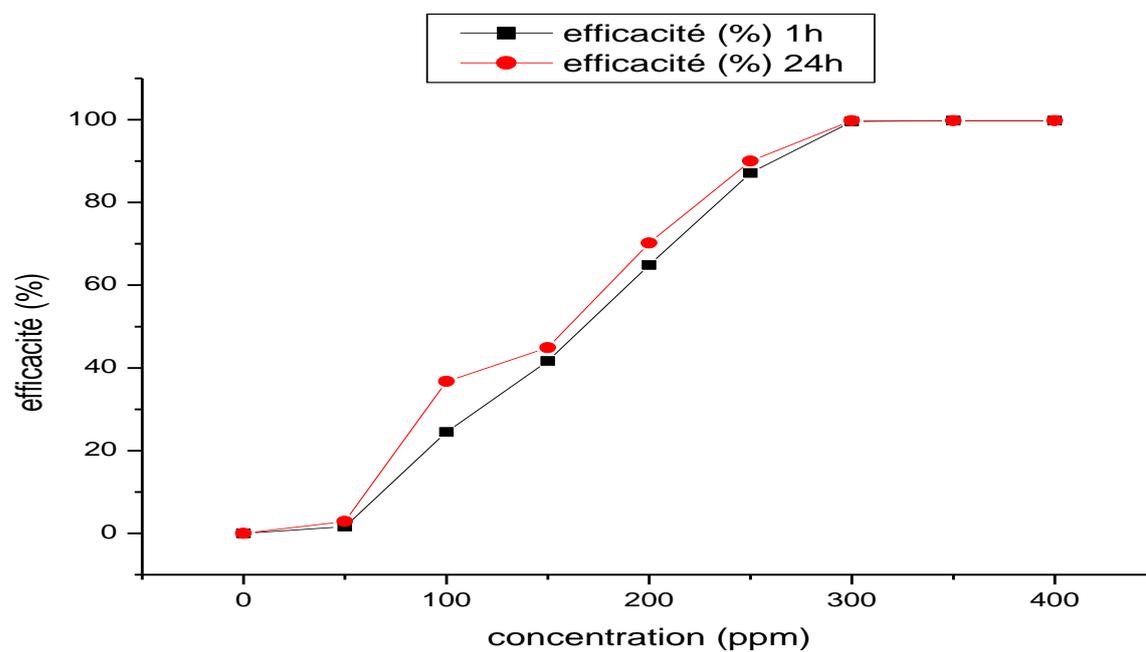


Figure III.3 Dosage optimale de produit A

Les résultats obtenus dans la figure (III.3) représentent le comportement de dépôt (BaSO_4) avec des différentes concentrations de A, qui montre que l'addition de l'inhibiteur diminue le poids de dépôt, cette diminution continue progressivement avec la quantité d'inhibiteur ajouté.

Donc la courbe de la figure (III.3) qui on tracée dans le système d'axe reliant le rendement de produit A en fonction de sa concentration (en ppm) montre la dose nécessaire (350ppm) pour obtenir l'efficacité maximale de 99,80% (pendant une heure). Après 24h la dose nécessaire pour une efficacité maximale diminue à 300ppm. Au-delà de cette dose de traitement l'eau est claire.

III-5- traitement d'élimination des sulfates :

La technique de désulfatation est très importante pour l'élimination des sulfates dans l'eau d'injection pour but d'éviter ou éliminé la formation des dépôts, sur tous les dépôts insoluble dans l'eau comme les BaSO_4 , CaSO_4 .

Notre étude est basée sur la précipitation des sulfates sous forme de sulfate de calcium par l'addition des produits dans l'eau d'injection de HMD qui favorise la formation de sulfate de calcium, à savoir la chaux (CaO), les acides, les bases ...etc.

III-5-1-procédé par précipitation chimique à la chaux :

C'est le procédé le plus utilisé dans le traitement des eaux pour adoucir l'eau en éliminant sa dureté. Il peut être employé pour l'abaissement du taux de sulfate dans l'eau d'injection.

La chaux influe sur la concentration de sulfate qui provoque la formation d'un précipiter, ou il augmente la masse du dépôt dans le cas où la masse du CaO est petite, si la masse est grande, il attaque facilement le dépôt. Notre étude est basée sur l'influence de la masse de CaO ou on utilisant différent quantités de CaO (0,2g ; 0,58g ; 0,8g), en ajoutant des différentes solutions (HCl, NaOH, FeCl_3 , H_2O_2).

III-5-1-1- précipitation de sulfate à la chaux par HCl :

Cette étude est basée sur la concentration de sulfate en fonction de la masse de la chaux à la présence du volume de l'acide chlorhydrique, les résultats obtenus représentent dans le tableau III.1.1.

Tableau III.4 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence du volume de HCl

V_{HCl} (ml)	22.11	26.97	27.47
m_{CaO} (g)	0.2	0.58	0.8
$[\text{SO}_4^{-2}]$ (mg/l)	587	425	470

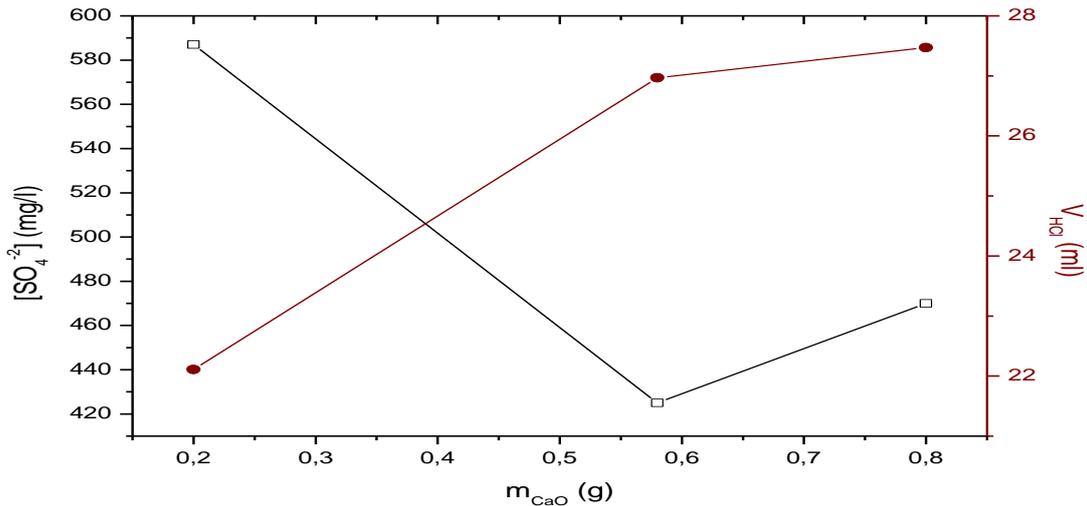


Figure III.4 Variation du $[SO_4^{2-}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence du volume de HCl

D'après les résultats obtenus dans le tableau et la figure (III.4), la concentration de sulfate diminue à la cour de l'augmentation de de la masse de la chaux (CaO) jusqu'à 0,58g après elle raugmente, cette augmentation correspond à l'abondance de la chaux en fonction de l'augmentation du volume de HCl. Donc la précipitation de $CaSO_4$ est maximal à 0,58g de la chaux, alors la concentration de sulfate est minimal à 425mg/l.

D'après cette interprétation le meilleure résultat obtenus est $[SO_4^{2-}] = 425 \text{ mg/l}$ à $m_{CaO} = 0,58 \text{ g}$ de $V_{HCl} = 26,97 \text{ ml}$, l'abattement de cette étude est de : 53%.

III-5-1-2- précipitation de sulfate à la chaux par H_2O_2 :

Cette étude est basée sur la variation de la masse de la chaux et le volume de H_2O_2 , les résultats obtenus sont représentés dans le tableau III.1.2.

Tableau III.5 Variation du $[SO_4^{2-}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence d H_2O_2 .

m_{CaO} (g)	0.2	0.58	0.80
pH	2.60	9.60	3.51
$[SO_4^{2-}]$ (mg/l)	640	500	450

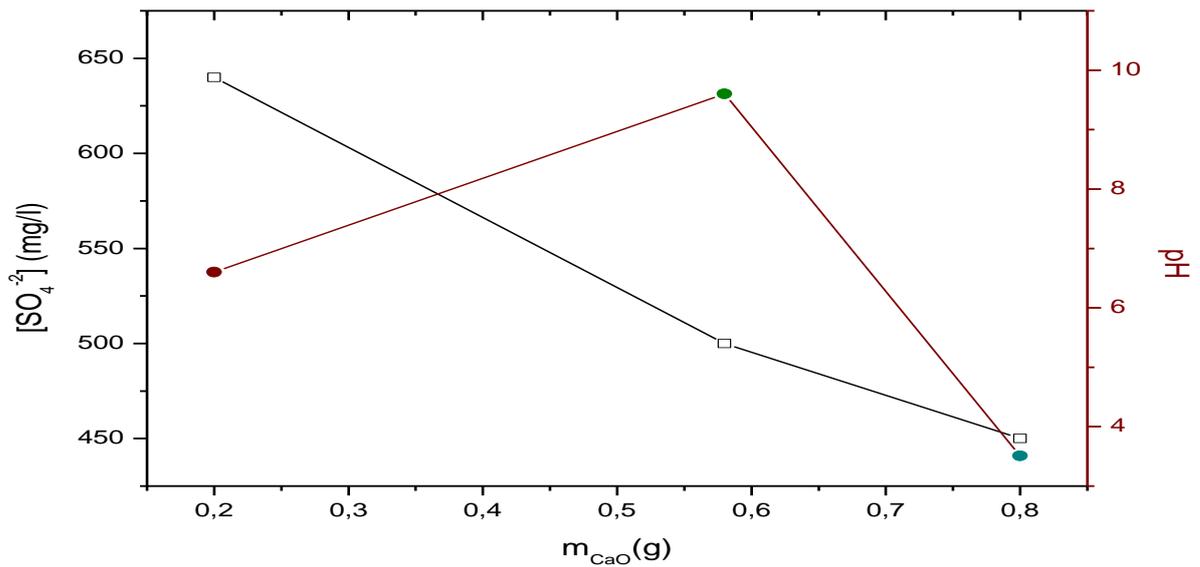


Figure III.5 Variation du $[SO_4^{2-}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence de H_2O_2 .

D'après les résultats obtenus dans le tableau et la figure (III.5) la concentration de sulfate diminue avec l'augmentation de la masse de la chaux (CaO) à un volume de H_2O_2 constant (1ml). Le milieu acide provoque la précipitation des sulfates.

D'après cette interprétation le meilleur résultat obtenu est $[SO_4^{2-}] = 450$ mg/l à : $m_{CaO}=0,8$ g et $pH=3,51$, l'abattement de cette étude est de : 31%

III-5-1-3- précipitation de sulfate à la chaux par $FeCl_3$:

Cette étude est basée sur la variation de la masse de la chaux en fonction du volume de $FeCl_3$, les résultats obtenus sont regroupés sur le tableau III.6.

Tableau III.6 Variation du $[SO_4^{2-}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence de $FeCl_3$.

m_{CaO} (g)	0.2	0.58	0.80
pH	1.55	1.62	1.01
$[SO_4^{2-}]$	650	647	650

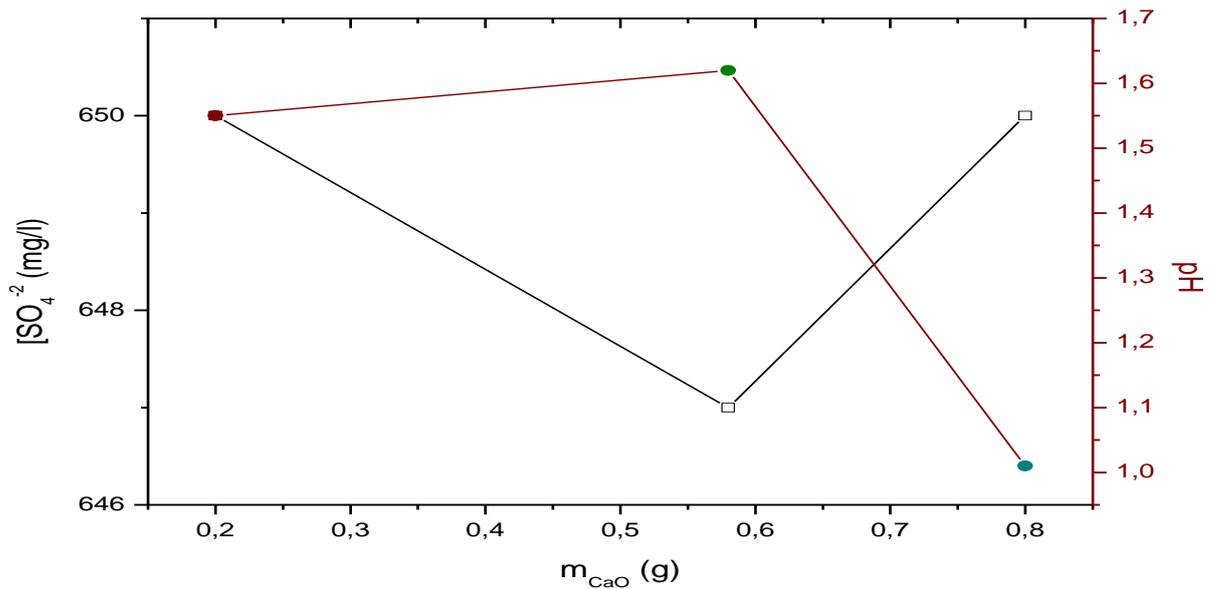


Figure III.6 Variation du $[\text{SO}_4^{2-}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence de FeCl_3 .

D'après les résultats obtenus dans le tableau et la figure (III.6), la concentration de sulfate diminue à la cour de l'augmentation de de la masse de la chaux (CaO) jusqu'à 0,58g après elle raugmente, cette augmentation correspond à l'abondance de la chaux en fonction de volume de FeCl_3 constant (1ml), avec une variation légèrement de pH.

D'après cette interprétation le meilleur résultat obtenu est $[\text{SO}_4^{2-}] = 647 \text{ mg/l}$ à

$m_{\text{CaO}} = 0,58\text{g}$; $\text{pH} = 1,62$, l'abattement de cette étude est de : 0,46%.

III-5-1-4- précipitation de sulfate à la chaux par NaOH :

Cette étude est basée sur la variation de la concentration de sulfate en fonction de la masse de la chaux et du volume de NaOH, les résultats obtenus sont représentés dans le tableau III.7.

Tableau III.7 Variation du $[\text{SO}_4^{2-}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence du volume de NaOH.

V_{NaOH} (ml)	3.9	1	0.8
m_{CaO} (g)	0.2	0.58	0.80
pH	12.95	12.66	12.11
$[\text{SO}_4^{2-}]$ (mg/l)	600	470	450

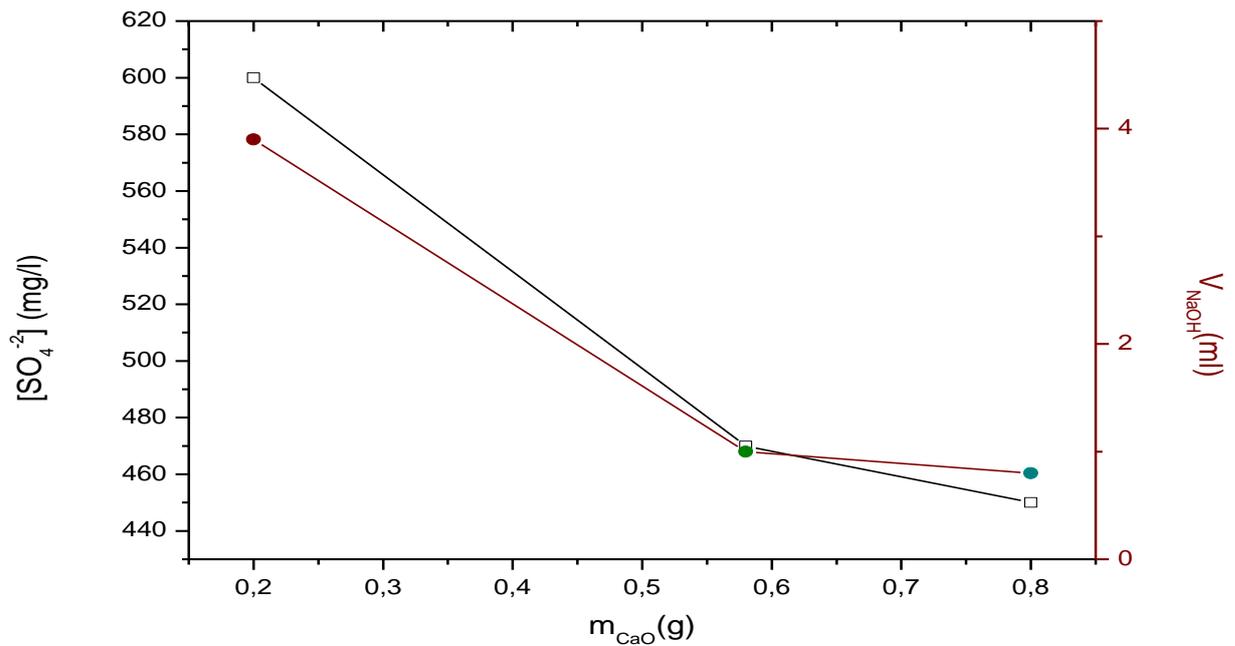


Figure III.7 Variation du $[SO_4^{2-}]$ en fonction de m_{CaO} à la présence de NaOH.

D'après les résultats obtenus dans le tableau et la figure (III.7) la concentration de sulfate diminue avec l'augmentation de la masse de la chaux (CaO) avec la diminution de V_{NaOH} qui favorise la précipitation de $CaSO_4$ et diminue la précipitation de sulfate.

D'après cette interprétation le meilleur résultat obtenu est $[SO_4^{2-}] = 450\text{mg/l}$ à $m_{CaO}=0,8\text{g}$ de $\text{pH}=12,11$ et de $V_{NaOH}=0,8\text{ml}$. L'abattement de cette étude est de : 31%

III-5-2- La précipitation de sulfate à la chaux en influe sur le pH :

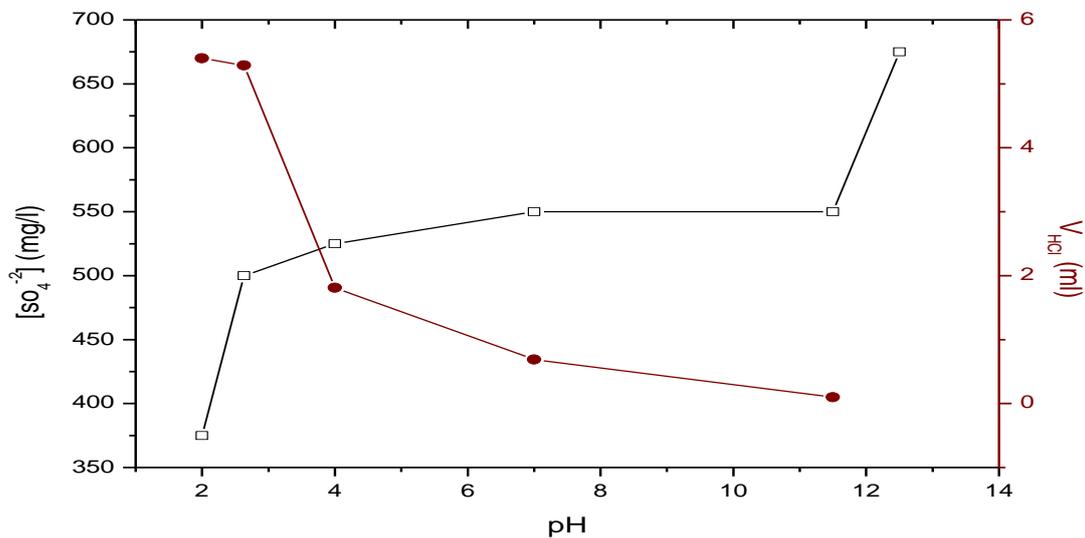
Ce paramètre influe sur la concentration de sulfate qui provoque la formation des oxydes ou il augmente la masse du dépôt à pH basique, et il attaque facilement le dépôt à pH acide.

III-5-2-1- La précipitation de sulfate à la chaux en influe sur le pH par HCl :

Cette étude est basée sur la concentration de sulfate à une masse constante de la chaux (0.58g) en influe sur le pH par volume de l'acide chlorhydrique, les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau III.8

Tableau III.8 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de pH à la présence du volume de HCl.

V_{HCl} (ml)	5.40	5.29	1.81	0.69	0.1	0.4
pH	2	2.63	4	7	11.5	12.5
$[\text{SO}_4^{-2}]$ (mg/l)	375	500	525	550	550	675

**Figure III.8** Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de pH à la présence du volume de HCl.

D'après les résultats obtenus dans le tableau et la figure (III.8) la concentration de sulfate augmente au cours de l'augmentation de pH, d'après ces résultats on remarque que à pH très acide on a un minima de sulfate. D'autre la diminution de volume de HCl à cause de la quantité de la chaux existant dans la solution (la chaux augmente le pH basique).

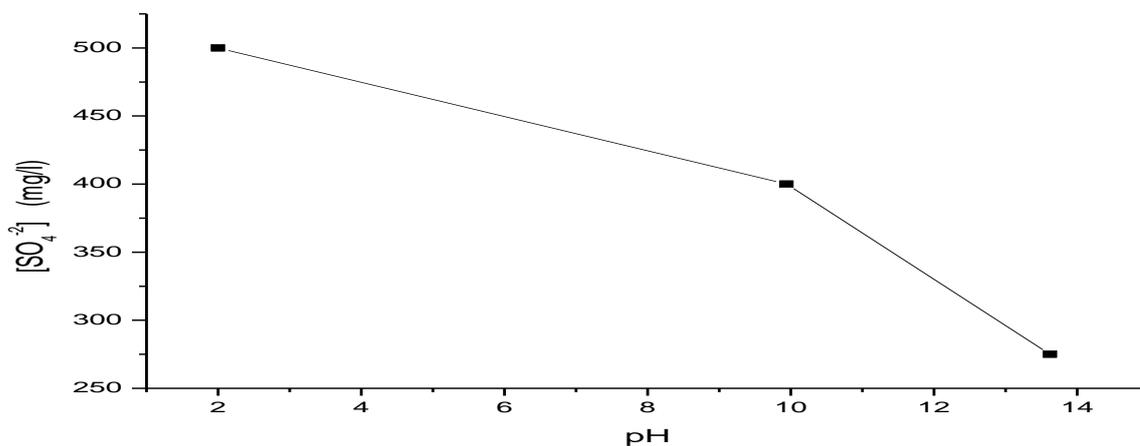
D'après cette étude le meilleur résultat obtenu est $[\text{SO}_4^{-2}] = 375 \text{ mg/l}$ à $V_{\text{HCl}} = 5,40 \text{ ml}$ de $\text{pH} = 2$. L'abattement de cette étude est de : 42%

III-5-2-2- La précipitation de sulfate à la chaux en influe sur le pH par HNO_3 :

Cette étude est basée sur la variation de la concentration de sulfate à une masse constante de la chaux (0.58g) en influe sur le PH par ajout volume de l'acide nitrique, les résultats obtenus sont représentés dans le tableau III.9.

Tableau III.9 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de pH à la présence du volume de HNO_3 .

pH	2	9.94	13.62
$[\text{SO}_4^{-2}]$ (mg/l)	500	400	275

**Figure III.9** Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de pH à la présence du volume de HNO_3 .

D'après les résultats obtenus dans le tableau et la figure (III.9) on remarque que la concentration de sulfate diminue avec l'augmentation de pH dans un milieu très acide.

D'après cette interprétation le meilleur résultat obtenu est $[\text{SO}_4^{-2}] = 275\text{mg/l}$ à $\text{pH}=13,62$. .
L'abattement de cette étude est de : 58%

III-5-2-3- La précipitation de sulfate à la chaux en influe sur le pH et les polymères:

Cette étude est basée sur la concentration de sulfate à une masse constante de la chaux (0.58g) en influe sur le PH par l'utilisation de deux polymère (voir annexe), les résultats obtenus sont représentés dans le tableau III.10.

Tableau III.10 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de pH à la présence des polymères.

	1^{er} bécher	2^{eme} bécher	3^{eme} bécher
pH	3.94	2.98	4.10
$[\text{SO}_4^{-2}]$ (mg/l)	200	225	225

Pour vérifier l'influence de pH et les polymères sur la précipitation de sulfate, on observe une concentration de sulfate minimale à $\text{pH}=3,94$ pour un polymère de polyaluminium chloride hydroxyde sulfate, et li augmente pour le polymère d'aluminium chloride hydroxide et le mélange des deux polymères.

D'après cette interprétation le meilleur résultat obtenu est $[\text{SO}_4^{-2}] = 200 \text{ mg/l}$ à $\text{pH} = 3,94$ pour le polymère de polyaluminium chloride sulfate. L'abattement de cette étude est de : 69%

III-5-3-La précipitation de sulfate à la chaux en influe sur la température :

Cette étude est basée sur la variation de la concentration de sulfate à une masse constante de la chaux (0.58g) en influe sur la température par l'utilisation de polymère (polyaluminium chloride hydroxyde), (voir annexe), les résultats obtenus sont représentés dans le tableau III.11.

Tableau III.11 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de température.

T°C	10	20	40	60
pH	4.30	3.98	3.73	3.32
$[\text{SO}_4^{-2}]$ (mg/l)	300	325	430	470

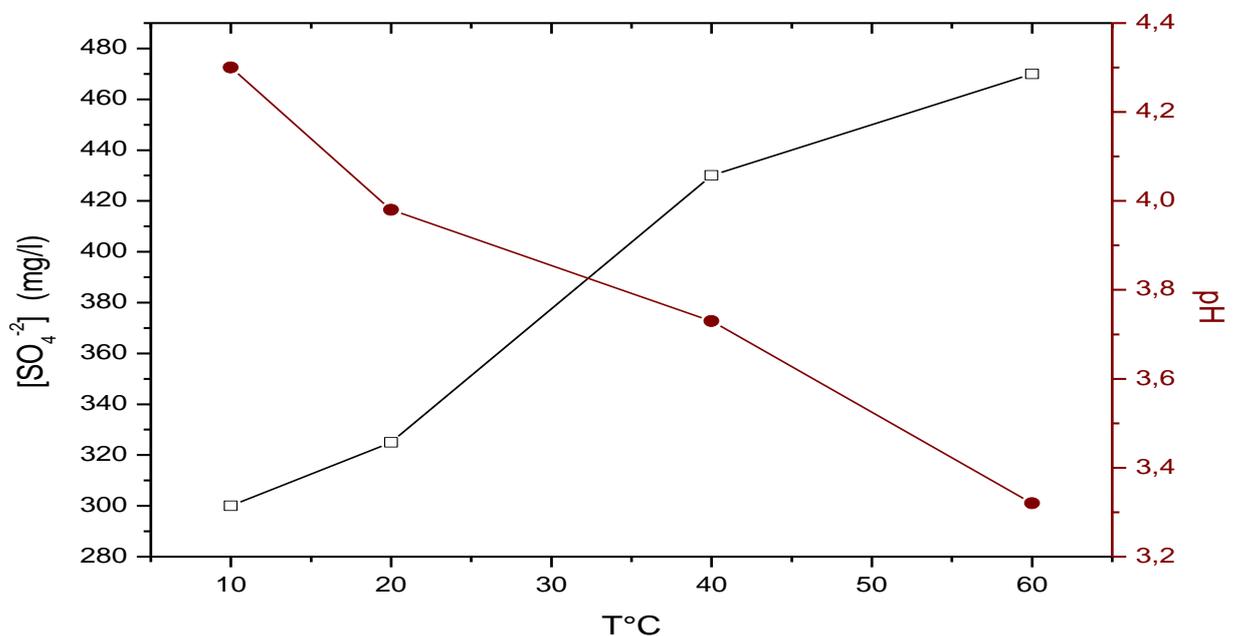


Figure III.11 Variation du $[\text{SO}_4^{-2}]$ en fonction de température.

Pour vérifier l'influence de la température sur l'eau d'injection de HMD. Plusieurs essais ont été effectués en considérant des températures croissantes de (10-60) °C.

D'après les résultats obtenus dans le tableau et la figure (III.11), on observe que plus on augmente la température plus la concentration de sulfate augmentent proportionnellement. D'autre part le pH diminue au cours de cette augmentation,

D'après cette étude le meilleur résultat obtenu est $[\text{SO}_4^{-2}] = 300\text{mg/l}$ à $\text{pH}=4,30$ et de $T^\circ=10^\circ\text{C}$. L'abattement de cette étude est de : 54%

III-6- étude de l'incompatibilité des eaux (après traitement) :

La compatibilité a été réalisée dans des conditions ambiantes entre les eaux. L'étude a été effectuée suivant les étapes mentionnées dans le schéma (**chapitre II**).

Cette étude a été réalisée en utilisant l'eau traité par la précipitation de sulfate à la chaux en influant sur le pH et le polymère (le polymère de polyaluminium chlorure sulfate) (voir annexe), à une masse de la chaux=0,58g et de $\text{pH}=3,94$.

Tableau III.12 Les résultats de l'étude de compatibilité de mélange des eaux après traitement.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	L'eau d'injection/Eau de Gisement Ambiantes (mg/l)		
		Ca^{+2}	Ba^{+2}	SO_4^{-2}
10/90	210	4700	388	0
20/80	253	2805	250	0
30/70	247	2789	170	0
40/60	360	2616	Tr	0
50/50	285	2141	0	Tr
60/40	226	1199	0	100
70/30	170	1100	0	210
80/20	166	744	0	360
90/10	67	599	0	480

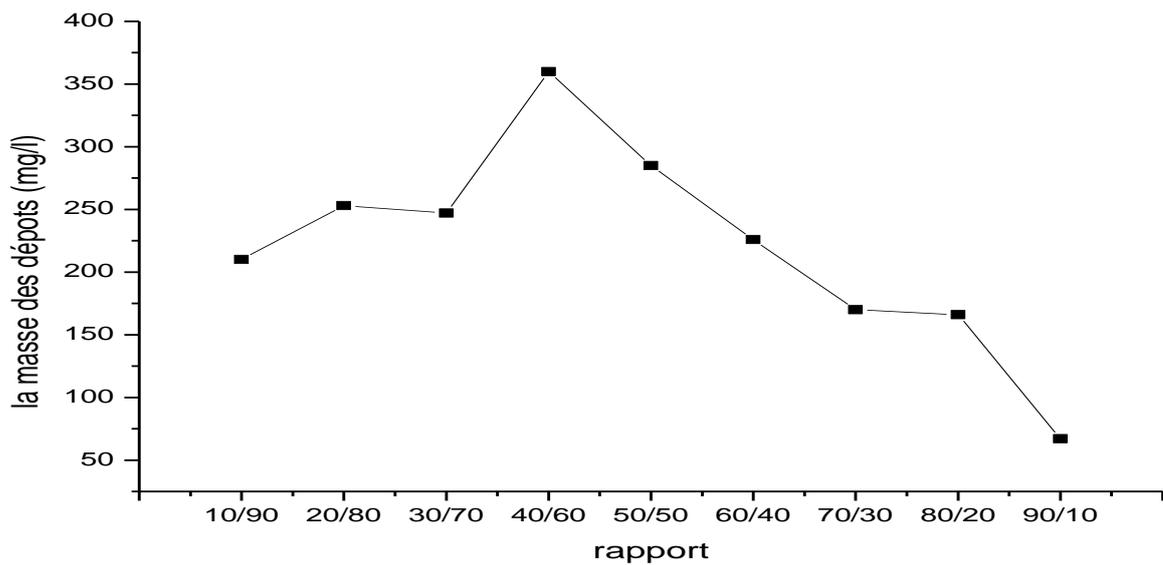


Figure III.12 Le taux critique d'incompatibilité des eaux de HMD après traitement.

L'eau d'injection traitée pour but d'éliminer ou réduire la formation de dépôts de sulfates de baryum, suite à l'incompatibilité des eaux de HMD, ces analyses effectuées sur l'élimination de sulfate le meilleur abattement de 60% pour l'utilisation de polymère de polyaluminium chloride sulfate à pH= 3,94.

Les masses des dépôts obtenus expérimentalement après mélange des différents volumes d'eaux incompatibles (eau d'injection /eau de gisement) sont représentés sur la figure III.12.

On constate que le rapport de mélange qui conduit à un maximum de dépôt est à (40/60). Ce rapport déterminé expérimentalement est appelé taux critique.

III-7- Etude d'efficacité des produits anti-dépôt

En dernier lieu, les produits anti-dépôts sont testés sur le taux de mélange critique. Ce taux est déterminé en évaluant la masse de dépôt formé pour différentes proportions de mélanges des deux eaux lors d'une étude de compatibilité.

Tableau III.13 Résultat teste d'efficacité A

concentration (ppm)	CONDITIONS DE SURFACE			
	1 h de contact		24 h de contact	
	Turbidité (NTU)	Efficacité (%)	Turbidité (NTU)	Efficacité (%)
Témoin (0)	297	-	297	-
50	293	1,35	286	3,70
100	261	12,12	239	19,53
150	183	38,38	154	48,15
200	70	76,43	65	78,11
250	20	93,27	17	94,28
300	17	94,28	13	95,62
350	2	99,33	2	99,33
400	2	99,33	2	99,33

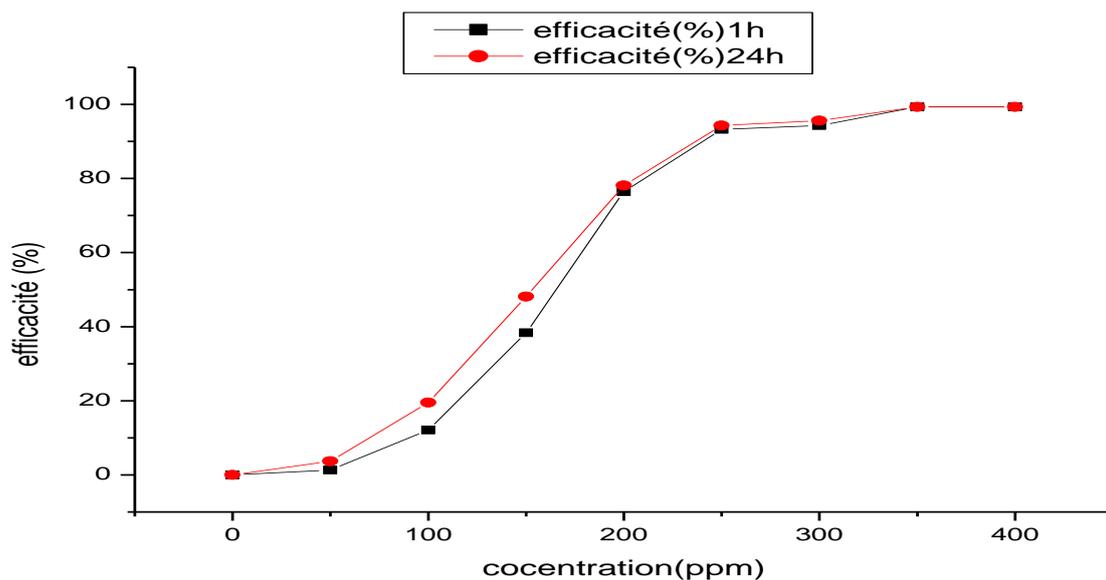


Figure III.13 Dosage optimale de produit A

Les résultats obtenus dans la figure (III.13) représentent le comportement de dépôt (BaSO_4) avec des différentes concentrations de A, qui montre que l'addition de l'inhibiteur diminue le poids de dépôt, cette diminution continue progressivement avec la quantité d'inhibiteur ajouté.

La courbe de la figure (III.13) qui on tracée dans le système d'axe reliant le rendement de produit A en fonction de sa concentration (en ppm) montre la dose nécessaire (350ppm) pour obtenir l'efficacité maximale de 99,33% (pendant une heure). Après 24h la dose nécessaire pour une efficacité ne change pas. Au-delà de cette dose de traitement l'eau est claire. Dons on remarque qu'après traitement l'étude d'efficacité ne change pas.

III-8- Une comparaison entre les deux compatibilités :

Les eaux de HMD sont incompatibles sur toute l'échelle des taux de mélange. Ceci peut causer des dommages irréversibles au niveau des installations.

Les figures (II.1 et IV.1) montre que la masse de dépôt obtenu dans la première étude augmente jusqu'à atteindre un maximum (masse de dépôt obtenu = 626 mg/l) pour un taux de mélange (40/60) qui représente le taux critique, et la deuxième étude montre que la masse de dépôt obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum (masse de dépôt obtenu = 360 mg/l) pour un taux de mélange (40/60).

Conclusion et perspectif

IV- Conclusion et perspectif:

D'après les résultats d'analyses et le traitement chimique effectués sur les différents échantillons prélevés au niveau du champ de HASSI MESSAOUD, nous nous pouvons conclure ce qui suit :

- Les dépôts formés au niveau des installations de surface lors de l'injection des eaux de lavage ou de maintien de pression est constitué principalement de sulfate de baryum ;
- L'eau d'injection de HASSI MESSAOUD est une eau sulfatée, la teneur en sulfate = 650mg/l
- L'eau de gisement de HASSI MESSAOUD est une eau barytée, la teneur en baryum est de l'ordre 1 g/l
- Les eaux d'injection et de gisement sont incompatibles sur tous les taux de mélanges
- l'incompatibilité des eaux de gisement et d'injection est responsable de la formation des dépôts de sulfates de baryum ;
- La formation de dépôt de sulfate de baryum est le résultat de la rencontre des sulfates existant déjà dans l'eau d'injection et le baryum provenant des eaux de gisement.
- Les sulfates peuvent précipiter sous forme de sulfate de calcium par l'ajout de la chaux ;
- Le produit A testé au laboratoire sur le mélange d'eau d'injection (avant traitement par précipitation) et de gisement, pour inhiber la formation de dépôt de sulfate de baryum a montré une efficacité de 99.59%, à la dose 300 ppm, ce produit ne présente aucun dépôt à cette dose.
- Les paramètres pH, température, la quantité de la chaux, les acides, les bases influent sur la quantité des sulfates précipités.
- L'acide HCl provoque la précipitation des sulfates sous formes de sulfates de calcium
- Réduire la quantité de sulfate contenu dans l'eau d'injection de 650 ppm à 200 ppm avec un abattement de 69%
- L'élimination de sulfate par précipitation chimique a diminué la quantité de dépôt formé lors des études de compatibilité de l'eau d'injection et de gisement de 626 g à 360 g pour le taux critique 40/60 ;
- La température influe sur la formation de dépôt, la basse température élevée favorise la précipitation des sulfates sous forme de sulfate de calcium.

Conclusion et perspectif

Suite à notre étude on propose des perspectives suivantes :

- Tester d'autres produits chimiques pour la précipitation des sulfates
- Tester d'autres inhibiteurs de dépôt afin de voir leur efficacité sur l'eau d'injection traitée par précipitation ;
- Elargir la gamme de différents paramètres influençant la précipitation des sulfates
- Etudier la combinaison de différents procédés pour élimination de sulfate.

Référence bibliographique

Référence

- [1] F Ihklef, F Kadi. Etude du comportement du sulfate de calcium lors de sa formation dans les puits producteurs d'eau d'injection de Bir Rbaa Nord. 2007/2008
- [2] K Meddahi, Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de dépôt. 2013/2014
- [3] Traitement des eaux d'injection pour la récupération secondaire.
- [4] M Latil, technique d'exploitation pétrolière, Ed, technique, 1975, ch 3, p 45.
- [5] Méthode d'accroissement du taux de récupération de pétrole, p 277.
- [6] Gouget, duga, Manuel de traitement des eaux d'injection, ed technique, 1973, ISBN 271080228-Books google.come.
- [7] Revenue des sciences de l'eau/Journale of water science, vol 22 n°3, 2009,p 39 7_406
- [8] Analyse de performance d'injection d'eau dans la zone 4 du champ de Hassi Messaoud, 2015/2016.
- [9] Paramètre des eaux d'injection nécessitant un chauffage dans le but de prévenir les problèmes des dépôts de carbonate de calcium.
- [10] A Maméche, K Bouayad, Etude de la formation de dépôt au niveau des filtres de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA) a Tinfouye taban Kouri (TFT)2013.
- [11] B Boukelmoume, Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA. 2016/2017.
- [12] K Labaoui, Etude de l'efficacité des inhibiteurs des dépôts de sulfates de baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétriques.2016/2017.
- [13] Exploration & Production le process-les produits chimiques-support de formation cours exp-PR-PR060 Révision 0,1-Total.
- [14] K Alia, R Changuel, optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région our houd. 2013/2014.
- [15] http://fr.wikipedia.org/wiki/gaz_nature.
- [16] Division production chimique pétroliers industrie pétrolier, CATALOGUE CECA.
- [17] Z Elalmi, L Touhami, Inhibition de la déposition des sels insolubles./ Application à l'installation industrielles et des puits pétroliers de la région ourhoud (Algérie).
- [18] F Belazzoug, Etude des problèmes de venues d'eau dans le champs d'huile.2012.
- [19] Charlot, Gaston, Les méthodes de la chimie analytique, analyse quantitative minérale.

Référence bibliographique

- [20] O Khlefi, Généralité sur les dépôts et inhibiteur. 2010.
- [21] S Khadraoui, Synthèse d'un inhibiteur des dépôts à base d'acide acrylique, et les sels correspondants utilisés dans les eaux saumâtres.
- [22] N Messaoudène, Etude de la formation et l'inhibition des dépôts de sulfate de baryum dans les champs pétroliers. 1990.
- [23] Effet de la coagulation floculation sur la qualité des eaux usées de HMD. 2012/2013.
- [24] N Quelenis, fiche technique énergie, fiche n°10 la renée de pétrole mars 2007, www.champagne-ardene.cci-fr.
- [25] <http://fr.wikipedia.org/wiki/p%A9trole>.
- [26] L'augmentation de débit de production en utilisant l'injection d'eau 27/6/2013.
- [27] Technique d'exploitation pétrolière R-Cossé.
- [28] Formation- exploitation et production des gisements « formation industrie IFP-training » en spm.
- [29] René Crosse, Méthode d'exploitation des gisements pétroliers, ed technique, 1988, ch 8, p 237.
- [30] Gouget, Duga, Manuel de traitement des eaux d'injection, ed technique 1973.
- [31] C Brevets, R Hurtevent, Inhibiteurs de dépôts inorganiques, notamment dans les puits pétroliers, notamment en condition haute pression, haute température. 21/9/2005.
- [32] A Maurel, technique séparatives à membranes (école nationale supérieure d'ingénieurs de génie chimique de Toulouse).
- [33] [# Mécanismes de séparation](https://fr.wikipedia.org/wiki/méthode_de_séparation_Membrane).
- [34] Membrane polymère en milieu aqueux. Procédés membrane : état de l'art et perspectives, Gérald pour celly, Actualités G.F.P.B bulletin n°99. octobre 2004.
- [35] J Rouquerol et al, Recommendation for the characterization of porous solids (technical report) pure and appl. Chem. vol.66.1994, p 1739, 1758.
- [36] P Aimar et G Daufin, séparation par membrane dans l'industrie alimentaire. Université Paul_Sabatier (Toulouse). Industrie nationale de recherche agronomique.
- [37] www.Siva-unit.com/index.php?d=62.
- [38] [paravini_free.fr/trait EPspetif 4.htm](http://paravini_free.fr/trait_EPspetif_4.htm).
- [39] chapitre%2002.PDF 2068615105.

Référence bibliographique

[40] <http://www.suezwaterhandbook-fr/eau-et-generalites/processus-elementaire-dugenie-physico-chimique.en-traitement-de-l-eau/précipitation-chimiques/élimination-de-la-durte-calcium-et-magnesium>.

[41] [http://fr.wikipedia.org/wiki/chaux-\(matière\)#utilisation-dans-le-traitement-des-eaux-dans-les-traitement-des-fumés](http://fr.wikipedia.org/wiki/chaux-(matière)#utilisation-dans-le-traitement-des-eaux-dans-les-traitement-des-fumés).

[42] Masse molaire calculée d'après « Atomic Weights of the éléments 2007 » [archive], sur www.chem.qmul.ac.uk.

[43] R Ayeche, valorisation de la chaux résiduaire, sur-produit de la fabrication d'acétylène, dans le traitement des eaux. 3/7/2013.

[44] Lhoist. La chaux dans le traitement des gaz de fumées bulgique.

[45] I Kabdasli, O Tunay, D Orhon(1995). Sulfate removal form indigo dyeing textile waste waters water sci. Technol.32, pp.21-27.

[46] AJ Geldenhys, JP Marce, M Debeer, Hlabela p(2003). An integrated limestone/ lime process for partial removal. J.S.Afr.Inst.Min.Metall.103.

[47] F Bard, Etude exprimentale et modélisation d'une procédé semi-continu de neutralization d'une solution d'acide sulfurique par une suspension de calcite conduisant à la formation de gypse par conucrSION et par precipitation.

[48] Touham, Lanez/Elalni, Zerrouk. Inhibition de la déposition des sels insolubles. Application à l'installation industrielle et des puits pétroliers de la région OURHOUD (Algérie).

[49] O Khlefi 2010 « Généralité sur les dépôts et l'inhibiteur ».

[50] <http://mobile-dictionary.reverso.net/francais.définition/désulfatation>

[51] www.pétrole-et-gaz.fr

1-présentation de l'unité :**1-1-Présentation de la division laboratoires (Ex Centre de recherche et développement):**

Le centre concerné par l'étude est le centre de recherche et développement (CRD).

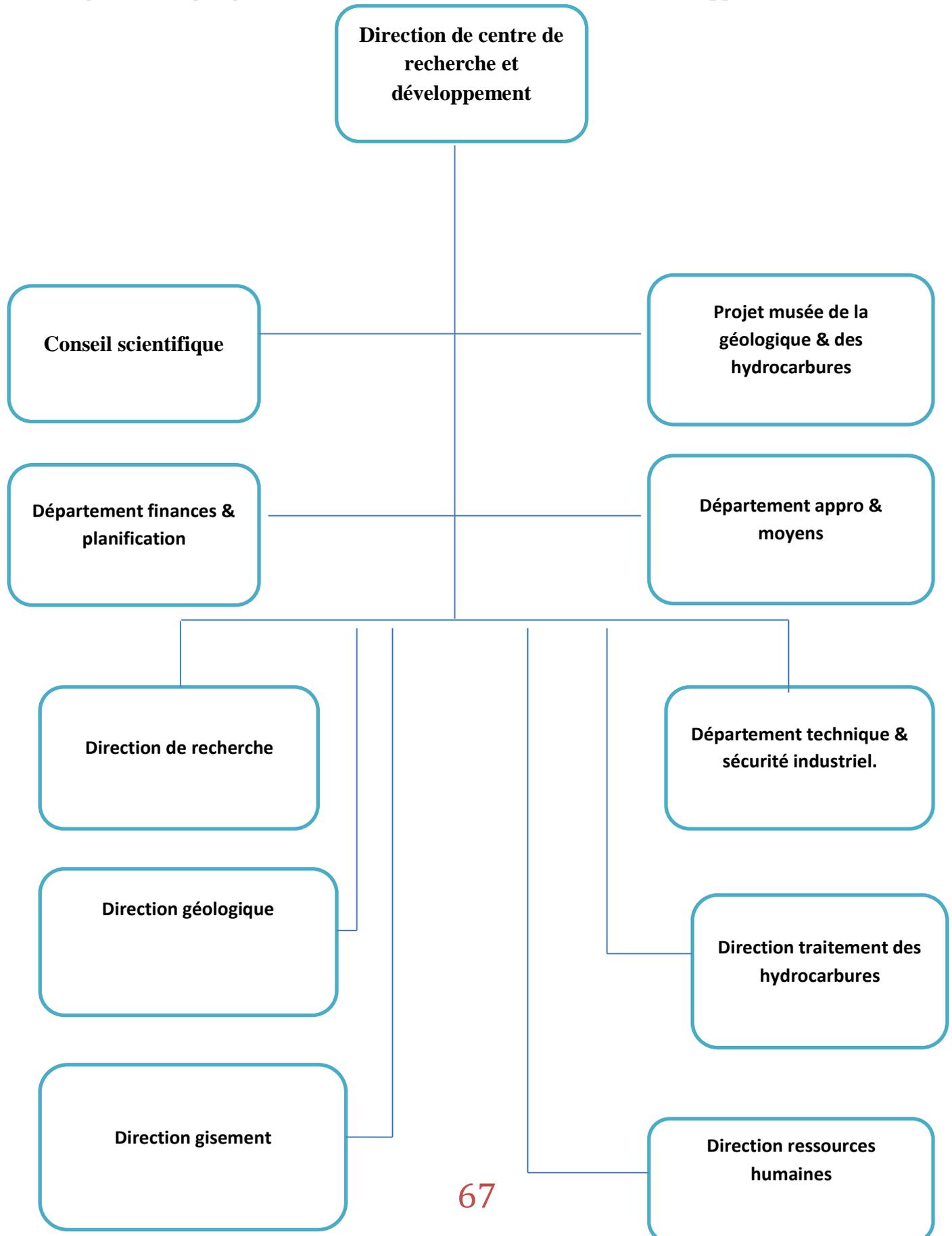
1-1-1- historique du CRD :

Depuis sa création en 1973, la direction du laboratoire des hydrocarbures a vécu plusieurs phases. Elle a d'abord bénéficié du patrimoine humaine et matériel des laboratoires de la division hydrocarbures installés à HYDRA et assurant déjà un soutien scientifique dans le domaine de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures.

En 1975 le laboratoire centrale des hydrocarbures a été transféré à BOUMERDES efforts ont portés sur l'installation et la mise en service des équipements ce qui permet à la plupart des laboratoires d'être opérationnels en 1976-1977.

1-1-2- organigramme de CRD :

Figure 1.1 Organigramme de la division centre de recherche et développement (CRD).



1-2- présentation du champ de Hassi-Messoud :**1-2-1-Introduction :**

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres petrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

1-2-2-Historique du champ de Hassi-Messaoud :

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société SNREPAL implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi-Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société CFPA réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord-Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

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. La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1000 puits.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

1-2-3- Situation du champ de Hassi-Messaoud

1-2-3-1- Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma [26].

En coordonnées géographiques, il est limité :

- Au nord par la latitude 32°15.
- Au sud par la latitude 31°30.
- A l'ouest par la longitude 5°40.
- A l'est par la longitude 6°35.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

X= 790.000 - 840.000 Est.



Y= 110.000 - 150.000 Nord.

Figure 1.2 Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

1-2-3-2- Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale. Qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province pétro-gazéifère.

IL est délimité par :

- A l'Ouest par la dépression d'oued Mya.
- Au Sud par le Horst d'Amguid.
- Au Nord par la structure Djamaa Touggourt.
- A l'Est par la dépression de Ghadamès, Rhoude El Baguel et les hauts fonds de Dahar

1- Détermination du taux critique d'incompatibilité de l'eau d'injection et de gisement dans les conditions de surface :

❖ Les matériaux utilisés :

Equipements utilises	Réactifs utilisé
Agitateurs.	----
Barreaux magnétiques.	
Balance analytique.	
Bécher	

❖ Mode opératoire :

Déposer les 9 béchers étiquetés sur la plaque d'agitation multipostes en utilisant les pipettes adéquates mètre dans les béchers de premier au dernier l'eau de gisement : 10ml, 20ml90ml et les mettre en agitation sur l'agitateur multiposte. Ajouter dans ces béchers du premier un dernier l'eau d'injection (90ml, 80ml 10ml).

Laisser les béchers en agitation continue pendant une heure, après en laisse en report une heure. Filtrer chaque solution obtenue à travers un filtre 0,4 μ m en utilisant le dispositif de filtration. Mettre les filtres dans l'étuve pendant 20mn, refroidis dans dessiccateur Pendant 20mn puis peser. Déduire le taux critique et déterminer la concentration de Ca⁺², SO₄⁻², et de Ba⁺².

Pour la deuxième compatibilité les mêmes étapes sauf qu'on utilise l'eau d'injection traité.



Figure 1 Dispositif de Filtration sous vide

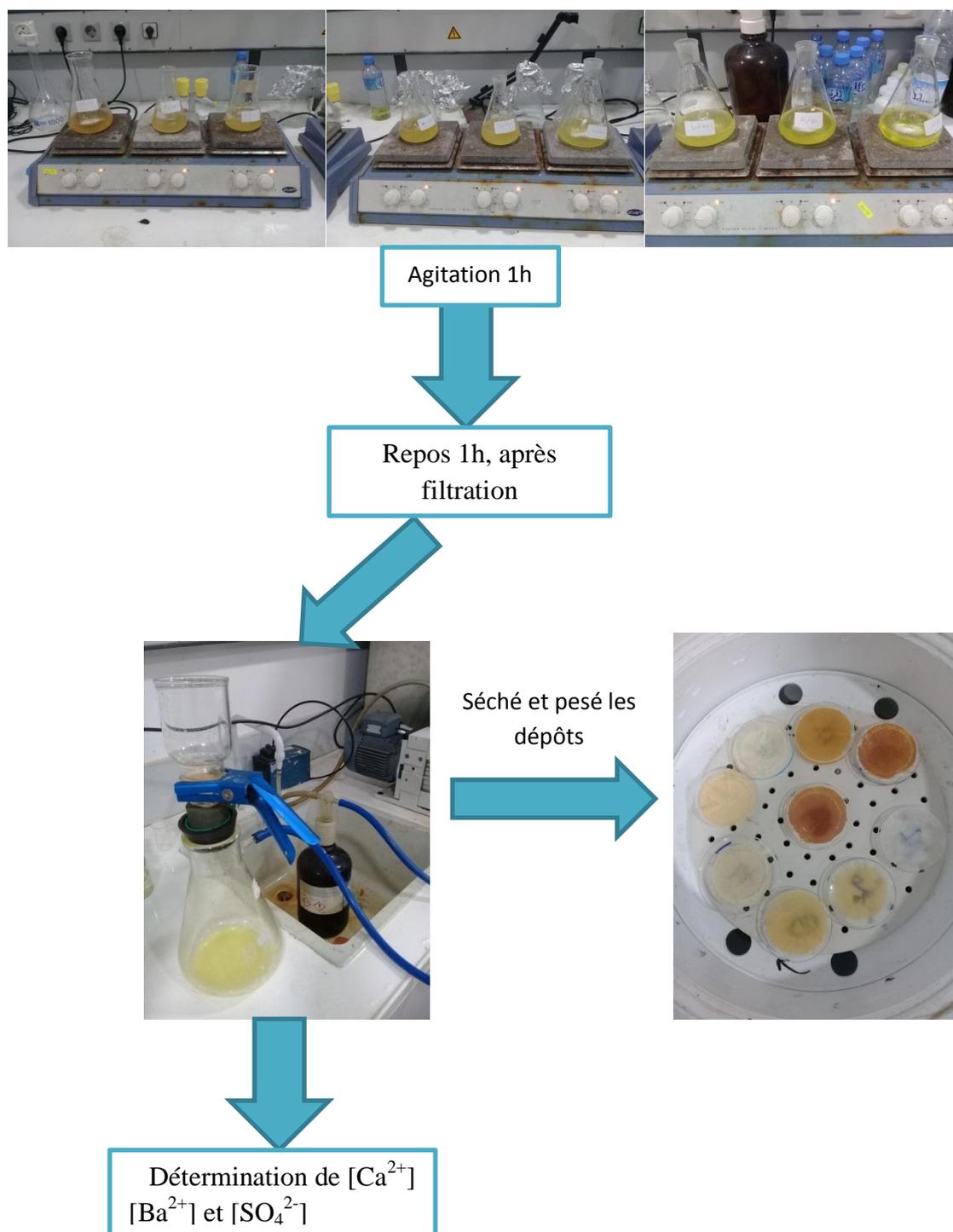


Figure 2 schéma de la compatibilité d'eau (avant traitement)

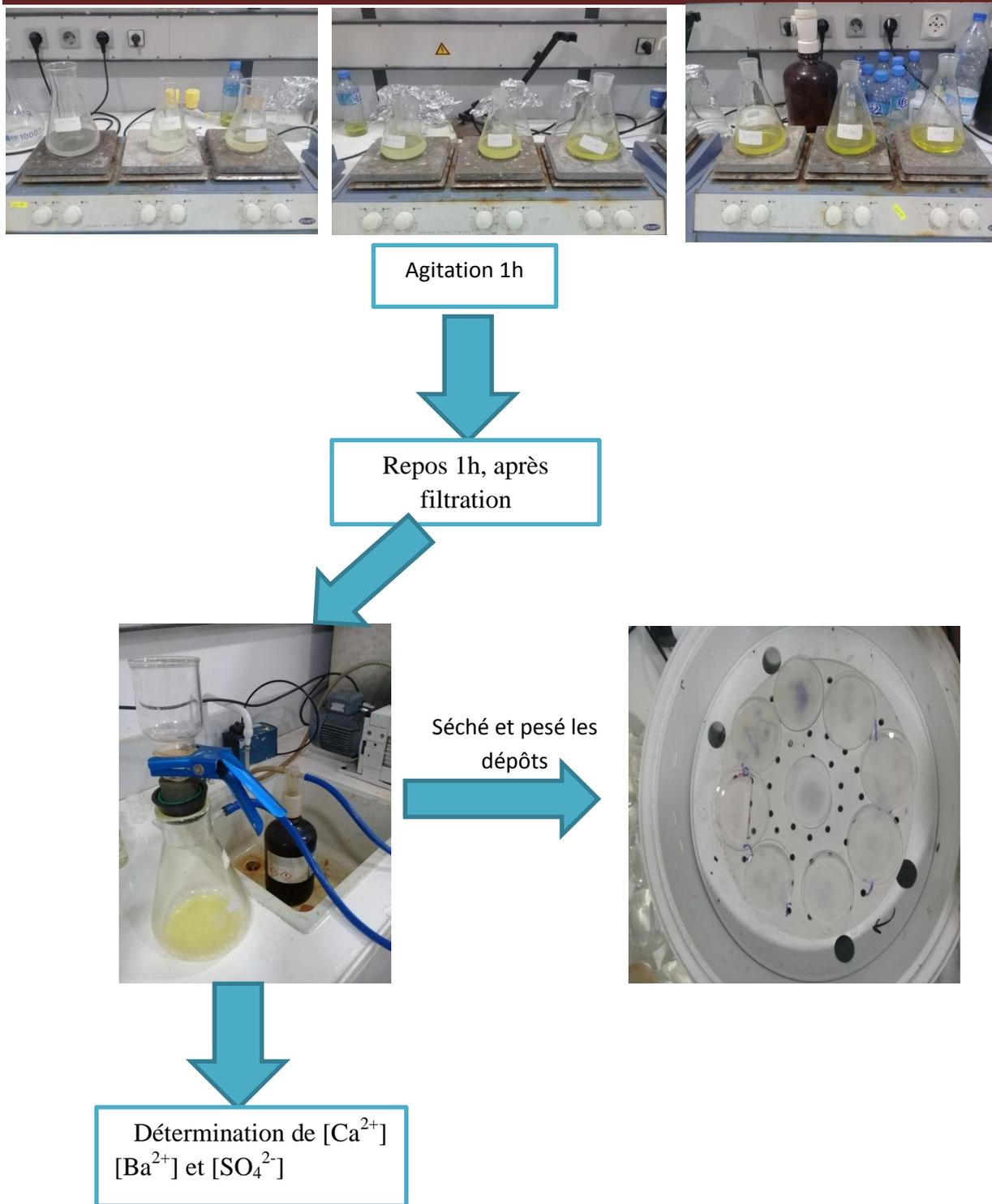


Figure 3 schéma de la compatibilité d'eau (après traitement)

2- Analyses par diffractométrie des rayons X (DRX)

❖ Principe :

La technique de diffraction par les rayons X permet de déterminer l'arrangement des atomes constitutifs d'une structure. Cette méthode permet d'obtenir des informations à des échelles de l'Angström. Les analyses de diffraction des rayons X ont été réalisées sur un diffractomètre de marque PANalytical X'Pert PRO MPD.

❖ Mode opératoire

Le principe consiste à monter l'échantillon solide finement broyé sur un porte échantillon adéquat, puis soumis à un faisceau des rayons X pour être diffractés par les plans réticulaires des phases cristallines présentes. Un spectre de diffraction émis par cet échantillon est alors enregistré.

Les données analytiques ainsi acquises et interprétées sont directement stockées sur le microordinateur

Dell P4 qui pilote le X'Pert PRO MPD.

Remarque : L'analyse par diffraction de rayons X ne porte que sur la partie cristalline et dans les limites de détection de la technique.

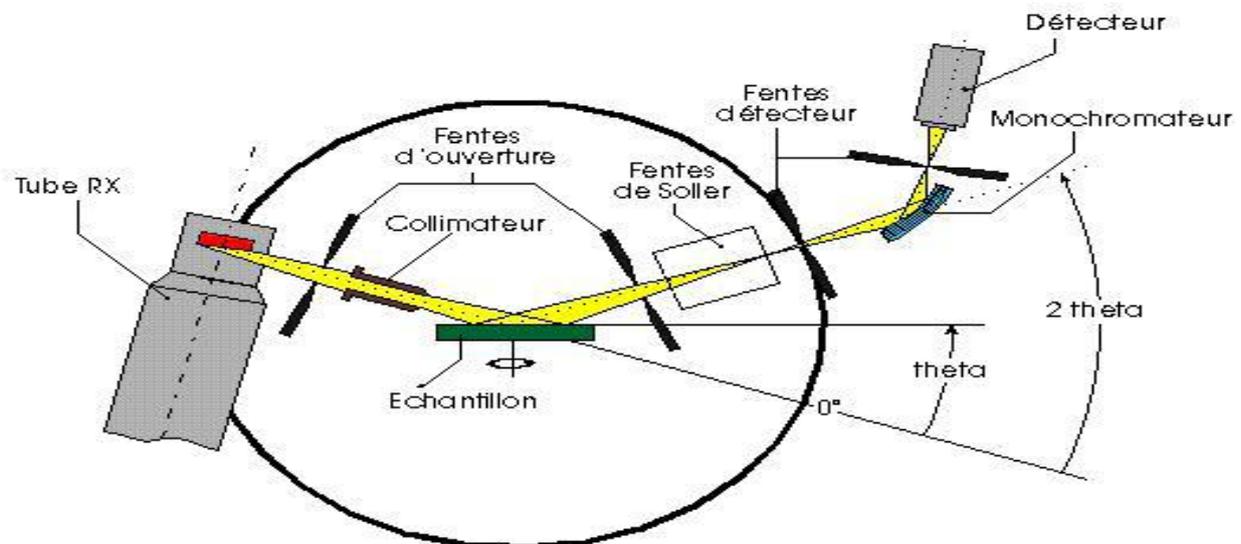


Figure 3 Schéma d'un diffractomètre de rayons X

3- Test de l'efficacité d'un inhibiteur de dépôt :

L'essai de turbidité est réalisé selon la norme ISO 7027-1999 en utilisant un turbidimètre de laboratoire modèle "HACH 2100N" (loveland, CO, USA) (Figure 4.2). Le turbidimètre est d'abord calibré en utilisant "GELEX secondary turbidity standart kit", il contient des bouteilles en verre étroitement fermées avec des différentes gammes de turbidité (0-2,0-20,200-400,200-4000,4000-10000 NTU).

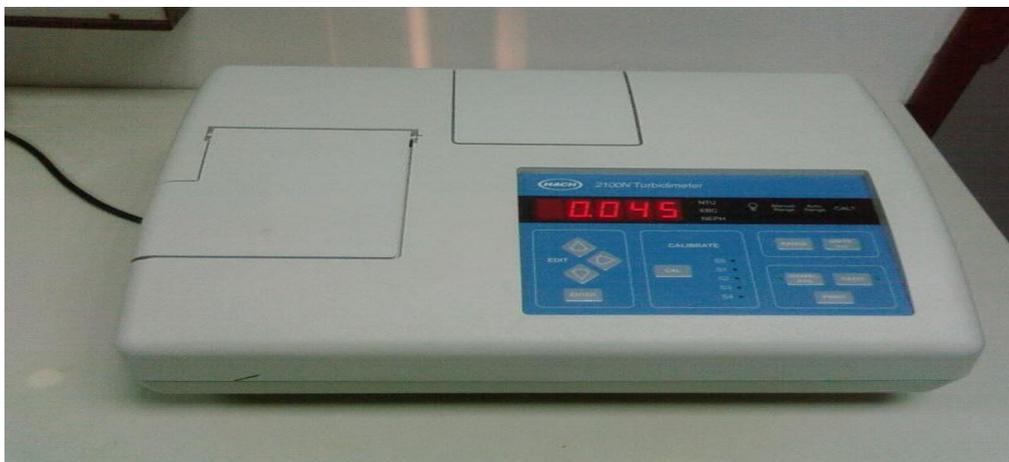


Figure 4 turbidimètre de laboratoire modèle "HACH 2100N"

(Loveland, CO, USA).

Cette méthode consiste à mettre le standard dans le trou de cellules à témoin du turbidimètre à partir de la valeur de gamme de standard de turbidité (0-2 NTU) comme est indiqué sur le turbidimètre. Les autres standards sont placés successivement dans le trou de cellules de la valeur la plus basse gamme des standards (0-2) à la plus haute (4000-10000) NTU.

❖ Principe :

Les inhibiteurs de dépôts sont testés sur le taux de mélange (eau d'injection/eau de gisement) critique : A ce taux de mélange, la précipitation des dépôts est maximale.

❖ Les matériaux utilisés :

Equipements utilises	Réactifs utilisés
Turbidimètre. Agitateurs. Micro-seringue. Becher	L'inhibiteur de dépôt A

❖ Mode opératoire :

Préparer une série des béchers contenant 60 ml d'eau d'injection. Ajouter à cette eau des doses de produits à tester (50 ppm....400 ppm). En utilisant une micro-seringue puis mettre en agitation. Puis on les ajoute dans des béchers contenant 40 ml d'eau de gisement.

Laisser les solutions obtenues en agitation continue pendant 1 heure puis mesurer la turbidité de chaque solution.

En fin calculer le rendement du produit aux différentes doses et déduire l'efficacité de l'inhibiteur.

❖ Expression des résultats :

Le rendement du produit anti dépôts à une dose donnée et déduit de l'expression suivante :

$$\text{Eff (\%)} = \frac{(T_0 - T_1) \cdot 100}{T_0}$$

T_1 : Turbidité de la solution en présence de l'inhibiteur.

T_0 : Turbidité de la solution en absence de l'inhibiteur.

NB : La dose optimale du l'inhibiteur : c'est la dose utilisé pour obtenir le meilleur rendement.

4- traitement d'élimination des sulfates:

La technique de désulfatation est très importante pour l'élimination des sulfates dans l'eau d'injection pour but d'éviter la formation des dépôts, on propose le procédé par précipitation chimique à la chaux ou en influencent sur ces paramètres (influence de pH, de T° , de masse...).

○ Calcule de l'abattement

L'abattement = ((concentration initiale - résultat obtenu) / concentration initiale) * 100%

4-1- le procédé par précipitation chimique à la chaux :**❖ Equipements et réactifs utilisés :**

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
- bécher	-eau distillée
-Entonnoir	- d'eau d'injection.
-papier filter	-m= 0.58g de CaO.
-aimant	-acide chloridrique de 0.05N
-agitator	-hydroxide de soduim(NaOH) concentré
-pH-mètre	-H ₂ O ₂
- DR	-FeCl ₃
	-HCl

4-1-1- Précipitation de sulfate à la chaux par HCl :**❖ Mode opératoire :**

On introduit dans un bécher 500ml d'eau analyser, verser l'acide chloridrique(HCl) jusqu'à la diminution de pH à 3, puis on met CaO à des différentes quantités sous une agitation, après 10mn d'agitation on filtre la solution. On titre avec HCl à pH=2, on mesure la concentration de sulfate.

4-1-2- Précipitation de sulfate à la chaux par H₂O₂:**❖ Mode opératoire :**

On introduit dans un bécher 500ml d'eau analyser, verser l'acide chloridrique (HCl) jusqu'à la diminution de pH à 3, puis on met CaO à des différentes quantités sous une agitation, après 10mn d'agitation on filtre la solution et on ajoute 1ml de H₂O₂. On mesure la concentration de sulfate.

4-1-3- Précipitation de sulfate à la chaux par FeCl₃:**❖ Mode opératoire :**

On introduit dans un bécher 500ml d'eau analyser, verser l'acide chloridrique (HCl) jusqu'à la diminution de pH à 3, puis on met CaO à des différentes quantités sous une agitation, après 10mn d'agitation on filtre la solution et on ajoute 1ml de FeCl₃. On mesure la concentration de sulfate.

4-1-4- Précipitation de sulfate à la chaux par NaOH:**❖ Mode opératoire :**

On introduit dans un bécher 500ml d'eau analyser, verser l'acide chloridrique (HCl) jusqu'à la diminution de pH à 3, puis on met CaO à des différentes quantités sous une agitation, après

10mn d'agitation on filtre la solution et on ajoute 0.8ml de NaOH On mesure la concentration de sulfate.

4-2- Précipitation des sulfates à la chaux en influe sur le pH :

❖ Equipements et réactifs utilisés :

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
- bécher	-eau distillée
-Entonnoir	- d'eau d'injection.
-papier filter	-m= 0.58g de CaO.
-aimant	-acide chloridrique (HCl) de 0.05N
-agitateur	-acide netrique(HNO ₃)
-pH-mètre	- polyaluminium chloride sulfate
- DR	-aluminium chloride hydroxide

4-2-1- Précipitation des sulfates à la chaux en influe sur le pH par HCl:

❖ Mode opératoire :

On introduit dans un bécher 500ml d'eau analyser, verser l'acide chloridrique(HCl) jusqu'à la diminution de pH à 3, puis on met m=0.58g de CaO sous une agitation, après 10mn d'agitation on filtre la solution. On titre avec HCl à des différents points de pH, on mesure la concentration de sulfate.

4-2-2- Précipitation des sulfates à la chaux en influe sur le pH par HNO₃:

❖ Mode opératoire :

On introduit 500ml d'eau analyser, verser l'acide nitrique(HNO₃) jusqu'à la diminution de pH à 3, puis on met m=0.58g de CaO sous une agitation, après 10mn d'agitation on filtre la solution. On titre avec HNO₃ à des différents points de pH, on mesure la concentration de sulfate.

4-2-3- Précipitation des sulfates à la chaux en influe sur le pH et les polymères :

❖ Mode opératoire :

On introduit dans un bécher 500ml d'eau analyser, verser l'acide chloridrique (HCl) jusqu'à la diminution de pH à 3, puis on met m=0.58g de CaO sous une agitation, après 10mn d'agitation on filtre la solution.

On prépare 3 bécher et en vers 100ml dans chaque'un, après on ajoute dans le 1^{er} bécher 0.3ml de polyaluminium chloride sulfate, dans le 2^{eme} bécher 0.3ml de aluminium chloride hydroxide, et dans le 3^{eme} bécher on vers 0.3ml de polyaluminium chloride sulfate et 0.3ml de aluminium chloride hydroxide. on mesure le pH et la concentration de sulfate.

4-3- Précipitation des sulfates à la chaux en influe sur la température:

❖ Equipements et réactifs utilisés :

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
- bécher	-eau distillée
-Entonnoir	- d'eau d'injection.
-papier filter	-m= 0.58g de CaO.
-aimant	-acide chloridrique (HCl) de 0.05N
-agitateur	- polyaluminium chloride sulfate
-pH-mètre	
- DR	
-thermometer	
-poche de glace	

❖ Mode opératoire :

On introduit dans un bécher 500ml d'eau analyser, verser l'acide chloridrique(HCl) jusqu'à la diminution de pH à 3, puis on met m=0.58g de CaO sous une agitation, après 10mn d'agitation on filtre la solution et on ajoute 0.3ml de polyaluminium chloride sulfate. On mesure le pH et la concentration de sulfate.

Remarque : la mesure des concentrations des produits chimiques telle que les sulfates, baryum, fer, calcium...ect sont mesuré par le DR, qui nous donne des résultats rapide est moins erronée.



Figure 5 appareille de DR

Résumé

Les inconvénients majeurs de la récupération assistée de pétrole par injection d'eau sont la corrosion et la formation des dépôts qui pose beaucoup des problèmes aux niveaux des puits pétroliers. Le présent travail est consacré à l'étude, des échantillons d'eau (eau d'injection, eau de gisement) prélevé des puits du champ de Hassi-Messaoud. Pour déterminer les constituants existants dans ces échantillons, on utilisant des analyses physico-chimiques et analyse minéralogiques.

Pour but d'éliminé cette problématique, on traite l'eau d'injection par précipitation chimique à la chaux on basant sur l'influence de certain paramètre, en ajoutent des différents quantités de la chaux pour toutes analyses pour but de précipité les sulfates en CaSO_4 , après ajouté des solutions à des différent volumes, on influe aussi sur la température pour avoir le minimum de sulfate dans l'eau d'injection et diminue la formation des dépôts de sulfate de baryum.

On termine par deux tests de compatibilité pour montrés la différence du pourcentage existant sur la formation des dépôts de sulfate de baryum, on utilisant dans la deuxième compatibilité le meilleur résultat obtenue dans la deuxième partie.

Mots clés : Sulfate de baryum, tests de compatibilité, eau d'injection, eau de gisement, sulfate de calcium.

ملخص

العوائق الرئيسية الناتجة لاستخلاص المعزز للنفط عن طريق حقن الماء هي التآكل و تكوين الرواسب التي تتسبب في الكثير من المشاكل على مستوى المنشأة السطحية و السفلى لأبار النفط، مرافق إنتاج و تصنيع النفط والغاز. يخصص العمل الحالي للدراسة ، عينات من الماء (ماء الحقن ، ماء المتكون الصخري) مأخوذة من أبار حاسي مسعود.

الجزء الأول من هذا العمل يتمثل في التحليلات الفيزيائية والكيميائية لتحديد المكونات الموجودة في هذه العينات، وهو التحليل المعدني في الجزء الثاني من هذا العمل، نقوم بحقن الماء عن طريق الترسيب الكيميائي مع الجير بالتأثير على بعض المعلمات ، نضيف كميات مختلفة من الجير لجميع التحليلات بغرض تسبب الكبريتات إلى كبريتات الكالسيوم ، بعد إضافة بعض المحاليل بكميات مختلفة، نقوم بالتأثير أيضا على درجة الحرارة للحد من الكبريتات في ماء الحقن وتقليل من تكوين رواسب كبريتات الباريوم. و في الاخير نقوم باختبارين للتوافق لإظهار الفرق في النسبة المئوية الحالية على تكوين رواسب كبريتات الباريوم ، باستخدام أفضل نتيجة تم الحصول عليها في الجزء الثاني للتوافق الثاني.

كلمات البحث: كبريتات الباريوم، اختبار التكافؤ، مياه الحقن، مياه متكون الصخري، كبريتات الكالسيوم.

Abstract

The major drawbacks of the enhanced oil recovery process by injection water are corrosion and the formation of deposits that cause a lot of problems in the level of oil wells oil, production facilities and processing of hydrocarbons. This work is devoted to the study, samples of water (injection water, reservoir water) taken from the wells of the Hassi-Messaoud field. To determine the constituents existing in these samples, using physico-chemical analyzes and mineralogical analysis.

In order to eliminate this problem, we treat the injection water by chemical precipitation with lime based on the influence of certain parameters, add different amounts of lime for all analyzes purpose precipitated the sulphates to calcium sulphates, after adding solutions to different volumes, the temperature is also influenced to have the minimum of sulphate in the injection water and decreases the formation of barium sulphate deposits.

We close by two compatibility tests to show the difference of the existing percentage on the formation of barium sulphate deposits, using in the second compatibility the best result obtained in the second part.

Key words: Barium sulphate, compatibility tests, injection water, formation water, calcium sulphate.