

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université A. M. OULHADJ - Bouira  
Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées  
Département de Génie des Procédés  
Laboratoire de Génie des Procédés



# Mémoire

**BOUZIDI Ikram**  
**BAHLOUL Amira**

Pour l'obtention du diplôme de

## MASTER

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie Chimique

**Gestion des eaux dans le champ pétrolier**  
**Hassi Messaoud (HMD)**

A présenter le 06/07/2024

Devant le jury composé de :

Président :  
Mme.ZABAR

Examineur :  
MR. hammadach  
Encadrant :  
aoudjit Farid

Année Universitaire 2023/2024

# ***REMERCIEMENT***

Tout d'abord, nous remercions DIEU qui a illuminé notre chemin et qui nous a armés de forces et de sagesse, ainsi que de bonne volonté durant toute notre période de formation.

Les mots ne suffisent jamais pour exprimer la valeur de notre reconnaissance à l'égard de nos parents pour leur aide, leur patience, leur soutien et leur confiance tout le long de notre dur labeur. Au terme de ce modeste travail, nous tenons à remercier monsieur AOUDJIT Farid (notre encadrant) pour sa compréhension, son humanité et ses conseils constructifs, qu'il m'a dispensé et monsieur BADJOU Mehdi (chef de département TCF a Sonatrach) qui nous a été d'une grande aide durant la période de stage pratique.

Nous remercions également la présidente du jury Mme ZAABAR et les membres du jury Mr HAMMADACHE qui nous feront l'honneur de juger notre travail

# *Dédicaces*

*Je dédie ce courage*

*À ma mère, qui, malgré les épreuves et les sacrifices liés au divorce, m'a montré le pouvoir de la persévérance et m'a toujours encouragé à poursuivre mes rêves. Ta guidance et ton soutien m'ont permis de surmonter les obstacles et de réaliser cet accomplissement. Ton courage et ton dévouement sont une source d'inspiration pour moi chaque jour.*

*À ma grand-mère, dont les prières constantes ont enflammé mon esprit et nourri ma curiosité. Ton amour inconditionnel et tes précieux conseils ont été une source constante de force et de réconfort.*

*À mon bras droit, qui a toujours été à mes côtés. Ta présence silencieuse et ton soutien indéfectible m'ont aidé à surmonter les moments les plus difficiles. Tu es mon refuge et ma motivation secrète dans ce voyage.*

*À mes tantes : ZOUBIDA, DJAMILA, RAZIKA, SARAH,*

*Mes oncles : YACINE, SAID, SAMIR,*

*Mes cousins et cousines : LYES, IMANE, WISSEM, HICHEM, WISSAL, WALID, BILEL, ZINEB, ISRAA, NESRINE, YASMINE, RIADH, RITADJ, ADEM, WASSIM, MARIA, AYMEN et mon petit bébé IDRIS*

*Je vous dédie également ce travail. Vos encouragements et votre affection ont créé une famille unie et solidaire qui m'a offert une base solide pour réussir.*

*Merci à chacun de vous pour votre amour et votre soutien. Ce mémoire est autant le vôtre que le mien.*

*IKRAM*

Que ce travail témoigne de mes respects ;

A mes parents ;

Mon père (Djamel) mon premier encadrant depuis ma naissance ;

A ma très chère et douce mère(nouara), qu'elle trouve ici ma gratitude qui, si grande qu'elle puisse être, ne sera à la hauteur de ses sacrifices et ses prières pour moi ;

Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux ;

Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront fiers de moi ;

A mon frère ; Yahia à qui je souhaite beaucoup de réussite et de bonheur ;

A la famille bahloul : Monsieur HACANE, ma tante CHADIA et mes cousins ;

WIDAD, Zaki pour les sentiments de respect et de reconnaissance pour le soutien et surtout l'amour qu'ils n'ont cessé de me porter pendant toutes ces années

A mes tantes : OUAHIBA, HAKIMA

A mes grands parents

A tous mes amis et mes collègues :

Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinie

BAHLOUL AMIRA

## Résumé

La gestion des eaux dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud est essentielle face à l'accès limité à l'eau douce. Ce mémoire explore les nappes souterraines, les stations de traitement des eaux et les défis spécifiques rencontrés dans l'industrie pétrolière. Des méthodes de description et d'analyse des eaux ont été utilisées pour évaluer leur compatibilité et formuler des recommandations visant à réduire les prélèvements d'eau et les rejets tout en préservant l'intégrité des formations géologiques.

**Mots clés :** Gestion des eaux, nappes souterraines, analyses physico-chimiques, eau de rejet, compatibilité des eaux.

## Abstract:

Water management in the Hassi Messaoud oil field is crucial due to limited access to freshwater. This thesis explores groundwater aquifers, water treatment plants, and the specific challenges faced in the petroleum industry. Descriptive and analytical methods were used to evaluate the water's compatibility and formulate recommendations aimed at reducing water withdrawals and discharges while preserving the integrity of geological formations.

**Keywords:** Water management, groundwater aquifers, physico-chemical analysis, discharge water, water compatibility.

## المخلص:

تُعتبر إدارة المياه في حقل النفط حاسي مسعود ضرورية نظرًا للوصول المحدود إلى المياه العذبة. يستكشف هذا البحث طبقات المياه الجوفية ومحطات معالجة المياه والتحديات المحددة التي تواجهها صناعة النفط. تم استخدام أساليب وصفية وتحليلية لتقييم توافق المياه وتقديم توصيات تهدف إلى تقليل سحب المياه والتصريفات مع الحفاظ على سلامة التكوينات الجيولوجية.

**الكلمات الرئيسية:** إدارة المياه، طبقات المياه الجوفية، التحاليل الفيزيائية والكيميائية، مياه التصريف، توافق المياه

## Tables des matières

Listes des figures

Listes des tableaux

Listes des abréviations

**Introduction générale ..... 1**

### **Chapitre I :Recherche bibliographique**

|       |  |    |
|-------|--|----|
| I.1   | Généralités sur le champ pétrolier de Hassi Messaoud .....               | 3  |
| I.1.1 | Historique du champ de Hassi Messaoud .....                              | 3  |
| I.1.2 | Situation du champ de Hassi-Messaoud .....                               | 4  |
| I.2   | Nappes souterraines existantes à Hassi Messaoud .....                    | 5  |
| I.2.1 | Nappe de l'Albien.....   | 7  |
| I.2.2 | Nappe du Barrémien .....   | 7  |
| I.2.3 | Nappe Mio-Pliocène .....   | 7  |
| I.3   | Stations de Traitement des Eaux à Hassi Messaoud.....                    | 9  |
| I.3.1 | Station Centrale de Traitement des Eaux de Production (SCTEP).....       | 9  |
| I.3.2 | Station de Traitement des Eaux de Forage (STEF) .....                    | 10 |
| I.3.3 | Autres Installations de Traitement .....                                 | 10 |
| I.4   | L'échantillonnage .....  | 10 |
| I.4.1 | Échantillonnage dans les Nappes Phréatiques .....                        | 10 |
| I.4.2 | Échantillonnage dans les Stations de Traitement des Eaux de Rejets ..... | 11 |
| I.4.3 | Échantillonnage en Sortie de Station .....                               | 11 |
| I.4.4 | Échantillonnage Composite ou en Continu.....                             | 11 |
| I.4.5 | Analyses et Interprétation des Résultats .....                           | 11 |
| I.5   | Gestion des eaux dans l'industrie pétrolière .....                       | 12 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| I.5.1 | Enjeux de la gestion des eaux .....   | 12 |
| I.5.2 | Les types d'eau et leur caractérisation .....   | 12 |
| I.5.3 | Les principales utilisations de l'eau dans un champ pétrolier .....                                     | 13 |
| I.5.4 | Gestion intégrée des eaux : .....   | 17 |
| I.5.5 | Risques liés à une mauvaise gestion des eaux .....  | 21 |
| I.6   | Défis techniques de la gestion des eaux [31] .....  | 22 |
| I.6.1 | Variabilité de la composition des eaux selon leur origine, nécessitant des traitements sur mesure ..... | 22 |
| I.6.2 | Contraintes liées aux conditions de réservoir (pression, température, fracturation, etc.) .....         | 22 |
| I.6.3 | Volumes importants d'eaux à traiter, demandant de grandes capacités .....                               | 23 |
| I.6.4 | Disponibilité des infrastructures de traitement adaptées sur site .....                                 | 23 |
| I.6.5 | Coûts opérationnels des traitements parfois élevés à prendre en compte .....                            | 23 |
| I.6.6 | Aspects réglementaires et environnementaux [32] .....   | 23 |
| I.7   | Présentation de l'organisme d'accueil .....   | 24 |
| I.7.1 | Sonatrach .....   | 24 |
| I.7.2 | Présentation de la direction centrale recherche et développement DC-RD .....                            | 24 |
| I.7.3 | Direction assistance aux unités industrielles (AUI) .....   | 25 |

## **Chapitre II : Matériel et méthodes**

|        |   |    |
|--------|---|----|
| II.1   | Description des échantillons .....        | 27 |
| II.1.1 | Eau Albien .....                          | 27 |
| II.1.2 | Eau Mio-Pliocène .....                    | 27 |
| II.1.3 | Eau Barrémien .....                       | 27 |
| II.1.4 | Eau de rejet après traitement .....       | 28 |
| II.2   | Analyses physico-chimiques des eaux ..... | 28 |
| II.2.1 | Complexométrie .....                      | 28 |
| II.2.2 | Spectrophotométrie .....                  | 31 |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| II.2.3 | Détermination du taux d'extrait sec .....               | 32 |
| II.2.4 | Acidimétrie .....                                       | 34 |
| II.2.5 | Argentimétrie .....                                     | 35 |
| II.2.6 | Photométrie de flamme .....                             | 37 |
| II.3   | Compatibilité des eaux à l'échelle de laboratoire ..... | 39 |
| II.3.1 | Visuelle.....   | 39 |
| II.3.2 | Analytique .....  | 39 |

### **Chapitre III : Résultats et discussions**

|         |   |    |
|---------|---|----|
| III.1   | Paramètres physico-chimiques des eaux étudiées .....  | 43 |
| III.1.1 | Eau de nappes Albienne .....  | 43 |
|         | Les résultats des analyses physicochimiques obtenues pour l'eau de la nappe albienne<br>sont présentes dans le tableau ci-dessus : .....                      | 43 |
| III.1.2 | Eau de nappe Moy-pliocène .....   | 44 |
|         | Le tableau illustre les résultats physicochimiques obtenus pour l'eau de la nappe moy<br>pliocène : .....   | 44 |
| III.1.3 | Eau de nappe Barrémienne .....  | 45 |
| III.1.4 | Eau de rejet après traitement .....   | 46 |
|         | L'eau de rejet a subi aussi les mêmes analyses physicochimiques que l'eau des nappes et<br>les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau III.4 : ..... | 46 |
| III.2   | Etude de compatibilité .....  | 47 |
| III.3   | Gestion et utilisations des eaux étudiées .....   | 49 |

|                                  |           |
|----------------------------------|-----------|
| <b>Conclusion générale</b> ..... | <b>38</b> |
|----------------------------------|-----------|

### **Références bibliographiques**



## Listes des figures

|   |                                    |
|---|------------------------------------|
| <b>Figure I. 1:</b> Situation géographique du champ Hassi Messaoud [11].  | 4                                  |
| <b>Figure I. 2:</b> situation géologique du champ de Hassi Messaoud [13]  | 5                                  |
| <b>Figure I. 3:</b> Colonne stratigraphique de champ de Hassi Messaoud <Document SONATRACH >                                    | 6                                  |
| <b>Figure I. 4:</b> Les nappes aquifères du Sahara Algérien ; Le Continental Intercalaire, Le Complexe Terminal (UNESCO, 1972). | 8                                  |
| <br>  |                                    |
| <b>Figure II. 1 :</b> Titreur potentiométrique (TITRONIC® 300).   | <b>Erreur ! Signet non défini.</b> |
| <b>Figure II. 2:</b> Dosage du calcium.   | 30                                 |
| <b>Figure II. 3:</b> Spectrophotomètre HACH type DR 1900.   | 31                                 |
| <b>Figure II. 4:</b> Résidu sec.  | 33                                 |
| <b>Figure II. 5:</b> Dosage des ions de carbonate et bicarbonate.   | 34                                 |
| <b>Figure II. 6:</b> Dispositif du dosage argentimétrique.  | 36                                 |
| <b>Figure II. 7:</b> Titrage des chlorures.   | 37                                 |
| <b>Figure II. 8:</b> Photomètre de flamme.  | 38                                 |
| <b>Figure II. 9:</b> Organigramme de l'étude de compatibilité.  | 42                                 |
| <br>  |                                    |
| <b>Figure III. 1:</b> compatibilité des eaux.   | 48                                 |
| <b>Figure III. 2:</b> schéma représentatif de la gestion des eaux au réservoir.   | 49                                 |

## **Listes des tableaux**

|  |    |
|--|----|
| <b>Tableau III. 1:</b> Résultats des analyses chimiques d'eau Albien .....                       | 43 |
| <b>Tableau III. 2:</b> Résultats des analyses chimiques d'eau Mio-Pliocène.....                  | 44 |
| <b>Tableau III. 3:</b> Résultats des analyses chimiques d'eau Barrémien. ....                    | 45 |
| <b>Tableau III. 4:</b> Résultats des analyses chimiques de l'eau de rejet après traitement. .... | 46 |

## **Listes des abréviations**

|                |   |
|----------------|---|
| <b>(DC-RD)</b> | Direction Centrale de Recherche et Développement      |
| <b>HMD</b>     | Hassi-Messaoud  |
| <b>L'EDTA</b>  | Sel de l'acide éthylène-diamine-tétra-acétique        |
| <b>OWST</b>    | Oil Water Gas System Treatment                        |
| <b>TCF</b>     | Traitement et Contrôle des Fluides                    |
| <b>T.E.A</b>   | Tri Ethanol Amine.                                    |
| <b>OPEX</b>    | Operating Expenses                                    |
| <b>PE</b>      | Prise d'essai   |
| <b>SCTEP</b>   | Station Centrale de Traitement des Eaux de Production |
| <b>STEF</b>    | Station de Traitement des Eaux de Forage              |

# Introduction générale

L'eau est une ressource essentielle pour l'industrie pétrolière et gazière, intervenant dans de nombreux procédés d'exploration, de production et de valorisation des hydrocarbures. Cependant, l'accès à l'eau douce se fait de plus en plus limité dans plusieurs régions pétrolifères du monde, en raison des contraintes géographiques, de la rareté de la ressource et de la pression sur les nappes phréatiques [1]. Cette situation impose aux opérateurs de mettre en place une gestion durable et optimisée des différentes eaux présentes et générées par leurs activités.

En effet, on distingue plusieurs types d'eaux dans un champ pétrolier [2] : les eaux de formation naturellement présentes dans les réservoirs géologiques, les eaux de procédé utilisées pour les opérations (forage, injections, traitements), ainsi que les eaux usées issues de ces différents procédés. La composition physico-chimique de ces eaux (minéralisation, pH, dureté, présence d'ions spécifiques) est extrêmement variable selon leur origine et leur historique [3]. Une caractérisation fine de leurs propriétés est indispensable pour évaluer leur compatibilité avec les formations géologiques, les équipements et les procédés, tout en prévenant les problèmes de colmatage, de dépôts, de corrosion ou d'incompatibilités géochimiques.

Dans le cadre de ce mémoire, des analyses physicochimiques détaillées ont été réalisées sur différents échantillons d'eaux présentes dans un champ pétrolier : des eaux de formations provenant des réservoirs Albien, Mio-Pliocène et Barrémien, ainsi qu'un échantillon d'eau de rejet issue des procédés de traitement. Ces analyses ont permis de déterminer leur minéralisation globale, leurs teneurs en différents cations ( $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ,  $\text{Na}^{++}$ ,  $\text{K}^{++}$ ,  $\text{Ba}^{++}$ ,  $\text{Fe}^{++}$ ) et anions ( $\text{Cl}^-$ ,  $\text{CO}_3^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^-$ ), leur pH, etc.

L'objectif principal est d'exploiter ces données pour optimiser la gestion de ces différentes eaux, en définissant les filières de traitement, de réutilisation et de recyclage les mieux adaptées pour chacune, dans le respect des contraintes opérationnelles, économiques et environnementales. Une approche intégrée visant à minimiser les prélèvements d'eau neuve et les rejets tout en préservant l'intégrité des formations géologiques sera privilégiée [4,5].

Ce mémoire est composé d'une introduction générale, de trois chapitres principaux et une conclusion générale présenter comme suite :

Chapitre I : Comporte une recherche bibliographique sur le champ pétrolier de Hassi Messaoud et la gestion des eaux dans l'industrie pétrolière.

Chapitre II : Comporte la description du matériel et des méthodes utilisés pour les analyses physico-chimiques des échantillons d'eau.

Chapitre III : Dans ce chapitre on a illustré les résultats des analyses et leur discussion.

# Chapitre I :

## Recherche bibliographique

## **I.1 Généralités sur le champ pétrolier de Hassi Messaoud**

### **I.1.1 Historique du champ de Hassi Messaoud**

Après plusieurs années de prospection géophysique dans le Sahara algérien, la société française Régie Autonome des Pétroles (RAP) a découvert le gisement de Hassi Messaoud en 1956. Le forage d'exploration HMD-1 a confirmé la présence d'un réservoir pétrolier majeur dans les grès du Cambro-Ordovicien, à une profondeur d'environ 3 500 mètres [6].

Dès 1958, la mise en production du champ de Hassi Messaoud a débuté avec l'installation des premières infrastructures de surface, telles que les séparateurs de production, les pipelines de collecte et les unités de traitement primaire. Les premiers puits de production ont été forés et mis en service, permettant d'atteindre une production initiale d'environ 20 000 barils par jour [7].

Dans les années 1960 et 1970, le développement du champ de Hassi Messaoud s'est accéléré pour répondre à la demande croissante en hydrocarbures. De nombreux nouveaux puits ont été forés, et les infrastructures de surface ont été étendues, notamment avec la construction d'une raffinerie locale et d'un réseau de pipelines pour l'évacuation du pétrole brut vers les terminaux côtiers [8].

Afin de maintenir les niveaux de production et maximiser les taux de récupération du pétrole, des techniques de récupération assistée ont été mises en œuvre à partir des années 1980. L'injection d'eau et de gaz dans les réservoirs a permis de maintenir la pression et d'améliorer la récupération des hydrocarbures. Des méthodes de récupération tertiaire, comme l'injection de polymères, ont également été testées [9].

Ces dernières années, d'importants projets de modernisation ont été lancés pour prolonger la durée de vie du champ pétrolier et améliorer son efficacité opérationnelle. Cela comprend le forage de nouveaux puits, la rénovation des infrastructures existantes, l'implémentation de technologies numériques et l'amélioration des procédés de traitement des hydrocarbures et des eaux de rejets [10].

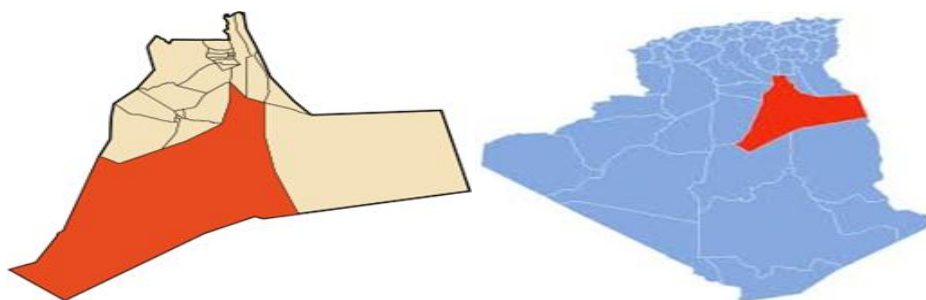
Malgré son âge avancé, le champ pétrolier géant de Hassi Messaoud continue de jouer un rôle clé dans l'industrie pétrolière algérienne et devrait rester en production pendant encore plusieurs décennies, grâce aux investissements continus dans son développement et sa modernisation.



## I.1.2 Situation du champ de Hassi-Messaoud

### I.1.2.1 Situation géographique

La région de Hassi Messaoud se trouve au nord-est du Sahara algérien, à 85 km du chef-lieu d'Ouargla, à 850 km au sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière avec la Tunisie. Le champ couvre une superficie de 2500 km<sup>2</sup>, délimité au nord par Touggourt, au sud par Gassi-Touil, à l'ouest par Ouargla et à l'est par El Bourma (**Figure I.1**) [11].



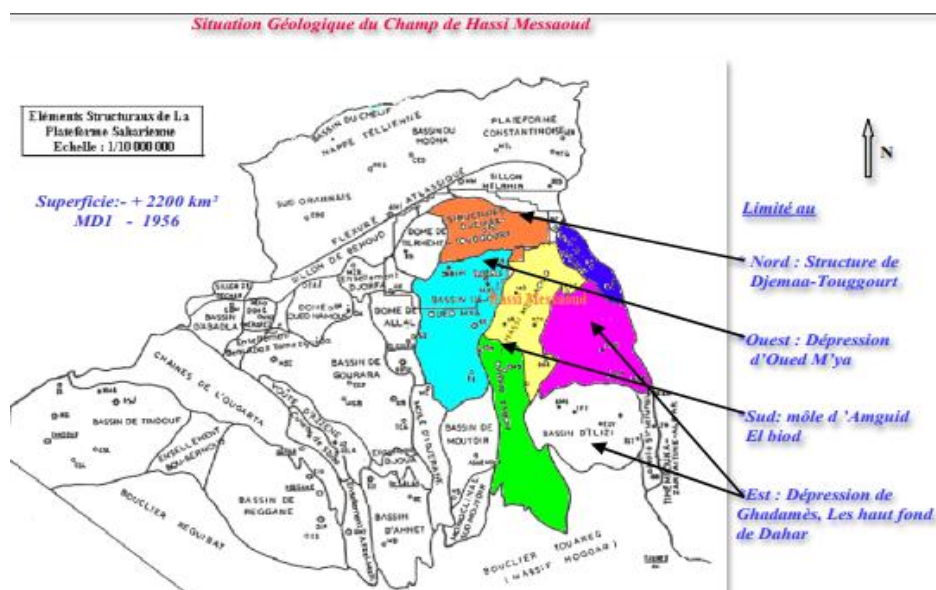
**Figure I. 1:** Situation géographique du champ Hassi Messaoud [11].

La région de Hassi Messaoud appartient au désert du Sahara à l'est de l'Algérie, cette partie est occupée par le Grand Erg Oriental, une vaste étendue de dunes de sable beige clair, au-dessus de 200 mètres d'altitude. Ces grandes accumulations sableuses occupent près de la moitié du territoire de la région [12].

### I.1.2.2 Situation géologique :

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud est localisé dans le bassin sédimentaire d'Illizi, une vaste région du Sahara algérien connue pour ses importants gisements d'hydrocarbures. Ce bassin fait partie de la plateforme saharienne, une zone stable caractérisée par une sédimentation épaisse de roches clastiques et carbonatées d'âge primaire à tertiaire [13].

Le réservoir producteur principal de Hassi Messaoud se situe dans la formation Cambro-Ordovicienne du Trias, constituée de grès poreux et perméables. Les roches mères à l'origine des hydrocarbures sont principalement les schistes riches en matière organique du Silurien supérieur (**figure I.2**).



**Figure I. 2:** situation géologique du champ de Hassi Messaoud [13]

## I.2 Nappes souterraines existantes à Hassi Messaoud

Hassi Messaoud, située dans le nord du Sahara, est caractérisée par un climat aride avec un faible taux de précipitations. En raison de ces conditions, les ressources en eau souterraine sont utilisées pour alimenter divers processus industriels.

Le champ de Hassi Messaoud est l'un des plus complexes au monde et se trouve dans une province triasique, abritant le complexe hydraulique algéro-libyen [14].

Il a subi une intense évolution tectonique, ce qui a permis la formation de bassins d'eaux souterraines datant de différentes périodes géologiques, selon le dictionnaire Larousse :

- **L'ère Paléozoïque ou Primaire** : de 542 à 251 millions d'années, comprenant les systèmes Infra-Cambrien, Cambrien et Ordovicien.
- **L'ère Mésozoïque ou Secondaire** : de 251 à 65 millions d'années, comprenant les systèmes Trias, Jurassique et Crétacé.
- **L'ère Cénozoïque ou Tertiaire** : de 65,5 millions d'années jusqu'à nos jours, comprenant le Néogène, qui correspond aux nappes phréatiques.

Ces différentes ères et leurs systèmes, ainsi que les niveaux de profondeur des réserves d'eau, sont illustrés dans la **figure I.3**.

| ERE             | SYST           | ETAGES                                    |              | Ep moy | DESCRIPTION   |
|-----------------|----------------|---|--------------|--------|---|
| CENO.<br>ZOIQUE | NEOGENE        | MIO-PLIOCENE<br><i>discordance algine</i> |              | 240    | Sable, calcaire, marne sableuse                                     |
|                 |                | EOCENE                                    |              | 120    | Sable, calcaire à silex   |
|                 | CRETACE        | SENONIEN                                  | CARBONATE    | 107    | Calcaire, dolomie, anhydrite  |
|                 |                |   | ANHYDRITIQUE | 219    | Anhydrite, marne, dolomie   |
|                 |                |   | SALIFERE     | 140    | Sel massif et traces d'anhydrite                                    |
|                 |                | TURONIEN                                  |              | 90     | Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux                     |
|                 |                | CENOMANIEN                                |              | 145    | Anhydrite, marne, dolomie   |
|                 |                | ALBIEN                                    |              | 350    | Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse                   |
|                 |                | APTIEN                                    |              | 25     | Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire                  |
|                 |                | BARREMIEN                                 |              | 280    | Argile, grès, dolomie   |
|                 |                | NEOCOMIEN                                 |              | 180    | Argile, marne, dolomie, grès  |
|                 | JURASSIQUE     | MALM                                      |              | 225    | Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite                 |
|                 |                | DOGGER                                    | ARGILEUX     | 105    | Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès       |
|                 |                |   | LAGUNAIRE    | 210    | Anhydrite, marne dolomitique, marne grise                           |
|                 |                | L I A S                                   | L.D 1        | 65     | Dolomie, anhydrite, argile  |
|                 |                |   | L.S 1        | 90     | Alternances sel, anhydrite et argile                                |
|                 |                |   | L.D 2        | 55     | Anhydrite et dolomie cristalline                                    |
|                 |                |   | L.S 2        | 60     | Alternances sel et argile   |
|                 |                |   | L.D 3        | 30     | Alternances de dolomie et de marne                                  |
|                 | T R I A S      | SALIFERE                                  | TS 1         | 46     | Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie                       |
|                 |                |   | TS 2         | 189    | Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère         |
|                 |                |   | TS 3         | 202    | Sel massif et traces d'argile                                       |
|                 |                | ARGILEUX                                  |              | 113    | Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite |
|                 |                | GRESEUX                                   |              | 35     | Grès, argile  |
|                 |                | ERUPTIF<br><i>discordance hercynienne</i> |              | 0.92   | Andésites altérées  |
| PALEOZOIQUE     | ORDOVICIEN     | QUARTZITES D'EL HAMRA                     |              | 75     | Quartzites fines avec traces de figillites                          |
|                 |                | GRES D'EL ATCHANE                         |              | 25     | Grès fins à ciment argileux, bitumineux                             |
|                 |                | ARGILES D'EL GASSI                        |              | 50     | Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes |
|                 |                | ZONE DES ALTERNANCES                      |              | 20     | Alternance de grès et argile. Présence de figillites                |
|                 | CAMBRIEN       | R1  |              | 50     | Grès isométriques, fins, silteux                                    |
|                 |                | Ra  |              | 120    | Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silt          |
|                 |                | R2  |              | 100    | Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique                 |
|                 |                | R3  |              | 300    | Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse                    |
|                 | INFRA-CAMBRIEN |   |              | 45     | Grès argileux rouges  |
|                 | S O C L E      |   |              |        | Granite porphyroïde rose  |

Figure I. 3: Colonne stratigraphique de champ de Hassi Messaoud  
<Document SONATRACH >

### I.2.1 Nappe de l'Albien

L'Albien est une formation géologique d'âge crétacé inférieur présente dans le bassin d'Illizi. Elle est constituée de grès poreux et perméables qui renferment une nappe phréatique importante, connue sous le nom de nappe albienne [15].

- **Profondeur** : La nappe albienne se situe généralement à des profondeurs comprises entre 1000 et 1500 mètres dans la région de Hassi Messaoud.
- **Qualité de l'eau** : L'eau de la nappe albienne est généralement de bonne qualité, avec une salinité modérée et une faible teneur en minéraux dissous.

### I.2.2 Nappe du Barrémien

Le Barrémien est une formation géologique d'âge crétacé inférieur sous-jacente à l'Albien. Elle est constituée de grès et de calcaires poreux et perméables, contenant une nappe phréatique appelée nappe barrémienne [16].

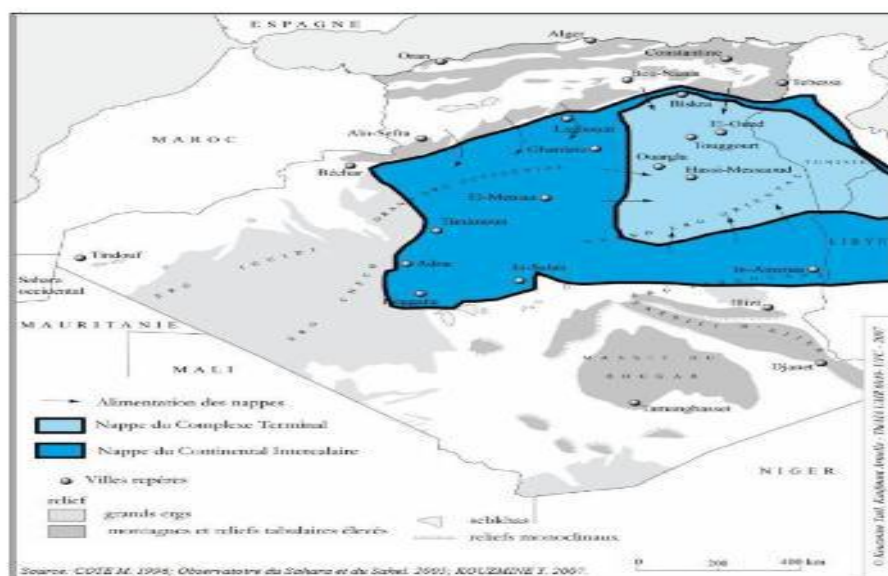
- **Profondeur** : Dans la région de Hassi Messaoud, la nappe barrémienne se trouve généralement à des profondeurs variant entre 1500 et 2000 mètres.
- **Qualité de l'eau** : L'eau de la nappe barrémienne est souvent de qualité médiocre, avec une salinité élevée et une forte teneur en minéraux dissous.

### I.2.3 Nappe Mio-Pliocène

La nappe mio-pliocène est une nappe phréatique peu profonde, contenue dans les formations sédimentaires du Miocène et du Pliocène. Elle est présente dans certaines zones de la région de Hassi Messaoud [17].

- **Profondeur** : La nappe mio-pliocène se trouve généralement à des profondeurs inférieures à 200 mètres.
- **Qualité de l'eau** : La qualité de l'eau de cette nappe est variable, allant de bonne à médiocre, en fonction de la géologie locale et des activités anthropiques à la surface.

La figure 4 ci-dessous présente la situation des nappes aquifères existantes au Sahara d'Algérie



**Figure I. 4:** Les nappes aquifères du Sahara Algérien ; Le Continental Intercalaire, Le Complexe Terminal (UNESCO, 1972).

Les prélèvements d'eau à partir des aquifères du Complexe Terminal et du Continental Intercalaire ne cessent d'augmenter chaque année dans la région de Hassi Messaoud. En 2015, ces prélèvements étaient estimés à 59 Hm<sup>3</sup>, répartis comme suit [18] :

- 14 Hm<sup>3</sup> pour l'alimentation en eau potable (AEP)
- 16 Hm<sup>3</sup> pour l'irrigation
- 29 Hm<sup>3</sup> pour l'industrie
- Le volume d'eau exploité spécifiquement pour l'activité pétrolière était estimé à 25 Hm<sup>3</sup> en 2015, provenant des sources suivantes [14] :
  - 18 Hm<sup>3</sup> provenant du Continental Intercalaire
  - 7 Hm<sup>3</sup> provenant du Complexe Terminal
  - Cette eau est principalement utilisée pour :
    - L'injection dans les forages pétroliers afin de maintenir la pression du gisement d'hydrocarbure (65%)
    - L'alimentation des usines, des bases de vie des sociétés et des chantiers pétroliers (30%)
    - Les travaux de forage et de workover (5%)

Une partie des forages captant la nappe du Continental Intercalaire sont d'anciens forages pétroliers abandonnés, convertis en forages d'eau [19].

En outre, les eaux des nappes salées, telles que le Turonien et le Jurassique, sont également utilisées pour l'injection dans les forages pétroliers afin de maintenir la pression des réservoirs [19].

Cette exploitation intensive des ressources en eau souterraine soulève des préoccupations concernant la durabilité de ces aquifères précieux dans la région aride de Hassi Messaoud. Des mesures de gestion et de protection des nappes phréatiques sont nécessaires pour assurer un approvisionnement en eau à long terme pour les différents usages.

### **I.3 Stations de Traitement des Eaux à Hassi Messaoud**

Pour faire face aux volumes importants d'eaux de rejets générés par les activités d'extraction et de production pétrolière, plusieurs stations de traitement des eaux ont été mises en place dans le champ de Hassi Messaoud. Ces installations sont conçues pour traiter les différents types d'effluents et permettre leur réutilisation ou leur rejet dans le respect des normes environnementales.

#### **I.3.1 Station Centrale de Traitement des Eaux de Production (SCTEP)**

La Station Centrale de Traitement des Eaux de Production (SCTEP) est l'installation principale de traitement des eaux de rejets issues des opérations de production pétrolière. Elle est conçue pour traiter les eaux de formation et les eaux de puits contenant des hydrocarbures, des solides en suspension et d'autres contaminants.

Le processus de traitement à la SCTEP comprend plusieurs étapes, notamment :

- Séparation physique des hydrocarbures liquides et des solides par décantation et flottation à l'air
- Traitement chimique pour l'élimination des hydrocarbures résiduels et des métaux lourds
- Traitement biologique aérobie et anaérobie pour la dégradation des composés organiques

Les eaux traitées à la SCTEP sont réutilisées pour l'injection dans les puits pétroliers ou pour d'autres usages industriels, tandis que les boues et déchets solides sont éliminés de manière adéquate [20].



### **I.3.2 Station de Traitement des Eaux de Forage (STEF)**

La Station de Traitement des Eaux de Forage (STEF) est spécialement conçue pour traiter les boues et les eaux usées issues des activités de forage pétrolier. Ces effluents contiennent généralement des additifs de forage, des solides en suspension et des hydrocarbures [19].

Le traitement à la STEF comprend des étapes telles que :

- Décantation et déshydratation des boues de forage
- Séparation des hydrocarbures par flottation à l'air
- Traitement chimique et biologique pour l'élimination des contaminants résiduels

Les eaux traitées à la STEF peuvent être réutilisées pour les opérations de forage ou d'autres usages industriels, tandis que les boues déshydratées sont éliminées de manière appropriée [20].

### **I.3.3 Autres Installations de Traitement**

En plus des stations centralisées, d'autres installations de traitement des eaux sont présentes sur le site de Hassi Messaoud, telles que des unités de dessalement pour la production d'eau douce à partir des eaux saumâtres ou des unités de traitement des eaux usées domestiques issues des bases de vie et des zones d'habitation.

La gestion intégrée de ces différentes stations de traitement des eaux est essentielle pour assurer une gestion durable des ressources en eau, minimiser l'impact environnemental des activités pétrolières et permettre la réutilisation des eaux traitées dans la mesure du possible.

## **I.4 L'échantillonnage**

L'échantillonnage porte sur différents types d'eaux présentes sur le site de Hassi Messaoud, à différentes étapes du cycle de production pétrolière et de gestion des eaux. Les principaux points d'échantillonnage comprennent :

### **I.4.1 Échantillonnage dans les Nappes Phréatiques**

Comme mentionné précédemment, un réseau de piézomètres est installé autour du champ pétrolier de Hassi Messaoud pour surveiller la qualité des nappes souterraines. L'échantillonnage des eaux souterraines à partir de ces piézomètres suit un protocole strict :

- Purge préalable du piézomètre pour obtenir un échantillon représentatif de la nappe
- Prélèvement d'échantillons dans des récipients appropriés (verre, plastique) et conservation selon les paramètres à analyser
- Mesure des paramètres physico-chimiques in situ (pH, conductivité, température, etc.)

- Acheminement des échantillons dans des glacières réfrigérées vers un laboratoire accrédité
- Les analyses en laboratoire portent sur divers paramètres tels que les hydrocarbures, les métaux lourds, les composés organiques, les solides dissous, etc. Les résultats sont comparés aux normes de qualité des eaux souterraines et aux valeurs de référence initiales [20].

#### **I.4.2 Échantillonnage dans les Stations de Traitement des Eaux de Rejets**

Après le traitement des eaux de rejets dans les différentes stations (SCTEP, STEF, etc.), des échantillons sont prélevés pour s'assurer de l'efficacité du traitement et de la conformité aux normes de rejet ou de réutilisation.

#### **I.4.3 Échantillonnage en Sortie de Station**

Des points d'échantillonnage sont installés en sortie des stations de traitement pour prélever des échantillons des eaux traitées. Ces échantillons sont analysés pour vérifier les concentrations résiduelles en polluants tels que les hydrocarbures, les métaux lourds, la DCO, la DBO, les solides en suspension, etc [20].

#### **I.4.4 Échantillonnage Composite ou en Continu**

Selon les besoins, des échantillonnages composites ou en continu peuvent être réalisés pour obtenir un échantillon représentatif de l'effluent traité sur une période donnée (24 heures, par exemple). Ces échantillons sont particulièrement utiles pour évaluer les variations de la qualité de l'eau traitée et ajuster les paramètres de traitement si nécessaire [20].

#### **I.4.5 Analyses et Interprétation des Résultats**

Les échantillons prélevés sont acheminés vers des laboratoires accrédités pour être analysés selon des méthodes normalisées (EPA, ISO, etc.). Les résultats des analyses sont comparés aux normes de rejet ou de réutilisation en vigueur pour s'assurer que les eaux traitées respectent les exigences réglementaires.



En cas de non-conformité, des mesures correctives sont mises en place au niveau des stations de traitement pour optimiser les procédés et atteindre les niveaux de qualité requis avant tout rejet ou réutilisation des eaux traitées.

## **I.5 Gestion des eaux dans l'industrie pétrolière**

### **I.5.1 Enjeux de la gestion des eaux**

L'eau est une ressource essentielle pour les activités pétrolières et gazières, servant de fluide pour de nombreuses opérations en amont comme en aval. Cependant, l'accès à l'eau douce étant limité dans de nombreuses régions, une gestion rigoureuse des différentes eaux présentes et produites s'impose [21]. Cette gestion vise à optimiser l'utilisation de l'eau, recycler les effluents et minimiser les impacts environnementaux.

### **I.5.2 Les types d'eau et leur caractérisation**

On distingue principalement trois types d'eaux dans un champ pétrolier [21] :

#### **I.5.2.1 Eaux de formation**

Ce sont les eaux naturellement présentes dans les formations géologiques souterraines telles que les aquifères et les réservoirs pétroliers/gaziers. Leur composition varie grandement selon leur origine et leur historique géologique. Elles peuvent être relativement douces ou fortement minéralisées, notamment lorsqu'il s'agit d'anciennes eaux de mer piégées lors de la formation des couches sédimentaires.

#### **I.5.2.2 Eaux de procédé**

Il s'agit des eaux utilisées et injectées dans les opérations de récupération des hydrocarbures. On les retrouve par exemple dans les opérations de récupération assistée par injection d'eau (water flooding), d'injection alternée eau/gaz (WAG), de fracturation hydraulique pour la stimulation des puits, ou encore de contrôle des pressions de fond.

### I.5.2.3 Eaux usées

Ce sont les effluents liquides générés par les diverses activités d'exploration, de forage, de production et de traitement des hydrocarbures sur le site. Ils proviennent notamment des opérations de forage, des purges et des procédés de traitement en surface.

La caractérisation physico-chimique détaillée de ces différents types d'eaux est primordiale [22]. Elle permet d'évaluer leur compatibilité avec les formations géologiques traversées, les équipements de surface et de fond, ainsi que les différents procédés industriels impliqués. Les principaux paramètres analysés sont :

- Minéralisation totale (salinité)
- Dureté (teneurs en calcium et magnésium)
- pH
- Concentrations en ions spécifiques (sodium, chlorures, sulfates, etc.)
- Présence de composés particuliers ( $H_2S$ ,  $CO_2$ , hydrocarbures, etc.)

### I.5.3 Les principales utilisations de l'eau dans un champ pétrolier

L'eau est une ressource essentielle utilisée à toutes les étapes des opérations pétrolières.

#### I.5.3.1 Opération d'injection de pression

Dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud, l'injection de pression consiste à introduire de l'eau, du gaz ou d'autres fluides dans le réservoir pétrolier. L'objectif de cette opération est de préserver la pression dans le réservoir et de faire circuler le pétrole vers les puits de production, ce qui facilite son extraction. C'est une pratique répandue afin d'optimiser la collecte du pétrole [23].

L'objectif principal de l'injection d'eau dans les puits pétroliers est d'augmenter la production de pétrole en favorisant la récupération du pétrole résiduel qui ne peut pas être extrait par des méthodes conventionnelles. Cela peut inclure :

- Augmentation de la pression du réservoir.
- Déplacement du pétrole.
- Contrôle du front de réservoir.

### I.5.3.2 Refroidissement

L'eau est fréquemment employée dans un domaine pétrolier afin de refroidir les équipements et les processus industriels. Voici la manière dont elle est employée dans ce but

- **Récupération des machines** : La chaleur est souvent produite par les machines et les équipements employés dans les opérations de production de pétrole. On utilise l'eau afin de refroidir ces équipements et de maintenir leur température à des niveaux sécurisés et performants.
- **Réfrigération des équipements de traitement** : L'eau est également utilisée pour le refroidissement des installations de traitement du pétrole, comme les tours de refroidissement et les échangeurs de chaleur. La température des produits pétroliers et des équipements de traitement peut être régulée par elle.
- **Évaporation des gaz** : Dans certaines méthodes de production, on produit des gaz chauds. Ces gaz sont refroidis et condensés grâce à l'eau, ce qui facilite leur traitement ultérieurement.
- **Régulation thermique** : L'eau est aussi employée afin de réguler la température des équipements et des espaces de travail. Il est possible que cela soit indispensable afin de garantir des conditions de travail confortables et sécurisées pour les employés. Les opérations dans un champ pétrolier peuvent être effectuées de manière efficace et sécurisée grâce à l'utilisation d'eau pour le refroidissement, tout en réduisant les risques de surchauffe des équipements et en garantissant des conditions de travail optimales [24].

### I.5.3.3 Forage et exploration

#### a) Le forage

L'eau joue un rôle crucial à de nombreuses étapes du processus de forage pétrolier. Voici quelques-uns des usages fréquents de l'eau dans le domaine du forage :

- **Composant de forage** : On utilise fréquemment de l'eau comme fluide de forage afin de simplifier le processus de forage. On la pompe dans le trou de forage afin de lubrifier la foreuse, de transporter les déblais à la surface et de maintenir la pression dans le puits.
- **Régulation thermique** : Le processus de forage nécessite l'utilisation d'eau pour

refroidir les outils de forage et les équipements, ce qui permet d'éviter la surchauffe et de prolonger la durée de vie des équipements.

- **Nettoyage** : L'eau est utilisée pour nettoyer les outils de forage et les équipements après usage afin de maintenir un environnement de travail sûr et efficace.
- **Stabilisation des formations** : Dans certains cas, l'eau peut être injectée dans le puits de forage pour stabiliser les formations rocheuses et réduire les risques d'effondrement du trou de forage.

## b) L'exploration

L'exploration pétrolière peut prendre en compte différents aspects et procédés. Certains des usages fréquents de l'eau dans l'exploration pétrolière sont les suivants :

- **Dans les tests géophysiques** : comme la sismique, l'eau est employée afin de produire des ondes sonores ou électromagnétiques qui sont réfléchies par les structures géologiques situées sous la surface. Ces essais permettent de dresser une carte des formations géologiques et de repérer les zones potentielles de pétrole ou de gaz.
- **Échantillonnage des eaux souterraines** : Dans le cadre des études environnementales et géologiques, l'eau peut être échantillonnée à partir des puits d'eau souterraine pour évaluer la qualité de l'eau et son impact potentiel sur les opérations pétrolières.
- **Rejet des eaux de production** : Pendant les opérations de production de pétrole, les eaux de production, qui sont généralement une combinaison d'eau produite avec le pétrole et l'eau injectée, doivent être gérées de manière appropriée. Cela peut inclure le traitement des eaux avant leur rejet dans l'environnement.
- **Nettoyage et maintenance des installations** : L'eau est utilisée pour le nettoyage et la maintenance des installations pétrolières, y compris les plateformes offshore et les équipements de traitement [25].

### I.5.3.4 Complétion et stimulation des puits

Après forage, des opérations de complétion et de stimulation sont réalisées pour préparer le puits à la production. L'eau y joue un rôle majeur dans des techniques comme [26] :

- **La fracturation hydraulique** : injection à haute pression d'un fluide aqueux pour fracturer la roche réservoir.
- **L'acidification matricielle** : injection d'acides pour dissoudre et élargir les pores de la roche.

#### I.5.3.5 Récupération assistée

Pour augmenter les taux de récupération des hydrocarbures, diverses techniques d'injection de fluides sont mises en œuvre [26] :

- Injection d'eau (water flooding) pour créer une nappe d'eau motrice déplaçant le pétrole vers les puits.
- Injection alternée d'eau et de gaz (WAG) pour améliorer le balayage du réservoir.

#### I.5.3.6 Traitement des hydrocarbures

Les hydrocarbures produits contiennent de l'eau qu'il faut séparer et traiter, par des procédés comme la déshydratation et le dessalement [26].

#### I.5.3.7 Utilisation personnel et sanitaire

Les usages personnels et sanitaires de l'eau sont nombreux et diversifiés. Quelques exemples des usages les plus fréquents de l'eau dans la vie quotidienne :

- **Hygiène corporelle** : L'eau est employée pour se laver les mains, le visage, le corps et les cheveux. Elle est aussi employée pour se brosser les dents et pour se doucher.
- **Nettoyage domestique** : L'eau est utilisée pour nettoyer les surfaces, les sols, les vêtements et la vaisselle, la chasse d'eau des toilettes et pour le nettoyage des toilettes après utilisation. Elle est souvent mélangée à des détergents ou des produits de nettoyage pour éliminer la saleté et les germes.
- **Cuisson et préparation des aliments** : L'eau est utilisée pour cuisiner, faire bouillir, cuire à la vapeur et blanchir les aliments. Elle est également utilisée pour préparer des boissons telles que le thé, le café et les soupes et la préparation des jus de fruits et de légumes pour une bonne hydratation du corps. [27]

#### I.5.3.8 Opérations industriel et de fabrication

L'eau est largement utilisée dans les activités industrielles et de production, et elle joue un rôle essentiel dans de nombreux processus. Voici quelques exemples d'usages fréquents de l'eau dans

ces secteurs :

- **Climatisation** : La plupart des processus industriels utilisent l'eau comme agent de refroidissement. On peut l'employer afin de refroidir les équipements, les machines, les produits chimiques et les procédés de production qui produisent de la chaleur.
- **Transport et dilution** : Dans les processus industriels, l'eau est employée comme moyen de transport pour le transport de matières premières, de produits chimiques et de matériaux. On l'emploie aussi afin de diluer les solutions concentrées et les produits chimiques avant leur utilisation.
- **Élaboration de la vapeur** : La vapeur est produite par le chauffage de l'eau, qui sert de source de chaleur dans de nombreux processus industriels, comme la stérilisation, la pasteurisation et la production d'électricité.
- **Énergie hydroélectrique produite** : Les centrales hydroélectriques utilisent l'eau pour faire fonctionner les turbines et produire de l'électricité, ce qui en fait une source d'énergie renouvelable majeure.

#### I.5.4 Gestion intégrée des eaux

Face aux enjeux de préservation des ressources en eau douce et de minimisation des impacts environnementaux, une approche de gestion intégrée et durable des eaux est essentielle. Elle vise à optimiser l'utilisation des différents types d'eaux présents (formation, procédé, usées) en établissant des circuits de recyclage en boucle fermée [28] :

##### I.5.4.1 Traitement et réutilisation en interne

Les eaux de procédé et les effluents liquides compatibles avec les opérations sont traités et réutilisés directement sur site. Cela permet de recycler ces flux d'eau après avoir ajusté leurs propriétés (déshydratation, déshuilage, ajustement pH/salinité, filtration, etc.)

##### I.5.4.2 Réinjection des eaux produites/de formation

Les eaux naturellement présentes dans les formations géologiques (eaux de formation) ainsi que les eaux extraites avec les hydrocarbures (eaux produites) sont réinjectées dans les réservoirs lorsque cela est possible et pertinent. Cela permet de maintenir les pressions de gisement et de servir de fluide de balayage pour la récupération assistée.

La (**Figure I.5**) illustre un exemple de procédé de réinjection d'eau dans un champ pétrolier, une technique essentielle de récupération assistée du pétrole. Il représente les différentes étapes

du traitement des effluents de production pétrolière avant leur réinjection dans les puits.

Dans un premier temps, les fluides extraits du réservoir, constitués d'un mélange d'huile, d'eau et de gaz, sont acheminés vers une unité de séparation de phases. Celle-ci permet de séparer ces trois composantes grâce à des techniques physiques telles que la décantation ou l'emploi d'hydrocyclones.

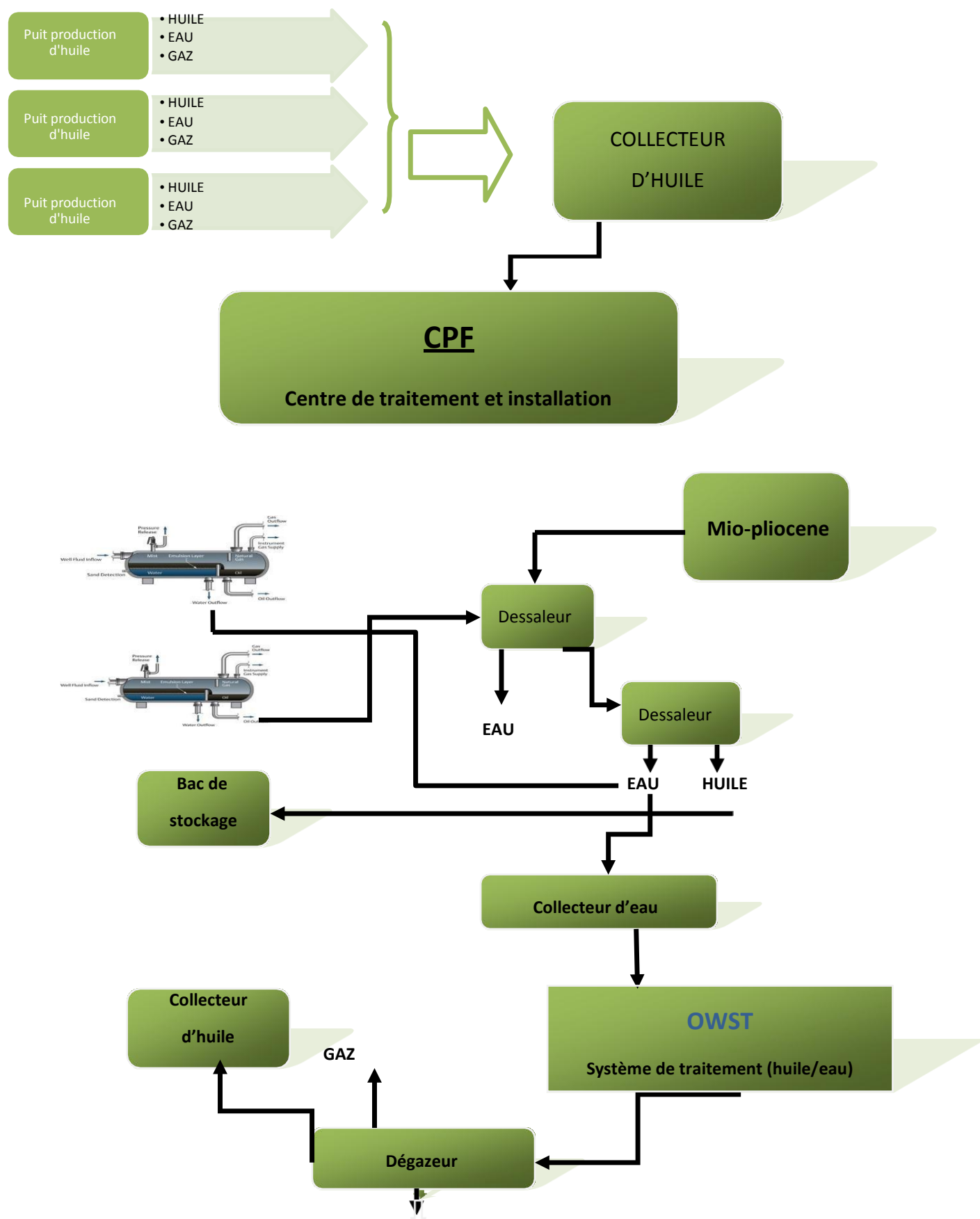
L'huile brute ainsi récupérée est ensuite envoyée vers les installations de traitement et de stockage en vue de sa commercialisation.

Parallèlement, l'eau de formation issue de la séparation subit un traitement poussé afin d'éliminer les différents contaminants qu'elle contient, notamment les hydrocarbures résiduels, les sels dissous, les particules en suspension et les éventuels additifs chimiques. Ce traitement comprend généralement des étapes de désalinisation par osmose inverse ou évaporation, ainsi que des procédés d'oxydation avancée pour l'élimination des composés organiques récalcitrants.

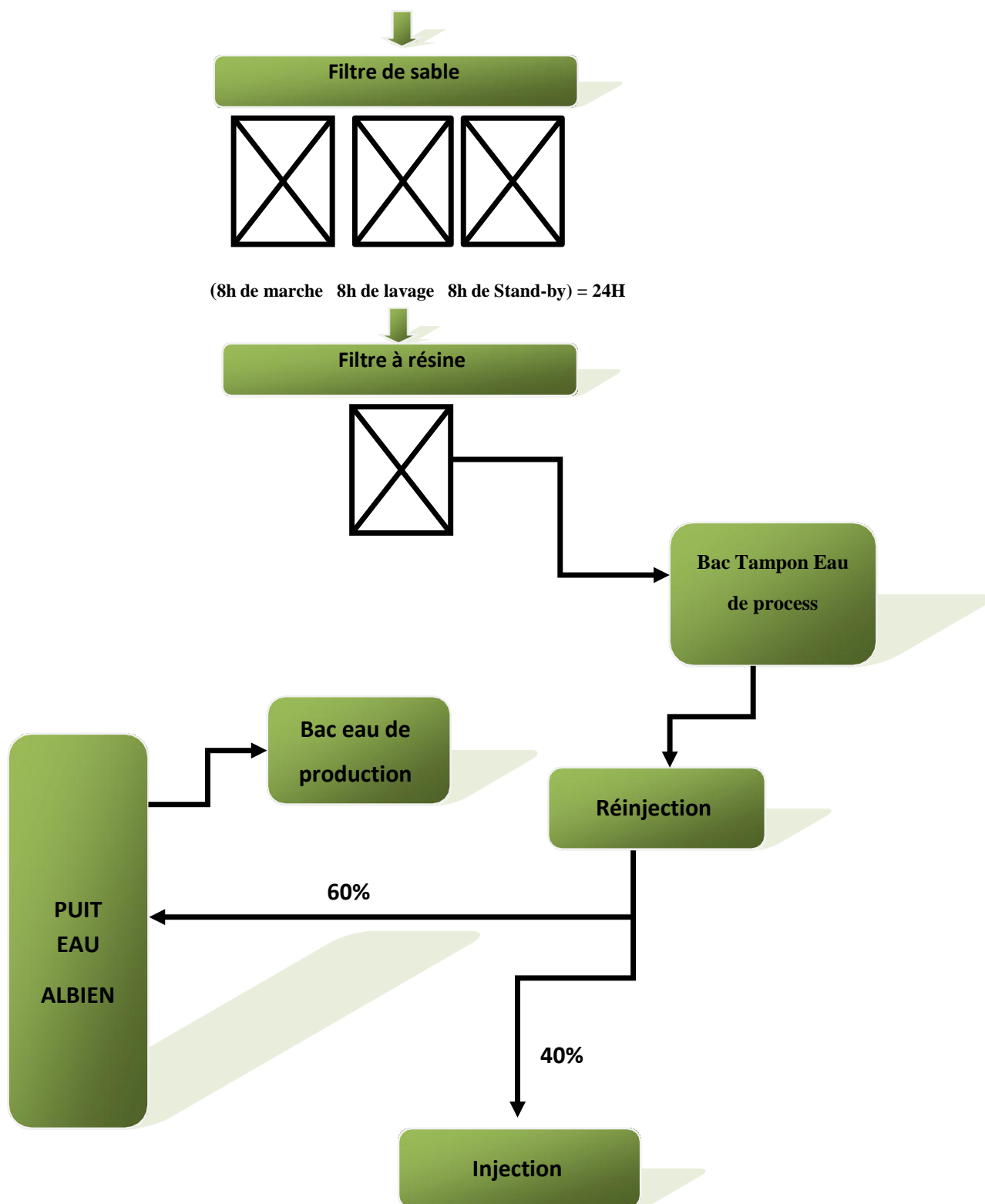
Une fois traitée, cette eau est ensuite réinjectée dans le réservoir pétrolier via des puits d'injection dédiés. Cette réinjection permet de maintenir la pression du gisement et de favoriser le déplacement du pétrole vers les puits de production, augmentant ainsi les taux de récupération du brut.

Le schéma indique que le cycle de réinjection fonctionne en continu, avec des phases de marche, de lavage et de mise en attente des équipements. Il précise également les proportions typiques d'eau et d'huile obtenue après la séparation des fluides de production, soit environ 60% d'eau et 40% d'huile.

Ce procédé de réinjection des eaux de formation traitées constitue donc un élément clé de la gestion durable des ressources hydriques dans l'industrie pétrolière, permettant de minimiser les prélèvements d'eau douce tout en réduisant les impacts environnementaux liés aux rejets aqueux.







**Figure I. 5:**Circuit de réinjection d'eau .

### **I.5.4.3 Traitement tertiaire poussé**

Lorsque les eaux ne peuvent être directement réutilisées ou réinjectées, elles subissent des traitements tertiaires poussés comme le dessalement par osmose inverse, l'évaporation, etc. Ces procédés permettent d'obtenir une eau de très haute qualité réutilisable dans les procédés [29].

### **I.5.4.4 Circuits de recyclage en boucle fermée**

L'objectif est d'établir des circuits de recyclage en boucle fermée, minimisant au maximum les prélèvements d'eau neuve dans le milieu naturel. L'eau est recyclée d'un procédé à l'autre après traitements adaptés [29].

### **I.5.4.5 Traitement des rejets résiduels**

Les éventuels rejets d'eaux résiduelles ne pouvant être recyclées subissent un traitement adéquat (physico-chimique, biologique, etc.) avant d'être rejetés dans le milieu naturel, en conformité avec la réglementation environnementale.

Cette approche de gestion intégrée, basée sur les principes de réutilisation et de recyclage maximum des eaux, permet de réduire considérablement les volumes d'eau à traiter et à prélever. Elle préserve les ressources en eau douce tout en assurant l'intégrité des formations géologiques et la pérennité des opérations pétrolières [29].

## **I.5.5 Risques liés à une mauvaise gestion des eaux**

Une gestion inadaptée ou défaillante des différents types d'eaux présentes et manipulées dans un champ pétrolier peut engendrer de graves problèmes techniques et environnementaux [30] :

### **I.5.5.1 Problèmes de colmatage/dépôts**

L'incompatibilité physico-chimique entre les eaux et les formations géologiques traversées peut provoquer la précipitation de certains composés minéraux ou organiques, formant des dépôts solides indésirables. Ces dépôts de sels, de particules, de sulfures métalliques, de paraffines, etc. peuvent colmater les formations réservoirs, obstruer les pores de la roche, boucher les canalisations et équipements de surface/fond.

### **I.5.5.2 Corrosion des équipements**

Certaines eaux très salées, de pH acide ou contenant des gaz agressifs comme H<sub>2</sub>S ou CO<sub>2</sub> peuvent se révéler extrêmement corrosives pour les installations métalliques. Cela peut conduire à des dégradations accélérées des cuvelages, des conduites, des séparateurs, des échangeurs, etc. avec des risques de fuites et de défaillances.

### **I.5.5.3 Dégradation du ciment des puits**

L'exposition du ciment de scellement des puits à des eaux incompatibles (pH très bas, hautes teneurs en sulfates, CO<sub>2</sub>, etc.) peut entraîner une dégradation chimique progressive de ce ciment, compromettant l'intégrité et l'étanchéité du puits. Des venues d'eau indésirables ou des fuites peuvent alors survenir.

### **I.5.5.4 Incompatibilités géochimiques avec les formations**

L'injection d'eaux mal adaptées dans une formation géologique peut provoquer des réactions géochimiques défavorables avec la roche réservoir : gonflements d'argiles, précipitations de sels obstruant la porosité, déplacements de fines, etc. Cela peut altérer les caractéristiques de la roche et réduire sa perméabilité.

### **I.5.5.5 Impacts environnementaux**

Les rejets dans l'environnement d'eaux usées insuffisamment traitées, contenant des polluants résiduels (hydrocarbures, métaux lourds, substances chimiques), peuvent gravement contaminer les sols, les nappes phréatiques et les eaux de surface à proximité du site.

Une caractérisation fine et un traitement approprié de chaque type d'eau, en fonction de son utilisation et de sa destination finale, sont indispensables pour prévenir ces risques majeurs.

## **I.6 Défis techniques de la gestion des eaux [31]**

### **I.6.1 Variabilité de la composition des eaux selon leur origine, nécessitant des traitements sur mesure**

Les différents types d'eaux rencontrés (formation, procédé, usées) ont des compositions physico-chimiques très variables selon leur origine géologique, leur historique, les opérations subies, etc. Cette variabilité (salinité, dureté, pH, contaminants...) implique de pouvoir ajuster finement les traitements (dessalement, déshuilage, décarbonation, etc.) pour chaque eau selon ses caractéristiques propres. Des techniques standard ne conviennent pas toujours.

### **I.6.2 Contraintes liées aux conditions de réservoir (pression, température, fracturation, etc.)**

L'injection d'eaux dans les formations réservoirs doit tenir compte des conditions spécifiques rencontrées (hautes pressions/températures, degré de fracturation, minéralogie de la roche...). Cela impose des prétraitements adaptés (dégazage, contrôle de la salinité, agents anti-scales...) pour éviter tout problème de colmatages, dépôts, réactions indésirables.

### **I.6.3 Volumes importants d'eaux à traiter, demandant de grandes capacités**

Les quantités d'eaux de procédé et usées générées sur un champ pétrolier/gazier sont souvent très importantes, pouvant atteindre des milliers de m<sup>3</sup> par jour. Cela nécessite de disposer d'infrastructures de traitement dimensionnées en conséquence (unités de dessalement, bassins de rétention...) pour pouvoir recycler ces volumes.

### **I.6.4 Disponibilité des infrastructures de traitement adaptées sur site**

Le déploiement des différentes unités de traitement requises (osmose inverse, évaporation, déshuilage, dé-saumurage, etc.) représente un défi logistique et un investissement conséquent sur site. Leur disponibilité dépend des conditions locales et des capacités existantes à adapter.

### **I.6.5 Coûts opérationnels des traitements parfois élevés à prendre en compte**

Les procédés de traitement des eaux, en particulier le dessalement, sont souvent coûteux en OPEX (énergie, consommables, main d'œuvre). L'optimisation technico-économique des filières de traitement doit être étudiée au regard des bénéfices attendus (recyclage, préservation des ressources).

La gestion des eaux fait ainsi face à de nombreux défis techniques liés à la variété des eaux, aux conditions de gisement et aux capacités de traitement requises.

### **I.6.6 Aspects réglementaires et environnementaux [32]**

#### **I.6.6.1 Réglementations strictes sur la qualité des eaux rejetées dans l'environnement**

Les rejets d'effluents liquides provenant des activités pétrolières et gazières sont strictement encadrés par des réglementations nationales et internationales. Des normes rigoureuses définissent les valeurs limites à respecter en matière de charges polluantes résiduelles (hydrocarbures, métaux, salinité, matières en suspension, toxicité, etc.). Des systèmes de traitement performants doivent être mis en place pour s'y conformer.

#### **I.6.6.2 Restrictions et autorisations pour l'utilisation des ressources en eau douce/de surface**

Dans de nombreuses régions, l'utilisation des ressources en eau douce superficielle ou souterraine pour les besoins industriels est limitée et réglementée par des systèmes d'autorisations et de quotas. Cela contraint les opérateurs à optimiser leurs prélèvements et privilégier d'autres sources (eaux saumâtres, eaux usées traitées, etc.).

### **I.6.6.3 Obligations de réinjecter les eaux produites ou les traiter si réinjection impossible**

Afin de préserver l'environnement, la réglementation impose généralement de réinjecter dans les formations géologiques les eaux de production extraites avec les hydrocarbures, lorsque cela est techniquement possible. Dans le cas contraire, un traitement poussé (dessalement, déshuilage...) est exigé avant un éventuel rejet contrôlé.

### **I.6.6.4 Analyses de cycle de vie et calcul de l'empreinte eau des opérations**

Dans une optique de développement durable, les entreprises doivent réaliser des bilans environnementaux complets, analysant les impacts eau de leurs activités tout au long du cycle de vie des projets (exploration, forage, production, transport, raffinage...). Des indicateurs comme l'empreinte eau permettent de quantifier ces impacts.

### **I.6.6.5 Évaluation et gestion des risques environnementaux (fuites, déversements, contamination)**

Les aspects eau font partie intégrante des études d'impact environnemental et des plans de gestion des risques opérationnels. Les scénarios de fuites, déversements, contaminations des eaux de surface/souterraines par les procédés doivent être analysés et des mesures de prévention/intervention définies.

Le respect de ces multiples exigences réglementaires et environnementales représente un défi majeur que les opérateurs pétroliers et gaziers doivent relever en intégrant pleinement la dimension eau dans la conception et la conduite de leurs projets.

## **I.7 Présentation de l'organisme d'accueil**

### **I.7.1 Sonatrach**

Sonatrach, acronyme de "Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures," est la compagnie pétrolière nationale de l'Algérie. Fondée en 1963, Sonatrach est l'un des plus grands groupes énergétiques d'Afrique et joue un rôle crucial dans l'économie algérienne [33].

### **I.7.2 Présentation de la direction centrale recherche et développement DC-RD**

La Direction Centrale Recherche Développement (DC-R&D) est l'outil technique de la SONATRACH Il a pour missions essentielles [33] :

- L'identification des problèmes à caractère scientifique et technique rencontrés au niveau des structures opérationnelles de l'entreprise et l'initiation des projets de recherche nécessaires à leur résolution.

- La promotion et la mise en œuvre de la recherche appliquée et le développement des technologies dans les métiers de base de la Société.
- L'élaboration des programmes annuels et pluriannuels de recherche conformément aux orientations stratégiques de l'entreprise.
- La veille scientifique et technologique.

### **I.7.3 Direction assistance aux unités industrielles (AUI)**

La Direction Assistance aux Unités Industrielles (AUI) contribue à la maîtrise technologique de l'exploitation et de la maintenance des unités industrielles de par son intervention aux différents stades des études de réalisation et de fonctionnement des unités.ergétiques d'Afrique et joue un rôle crucial dans l'économie algérienne [33].

Les objectifs ciblés par la direction AUI, s'articulent autour de :

- La réalisation des études de potabilité des eaux et de compatibilité des eaux dans les conditions de surface et d'exploitation.
- Etude et analyse en matière de protection anticorrosion des installations de surfaces et de fond (utilisation des inhibiteurs et biocides).
- La réalisation des études d'impact sur l'environnement et audits environnementaux.
- L'assistance en temps réel des unités industrielles pour solutionner des problèmes de rejets, de traitement, de dépôts et d'une manière générale de protection et d'exploitation.

Ces activités sont réalisées dans les différents laboratoires appartenant aux différents départements de cette Direction. Ces départements étant :

- Département corrosion.
- Département traitement et contrôle des fluides.
- Département environnement.

Nous avons effectué au laboratoire de traitement des eaux du département TCF de SONATRACH à Boumerdès, des analyses physico-chimiques détaillées sur différents types d'eaux présentes dans le champ pétrolier (Albien, Mio-Pliocène, Barrémien, Eau de rejet traité). Ces analyses ont permis de déterminer les concentrations en ions dissous tels que le calcium, le magnésium, le fer, le sodium et le potassium. Ces données sont essentielles pour évaluer la qualité de chaque eau et définir son utilisation optimale.

# Chapitre II

## Materiel et méthodes



Nous avons effectué au laboratoire de traitement des eaux du département TCF de SONATRACH à Boumerdès, des analyses physico-chimiques détaillées sur différents types d'eaux présentes dans le champ pétrolier (Albien, Mio-Pliocène, Barrémien, Eau de rejet traité). Ces analyses ont permis de déterminer les concentrations en ions dissous tels que le calcium, le magnésium, le fer, le sodium et le potassium. Ces données sont essentielles pour évaluer la qualité de chaque eau et définir son utilisation optimale.

## **II.1 Description des échantillons**

### **II.1.1 Eau Albien**

Cet échantillon provient d'une formation géologique d'âge Albien (Crétacé inférieur) présente sur le champ pétrolier étudié. Il s'agit d'une eau de formation naturellement présente dans ce réservoir souterrain. L'échantillon a été prélevé à une profondeur d'environ 2500 mètres par un puits de production. Son faciès visuel est celui d'une eau légèrement trouble, de couleur brunâtre, à odeur faiblement sulfureuse.

### **II.1.2 Eau Mio-Pliocène**

L'eau de cet échantillon est issue d'une formation géologique plus récente, datant du Mio-Pliocène (fin de l'ère Tertiaire). Elle a été récupérée à une profondeur d'environ 1800 mètres lors d'un forage d'exploration. Son aspect est celui d'une eau limpide, de couleur jaune pâle, sans odeur particulière.

### **II.1.3 Eau Barrémien**

Provenant d'un réservoir du Barrémien (Crétacé inférieur), il s'agit d'une eau de formation douce prélevée à 2200 mètres de profondeur. Visuellement, elle se présente comme une eau claire et incolore, avec une très faible turbidité.

### II.1.4 Eau de rejet après traitement

Cet échantillon a été prélevé en sortie des unités de traitement des effluents liquides du site pétrolier. Il s'agit donc d'une eau usée ayant subi différentes étapes de traitement physico-chimique et biologique visant à l'épurer avant rejet éventuel. Son aspect est celui d'une eau limpide mais de couleur marron foncé, probablement due à la présence résiduelle d'agents de traitement.

## II.2 Analyses physico-chimiques des eaux

Pour l'analyse d'une eau, diverses méthodes de dosages quantitatifs ont été employées :

La complexométrie, l'acidimétrie, l'argentimétrie, photométrie à flamme, spectrométrie et mesure de l'extrait sec.

### II.2.1 Complexométrie

La complexométrie est une technique analytique utilisée pour déterminer la concentration de certains ions métalliques dans une solution. Cette méthode repose sur la formation de complexes solubles et bien définis entre les ions métalliques et un ligand complexe [34].

#### II.2.1.1 L'appareil utilisé

Le titreur potentiométrique (TITRONIC® 300) (**Figure II.1**) est une burette motorisée parfaite pour le titrage manuel et le dosage précis [34].



**Figure II. 1 :** Titreur potentiométrique (TITRONIC® 300)

### II.2.1.2 Dosage du magnésium

#### ➤ Matériels utilisés

| Matériels  | Réactifs   |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dosimètres (précision : 0,01ml)</li> <li>• Agitateur</li> <li>• Pipette de 10ml</li> <li>• Becher de 50 ml</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le complexant EDTA a 0,01N</li> <li>• Solution tampon (NH<sub>4</sub>OH +NH<sub>4</sub>Cl) a pH 10</li> <li>• Solution de noir eriochrome</li> <li>• TEA</li> </ul> |

#### ➤ Mode opératoire

. Pour analyser la solution, on commence par prélever 10 ml de celle-ci. Ensuite, quelques gouttes de solution tampon sont ajoutées pour maintenir un pH stable à 10, essentiel pour garantir la précision de la titration. Pour neutraliser l'effet du fer, quelques gouttes de TEA (acide éthylènediaminetétraacétique) sont introduites. Ensuite, on incorpore une petite quantité de l'indicateur coloré noir ériochrome, qui permet de visualiser le point final de la titration. Enfin, on réalise le titrage avec l'EDTA (acide éthylènediaminetétraacétique) jusqu'à l'obtention d'une couleur bleue caractéristique, signalant la complexation complète des ions métalliques présents dans la solution. Cette méthode permet ainsi de déterminer la concentration des cations métalliques de manière précise

#### ➤ Expression des résultats

$$\text{Teneur en Mg}^{++} \text{ (mg/l)} = (V_2 - V_1) * N * D * 24,32 * 10^3 / V_i$$

$V_1$  : volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage du  $\text{Ca}^{++}$

$V_2$  : volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage de la somme  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$

N : normalité de l'EDTA

D : facteur de dilution

24,32 : masse molaire de  $\text{Mg}^{++}$

$V_i$  : volume de l'échantillon en ml

## II.2.1.3 Dosage du calcium

| Matériels   | Réactifs  |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>Dosimétrie (précision 0,01)</li><li>Agitateur</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>Solution EDTA à 0,01N</li><li>Solution de NaOH à 20%</li><li>T.E.A (tri-éthanol amine)</li><li>Pincée de murexide</li></ul> |

## ➤ Mode opératoire

Pour analyser la solution, on commence par prélever 10 ml et on ajoute quelques gouttes de TEA pour neutraliser l'effet du fer, qui forme un complexe stable. Ensuite, on introduit quelques gouttes de NaOH pour précipiter le  $Mg^{2+}$  sous forme de  $Mg(OH)_2$ , ce qui laisse uniquement le  $Ca^{2+}$  en solution. Une pincée de murexide est ajoutée comme indicateur coloré. Le titrage est ensuite effectué avec une solution d'EDTA jusqu'à l'apparition de la couleur violette caractéristique, signalant la complexation complète du calcium. Cette approche permet de déterminer avec précision la concentration en calcium dans la solution (**Figure II.2**).



**Figure II. 2:** Dosage du calcium.

➤ **Expression des résultats**

$$\text{Teneur en Ca}^{++} (\text{mg/l}) = V * N * D * 40,08 * 10^3 / \text{PE}$$

V : volume de L'EDTA verse en ml

N : normalité de L'EDTA

D : facteur de dilution

PE : prise d'essai

40,08 : masse molaire de  $\text{Ca}^{++}$

## II.2.2 Spectrophotométrie

La spectrophotométrie est une méthode d'analyse basée sur la mesure de l'absorption de rayonnements lumineux par une ou plusieurs substances chimiques.

Elle est utilisée pour déterminer la concentration de différentes substances tel que les ions de Fer, Baryum, Sulfate [34].

### II.2.2.1 L'appareil utilisée

Spectrophotomètre HACH type DR 1900 représentée dans la figure suivante (**figure II.3**)



**Figure II. 3:** Spectrophotomètre HACH type DR 1900.

### II.2.2.2 Dosage du fer, sulfate et baryum

#### ➤ Principe

Lorsque la lumière blanche ou polychromatique traverse un échantillon, certaines longueurs d'onde spécifiques sont absorbées par les substances chimiques présentes. La lumière qui traverse l'échantillon est ensuite captée par un détecteur. Ce détecteur mesure l'intensité de la lumière transmise et la convertit en un signal électrique [35].

#### ➤ Matériels utilisée

| Matériels  | Réactifs   |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Spectrophotomètre DR 1900</li> <li>• Pipette de 10ml</li> <li>• Bêcher</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Réactif pour précipiter l'élément dose</li> </ul> |

#### Mode opératoire :

Pour l'analyse de l'échantillon, on commence par prélever 10 ml de celui-ci et les verser dans une cuve. Ensuite, un réactif est ajouté pour précipiter l'élément à analyser, permettant ainsi de le rendre détectable. La cuve est ensuite placée dans le spectrophotomètre DR 1900, où la valeur de concentration est affichée à l'écran. Cette méthode offre une approche précise et rapide pour quantifier l'élément ciblé dans l'échantillon

### II.2.3 Détermination du taux d'extrait sec

L'extrait sec total ou matières sèches totales est l'ensemble de toutes les substances qui, dans les conditions physiques déterminées, ne se volatilisent pas. Ces conditions physiques doivent être fixés de telle manière que les substances composant cet extrait subissent le minimum d'altération [36]. C'est une mesure de minéralisation total d'une eau [36].

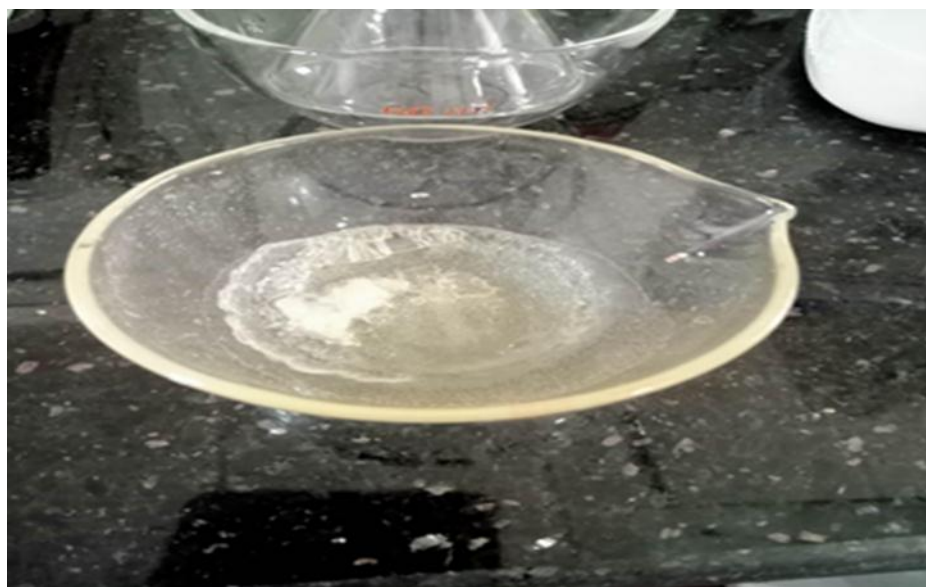
#### II.2.3.1 Dosage du résidu sec

#### ➤ Matériels utilisée

| Matériels  | Réactifs   |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pipette de 5 ml</li> <li>• Etuve réglée à 105 °C</li> <li>• Capsule anti-grimpante</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fluorure de sodium NaF</li> </ul> |

### ➤ Mode opératoire

On commence par déposer une pincée de NaF dans une capsule anti-grimpante, puis on place cette capsule dans une étuve à 105 °C pendant une heure pour éliminer l'humidité. Après le chauffage, la capsule est refroidie dans un dessiccateur avant de mesurer son poids initial (P1). Ensuite, on ajoute une prise d'essai de 5 ml à la capsule contenant le NaF, puis on la remet à l'étuve jusqu'à évaporation complète de l'eau. Après refroidissement dans le dessiccateur, on mesure à nouveau le poids de la capsule avec son contenu (P2). La différence entre P1 et P2 permet ainsi de déterminer le poids du résidu sec, fournissant des informations précieuses sur la composition de l'échantillon analysé.



**Figure II. 4:** Résidu sec.

### ➤ Expression des résultats

Teneur en extrait sec (mg/l) =  $(P_2 - P_1) * D * 10^3 / V_i$

P<sub>1</sub> : poids du creuset vide

P<sub>2</sub> : poids du creuset plein

D : facteur de dilution

V<sub>i</sub> : Volume de l'échantillon en ml.



## II.2.4 Acidimétrie

L'acidimétrie est principalement basée sur l'analyse titrimétrique directe ou résiduelle des substances alcalines (bases) à l'aide d'une certaine quantité d'acide. Elle est couramment utilisée dans le contrôle analytique de nombreuses substances tel que les carbonates ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) et bicarbonates ( $\text{HCO}_3^-$ ) [37].

### II.2.4.1 L'appareil utilisé

Il s'agit d'un pH mètre associée avec un dispositif de dosage comme illustré dans la **figure II.5**.



**Figure II. 5:** Dosage des ions de carbonate et bicarbonate.

### II.2.4.2 Dosage de carbonates et bicarbonates

#### ➤ Matériels utilisées

| Matériels  | Réactifs  |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Agitateur</li><li>• pH mètre</li><li>• Solution de HCl à 0,05N</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Dosimétrie (précision 0,01)</li></ul> |

#### ➤ Mode opératoire

On prend 50 ml d'échantillon, on plonge l'électrode de pH mètre en évitant le contact avec le barreau magnétique et on mesure le pH.



### ⇒ Détection des carbonates $\text{CO}_3^{2-}$

Si :  $\text{pH} < 8,3$  : l'eau ne contient pas de  $\text{CO}_3^{2-}$

Si :  $\text{pH} > 8,3$  : on titre avec HCl jusqu'à obtention d'une valeur de pH égale à 8,30 et on note le volume versé.

### ⇒ Détection des bicarbonates $\text{HCO}_3^-$

Si :  $\text{pH} < 4,3$  : l'eau ne contient pas d'ion bicarbonates  $\text{HCO}_3^-$ .

Si :  $\text{pH} > 4,3$  : on titre avec HCl jusqu'à obtention d'une valeur de  $\text{pH} = 4,3$  et on note le volume versé.

### ➤ Expression des résultats

$$\text{Teneur en } \text{HCO}_3^- = \frac{V \times N \times 61 \cdot 10^3}{V_i} \text{ teneur de } \text{CO}_3^{2-} = V \cdot N \cdot 60 \cdot 10^3 / V_i$$

$V$  = volume de HCl

61 = masse molaire de  $\text{HCO}_3^-$

$V_i$  = volume de l'échantillon en ml

$N$  = normalité de HCl

60 = masse molaire de  $\text{CO}_3^{2-}$

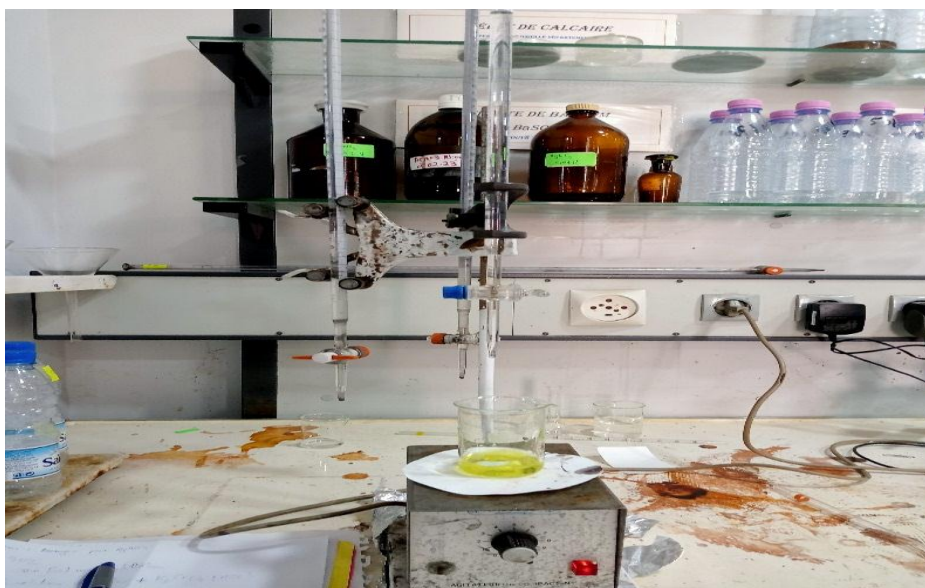
## II.2.5 Argentimétrie

L'argentimétrie désigne un ensemble de méthodes de titrage par précipitation ayant pour point commun d'utiliser une solution contenant des ions  $\text{Ag}^+$ . La solution titrante est généralement une solution de nitrate d'argent ( $\text{AgNO}_3$ ).

L'objectif de cette manipulation est de déterminer la concentration des ions chlorures ( $\text{Cl}^-$ ) présents dans un échantillon à l'aide d'une méthode de dosage argentimétrique utilisant une solution de nitrate d'argent ( $\text{AgNO}_3$ ). Dans ce dosage, le chromate de potassium ( $\text{K}_2\text{CrO}_4$ ) est utilisé comme indicateur coloré [38].

### II.2.5.1 L'appareil utilisé

On utilise dans ce cas le dispositif de titrage illustré dans la **figure II.6**.



**Figure II. 6:** Dispositif du dosage argentimétrique.

### II.2.5.2 Dosage des chlorures

#### ➤ Matériels utilisés

| Matériels   | Réactifs   |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Burette (précision 0,01)</li><li>• Agitateur</li><li>• Pipette 10ml</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Solution d'<math>\text{AgNO}_3</math> à 0,02 N</li><li>• Solution de <math>\text{K}_2\text{CrO}_4</math></li></ul> |

#### ➤ Mode opératoire

Pour l'analyse de l'échantillon, on prélève 10 ml et on ajoute quelques gouttes de  $\text{K}_2\text{CrO}_4$ , qui sert d'indicateur, donnant une coloration jaune. Ensuite, un titrage est effectué avec une solution d' $\text{AgNO}_3$  jusqu'à l'apparition d'une coloration rouge brique, indiquant le point final de la réaction. Cette méthode permet de déterminer précisément la concentration des ions chlorure présents dans l'échantillon (**Figure 13**).



**Figure II. 7:** Titrage des chlorures.

➤ **Expression des résultats**

$$\text{Teneur en Cl}^- = D \times V \times N \times 35,457.103 / V_i$$

V : Volume d'AgNO<sub>3</sub>

D : facteur de dilution

35,457 : Masse molaire de Chlore

V<sub>i</sub> : Volume de l'échantillon en ml

## **II.2.6 Photométrie de flamme**

La spectrophotométrie de flamme présente des avantages intéressants par rapport aux méthodes chimiques classiques pour l'analyse de la composition minérale de divers produits. Elle permet notamment de quantifier avec précision de faibles concentrations de sodium, de potassium. Elle se prête parfaitement aux dosages en série par sa rapidité [39].

### **II.2.6.1 L'appareil utilisé**

Le BWB XP photomètre a flamme est représenté dans la figure suivante :



**Figure II. 8:** Photomètre de flamme.

### II.2.6.2 Dosage du Potassium et Sodium

➤ **Matériels utilisés :**

| Matériels  | Réactifs   |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Spectrophotomètre à flamme</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Solutions étalons (hydroxyde de sodium et hydroxyde de potassium).</li> </ul> |

➤ **Mode opératoire**

Tracé de la courbe Le processus commence par la préparation des échantillons et des solutions étalons, suivie de la calibration de l'appareil avec ces solutions pour garantir la précision des mesures. Une courbe d'étalonnage est ensuite tracée pour le potassium et le sodium. Les échantillons sont analysés en mesurant leur absorbance, ce qui permet de déterminer leurs concentrations à l'aide de la courbe d'étalonnage. Un contrôle qualité est réalisé avec des échantillons de référence pour assurer la fiabilité des résultats. Enfin, les concentrations de potassium et de sodium dans les échantillons sont calculées et rapportées, fournissant des informations essentielles pour l'étude.

➤ **Expressions des résultats**

D'après la courbe on obtient une équation de forme :  $Y=AX+B$

Y : la concentration en ppm

X : l'absorbance (D)

A et B : des constantes

### II.3 Compatibilité des eaux à l'échelle de laboratoire

Ce processus implique simplement la mise en contact de l'eau d'injection et l'eau de gisement, ou deux eaux d'injection et déterminer si deux ou plusieurs types d'eau peuvent être mélangés en toute sécurité. La surveillance de la situation actuelle est peut-être [40] :

#### II.3.1 Visuelle

Par exemple, la turbidité de l'eau peut signaler la présence de sédiments ou de particules en suspension. Une couleur inhabituelle, telle qu'une teinte jaune ou rougeâtre, peut indiquer la présence de minéraux ou de métaux. Une odeur anormale ou désagréable peut être le signe de la présence de bactéries ou de produits chimiques dans l'eau. Ces observations visuelles et olfactives fournissent des indices sur la qualité et la composition de l'eau.

#### II.3.2 Analytique

La filtration d'un précipité, séchage du dépôt obtenu et analyse de la solution récupérée sont des étapes courantes en chimie analytique pour déterminer la composition d'un échantillon solide.

- ✓ Filtration du précipité : Le précipité est filtré pour séparer les solides de la solution. Cette étape peut être effectuée à l'aide d'un filtre en papier ou d'un filtre à vide.
- ✓ Séchage : Le dépôt récupéré sur le filtre est séché puis introduit à des rayonnements X pour connaître la nature des dépôts.
- ✓ Analyse de la solution récupérée qui va permettre de déterminer la quantité de différents composants chimiques présents dans l'échantillon.
- ✓ Détermination des Sulfates et Baryum par DR1900.
- ✓ Détermination de calcium par complexométrie.

#### ➤ Matériels utilisés

- Bêchers de 25ml

- Dispositif de filtration sous vide.
- Papier filtre 0,4µm.
- Agitateur multiposte.
- Verres à montre.
- Une balance analytique.

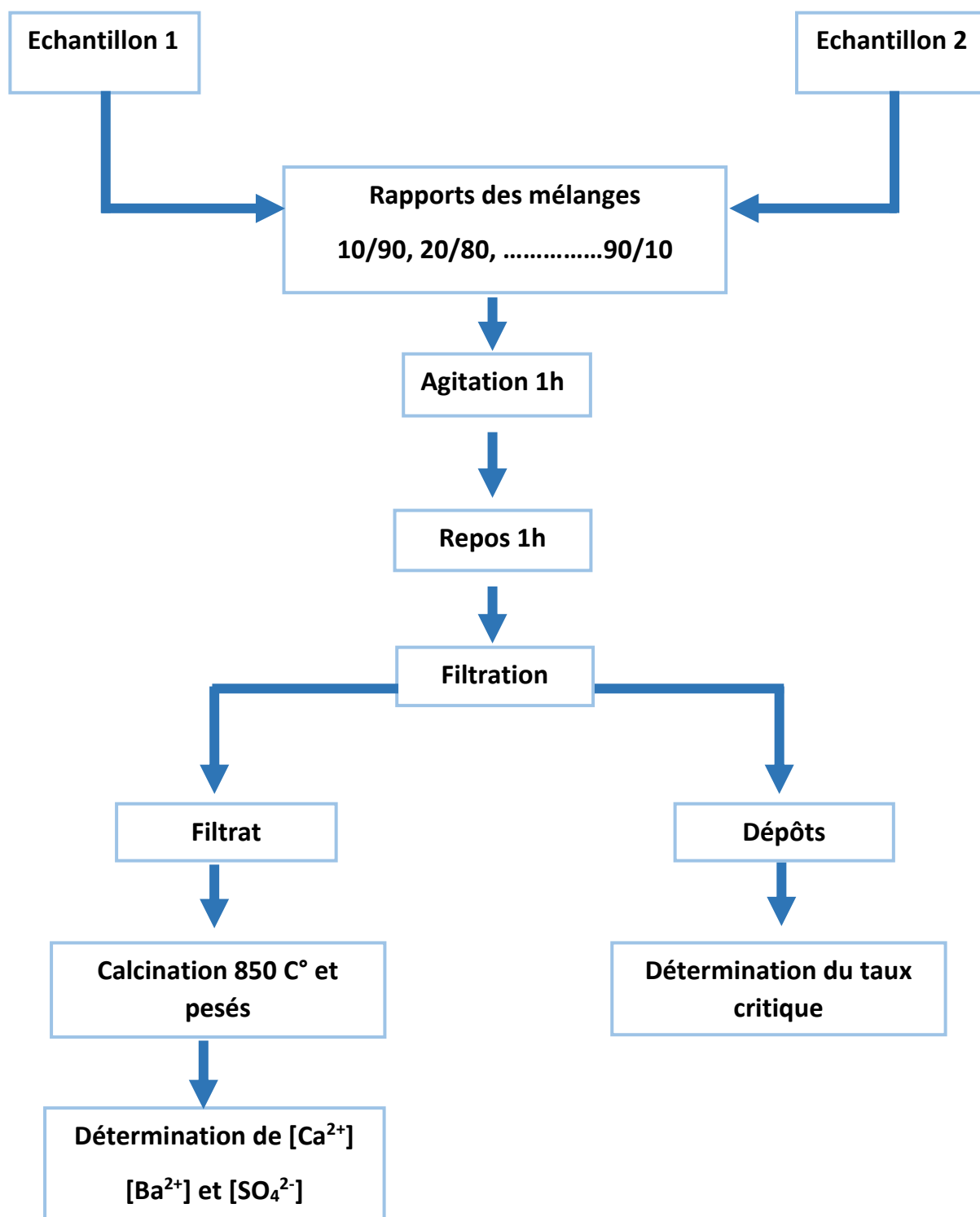
➤ **Expressions des résultats**

$$\text{Masse de dépôts (g)} = P_2 - P_1$$

$P_1$  : Masse de verre à montre + papier filtre vide.

$P_2$  : Masse de verre à montre + papier filtre + le dépôt.

Le schéma suivant (**figure II.9**) représente le mode opératoire de la compatibilité



**Figure II. 9:** Organigramme de l'étude de compatibilité.

iii.

# Chapitre III :

Résultats et discussions



### III.1 Paramètres physico-chimiques des eaux étudiées

Afin d'évaluer la qualité des ressources en eaux souterraines de la zone d'étude et la compatibilité de l'eau traitée avec un potentiel rejet ou réutilisation, des campagnes d'échantillonnage et d'analyses ont été menées. Les résultats obtenus pour les principaux paramètres physicochimiques sont présentés dans les tableaux ci-dessous, pour les nappes de l'Albien, du Mio-Pliocène, du Barrémien, ainsi que pour l'effluent traité.

#### III.1.1 Eau de nappes Albienne

Les résultats des analyses physicochimiques obtenues pour l'eau de la nappe albienne sont présentes dans le tableau ci-dessus :

**Tableau III. 1:** Résultats des analyses chimiques d'eau Albien

| CONSTITUANTS      |                                     | COMPOSITIONS   |              |
|-------------------|-------------------------------------|----------------|--------------|
|                   |                                     | Mg/l           | Meq/l        |
| CATIONS           | <b>Ca<sup>++</sup></b>              | 264.58         | 13.32        |
|                   | <b>Mg<sup>++</sup></b>              | 65.66          | 5.4          |
|                   | <b>Fe<sup>++</sup></b>              | En trace       | 11.65        |
|                   | <b>Na<sup>++</sup></b>              | 268.1          | 0.61         |
|                   | <b>K<sup>+</sup></b>                | 31.5           | 0            |
|                   | <b>Ba<sup>++</sup></b>              | 0              | 0            |
|                   | <b>Total</b>                        | <b>629.84</b>  | <b>30.98</b> |
| ANIONS            | <b>Cl<sup>-</sup></b>               | 567.31         | 16           |
|                   | <b>CO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b>  | 0              | 0            |
|                   | <b>HCO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b> | 154.94         | 2.54         |
|                   | <b>SO<sub>4</sub><sup>-2</sup></b>  | 800            | 16.66        |
|                   | <b>Totale</b>                       | <b>1522.25</b> | <b>35.2</b>  |
| <b>pH</b>         | 8,5                                 |                |              |
| <b>RESEDU SEC</b> | 2,16                                |                |              |

L'eau de cette nappe se caractérise par une minéralisation modérée, avec un résidu sec de 2,16 g/L. Sa composition ionique est marquée par de fortes teneurs en calcium (264,58 mg/L), chlorures (567,31 mg/L) et sulfates (800 mg/L). Ces ions majoritaires ont probablement été acquis par la dissolution d'évaporites présentes dans la formation géologique. Les concentrations notables en sodium (268,1 mg/L) et magnésium (65,66 mg/L) suggèrent également l'altération d'argiles et de minéraux accessoires. La présence de traces de fer témoigne d'un milieu légèrement oxydant. Le pH basique de 8,5 est caractéristique d'une eau en déséquilibre avec la roche encaissante.

### III.1.2 Eau de nappe Moi-pliocène

Le tableau illustre les résultats physicochimiques obtenus pour l'eau de la nappe moi pliocène :

**Tableau III. 2:** Résultats des analyses chimiques d'eau Mio-Pliocène.

| CONSTITUANTS |                                     | COMPOSITIONS  |              |
|--------------|-------------------------------------|---------------|--------------|
|              |                                     | Mg/l          | Meq/l        |
| CATIONS      | <b>Ca<sup>++</sup></b>              | 138.28        | 6.9          |
|              | <b>Mg<sup>++</sup></b>              | 43.65         | 3.59         |
|              | <b>Fe<sup>++</sup></b>              | 0             | 0            |
|              | <b>Na<sup>++</sup></b>              | 163.56        | 7.11         |
|              | <b>K<sup>+</sup></b>                | 18.86         | 0.48         |
|              | <b>Ba<sup>++</sup></b>              | 0             | 0            |
|              | <b>Total</b>                        | <b>364.35</b> | <b>18.08</b> |
| ANIONS       | <b>Cl<sup>-</sup></b>               | 297.84        | 8.4          |
|              | <b>CO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b>  | 18            | 0.6          |
|              | <b>HCO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b> | 93.03         | 1.52         |
|              | <b>SO<sub>4</sub><sup>-2</sup></b>  | 500           | 10.41        |
|              | <b>Totale</b>                       | <b>908.87</b> | <b>20.93</b> |

|                   |      |
|-------------------|------|
| <b>pH</b>         | 8,4  |
| <b>RESEDU SEC</b> | 1,29 |

Cette eau présente une minéralisation du même ordre que l'Albien, avec un résidu sec de 1,29 g/L. Son faciès chimique est similaire, riche en calcium (138,28 mg/L), chlorures (297,84 mg/L) et sulfates (500 mg/L). Cependant, on note la présence supplémentaire d'une composante carbonatée avec 18 mg/L de carbonates. Le sodium (163,56 mg/L) et le magnésium (43,65 mg/L) complètent son profil ionique. Un pH basique identique à 8,5 est mesuré. Cette composition suggère des interactions eau-roche comparables à celles de l'Albien, mais avec une contribution de roches carbonatées.

### III.1.3 Eau de nappe Barrémienne

Les différents paramètres physicochimiques obtenus lors de l'analyse de l'eau barrémien sont présents dans le tableau ci-dessus :

**Tableau III. 3:** Résultats des analyses chimiques d'eau Barrémien.

| CONSTITUANTS |                                     | COMPOSITIONS |             |
|--------------|-------------------------------------|--------------|-------------|
|              |                                     | Mg/l         | Meq/l       |
| CATIONS      | <b>Ca<sup>++</sup></b>              | 70.0         | 3.50        |
|              | <b>Mg<sup>++</sup></b>              | 23.0         | 1.89        |
|              | <b>Fe<sup>++</sup></b>              | 0            | 0           |
|              | <b>Na<sup>++</sup></b>              | 46.0         | 2.00        |
|              | <b>K<sup>+</sup></b>                | 19.0         | 0.49        |
|              | <b>Ba<sup>++</sup></b>              | 00           | 00          |
|              | <b>Total</b>                        | <b>158</b>   | <b>7.88</b> |
| ANIONS       | <b>Cl<sup>-</sup></b>               | 18,5         | 0,52        |
|              | <b>CO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b>  | 3.6          | 0.12        |
|              | <b>HCO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b> | 165.0        | 2.71        |
|              | <b>SO<sub>4</sub><sup>-2</sup></b>  | 205.0        | 4.27        |

|                   |               |              |             |
|-------------------|---------------|--------------|-------------|
|                   | <b>Totale</b> | <b>392.1</b> | <b>7.62</b> |
| <b>pH</b>         | 7,14          |              |             |
| <b>RESEDU SEC</b> | 5,5           |              |             |

Contrastant avec les deux nappes précédentes, l'eau barrémienne affiche une minéralisation plus faible avec un résidu sec de 550 mg/l. Si les ions calcium (70 mg/l), magnésium (23 mg/l), sodium (46 mg/l), chlorures (18,5 mg/l) et sulfates (205 mg/L) sont présents, sa grande richesse réside dans sa teneur en bicarbonates (165 mg/L). Cette spécificité indique une acquisition préférentielle de l'ion  $\text{HCO}_3^-$  par la dissolution de formations carbonatées. L'absence de fer détecté suggère un milieu réducteur, typique d'un aquifère profond et confiné. Le pH de 7,14 reflète l'équilibre calco-carbonique de cette eau.

#### III.1.4 Eau de rejet après traitement

L'eau de rejet a subi aussi les mêmes analyses physicochimiques que l'eau des nappes et les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau III.4 :

**Tableau III. 4:** Résultats des analyses chimiques de l'eau de rejet après traitement.

| CONSTITUANTS |                        | COMPOSITIONS |            |
|--------------|------------------------|--------------|------------|
|              |                        | Mg/l         | Meq/l      |
| CATIONS      | <b>Ca<sup>++</sup></b> | 112          | 2,8        |
|              | <b>Mg<sup>++</sup></b> | 29           | 1,2        |
|              | <b>Fe<sup>++</sup></b> | 1,7          | 0,03       |
|              | <b>Na<sup>++</sup></b> | 80           | 3,5        |
|              | <b>K<sup>+</sup></b>   | 5,9          | 0,15       |
|              | <b>Ba<sup>++</sup></b> | 2,8          | 0,02       |
|              | <b>Total</b>           | <b>231,4</b> | <b>7,7</b> |
|              | <b>Cl<sup>-</sup></b>  | 135          | 3,8        |

|                   |                                     |            |            |
|-------------------|-------------------------------------|------------|------------|
| <b>ANIONS</b>     | <b>CO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b>  | 60         | 0,5        |
|                   | <b>HCO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b> | 128        | 2,1        |
|                   | <b>SO<sub>4</sub><sup>-2</sup></b>  | 96         | 1,0        |
|                   | <b>Totale</b>                       | <b>419</b> | <b>7,4</b> |
| <b>pH</b>         | 7,2                                 |            |            |
| <b>RESEDU SEC</b> | 3.47                                |            |            |

Avec un résidu sec intermédiaire de 3,47 g/L, cette eau présente des teneurs résiduelles modérées en différents ions : calcium (112 mg/L), magnésium (29 mg/L), sodium (80 mg/L), chlorures (135 mg/L), sulfates (96 mg/L), carbonates (60 mg/L) et bicarbonates (128 mg/L). Cette composition ionique équilibrée résulte vraisemblablement du procédé de traitement appliqué sur un effluent initial plus chargé. Son caractère compatible avec un potentiel mélange avec les eaux souterraines devra être évalué au regard de critères physicochimiques adéquats.

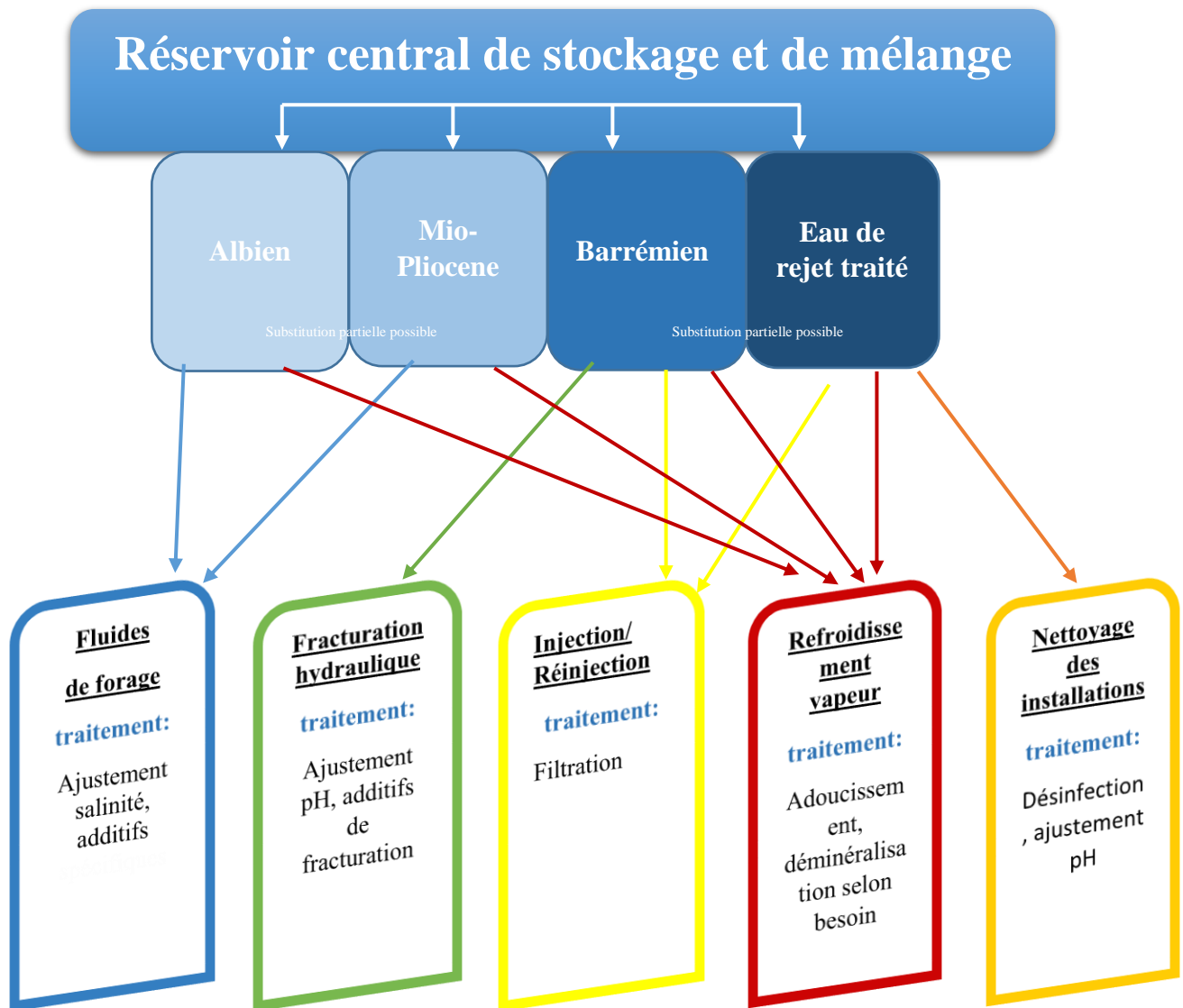
### III.2 Etude de compatibilité

Afin de compléter l'analyse de compatibilité basée sur la caractérisation physicochimique, une étude spécifique a été menée en conditions contrôlées au laboratoire. Cette étude visait à évaluer expérimentalement la compatibilité des différentes eaux en simulant des scénarios de mélange. Les essais réalisés ont consisté à mélanger dans diverses proportions les échantillons d'eaux de l'Albien, du Mio-Pliocène, du Barrémien ainsi que l'eau de rejet après traitement. Après une période d'observation, les résultats obtenus montrent que les mélanges testés ne présentent aucun signe d'incompatibilité visuelle apparente (fig . Aucun phénomène de précipitation, de troubles ou de décoloration n'a été constaté, confirmant la compatibilité entre ces différentes eaux. Cette étude en conditions contrôlées vient donc corroborer les conclusions tirées de l'analyse des paramètres physicochimiques, à savoir la faisabilité d'un mélange contrôlé de ces ressources en eaux souterraines avec l'effluent traité en vue d'un rejet ou d'une réutilisation.



**Figure III. 1:** compatibilité des eaux.

## III.3 Gestion et utilisations des eaux étudiées



**Figure III. 2:** schéma représentatif de la gestion des eaux au réservoir.

# Conclusion générale



Cette étude approfondie des ressources en eau disponibles sur le champ pétrolier, englobant les nappes de l'Albien, du Mio-Pliocène, du Barrémien et les eaux de rejet traitées, a permis de mettre en lumière leurs caractéristiques physicochimiques spécifiques et leurs potentiels d'utilisation dans les différentes opérations pétrolières.

L'analyse détaillée des compositions ioniques a révélé des profils distincts pour chaque type d'eau, allant des eaux fortement minéralisées de l'Albien et du Mio-Pliocène, riches en chlorures et sulfates, à l'eau faiblement minéralisée mais riche en bicarbonates du Barrémien. L'eau de rejet traitée, quant à elle, présente un équilibre ionique intermédiaire, offrant une polyvalence appréciable.

L'étude de compatibilité menée en laboratoire a démontré la faisabilité de mélanges contrôlés entre ces différentes eaux, ouvrant la voie à une gestion flexible et optimisée des ressources hydriques. Cette compatibilité est un atout majeur pour répondre aux divers besoins du champ pétrolier, que ce soit pour la formulation de fluides de forage, les opérations de fracturation hydraulique, l'injection dans les réservoirs ou l'approvisionnement des utilités industrielles.

La stratégie de gestion proposée, basée sur une utilisation ciblée de chaque type d'eau en fonction de ses propriétés spécifiques, couplée à des possibilités de mélanges et de substitutions, offre une approche robuste et adaptative. Cette flexibilité permet non seulement d'optimiser l'utilisation des ressources disponibles, mais aussi d'assurer une continuité opérationnelle en cas de manque ponctuel d'un type d'eau spécifique.

L'intégration des eaux de rejet traitées dans ce système de gestion s'inscrit pleinement dans une démarche de développement durable, en favorisant la réutilisation et en minimisant les prélèvements sur les ressources naturelles. Cette approche circulaire de la gestion de l'eau contribue à réduire l'empreinte environnementale des activités pétrolières.

Néanmoins, la mise en œuvre effective de cette stratégie nécessitera un suivi analytique rigoureux et continu de la qualité des eaux, ainsi qu'une modélisation fine des besoins pour chaque opération. Des infrastructures adaptées, notamment en termes de capacités de stockage et de mélange, devront également être mises en place.

En conclusion, cette étude démontre qu'une gestion intégrée et raisonnée des différentes ressources en eau disponibles sur un champ pétrolier peut conduire à une optimisation

## Conclusion générale

---

significative de leur utilisation. Cette approche permet de concilier les impératifs opérationnels, économiques et environnementaux, ouvrant la voie à une exploitation pétrolière plus durable et respectueuse des ressources hydriques.

- [1] IPIECA (2007) "Eau opérationnelle : Gestion des eaux de procédé"
- [2] Frick et al. (1994) "Petroleum Production Operations"
- [3] Collins (1975) "Geochemical and Environmental Importance of Groundwater"
- [4] Veil et al. (2004) "Gestion des eaux produites de l'industrie pétrolière et gazière onshore"
- [5] Lu et al. (2015) "Gestion intégrée de l'eau pour le développement des ressources non conventionnelles"
- [6] Bennacef, I., et al. "Petroleum Systems of the Illizi Basin, Algeria." *Marine and Petroleum Geology*, vol. 98, 2018, pp. 197-217.
- [7] Benaissa, M., et al. "History and Development of the Hassi Messaoud Oil Field, Algeria." *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 189, 2020, pp. 107029.
- [8] Sonatrach. "Champ de Hassi Messaoud." <https://www.sonatrach.com/champs/hassi-messaoud>
- [9] Bourdarot, G. "Methods for Horizontal Well Test Analysis." *Proceedings of the SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, 1999, pp. 563-577.
- [10] Sonatrach. "Partenariats Internationaux." <https://www.sonatrach.com/partenariats-internationaux>
- [11] Sonatrach. "Rapport Annuel 2021 - Activités Amont."
- [12] Neddaf Yacine Lyazidi Aghiles, « contribution à l'étude hydrogéologique et hydrochimique des nappes aquifères du Complexe Terminal, région de Hassi Messaoud (Sahara algérien), mémoire fin d'étude, 2021
- [13] Bengana Atik, Tati Saif Eddine, « Analyse et Traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile – Champ Hassi Messaoud », mémoire fin d'étude, 2019
- [14] Observatoire du Sahara et du Sahel. "Système Aquifère du Sahara Septentrional." <https://www.oss-online.org/fr/systeme-aquifere-du-sahara-septentrional>
- [15] Bouchaou, L., et al. "Évaluation des ressources en eau du bassin d'Illizi (Algérie)." *Hydrogéologie*, vol. 1, 2008, pp. 17-27.
- [16] Guendouz, A., et al. "Hydrogeochemical study of the Barremian aquifer in the Hassi Messaoud region, Algeria." *Desalination*, vol. 249, no. 2, 2009, pp. 649-659.
- [17] Kashi, A., et al. "Impact of Oil Field Activities on Groundwater Quality in the Hassi Messaoud Region, Algeria." *Journal of Environmental Management*, vol. 232, 2019, pp. 927-936.

- [18] Bouchaou, L., et al. "Évaluation des ressources en eau du bassin d'Illizi (Algérie)." *Hydrogéologie*, vol. 1, 2008, pp. 17-27.
- [19] Sonatrach. "Rapport Annuel 2015 - Activités Amont." <https://www.sonatrach.com/rapports-annuels/2015>
- [20] Kashi, A., et al. "Conversion of Abandoned Oil Wells into Water Wells in the Hassi Messaoud Field, Algeria." *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 174, 2019, pp. 1168-1177.
- [21] Guendouz, A., et al. "Use of Saline Water for Secondary Recovery Operations in the Hassi Messaoud Oil Field, Algeria." *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 139, 2016, pp. 169-178.
- [22] Kashi, A., et al. "Treatment of Produced Water from Hassi Messaoud Oilfield." *Journal of Environmental Chemical Engineering*, vol. 6, no. 3, 2018, pp. 3712-3722.
- [23] Sonatrach. "Rapport Annuel 2021 - Environnement." <https://www.sonatrach.com/rapports-annuels/2021>
- [24] Maha, A., et al. "Treatment of Drilling Fluids Wastewater in Hassi Messaoud Oil Field, Algeria." *Journal of Water Reuse and Desalination*, vol. 9, no. 2, 2019, pp. 165-176.
- [25] Sonatrach. "Gestion des Boues de Forage." <https://www.sonatrach.com/environnement/gestion-boues-forage>
- [26] Khalladi, R., et al. "Groundwater Monitoring in the Hassi Messaoud Oil Field, Algeria." *Environmental Earth Sciences*, vol. 77, no. 13, 2018, pp. 1-12.
- [27] Kashi, A., et al. "Treatment of Produced Water from Hassi Messaoud Oilfield." *Journal of Environmental Chemical Engineering*, vol. 6, no. 3, 2018, pp. 3712-3722.
- [28] Frick et al. (1994) "Petroleum Production Operations"
- [29] Collins (1975) "Geochemical and Environmental Importance of Groundwater"
- [30] J.P.Blanquet et col, « Devenir et comportement des métaux dans l'eau », rapport technique, 2004
- [31] Lu et al. (2015) "Gestion intégrée de l'eau pour le développement des ressources non conventionnelles"
- [32] Ebrahimi et al. (2012) "Gestion de l'eau dans l'industrie pétrolière"
- [33] Shaffer et al. (2013) "Gestion des eaux de l'industrie non conventionnelle"
- [34] Lanatus Syarifah, « complexometry and its application », Article, 2014
- [35] Naima El Hammoumi et col, « évaluation de la qualité des eaux souterraines pour l'utilisation dans l'eau potable et l'agriculture, place de Tadla, Maroc », Journal, 2012
- [36] SI ANALYTICS, « TITRONIC 300- burette à piston », Article, 2018

**[37] SI ANALYTICS, « titration-titrations, sample changers, software and electrodes », Article, 2017**

**[38] IPIECA (2007) "Eau opérationnelle : Gestion des eaux de procédé"**

**[39] Dr Subhra Mishra, « flame photometer, principle, components, and working procedure », Article, 2021**