

**République Algérienne Démocratique Et Populaire**  
**Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique**  
**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**  
**Faculté des Sciences**



**Mémoire de fin d'étude**

**En vue de l'obtention du diplôme de Master**

**Filière : chimie**

**Option : Chimie de l'eau**

Présenté par :

***M<sup>me</sup>. BENDEKKICHE NASSIMA***

**Thème**

***Etude bibliographique des problèmes de dépôts minéraux dans l'industrie pétrolière***

Soutenu le : 01 Décembre 2020, devant le jury :

Sous la direction de :	<b>A. .BAKALEM</b>	<b>M.A.A</b>	<b>U.M.B.B</b>
	<b>B SADI</b>	<b>Chef de département TC</b>	<b>Sonatrach</b>
<b>Présidente :</b>	<b>O. BELOUANES</b>	<b>M.C.B</b>	<b>U.M.B.B</b>
<b>Examinatrice :</b>	<b>H. IRINISLIMANE</b>	<b>M.C.B</b>	<b>U.M.B.B</b>

***Année Universitaire : 2019/2020***

**REMERCIEMENTS**

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant qui m'a donné la force, la volonté et la patience afin d'accomplir ce modeste de travail.

Je remercie particulièrement Madame A.BAKALEM, maitre assistante classe A à l'Université M'hamed Bougarra de Boumerdes, et, Madame B. SADI, chef de département traitement et contole des fluides au Centre de recherche et développement de SONATRACH, d'avoir acceptées d'encadrer ce travail, de l'orienter et de le suivre en m'accordant leurs confiances, leurs disponibilités, leurs encouragements et leurs précieux conseils.

Aussi je tiens à remercier vivement les membres du jury à savoir Madame O.BELOUANES, maitres de conférences classe B, et Melle H.IRINISLIMENE, maitres de conférences classe B, pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce modeste travail en acceptant de l'examiner et de l'enrichir par leurs critiques constructives.

Je remercie également tous les enseignements de la Faculté Des Sciences de l'U.M.B.B et en particulier ceux du Département Chimie.

Mes remerciements vont vers toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail en particulier Monsieur M. BENAMARA Directeur de la division laboratoire au CRD de SONATRACH.

## *Table des matières*

**DEDICACES**

**REMERCIEMENTS**

**LISTE DES TABLEAUX**

**LISTE DES FIGURES**

**LISTE DES ABREVIATIONS**

<b>I. INTRODUCTION GENERALE</b>	<b>02</b>
<b>II. GENERALITES SUR LE PETROLE</b>	<b>05</b>
- <b>DEFINITION</b>	<b>05</b>
- <b>ORIGINE</b>	<b>05</b>
- <b>COMPOSITION DU PETROLE BRUT</b>	<b>06</b>
- <b>II.3.1. Hydrocarbures saturés</b>	<b>06</b>
- <b>II.3.2. Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)</b>	<b>08</b>
- <b>II.3.3. Les composés non-hydrocarbonés</b>	<b>10</b>
- <b>CLASSIFICATION :</b>	<b>11</b>
<b>1. CLASSIFICATION INDUSTRIELLE</b>	<b>11</b>
<b>2. CLASSIFICATION CHIMIQUE</b>	<b>11</b>
<b>3. CLASSIFICATION TECHNOLOGIQUE</b>	<b>12</b>
<b>III. PROCESSUS DE PRODUCTION :</b>	<b>15</b>
- <b>Récupération primaire</b>	<b>15</b>
- <b>Récupération secondaire</b>	<b>16</b>
- <b>Récupération tertiaire :</b>	<b>16</b>
<b>A. Injection de polymère</b>	<b>17</b>
<b>B. injection de CO<sub>2</sub></b>	<b>17</b>
<b>C. injection de vapeur</b>	<b>17</b>
<b>D. oxydation et combustion in situ</b>	<b>18</b>

<b>IV. RECUPERATION SECONDAIRE DE PETROLE</b>	<b>20</b>
<b>IV. 1.Récupération secondaire par injection de gaz lift</b>	<b>20</b>
<b>IV.2.Récupération secondaire par injection d'eau :</b>	<b>21</b>
a) Déplacement suivant un front	21
b) Déplacement radial	21
<b>IV.2.1.Choix de l'injection de l'eau comme mode de récupération secondaire du pétrole</b>	<b>22</b>
<b>IV.2.2.Fonctionnement d'un puits producteurs et un puits injecteur d'eau</b>	<b>22</b>
A. Puits producteur du pétrole	22
B. puits injecteur d'eau	22
<b>IV.2.3. Système d'exploitation avec injection d'eau :</b>	<b>23</b>
1. Système d'exploitation avec injection d'eau périphérique	23
2. Système d'exploitation avec injection d'eau centrale	24
<b>IV.2.4 Mise en œuvre d'une injection d'eau</b>	<b>25</b>
<b>IV.2.5 Les différentes sources de l'eau d'injection :</b>	<b>26</b>
• Les eaux de surface	26
• Nappes phréatiques	26
• Aquifères régionaux	26
• Les eaux de mer	26
<b>IV.2.6 Utilisations des eaux d'injection :</b>	<b>27</b>
- Le maintien de la pression	27
- Le lavage	27
<b>IV.2.7. Les eaux de gisement :</b>	<b>27</b>
• Eaux de condensation	28
• Eaux de formation	28

• Eaux Interstitielles	28
• Eaux connées	28
<b>IV.2.8. Incompatibilité des eaux d'injection et de gisements</b>	<b>28</b>
<b>V. FORMATION DE DEPOTS MINERAUX</b>	<b>31</b>
<b>V.1. Les paramètres influençant sur la formation de dépôts</b>	<b>31</b>
- Influence de la température	31
- Influence de pH	31
- Influence de la pression	31
- Influence de la salinité	32
- Influence du mélange des eaux incompatibles	32
<b>V.2. Etude de l'incompatibilité des eaux</b>	<b>33</b>
<b>V.3. Prévision de la formation de dépôt</b>	<b>33</b>
<b>V.4. Mécanisme de formation des dépôts minéraux :</b>	<b>33</b>
<b>A. La sursaturation</b>	<b>34</b>
<b>B. Formation du germe (germination)</b>	<b>34</b>
<b>C. Croissance du cristal</b>	<b>34</b>
<b>D. Agglomération et agrégation</b>	<b>36</b>
<b>V.5. Conséquence de la formation de dépôts</b>	<b>36</b>
- Les sous ensemble de dépôts minéraux	37
a- Les sulfates :	37
- Les sulfates de baryum $BaSO_4$	38
- les sulfates de calcium $Ca SO_4$	40
- Les sulfates de strontium $SrSO_4$	41
- Comparaison entres les trois dépôts	41
b- Chlorure de sodium	42
c- Les carbonates	42
d- Les bicarbonates	43

e- Les savons de calcium	43
<b>VI. MOYENS DE PREVENTION ET DE LUTTE CONTRE LES DEPOTS MINERAUX</b>	<b>45</b>
<b>VI.1. Procédé soustractifs :</b>	<b>45</b>
a) Dé-sulfatation par échange ionique par des résines anionique	45
b) Dé-sulfatation par précipitation avec du chlorure de baryum $BaCl_2$ .	45
c) Traitement par Nanofiltration et Osmose Inverse	45
d) La distillation	46
e) Elimination biologique des sulfates	46
<b>VI.2. Procédé Curatif :</b>	<b>47</b>
<b>A. Méthode chimique</b>	<b>47</b>
- Les solvants paraffines	47
- Les dispersant paraffines	47
<b>B. Méthode mécanique :</b>	<b>48</b>
<b>VI.3. Procédé additif</b>	<b>48</b>
<b>VI.3.1. Définition des inhibiteurs de dépôts dans industrie pétrolière</b>	<b>48</b>
<b>VI.3.2. Principaux inhibiteurs de dépôts dans l'industrie pétrolière</b>	<b>49</b>
<b>A. Les polyphosphates</b>	<b>49</b>
<b>B. Les polyphosphonates</b>	<b>49</b>
<b>C. Les polymères Carboxyliques</b>	<b>50</b>
<b>VI.3.3. Mécanisme d'action des inhibiteurs de dépôts :</b>	<b>52</b>
- Inhibition de la nucléation	52
- Disperssion des cristaux déjà formé	52
- Ralentissement et ou Blocage de la croissance des cristaux	52
<b>VI.3.4. Méthode d'utilisation des inhibiteurs de dépôts</b>	<b>53</b>
<b>Injection Continue d'un inhibiteur</b>	<b>53</b>

<b>Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation</b>	<b>53</b>
<b>VI.3.5. Efficacité des inhibiteurs de dépôts</b>	<b>54</b>
<b>VI.3.5. Effet des inhibiteurs sur l'environnement (possibilités d'utiliser des inhibiteurs écologique)</b>	<b>54</b>
<b>VII. CAS DE L'ALGERIE</b>	<b>56</b>
<b>VII.1. Les régions pétrolières en Algérie</b>	<b>56</b>
<b>VII.2. Description de quelque champs pétroliers en Algérie</b>	<b>57</b>
<b>VII.3. Les principaux champs pétroliers en Algérie</b>	<b>58</b>
a) <b>Champ d'Alrar</b>	<b>58</b>
b) <b>Champ de Zarzaitine</b>	<b>58</b>
c) <b>Champ de Tin Fouyé Tabankort (TFT)</b>	<b>58</b>
d) <b>Champ de Rhourde el Baguel</b>	<b>58</b>
e) <b>Champ de Gassi Touil</b>	<b>58</b>
<b>VII.4. Processus de production utilisé en Algérie</b>	<b>59</b>
- <b>Récupération primaire</b>	<b>59</b>
- <b>Récupération secondaire</b>	<b>59</b>
- <b>Récupération tertiaire</b>	<b>59</b>
<b>VII.5. Comparaison entre deux sites : Tin Fouyé Tabankourt (TFT) et Hassi Messaoud (HMD)</b>	<b>60</b>
<b>VII.5.1. Le site de Tin Fouyé Tabankourt(TFT)</b>	<b>60</b>
<b>VII.5.1.2. Situation géographique</b>	<b>60</b>
<b>VII.5.1.3. Situation géologique</b>	<b>60</b>
<b>VII.5.1.4. Principaux gisements du champ de TFT</b>	<b>61</b>
A. <b>Gisement de TFT Ordovicien</b>	<b>61</b>
B. <b>Gisement de TIN FOUYE (TFY)</b>	<b>61</b>
C. <b>Gisement d'AMASSAK</b>	<b>62</b>

<b>D. Gisement de DJOUA</b>	<b>62</b>
<b>E. Gisement de TAMENDJLET</b>	<b>62</b>
<b>F. Gisement de Hassi Mazoula Nord (HMZ Nord)</b>	<b>62</b>
<b>G. Gisement de Hassi Mazoula Sud (HMZ Sud)</b>	<b>62</b>
<b>H. Gisement de Hassi Mazoula ‘B’</b>	<b>63</b>
<b>VII.5.1.5. Type de dépôts rencontré dans le champ Tin Fouyé Tabankourt</b>	<b>64</b>
<b>VII.5.1.6. Type d’inhibiteur utilisés</b>	<b>66</b>
<b>VII.5.2. Le champ de Hassi Messaoud (HMD)</b>	<b>66</b>
<b>VII.5.2.1. Situation géographique</b>	<b>66</b>
<b>VII.5.2.2. Situation géologique</b>	<b>67</b>
<b>VII.5.2.3. Zonation et numérotation des puits</b>	<b>68</b>
<b>VII.5.2.4. Description de réservoir</b>	<b>69</b>
<b>VII.5.2.5. Type de dépôts rencontré dans le champ de Hassi Messaoud</b>	<b>70</b>
<b>VII.5.2.6. Les moyens de lutte contre les dépôts à Hassi Messaoud</b>	<b>71</b>
<b>1. Traitements curatifs</b>	<b>71</b>
<b>2. Traitements préventifs</b>	<b>71</b>
<b>- Les inhibiteurs de dépôts utilisés</b>	<b>71</b>



### *Liste des tableaux*

<b>Tableau n°1</b>	Classification des pétroles bruts en fonction de la densité.	11
<b>Tableau n°2</b>	Classification des pétroles selon la teneur en soufre.	12
<b>Tableau n°3</b>	La teneur en huiles de base et leur qualité.	13
<b>Tableau n°4</b>	Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate.	42
<b>Tableau n°5</b>	Structure chimique des phosphonates les plus utilisés.	50
<b>Tableau n°6</b>	Types des acides carboxyliques.	51
<b>Tableau n°7</b>	Compositions chimiques de l'eau d'injection de « Tin Fouyé Tabankort TFT »	64
<b>Tableau n°8</b>	Compositions chimiques de l'eau de formation de « Tin Fouyé Tabankort TFT »	65

***Liste des abréviations :***

<b>K</b>	Potassium	<b>CaSO<sub>4</sub></b>	Sulfate de Calcium Anhydre
<b>Ca</b>	Calcium	<b>SrSO<sub>4</sub></b>	Sulfate de Strontium
<b>Fe</b>	Fer	<b>mg.L<sup>-1</sup></b>	milligramme par litre
<b>Ni</b>	Nickel	<b>CaCO<sub>3</sub></b>	Carbonate de Calcium
<b>m</b>	mètre	<b>P<sub>s</sub></b>	produit de solubilité
<b>°C</b>	degré Celsius	<b>S</b>	Solubilité
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de Carbone	<b>NaCl</b>	Chlorure de Sodium
<b>HAPs</b>	Hydrocarbures aromatiques polycycliques	<b>Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub></b>	Sulfate de Sodium
<b>ρ<sub>15</sub><sup>15</sup></b>	Densité	<b>g. L<sup>-1</sup></b>	gramme par litre
<b>USA</b>	Etat-Unis- pays en Amirique du Nord	<b>Na<sup>+</sup></b>	ion de Sodium
<b>WAG</b>	Water Alternate Gas	<b>NaHCO<sub>3</sub></b>	Bicarbonate de Sodium
<b>SAGD</b>	Steam Assisted Gravity Drainage	<b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	Bicarbonate / HydrogénoCarbonate
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Sulfure de l'Hydrogène	<b>aq</b>	aqueux
<b>SO<sub>4</sub><sup>2-</sup></b>	ion de Sulfate	<b>S</b>	Solide
<b>BaSO<sub>4</sub></b>	Sulfate de Baryum	<b>Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub></b>	Carbonates de Sodium
<b>Ba<sup>2+</sup></b>	Sel de baryum / Baryte	<b>pH</b>	Potentiel Hydrogène
<b>BaCl<sub>2</sub></b>	Chlorure de Baryum	<b>H<sup>+</sup></b>	ion d'hydrogène
<b>Cl<sup>-</sup></b>	ion de Chlore	<b>K</b>	constante de dissolution

<b><math>CaSO_4</math></b>	Sulfate de Calcium	<b><math>Sr^{2+}</math></b>	Ion de Strontium
<b><math>CaSO_4 \cdot 2H_2O</math></b>	Gypse / Sulfate de Calcium Dihydraté		
<b><math>CaSO_4 \cdot 1/2H_2O</math></b>	Sulfate de Calcium Hemi hydraté	<b><math>Ca^{2+}</math></b>	Ion de Calcium
<b>EDTA</b>	Ethylène Diamine Tétra Acétique	<b>DTPA</b>	Diethylène Triamine Penta Acétique
<b>NF</b>	Nanofiltration	<b>OI</b>	Osмосe-inverse
<b><math>PO_3H_2</math></b>	acides phosphoriques	<b>PCA</b>	Les acides polycarboxyliques
<b>MIC</b>	la concentration minimale d'inhibition	<b>TFT</b>	Tin Fouyé Tabankort
<b>HDM</b>	Hassi Messaoud	<b>SSE</b>	Sud-Sud Est
<b>NNE</b>	Nord-Nord-Est	<b>HMZ</b>	Hassi Mazoula
<b><math>Na^+</math></b>	Ion de sodium	<b><math>Mg^{2+}</math></b>	Ion de Magnésium
<b><math>Cl^-</math></b>	Ion de chlorure	<b><math>Fe^{2+}</math></b>	Ion de fer

## *Liste des figures*

<b>Numéro de figure</b>	<b>Titre</b>	<b>pages</b>
<b>Figure n°1</b>	Ensemble des hydrocarbures présents dans les pétroles bruts	7
<b>Figure n°2</b>	Structure de quelques hydrocarbures aromatiques polycycliques abondants (HAP) dans l'environnement	8
<b>Figure n°3</b>	Structures et nomenclatures des 16 HAP figurant sur la liste des polluants prioritaires de l'US-EPA	10
<b>Figure n°4</b>	Récupération primaire résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement.	15
<b>Figure n°5</b>	Récupération secondaire par injection d'eau.	16
<b>Figure n°6</b>	Récupération tertiaire par injection de vapeur.	18
<b>Figure n°7</b>	Récupération secondaire par injection de gaz.	20
<b>Figure n°8</b>	Déplacement selon un front continu	21
<b>Figure n°9</b>	Déplacement radial	22
<b>Figure n°10</b>	Principe de fonctionnement d'un puits producteur d'huile.	23
<b>Figure n°11</b>	Répartition des puits injecteurs en cas d'injection périphérique.	24
<b>Figure n°12</b>	Répartition des puits injecteurs en cas en cas d'injection centrale.	24
<b>Figure n°13</b>	Répartition des puits injecteurs en cas d'injection en bordure.	25
<b>Figure n°14</b>	Répartition des puits injecteurs en cas d'injection en nappe triangulaire et carré.	25
<b>Figure n°15</b>	Photographie d'un pipeline bouché par le dépôt.	37
<b>Figure n°16</b>	Mécanisme de formation du Sulfate de baryum ( $BaSO_4$ ).	39
<b>Figure n°17</b>	photos des dépôts de sulfates de baryum	39
<b>Figure n°18</b>	Photo d'un dépôt de $CaSO_4$	40
<b>Figure n°19</b>	Sulfate de strontium ( $SrSO_4$ ).	41
<b>Figure n° 20</b>	(a) Dispersion des nucléus formé et (b) Stabilisation des dépôts en croissance.	52
<b>Figure n°21</b>	Les gisements de d'huiles et de gaz en Algérie	57
<b>Figure n°22</b>	Situation géographique de TFT.	61
<b>Figure n°23</b>	Gisements de TFT.	63
<b>Figure n° 24</b>	Situation géographique champ de Hassi Messaoud.	67
<b>Figure n°25</b>	Situation géologique de champ de Hassi Messaoud	68
<b>Figure n°26</b>	Zonation de champ de Hassi Messaoud	69

### I. INTRODUCTION GENERALE

L'eau est une substance vitale indispensable à la réalisation de toutes les activités quotidiennes, qu'elles soient domestiques, agricoles ou industrielles.

Dans le domaine de l'industrie pétrolière, l'eau est utilisée massivement dans les différentes étapes de la production des hydrocarbures. En effet, l'eau est déjà présente dans le réservoir (eau de formation). Ensuite, elle est utilisée pour les besoins de forage, de fracturation hydraulique, de complétion et de traitement des puits. Enfin, elle est l'un des fluides les plus souvent injectés dans les réservoirs, par des puits spécifiques (puits injecteurs), au cours de la récupération dite "secondaire" afin de compenser la diminution de pression du réservoir. Elle sert également à améliorer l'efficacité de déplacement et d'extraction de l'huile. On peut trouver des puits d'eau d'injection à la fois sur terre (onshore) et en mer (offshore).

Lors de l'exploitation des gisements, plusieurs problèmes peuvent être rencontrés tel que la formation de dépôts de sels et la corrosion.

L'incrustation des dépôts dans les systèmes de production est un phénomène répandu dans de nombreuses provinces pétrolières continentales ou en offshore à travers le monde. Ce phénomène peut survenir à tout moment en amont et/ou en aval lorsqu'il y a modifications des conditions thermodynamiques internes du réservoir. En effet, celles-ci favorisent l'apparition de nombreux phénomènes physico-chimiques tels que ceux induisant des dépôts minéraux.

Les dépôts ainsi formés, obstruent, d'une part, les pores de la formation rocheuse, et d'autre part, adhèrent aux surfaces métalliques et bouchent, ainsi, les tubes (tubing) des puits, les pompes, les lignes d'évacuation, les manifolds et vannes automatiques. Ces installations de production sont, à termes, bloquées rendant ainsi le processus de production difficile avec des conséquences économiques évidentes.

En effet, le traitement de ces dépôts représente un réel défi pour les pétroliers, qui sont à la recherche de solutions efficaces et radicales à ce problème.

L'objectif principal de ce travail est de se pencher sur les problèmes de dépôts minéraux rencontrés dans l'industrie pétrolière ainsi que les moyens de lutte contre ces dépôts

Ce mémoire s'articule autour des points suivants :

Tout d'abord, des généralités sur le pétrole, en abordant la définition du pétrole, son origine et la classification des pétroles bruts.

Une description du processus de production de pétrole a été décrite en détaillant par la suite l'étape de la récupération secondaire qui est l'étape cruciale du processus d'exploitation.

La formation des dépôts minéraux a été abordée, en précisant les conditions et les paramètres influençant leurs formations ainsi que les conséquences induites sur la production, suivi des moyens de lutte contre la formation de ces dépôts.

A la fin, le cas de l'Algérie a été étudié en présentant les principales régions d'exploitation, le processus de production utilisé, les dépôts les plus rencontrés et les moyens de lutte entrepris dans deux champs pétroliers (les plus importants), suivi d'une conclusion.

## II. Généralités sur le pétrole

### II.1. Définition du pétrole

Le mot pétrole est tiré du mot latin « petroleum » qui signifie : « huile de roche » [1].

Le pétrole brut est un liquide noir, quelques fois à reflets verdâtres, il est plus léger que l'eau, sa densité varie entre 0,7 et 0,9 et son odeur est habituellement forte et caractéristique.

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures constitué d'atomes de carbone (83% - 87%) et d'hydrogène (11% - 14%). Il contient également des traces de composés oxygénés, azotés et soufrés (au total jusqu'à 6% - 7%) [2].

Il a été constaté aussi la présence, dans les cendres du pétrole, du chlore, du phosphate, du silicium et des métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni... etc [3].

### II.2. Origine du pétrole

Le pétrole est un produit de l'histoire géologique d'une région, sa formation est due à la transformation des végétaux et animaux mêlés à la boue et du sables à l'abri de l'air. Cette évolution de création passe par la succession d'étapes qui prennent parfois des milliards d'années [4].

La formation de pétrole passe par 3 étapes successives :

- **La première étape :**

Elle consiste en une accumulation de la matière organique dans les sédiments .

Une matière organique exclusivement animale produira beaucoup d'hydrocarbures liquides alors qu'une matière organique riche en matière végétale donnera principalement du gaz [5].

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

C'est la transformation de la matière organique par des bactéries anaérobies qui utilisent l'oxygène et l'azote contenus dans les molécules organiques, laissant ainsi le carbone et l'hydrogène qui peuvent alors se combiner pour former de nouvelles molécules : les hydrocarbures. Cette transformation biochimique conduit à la formation d'un composé solide appelé kérogène disséminé sous forme de petits filets dans le sédiment minéral appelé roche-mère [6].

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

Le kérogène va subir une dégradation thermique, phénomène de pyrolyse, conduisant à l'apparition de molécules d'hydrocarbures de plus en plus complexes [6]. Il faut pour cela qu'elle soit soumise à de fortes pressions et des températures élevées. Au fur et à mesure que les dépôts de sédiments s'empilent, la roche mère est enfouie de plus en plus profondément. Dans le sous-sol, la température augmente de 3°C quand on descend de 100 m. Vers 3000 m de profondeur, on atteint donc déjà les 100°C. A cette température, les grosses molécules sont "craquées" en molécules plus légères, des hydrocarbures liquides (molécules de 5 à 14 atomes de carbone) . A température encore plus élevée, on obtient du gaz (1 à 5 atomes de carbone). Le pétrole est généré par sa roche-mère entre 2500 et 3800 m de profondeur [5]. Ce phénomène provoque également une expulsion d'eau et de CO<sub>2</sub> plus ou moins importante selon la quantité initiale d'oxygène.

La roche mère doit être suffisamment imperméable afin que le temps de séjour du kérogène soit suffisamment long pour que le phénomène de pyrolyse ait lieu [6].

### **II.3. Composition du pétrole brut**

Le pétrole est un mélange extrêmement complexe constitué essentiellement par les hydrocarbures ; il contient aussi de faibles quantités de composés soufrés, oxygénés et azotés.

Les hydrocarbures constituent la fraction la plus importante d'un brut pétrolier, ils représentent entre 65 et 95 % de la plupart des pétroles bruts. Ces hydrocarbures peuvent être classés en quatre familles principales qui sont présentées en proportions variables selon leur origine: les hydrocarbures saturés (30 à 70 %), les hydrocarbures aromatiques et polyaromatiques (20 à 40 %), les composés polaires (5 à 25 %) et les asphaltènes, les résines et les métaux (0 à 10 %) [7], les hydrocarbures pétroliers sont classés comme suit :

#### **II.3.1. Hydrocarbures saturés**

Parmi les hydrocarbures saturés, on distingue :

##### **II.3.1.1. Alcanes linéaires**

Les alcanes linéaires (n-alcanes, C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>), dont la longueur de leur chaîne (n) varie entre 7 et 40, constituent une des classes les plus abondantes (10 à 40 % des hydrocarbures totaux d'un brut pétrolier) (figure 1) [7].

### II.3.1.2. Alcanes ramifiés

Les alcanes ramifiés les plus abondants sont les iso-alcanes (groupement méthyle en position 2). Les autres composés ramifiés antéiso (groupement méthyle en position 3) ou polyramifiés tels que les isoprénoïdes (exemple : pristane, phytane) sont beaucoup moins nombreux. Ces composés se trouvent dans le pétrole brut à des proportions sensiblement égales à celles des n-alcanes.

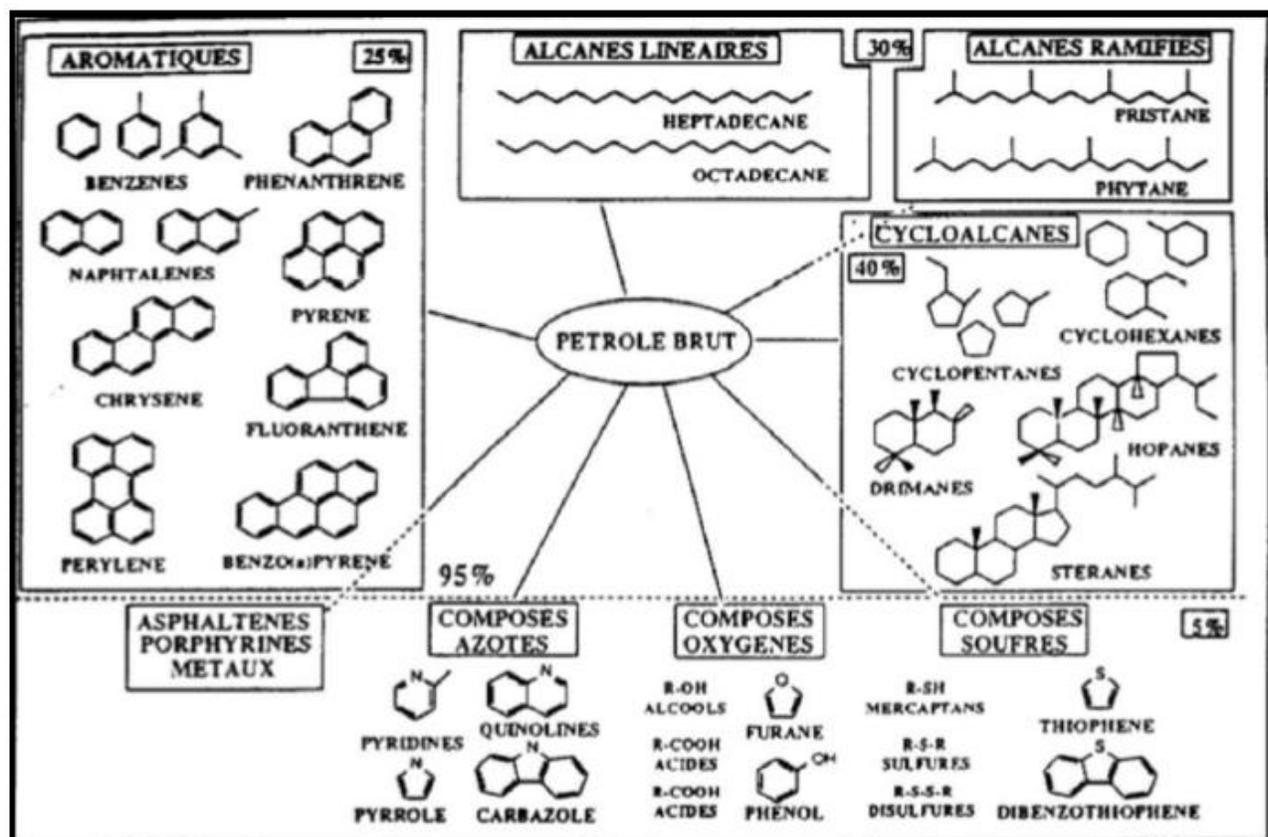


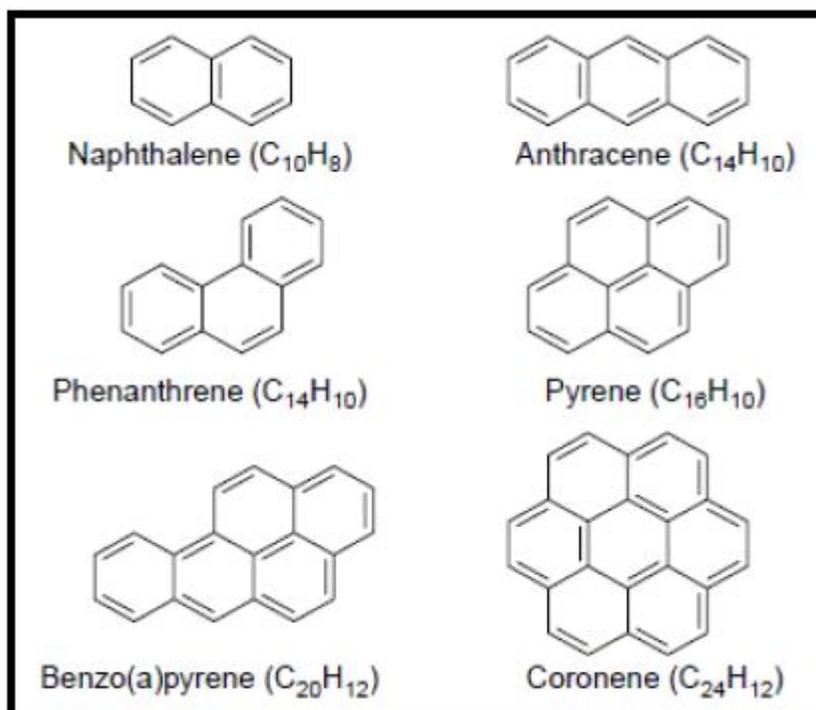
Figure n° 1 : Ensemble des hydrocarbures présents dans les pétroles bruts [7].

### II.3.1.3. Cycloalcanes

Les cycloalcanes renferment des composés cycliques (à 5 ou 6 atomes de carbone) saturés et le plus souvent substitués. Quelques dérivés polycycliques sont aussi présents et certains d'entre eux tels que les stéranes et les triterpanes sont caractéristiques d'un pétrole brut. Cette famille peut représenter entre 30 et 40 % des hydrocarbures totaux d'un pétrole brut.

### II.3.2. Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)

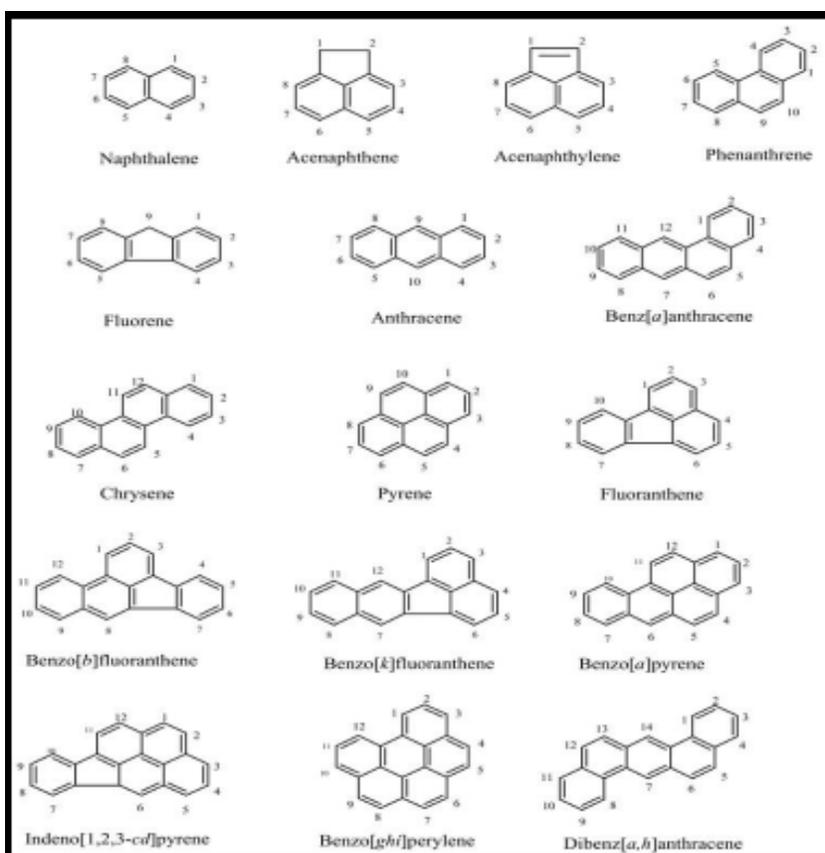
Les HAP sont une famille de composés constitués d'atomes de carbone et d'hydrogène, assemblés en au moins deux cycles benzéniques reliés entre eux par les arêtes. Il existe une grande variété de molécules [7]. Quelques exemples de HAP parents sont présentés sur la figure 2



**Figure n°2 :** Structure de quelques hydrocarbures aromatiques polycycliques abondants (HAP) dans l'environnement [7].

De nombreux HAP sont toxiques, mutagènes et / ou cancérigènes. Les HAP les plus connus vont du naphthalène ( $C_{10}H_8$ ) formé de deux cycles jusqu'au coronène ( $C_{24}H_{12}$ ) formé de sept cycles. Certaines molécules peuvent être composées jusqu'à plus de 9 noyaux benzéniques non substitués. Les HAP se subdivisent en deux groupes : les légers, dont la masse molaire est comprise entre 150 et 180  $g \cdot mol^{-1}$  (HAP de moins de quatre cycles) et les lourds (au moins quatre cycles) ; dont les masses molaires varient de 200 à 280  $g \cdot mol^{-1}$ . Les HAP sont produits sous la forme de mélange de HAP dont la composition exacte dépend de la source et également des conditions de leur formation. Les principaux types de sources des HAP sont : anthropique (pétrole et combustibles) et naturelles [7].

La première source des HAP dans l'environnement contemporain est l'utilisation des combustibles fossiles. C'est-à-dire le pétrole et le charbon. Le pétrole brut contient de 20 à 45 % de HAP. La composition du mélange varie selon la gamme de température de distillation. De nombreux HAP sont considérés comme des polluants environnementaux qui peuvent avoir un effet néfaste sur la flore et la faune des milieux concernés, aboutissant à l'absorption et l'accumulation de produits chimiques toxiques dans les chaînes alimentaires et dans certains cas, aux graves problèmes de santé et/ou des défauts génétiques chez les humains. Par conséquent, l'U.S. Environmental Protection Agency a classé 16 HAP comme polluants fortement toxiques figure 3 [7].



**Figure n° 3 :** Structures et nomenclatures des 16 HAP figurant sur la liste des polluants prioritaires de l'US-EPA [7].

### II.3.3. Les composés non-hydrocarbonés

#### II.3.3.1. Résines et asphaltènes

Les résines contiennent des structures aromatiques (polycondensées ou non) dont le nombre de cycles est supérieur à 6. La définition générale présente les asphaltènes comme la fraction insoluble d'une matrice pétrolière dans un solvant paraffinique (n-heptane ou n-pentane). Les composés appartenant à la fraction des résines et asphaltènes peuvent être complexés à d'autres éléments que l'hydrogène et le carbone tels que l'azote, l'oxygène et le soufre pour former des hétéroéléments. Ces éléments peuvent également être complexés à des métaux lourds, tels que le nickel et le vanadium, généralement présents à l'état de trace dans les pétroles [7].

#### II.3.3.2. Les composés azotés, soufrés et oxygénés

Ce sont, en général, des constituants mineurs d'un pétrole brut, à l'exception des pétroles très lourds ; les dérivés soufrés sont dans la plupart des cas plus abondants que les composés oxygénés ou azotés [7].

#### II.3.3.3. Les métaux

Les métaux sont présents dans les pétroles bruts à l'état de traces. Le vanadium, le nickel sont généralement les plus abondants mais le fer, le cuivre et l'uranium sont également détectés [7].

## II.4. Classification des pétroles bruts

Les pétroles bruts peuvent être classés selon différents paramètres, on distingue :

### 1. Classification industrielle

Généralement, on classe les pétroles bruts en fonction de la densité en 3 grandes catégories [8].

**Tableau n°1** : Classification des pétroles bruts en fonction de la densité [8].

<b>Brut</b>	<b>Densité</b>
Brut léger	<b>0,77 – 0,84</b>
Brut moyen	<b>0,84 – 0,89</b>
Brut lourd	<b>&gt;0,89</b>

Un pétrole brut léger contient une quantité relativement importante de fractions légères (essence, kérosène, gas-oil léger), et de paraffines. Mais il y a peu de soufre et de gommés. L'indice d'octane de l'essence est faible, mais les huiles lubrifiantes obtenues sont de bonne qualité (indice de viscosité élevé) [9].

Un brut moyen sa densité varie de 0.84 à 0.89.

Les pétroles lourds sont les pétroles aromatiques qui contiennent peu d'essence mais leurs indices d'octane sont élevés, ainsi que leurs teneurs en gommés. Ces pétroles peuvent donner un grand rendement de coke et des bitumes de bonne qualité. Cette classification qui ne tient compte que de la densité  $\rho_{15}^{15}$  reste incomplète [9].

## 2. Classification chimique

En fonction de la prédominance d'une ou plusieurs familles des hydrocarbures, on peut distinguer les pétroles suivants [9]:

- Un pétrole paraffiniques (Etats Unis).
- Un pétrole naphthéniques (République d'Azerbaïdjan).
- Un pétrole paraffino-naphthénique (Algérie).
- Un pétrole aromatique (Indonésie).
- Un pétrole naphthéno-aromatique (Californie).
- Un pétrole par-naph-aromatique (mixte).

La classification chimique ne reflète pas la vraie nature de pétrole car la répartition des légers dans les fractions est différente, aussi les fractions lourdes contiennent des hydrocarbures mixtes, et donc cette classification ne peut pas nous renseigner complètement sur la quantité et la qualité des produits à obtenir.

Actuellement, la méthode la plus complète, et donc la plus utilisée reste la méthode Technologique [9].

## 3. Classification technologique

Cette classification est basée sur la connaissance de la :

### a) Teneur en Soufre dans le pétrole brut et dans les fractions pétrolières [9]

- Pétrole peu sulfureux si la teneur en soufre inférieure 0,5 % ;

- Pétrole sulfureux 0,5 - 2 % ;
- Pétrole très sulfureux 2 %.

**Tableau n°02** : Classification des pétroles selon la teneur en soufre [9].

Classes	Teneur en soufre (%)			
	Dans le pétrole	Essence PI ÷ 200	Carburacteur 120 ÷ 240	Carburant diesel 240 ÷ 360
Classe 1	≤ 0,5	≤ 0,15	≤ 0,1	≤ 0,2
Classe 2	0,5 ÷ 0,2	0,15	≤ 0,25	≤ 1,0
Classe 3	> 2	> 0,15	> 0,25	> 1,0

**b) Teneur en fractions Claires " PF = 350 °C "**

- Teneur élevée en fraction à PF= 350 °C : > 45% (pétrole léger) ;
- Teneur moyenne en fraction à PF= 350 °C : entre 30 et 45% (pétrole moyen) ;
- Teneur faible en fraction à PF= 350 °C : < 30% (pétrole lourd) [10].

**c) Teneur en huiles de base**

En fonction de la teneur d'huile de base et d'huile résiduelle on distingue quatre groupes de pétrole, et en fonction de leurs qualités (indice de viscosité) on distingue deux sous-groupes :

**Tableau n° 3** : La teneur en huiles de base et leur qualité [10].

Groupe	Teneur en huile de base par rapport au pétrole	Teneur en huile de base par rapport au mazout	Sous-groupe	Indice de viscosité
M1	> 25	> 45	I1	< 85
M2	15 – 25	> 45	–	–
M3	15 – 25	30 – 45	–	–
M4	< 30	< 30	I2	40 – 85

**d) Teneur en paraffines**

En fonction de la teneur en paraffine, on distingue trois types de pétrole :

P1 – pétrole peu paraffinique < 1,5 % ;

P2 – pétrole paraffinique 1,5 – 6 % ;

P3 – pétrole très paraffinique > 6 %.

La méthode technologique est la plus complète et permet de choisir le schéma adéquat de traitement [11].

### III. Processus de production du pétrole

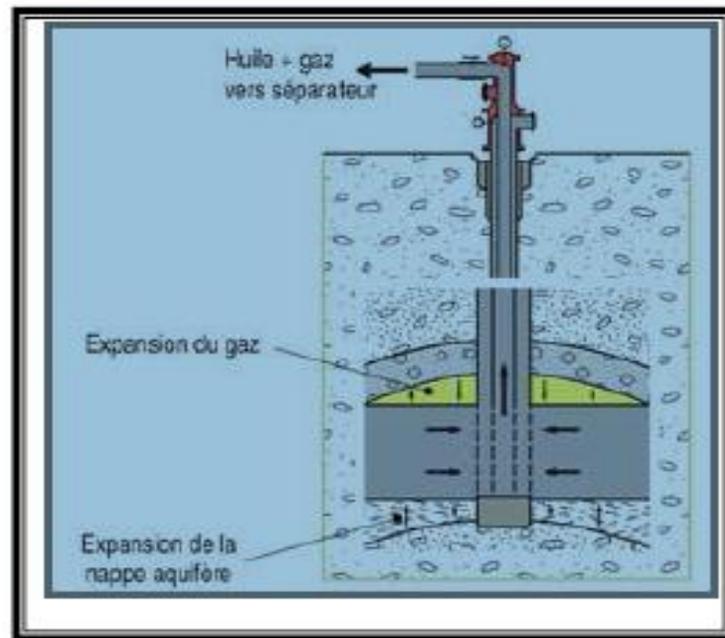
L'extraction de pétrole est le processus par lequel le pétrole utilisable est extrait du sous-sol (gisement pétrolier) [12].

Les experts classent les techniques de récupération du pétrole brut en trois catégories : primaire, secondaire et tertiaire [13].

#### III.1. Récupération primaire

Le pétrole brut est produit par phases successives de manière éruptive dont la forte compression des gaz émanant des réservoirs est associée à la pression naturelle exercée par les différentes couches géologiques. Ces conditions au début, sont largement suffisantes pour faire jaillir le pétrole en surface [14].

Le taux de récupération primaire se situe entre 5 % et 10 % pour les bruts extra-lourds. Il peut atteindre 25% sur certains gisements de la mer du Nord contenant un pétrole léger et très fluide [15].



**Figure n°4** : Récupération primaire résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement [14]

### III.2. Récupération secondaire

A mesure que le pétrole et le gaz sont produits, la pression baisse à l'intérieur du réservoir. Afin de stabiliser cette pression au-dessus du "point de bulle" et d'augmenter la quantité d'huile récupérée, des fluides sont injectés dans le gisement, en premier lieu de l'eau ou du gaz [6].

Selon la structure du gisement, ces deux fluides sont parfois utilisés alternativement. Ce procédé est baptisé WAG (Water Alternate Gas) le gaz étant injecté à la partie inférieure du gisement et l'eau à sa partie supérieure afin d'améliorer le balayage et d'avoir un taux de récupération plus élevé, car l'enjeu est important puisqu'une augmentation de 1% du taux de récupération conduit à l'exploration des milliards de tonnes de pétrole supplémentaires [14].

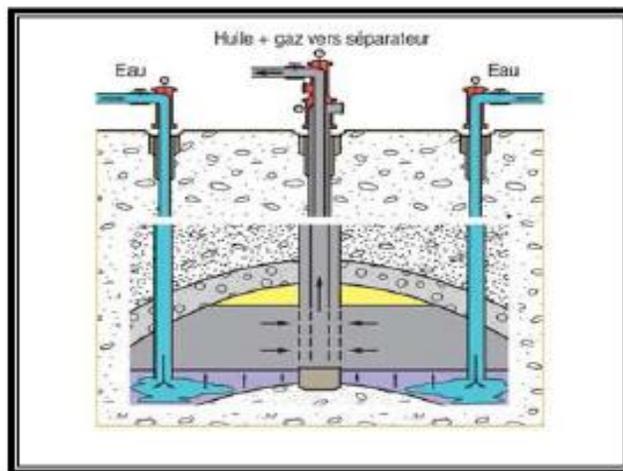


Figure n°5 : Récupération secondaire par injection d'eau [14]

### III.3. Récupération tertiaire

Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir, et à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer [16].

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des méthodes nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées grâce à l'évolution des technologies. Ils n'interviennent que dans la production d'environ 2% de la production mondiale.

On distingue :

**a. Injection de polymères**

Les opérations de balayage destinées à pousser le pétrole vers les puits de production rencontrent des limites dans le cadre de la récupération secondaire. L'eau est cent fois moins visqueuse qu'un pétrole conventionnel. Si on veut obtenir un balayage-piston efficace, il faut l'épaissir pour donner au fluide injecté une viscosité aussi proche que possible de celle du brut qu'on veut récupérer. Pour y parvenir, on utilise des polymères dosés sur mesure en fonction des caractéristiques du gisement [14] [17].

**b. Injection de CO<sub>2</sub>**

Le gaz carbonique présente une bonne affinité avec le pétrole, d'une part, il diminue les forces capillaires qui retiennent l'huile dans les pores de la roche, d'autre part, il diminue la viscosité et fait augmenter le volume du pétrole, rendant ainsi la production plus facile [14].

**c. Injection de vapeur**

Pour augmenter la fluidité du pétrole, notamment lorsqu'il s'agit de bruts lourds, extra lourds ou des sables bitumineux, de la vapeur est injectée pour réchauffer une partie du réservoir (figure 6) [14].

C'est une technique qui se révèle efficace lorsque les gisements sont peu profonds. Au-delà de 1000 mètres de profondeur, on perd trop d'énergie. Le fluide qui arrive en bas n'est plus de la vapeur mais de l'eau chaude [14].

Deux méthodes sont principalement utilisées pour réchauffer le brut [14] :

- Les injections cycliques ou «Huff and Puff» ;
- La récupération gravitaire assistée par injection de vapeur ou SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage).

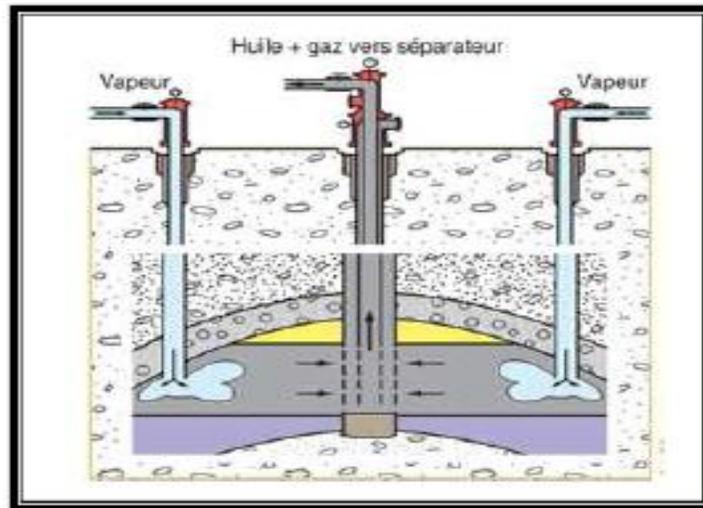


Figure n°6 : Récupération tertiaire par injection de vapeur [14].

#### d. Oxydation et combustion in situ

Une autre technique est envisagée pour récupérer les bruts légers ou plus lourds en faisant brûler une partie du pétrole dans le gisement lui-même.

La combustion doit être alimentée par une injection d'air. Ce sont les fractions les plus lourdes du pétrole qui brûlent (5% à 10 % du brut). Le front de combustion qui atteint une température de 600 °C à 800 °C pousse l'huile vers les puits de production [14].

#### IV. Récupération secondaire du pétrole

La récupération secondaire que ce soit par injection d'eau ou de gaz lift permet une extraction plus importante par rapport au simple drainage naturel .

Pour soutenir la production et augmenter le taux de récupération, il faut maintenir la pression de gisement et assurer le balayage de l'huile.

##### IV.1. Récupération secondaire par injection de gaz lift

L'injection de gaz demeure un atout important dans la récupération secondaire, elle est très utilisée pour les réservoirs à huile légère et pour les formations à forte perméabilité [18].

Le but d'une activation par gaz-lift est la réduction de la pression du fond du puits en écoulement ce qui permet l'augmentation de la production du réservoir.

Le principe du gaz lift consiste en l'injection du gaz aussi profondément que possible afin d'alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Dès le début de l'exploitation, l'activation peut s'imposer pour les puits à huile, lorsque l'indice de productivité des puits est jugé insuffisant ou le gisement ne renferme pas suffisamment d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement à la surface [19].

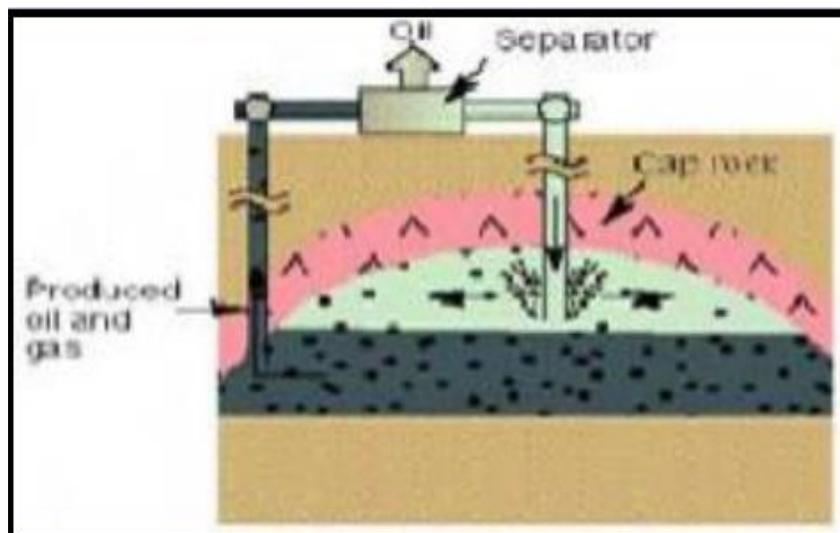


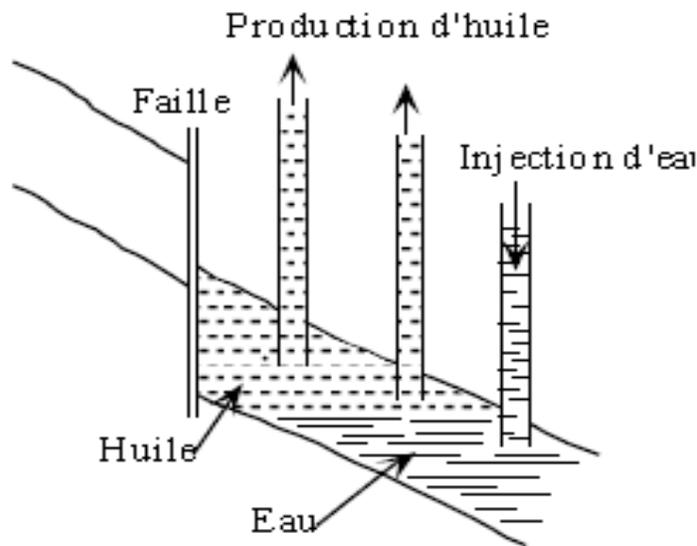
Figure n°7 : Récupération secondaire par injection de gaz [20].

## IV.2. Récupération secondaire par injection d'eau

La récupération secondaire par injection d'eau (water flood) est le procédé le plus ancien et le plus utilisé [20]. Il consiste à injecter de l'eau sous pression, via des puits injecteurs à la base du gisement, ou bien en périphérie, afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera les hydrocarbures vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir [21]. Son but est d'augmenter la récupération, mais aussi d'accélérer la production.

Deux types de déplacement d'eau peuvent être distingués :

- a) **Déplacement suivant un front continu** : c'est dans le cas des réservoirs à faible volume à front pendage, possédant à leur base une aquifère limite qui n'est pas séparé de la zone à l'huile par une barrière imperméable. Cette aquifère est alimenté par des puits d'injection : la montée de l'eau provoque un drainage vertical du réservoir (figure 8) [22].



**Figure n°8** : Déplacement selon un front continu [22].

- b) **Déplacement radial** : c'est le cas pour des gisements plats de grandes étendues. Le dispositif d'installation des puits le plus courant est la maille à 5 mailles (five spot) ; chaque puits d'injection est placé au centre d'un carré de quatre puits de production occupant le sommet. L'eau est injectée sur toute la hauteur de réservoir (figure 9) [22].

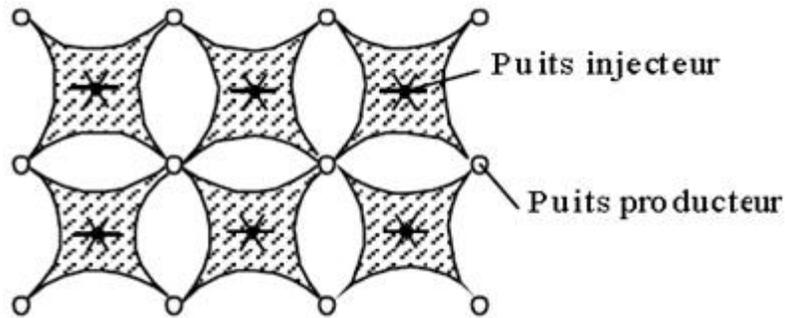


Figure n°9 : Déplacement radial [22].

#### IV.2.1. Choix de l'injection de l'eau comme mode de récupération secondaire du pétrole

L'eau est l'un des fluides les plus souvent injectés dans les réservoirs, par des puits injecteurs au cours de la récupération secondaire, son utilisation est justifiée par :

- Son faible coût, nécessaire vu le faible prix de vente du brut comparativement aux autres matières premières.
- La disponibilité de l'eau en volumes suffisants (l'aquifère, eau de mer en offshore, les eaux de surfaces...).

Son efficacité à déplacer de l'huile est de 20 à 80 % selon son degré de capillarité, de mouillabilité à l'eau et d'hétérogénéité de la roche réservoir [22].

#### IV.2.2. Fonctionnement d'un puits producteur d'huile et d'un puits injecteur d'eau

**A. Puits producteur du pétrole :** Un gisement est formé d'un ou plusieurs réservoirs rocheux souterrains contenant des hydrocarbures [23]. Généralement, dans un gisement à huile, celle-ci se trouve entre une couche d'eau et une couche de gaz. Ces derniers exercent une pression et poussent les huiles dans le puits. Quand un trou de forage est complété, une zone avec une pression basse est créée, et le puits peut produire [24].

**B. Puits injecteur d'eau :** Un puits injecteur d'eau (figure 10) est initialement un puits producteur de pétrole transformé en puits injecteur suite à la chute de son potentiel de production. Sa profondeur atteint généralement le gisement (3000 à 4000 m). C'est un puits dans lequel on injecte de l'eau afin de permettre le balayage de la zone productrice de pétrole [24].

Le principe de fonctionnement d'un puits injecteur de gaz ou d'eau reste quasiment identique dans sa philosophie et dans sa conception [25].

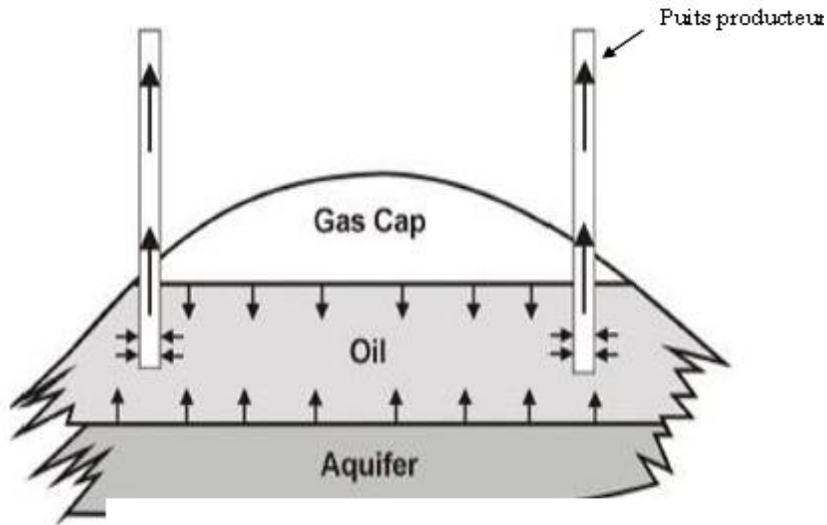


Figure n° 10 : Principe de fonctionnement d'un puits producteur d'huile [26].

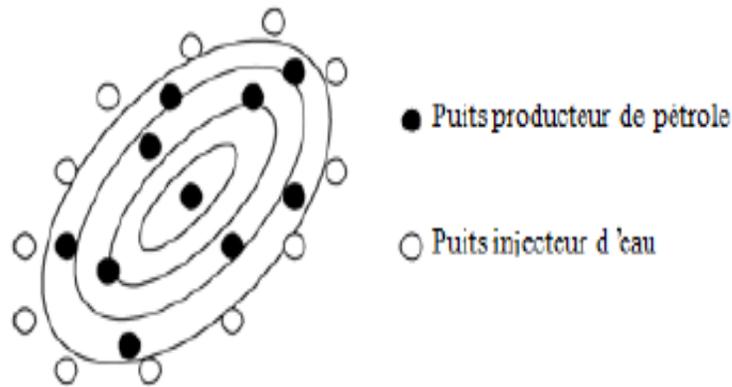
#### IV.2.3. Système d'exploitation avec injection d'eau

On distingue l'injection d'eau périphérique et l'injection d'eau centrale :

##### 1. Système d'exploitation avec injection d'eau périphérique

La condition essentielle d'exploitation avec injection d'eau périphérique est l'existence d'une bonne liaison hydrodynamique entre les parties pétrolifère et aquifères de la couche sur le contour du gisement. Habituellement ce type d'exploitation est utilisé pour les gisements de pétrole à régime à expansion hydrodynamique [27].

Les puits d'exploitation avec ce système sont implantés suivant des lignes le long du contour interne de la zone à pétrole (figure 11) [27].

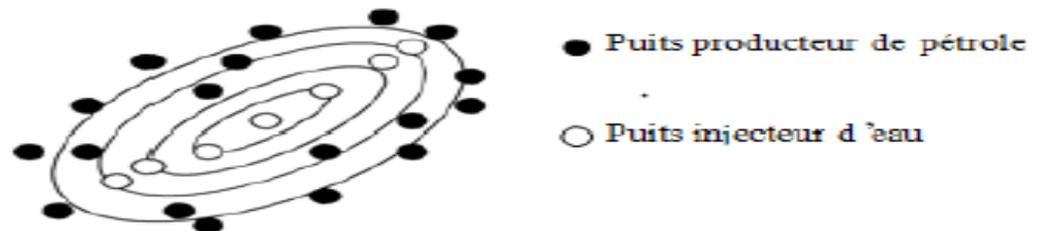


**Figure n°11** : Répartition des puits injecteurs en cas d'injection périphérique [27].

## 2. Système d'exploitation avec injection d'eau centrale

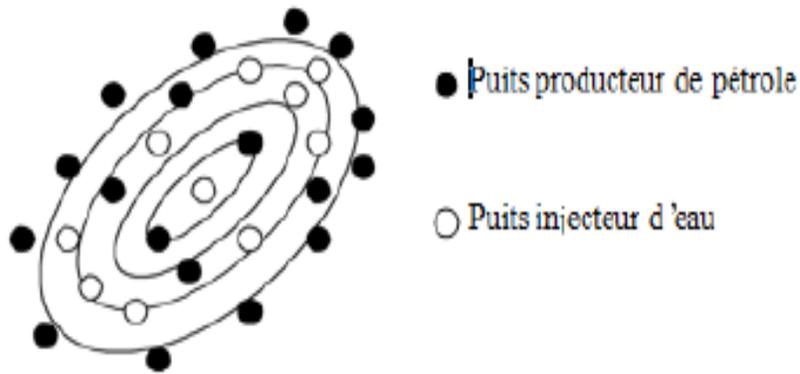
L'injection d'eau centrale comprend :

- L'injection d'eau dans les puits coupant le gisement par des lignes est utilisée pour l'exploitation de très grands gisements de pétrole. Dans ce cas les puits d'injections divisent les grands gisements de pétrole en champs d'exploitation [27] (figure 12).



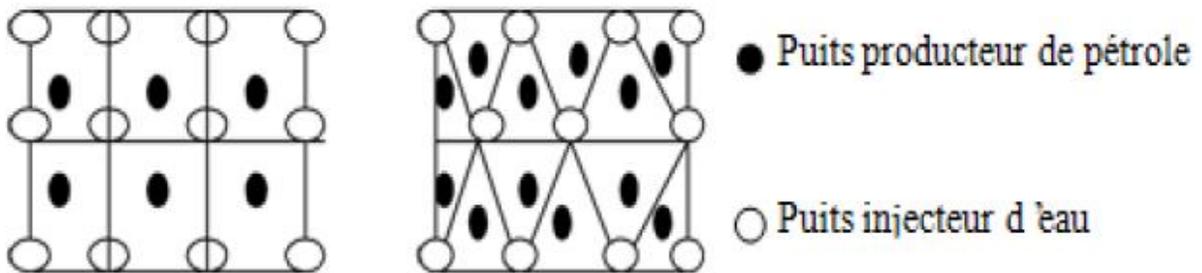
**Figure n° 12** : Répartition des puits injecteurs en cas en cas d'injection centrale [27].

- L'injection en bordure est utilisée pour des gisements relativement petits ou la liaison entre les parties aquifère et pétrolifère de la couche est insuffisante (figure 13).



**Figure n° 13 :** Répartition des puits injecteurs en cas d'injection en bordure [27].

- L'injection en nappe est utilisée pour les gisements de pétrole associés aux couches se caractérisant par une forte hétérogénéité. En cas d'injection en nappe les puits sont implantés suivant des mailles triangulaires ou carrées (**Figure 14**) [24]



**Figure n° 14 :** Répartition des puits injecteurs en cas d'injection en nappe triangulaire et carré [24].

#### IV.2.4. Mise en œuvre d'une injection d'eau

Le dispositif de maintien de pression par injection d'eau comporte [28] :

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

- Une unité de traitement chimique de l'eau conçue de manière à permettre l'injection des inhibiteurs de corrosion et des bactéricides par acheminement de produits chimiques de l'unité de pompage jusqu'à la tête du puits source.
- Avoir des équipements convenables des puits injecteurs et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité.
- Il faut aussi parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs [29].

#### **IV.2.5. Les différentes sources des eaux d'injection**

L'eau d'injection utilisée pour la production provient de différentes sources selon la localisation, la disponibilité et les besoins, elle comprend :

- **Les eaux de surface**

Les eaux superficielles peuvent être captées dans une rivière ou un lacs, elles offrent l'avantage d'être disponible et à des débits élevés. Cependant, elles présentent l'inconvénient de contenir de grandes quantités d'oxygènes, beaucoup de matières solide en suspension (sable, produits animaux et végétaux, des bactéries), entraînant un risque de colmatage des filtres des puits injecteurs et la corrosion bactérienne des tubes [30].

- **Nappes phréatiques**

Il s'agit des nappes d'eau de faible profondeur (quelques dizaines de mètres), qui offrent l'avantage de contenir une faible teneur en oxygène et en matière en suspension, mais la présence des composés tels que le sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ), le dioxyde de carbone ( $CO_2$ ) dissous, des hydroxydes de fer et des bactéries, dans cette eau peut engendrer des problèmes de corrosion et de colmatage [30].

- **Aquifères régionaux**

Cette source d'eau est généralement la plus utilisée à cause de sa faible teneur en oxygène et en matières en suspension (pratiquement nulle). Néanmoins, cette eau contient souvent des gaz dissous ( $H_2S$  et  $CO_2$ ) et des bactéries anaérobies réductrices de sulfates qu'il faut se préoccuper d'éliminer avant d'être injectée [22].

- **Les eaux de mer**

L'eau de mer est utilisée dans le cas des offshore. Cette eau est généralement très corrosive et exige un traitement qui réduit l'attaque des équipements métalliques [22].

#### IV.2.6. Utilisations des eaux d'injection

On utilise les eaux d'injection dans :

➤ **Le maintien de la pression**

Au cours de l'exploitation d'un gisement, la pression en tête de puits diminue rapidement et la récupération de l'huile en place n'atteindra qu'un très faible pourcentage des réserves estimées. Pour remédier à l'insuffisance du drainage naturel, on a recours à un procédé artificiel, tel que l'injection de l'eau. Ce procédé permet le maintien de la pression dans les réservoirs de gisement de pétrole [31].

➤ **Le lavage**

C'est généralement de l'eau douce injectée à la base de tubing en vue de nettoyer de temps à autre les puits et dissoudre les dépôts de sel (chlorure de sodium) qui s'y trouvent [32].

Quel que soit son utilisation l'injection d'eau pose de sérieux problèmes de l'incompatibilité avec les eaux de gisement. En effet, les eaux de gisement peuvent contenir des ions de baryum, calcium, et de strontium, et être mise en contact avec des eaux, soit de lavage, soit de maintien de pression qui contient des ions sulfatés. Il résulte de ceci la formation des dépôts dans les installations [33].

#### IV.2.7. Les eaux de gisement

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur, cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères, soit de la roche magasin elle-même. Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation ; le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de calcium, potassium, magnésium, carbonates bicarbonate, etc. [33].

En effet l'eau de gisement contient parfois une quantité considérable de baryum, strontium et de calcium [34].

Il existe différents types d'eaux de gisement :

➤ **Eaux de condensation**

Elles correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques. Elles sont produites à la tête des puits par condensation en quantité relativement faible [14].

➤ **Eaux de formation**

Elles sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures. Elles sont variées et classées suivant les éléments chimiques dominants qu'elles renferment [14].

➤ **Eaux interstitielles**

Ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche [14].

➤ **Eaux connées**

Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine syngénétique (formée au même moment que la roche mère). Une eau connée est donc une eau fossile qui est sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique [14].

#### **IV.2.8. Incompatibilité des eaux d'injection et de gisement**

L'injection d'eau reste toutefois l'une des techniques les plus utilisées dans la récupération secondaire du pétrole, et le succès de celle-ci dépend primordialement de la compatibilité des eaux d'injection avec les eaux de gisement. Elles ne doivent en aucun cas provoquer une réduction de la perméabilité de la roche réservoir ; ni même une corrosion des installations de fond comme de surface [14].

Les eaux de gisement contiennent une quantité importante de : Baryum ( $Ba^{2+}$ ), Strontium ( $Sr^{2+}$ ) et de Calcium ( $Ca^{2+}$ ) sous forme de : Chlorure de baryum ( $BaCl_2$ ), Chlorure de strontium ( $SrCl_2$ ), et Chlorure de calcium ( $CaCl_2$ ) [35].

Par contre les eaux d'injection, soit de maintien de pression, soit de lavage contiennent une quantité importante de Sulfate sous forme de Sulfate de Sodium ( $Na_2 SO_4$ )[35].

Deux eaux sont dites incompatibles si le mélange de celles-ci conduit à la déposition de divers dépôts minéraux du fait des modifications des conditions thermodynamiques (T, P et pH). Les dépôts les plus couramment rencontrés sont [36] :

- **Le carbonate de calcium ( $CaCO_3$ )** dû à l'augmentation du pH (fuite du CO lors du forage et de l'exploitation du gisement) qui induit la baisse de la solubilité des ions  $CO_3^{2-}$  qui se complexent avec les ions  $Ca^{2+}$  puis précipitent.
- **Les sulfates de baryum/strontium/calcium ( $Ba/Sr/CaSO_4$ )**, selon la composition de la roche réservoir. Ils peuvent se former lors de l'injection de l'eau de mer, riche en ions  $SO_4^{2-}$  qui s'associent avec les minéraux de l'eau de formation ( $Ca^{2+}$ ,  $Ba^{2+}$  et/ou  $Sr^{2+}$ ) [36].

Les dépôts sulfatés montrent souvent un fort impact sur la productivité des puits. La plupart du temps, ces dépôts sont dus à une incompatibilité entre l'eau de réservoir qui peut contenir une quantité importante de calcium, de strontium et de baryum et un autre fluide qui peut être l'eau d'injection ou le fluide de complétion<sup>1</sup> [13].

---

<sup>1</sup>Ensemble des opérations qui permettent de mettre un puits en production.

## V. Formation de dépôts

L'utilisation de l'eau comme liquide d'injection dans la récupération de pétrole pose un certain nombre de problèmes tels que la corrosion et l'entartrage. Le tartre est le grand problème de la série de complications rencontrées dans l'industrie pétrolière. Il est resté, au cours des années, une menace majeure qui appelle à des examens plus approfondis. Les désordres constatés dans les installations véhiculant de l'eau sont essentiellement liés à sa composition, à son pH, à sa température mais également à la nature du matériau et aux conditions d'exploitation des systèmes de transport de cette eau. L'accumulation de dépôts est un processus aux conséquences négatives considérables dans les réservoirs de pétrole et de gaz avec des effets néfastes sur l'écoulement des fluides dans les puits et les roches réservoirs. La conséquence évidente de la formation des dépôts incrustants est la restriction progressive de l'écoulement des fluides pouvant conduire au blocage total des installations de production. Ce processus change essentiellement la perméabilité des sédiments par le bouchage des pores de la roche réservoir par les dépôts de matières solides [37].

### V.1. Les paramètres influençant la formation des dépôts

#### ✓ Influence de la température

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfates. Une augmentation de la température réduit la solubilité de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{SrSO}_4$  et  $\text{CaSO}_4$  [38], mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de  $\text{BaSO}_4$  en augmentant sa solubilité [39] [40].

#### ✓ Influence du pH

La solubilité des sels augmente avec la diminution du pH est cela est dû à la forte activité des ions  $\text{H}^+$ .

En effet, quand on est en présence d'un pH acide, l'activité du  $\text{H}^+$  sera très forte, par conséquent l'attaque du dépôt est facile. Par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse de dépôt et diminuent la solubilité [41].

#### ✓ Influence de la pression

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

En effet les grandes variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs [42], ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de  $\text{BaSO}_4$  et  $\text{CaSO}_4$  [43].

La relation entre l'augmentation de la pression et la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  est proportionnelle aussi bien que le mécanisme de la solubilité de  $\text{CaCO}_3$ .

Citant aussi, parmi les dépôts les plus abondants dans les champs pétroliers, les chlorures de sodium, mais ce dépôts n'est pas gênant car la solubilité est suffisamment importante [40].

#### ✓ **Influence de la salinité**

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation de dépôts [44]. Dans le cas des solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatique non négligeable ; l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliées par les carrés de leurs charges. Les ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition d'un autre sel pourvue que les deux cohabitants ne comportent pas d'ions communs [40]

Les sels dissouts dans l'eau favorisent la solubilité de  $\text{BaSO}_4$ , tout à fait comme dans le cas de  $\text{CaCO}_3$  et  $\text{CaSO}_4$ .

Par exemple, une concentration de  $100\ 000\ \text{g.L}^{-1}$  en  $\text{NaCl}$  augmente la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  de  $2,03$  à  $31\ \text{g.L}^{-1}$  à  $25^\circ\text{C}$  et de  $3,9$  à  $65\ \text{g.L}^{-1}$  à  $95^\circ\text{C}$  [40].

#### ✓ **Influence du mélange des eaux incompatibles**

Lors de la récupération secondaire, l'eau des puits de production, contenant divers minéraux, mélangée après la percée, à de l'eau d'injection provoque un changement dans les caractéristiques minérales en raison de l'incompatibilité des deux eaux qui conduit à la formation de dépôt [37].

## V.2. Étude de l'incompatibilité des eaux

Une eau peut être chimiquement pure, malgré ses différents composants. Elle présente un équilibre ionique entre ses cations et ses anions. En ajoutant une autre eau contenant d'autres ions, cet équilibre peut être rompu, alors on a la formation de composés insolubles qui précipitent, les eaux sont dites incompatibles. Deux eaux sont dites compatibles, si la réaction entre les composants chimiques ne donne pas au mélange des composés insolubles. L'analyse chimique élémentaire nous permet de faire une approche théorique à travers certains paramètres physico-chimiques tels que: le produit de solubilité, la force ionique, la température et la pression. Cela consiste simplement en la mise en contact de deux eaux déterminées (eau d'injection et eau de gisement) et l'observation de ce qui se passe soit ;

- Visuelle, et/ou
- Electrochimique : enregistrement de la variation du pH et de la conductivité, et/ou
- Analytique (gravimétrique) : filtration d'un précipité, calcination de dépôt obtenu, dosage des éléments contenus dans le filtrat.

L'étude de la compatibilité des eaux à l'échelle du laboratoire peut s'effectuer selon les conditions de surface (pression atmosphérique : 1 atmosphère, température ambiante 25°C), ou bien selon les conditions de fond (haute pression et haute température) [37].

## V.3. Prévision de la formation de dépôt

Afin de prédire la formation de certains types de dépôts, il est nécessaire d'avoir des informations précises sur les conditions de leur apparition dans les puits de productions. Pour ce faire, plusieurs modèles de prévision sont disponibles et cités dans la littérature. La prévision de la formation de dépôt est possible en calculant le produit de solubilité du composé de dépôt dans une large gamme de conditions thermodynamiques. Ces conditions thermodynamiques sont essentiellement la pression et la température avec des variations des compositions chimiques des solutions. Les effets des ions, en excès dans la solution, sont les seuls à considérer pour prédire la solubilité. La solubilité indique le degré de précipitation (de dépôt) ou la capacité de formation de tartre. Le calcul de solubilité est un outil extrêmement précieux, mais sa valeur exacte dépend énormément de l'expérience et de l'appréciation de l'utilisateur [37].

## V.4. Mécanisme de formation des dépôts minéraux

La précipitation ne se produit que si la sursaturation (concentration en soluté supérieure à sa solubilité) est très importante et elle est accélérée par la présence de points spécifiques (impuretés, parois rocheuses) permettant d'initier la première étape de précipitation du dépôt : la

nucléation, formation du premier germe solide dans la solution. Suivent alors les étapes de germination puis croissance du dépôt, tant que les conditions thermodynamiques sont favorables (concentration des minéraux au-dessus de la saturation) [45].

### A. La sursaturation

En appliquant les lois thermodynamiques relatives aux équilibres chimiques, on pourrait expliquer le phénomène de précipitation.

L'appliquant de la loi d'action de masse à une solution aqueuse saturée d'un corps AB, suivant la réaction de dissociation (1).



Permet d'introduire la relation suivante :

$$K = \frac{[A^+][B^-]}{[AB]} \quad (2)$$

Où :

K : constante de dissociation

$[A^+]$ ,  $[B^-]$ ,  $[AB]$  Concentrations exprimées en ion g.L<sup>-1</sup>.

$P_s = [A^+]. [B^-]$  produit de solubilité.

Si on ajoute une solution de sel CD à la solution AB, le mélange va contenir les ions  $A^+$ ,  $B^-$ ,  $C^-$  et  $D^+$  .

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

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques ; toute variation de ces dernières fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc la précipitation [45].

## B. Formation du germe (germination)

La germination (ou la nucléation) se rapporte à la formation d'une nouvelle phase solide de cristal. Une fois que la sursaturation se produit, les ions commencent à s'associer et forment des noyaux ou des faisceaux. La nucléation du dépôt se produit selon deux mécanismes: homogène (spontané) dominant à la sursaturation élevée et hétérogène induite par des particules étrangères ou des impuretés dissoutes dans le système. En effet, la présence d'impuretés peut avoir une action catalytique sur la réaction de nucléation. Cela se traduit par le fait que l'enthalpie libre de la réaction de formation des germes par nucléation hétérogène est plus faible que par nucléation primaire homogène. Le substrat joue alors le rôle de catalyseur en abaissant la barrière énergétique de la réaction. L'enthalpie libre de réaction est d'autant plus faible que l'adhérence du germe sur le substrat est grande [43].

La précipitation commence par la formation de germes ou pont sous forme déterminée et qui cristallisent progressivement. Ils sont constitués par l'association de quelques ions par exemple :  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$ , ces germes grossissent par fixation (adsorption) [45].

## C. Croissance du cristal

Au cours de la précipitation, deux phénomènes antagonistes entrent en jeu : d'un côté, le mélange qui génère la sursaturation et de l'autre, la nucléation et la croissance qui la fait chuter. Quand les germes se forment, il y a :

- **Croissance homogène**: c'est la nutrition de ces germes par la solution sursaturée par transfert de la matière.

- **Croissance hétérogène** : c'est la formation de la deuxième couche par adsorption des ions de la solution sursaturée qui donnent par la suite un dépôt adhérent au substrat [37].

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

La fréquence avec laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé.

Cette fréquence est d'autant plus grande que leur concentration dans la solution est grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus vite si les concentrations des ions sont plus importantes.

La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin.

Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers [45].

D'après certaines recherches effectuées, on a pu constater que tous les minéraux n'ont pas le même comportement, en termes de solubilité, face à la baisse de pression ou augmentation de température [36].

Dans l'eau par exemple, les sulfates de calcium (gypse et anhydrite) sont moins solubles quand la température augmente (supérieure à 25°C et 80°C respectivement). La salinité des eaux joue également un rôle non négligeable sur la solubilité des minéraux, à une concentration donnée en NaCl, le sulfate de strontium voit sa solubilité réduite avec l'augmentation de la température [36].

#### **D. Agglomération et agrégation**

Des cristaux peuvent s'associer pour former un ensemble homogène et cohérent. Selon la nature des forces qui lient les cristaux on distingue [37]:

- la coagulation ou floculation qui mettent en jeu des forces faibles de type van der Waals.
- l'agrégation qui consiste en un assemblage rigide de particules cristallines individuelles. Les liaisons entre les particules sont alors des ponts cristallins.
- l'agglomération qui est un assemblage plus ou moins lâche de particules. L'agglomération peut intervenir en l'absence de sursaturation, ce mécanisme concerne plus particulièrement les particules de tailles inférieures [43].

#### **V.5. Conséquence de la formation de dépôts**

Les conséquences de la formation des dépôts sont [46] [37] :

- ❖ Diminution des échanges thermiques, ce qui implique une augmentation de la température.
- ❖ Diminution des sections de passage conduisant à une diminution de la production et un accroissement des pertes de charge
- ❖ Possibilité de la corrosion des installations de surface (tête de puits, les vannes, conduits,...) et du fond (casing, tubing,...).

- ❖ Diminution de l'écoulement des hydrocarbures dû à la réduction de la perméabilité (restriction des sections de passage dans la roche réservoir).
- ❖ La formation des dépôts conduit à de grands investissements de réparation et workover des équipements du fond des puits producteurs et injecteurs.  
Le colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs.
- ❖ Les pertes économiques liées aux dépôts.
- ❖ les dépôts formés compromettent la sécurité en causant des dommages aux équipements de production, tels que pompes électriques (Mackay, 2003) et constitue aussi un danger pour la santé, parce que certains dépôts sont formés de matières radioactives naturelles (MRN).



**Figure n°15** : Photographie d'un pipeline bouché par le dépôt [37].

Il existe plusieurs ensembles de dépôts minéraux, on distingue :

**a. Les sulfates**

Les dépôts de sulfates proviennent d'un mélange de deux eaux. L'une avec des ions alcalino-terreux (baryum, strontium, calcium) et l'autre avec des ions sulfates ( $SO_4^{2-}$ ). Le dépôt se constitue donc au moment du mélange et une de ses caractéristiques principales est une cinétique de formation immédiate.

On les retrouve dans la formation, à cause de l'injection d'eau, et le risque principal est de colmater des zones de drainage ou de venir modifier les conditions de production aux environs du puits [47].

Les dépôts de sulfate fréquemment rencontrés sont : le sulfate de baryum, le sulfate de calcium et le sulfate de strontium [37].

➤ **Sulfate de Baryum ( $BaSO_4$ )**

Le sulfate de baryum  $BaSO_4$  est un composé blanc très utilisé dans l'industrie depuis de nombreuses années. Il est présent en quantités sous forme de minerai, désigné par le terme "baryte". Il intervient dans la fabrication des verres, de certaines peintures, de revêtements de sols et dans l'industrie papetière [37].

Les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité des deux eaux. Certaines eaux de gisements contiennent des sels de baryum  $Ba^{2+}$  en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de surface qui contient des sulfates ( $SO_4^{2-}$ ), le sulfate de baryum précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour le maintien de pression de ce gisement. L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs dans lesquels le mélange se fait et la précipitation du sulfate de baryum a lieu. Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact [48].

Sa formation a lieu suivant la réaction :



Il faut retenir trois notions importantes dans le phénomène d'adsorption qui sont :

- Un précipité adsorbe préférentiellement ses propres ions, comme si le cristal devait continuer à croître.
- La précipitation du  $BaSO_4$  commence par la formation de germes cristallins constitués par l'association de quelques ions  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$ .
- Ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$  [49].

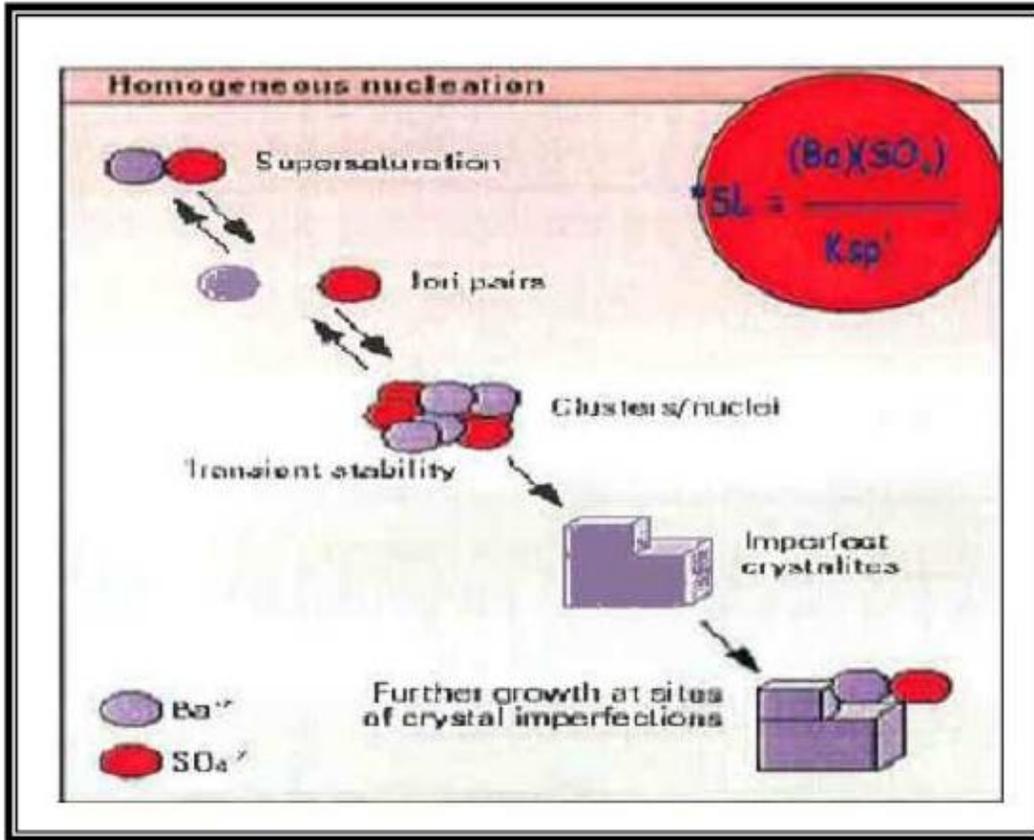


Figure n° 16 : Mécanisme de formation du Sulfate de baryum (BaSO<sub>4</sub>)[14].



Figure n°17 : Photos des dépôts de sulfates de baryum[14].

➤ **Sulfate de calcium ( $\text{CaSO}_4$ )**

Le Sulfate de calcium est l'un des dépôts souvent rencontré lors de l'exploitation des gisements pétroliers. C'est un sel peu soluble mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour qu'il y ait un risque de précipitation. Une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits, sous l'effet de l'évaporation partielle et de l'incompatibilité des eaux de gisement et d'injection.

Le dépôt de Sulfate de calcium peut provoquer facilement des rétrécissements, si ce n'est des obstructions des conduites, pouvant être à l'origine d'une chute des débits de production [41].

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

- |   |  |
|---|--|
| ▪ $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$   | Gypse ou sulfate de calcium di-hydraté |
| ▪ $\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$ | Sulfate de calcium hémi hydraté        |
| ▪ $\text{CaSO}_4$                             | Sulfate de calcium Anhydre             |

La majeure partie du sulfate de calcium trouvé comme dépôts dans un champ pétrolier est sous forme de Gypse:  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  [41].



**Figure n°18** : Photo d'un dépôt de  $\text{CaSO}_4$  [14].

➤ **Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ )**

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température.

L'évaporation de l'eau, l'élévation de température ou le mélange d'eaux non compatibles sont les trois voies par les quelle on peut obtenir la précipitation de  $\text{SrSO}_4$ . Les dépôts de  $\text{SrSO}_4$  sont pratiquement inattaquables mêmes par les acides [50].



**Figure n°19:** Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ )[14].

✚ **Comparaison entre les trois dépôts**

A titre de comparaison, la solubilité du  $\text{BaSO}_4$  dans l'eau douce est de  $2 \text{ mg.L}^{-1}$ , c'est-à-dire 10 fois inférieur à celle du  $\text{CaCO}_3$ , 100 fois inférieur à celle du  $\text{SrSO}_4$  et mille fois inférieur à celle du  $\text{CaSO}_4$ , mais sa solubilité augmente avec la force ionique de l'eau et on peut trouver dans une eau de gisement jusqu'à  $50 \text{ mg.L}^{-1}$  de sulfates dissous [51].

D'autres parts, la taille des cristaux est d'autant plus grande que la sursaturation de la solution est faible.

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités du sulfate de baryum et de sulfate de calcium.

**Tableau n°4 : Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate**

Elément	BaSO <sub>4</sub>	SrSO <sub>4</sub>	CaSO <sub>4</sub>
Produit de solubilité Ksp	1,1.10 <sup>-10</sup>	2,8.10 <sup>-7</sup>	6,1.10 <sup>-5</sup>
Solubilité 'S' (mol/l)	1,05.10 <sup>-5</sup>	5,3.10 <sup>-4</sup>	7,8.10 <sup>-3</sup>

Le premier précipité qui se forme c'est le BaSO<sub>4</sub> [51].

#### b- Chlorure de Sodium (NaCl)

Les dépôts de Chlorures de Sodium sont une des causes fréquentes de dépôts de sels qui a pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations. Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures qui vient naturellement avec le pétrole brut, avec les eaux des puits chargées en sodium [45].

Dans certaines eaux la concentration en chlorure de sodium avoisine le taux de 350 g.L<sup>-1</sup>, cette dernière est ainsi si proches de la saturation (à 0 °C la concentration est de l'ordre de 357 g.L<sup>-1</sup>). Une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de NaCl [52].

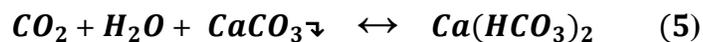


Ce sont les dépôts de sel les moins gênants pour les producteurs, car la solubilité du chlorure de sodium est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts [52].

#### c- Les carbonates

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de CO<sub>2</sub> équilibrant, par augmentation de la température ou par une baisse de la pression. La formation est lente, car il y a des sursaturations qui durent longtemps.

Sa formation a lieu suivant la réaction (5):

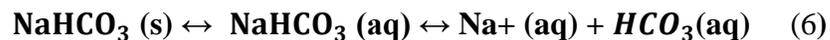


**d- Les bicarbonates de sodium**

Le bicarbonate de soude ( $\text{NaHCO}_3$ ) est une poudre cristalline blanche, également connu sous le nom de bicarbonate de sodium. Parmi les caractéristiques du bicarbonate de soude on peut citer :

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

L'équilibre de  $\text{NaHCO}_3$  en solution aqueuse peut être établi comme suit :



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



Sa solubilité dans l'eau est de l'ordre de 87 g.L<sup>-1</sup> à 20°C, alors que celle des carbonates de sodium ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) est de l'ordre de 300 g.L<sup>-1</sup> à la même température [36].

**e- Les savons de calcium**

Il s'agit là d'un dépôt qualifié d'exotique. C'est en fait un organo-minéral qui ne se forme que dans des eaux basiques telles que celles existantes au Cameroun ou au Nigeria.

Ce sont essentiellement des savons de calcium. On en trouve dans le processus (à l'interface huile/eau), mais aussi parfois dans les puits.

Leur comportement est similaire à celui des carbonates (pression favorable, température défavorable) [47].

De la compréhension de la formation de ces dépôts a découlé l'étude des moyens de lutte et des mécanismes d'inhibition par la recherche de molécules actives. Il existe différents traitements pour combattre la formation de ces dépôts, plus ou moins coûteux à mettre en œuvre, dont on pourra citer les deux principaux : mécanique et chimique [37].

## VI. Moyens de prévention et de lutte contre les dépôts minéraux

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

Etant donné l'incapacité actuelle à prévenir ces dépôts, alors on fait appel à des produits chimiques qui doivent agir soit comme inhibiteurs de précipitation, soit comme modificateur de la morphologie cristalline [53] [54].

Il existe différents procédés de prévention des dépôts, on distingue :

### VI. 1. Procédés soustractifs

Ils consistent à éliminer les ions formateurs des dépôts, pour cela on doit agir par élimination des ions sulfates contenus dans l'eau d'injection, c'est-à-dire dé-sulfatation.

Or, il existe deux méthodes :

- Dé-sulfatation par échange ionique par des résines anionique [55]. .
- Dé-sulfatation par précipitation avec  $\text{BaCl}_2$  [55].

L'inconvénient de ces deux méthodes c'est d'être très couteux et demande des moyens humains et matériels très important pour le traitement des eaux d'un champ pétrolier [55].

#### a) Dé-sulfatation par échange ionique par des résines anionique :

Le but d'employer les agents de chélation tels que l'EDTA et les DTPA pour transformer le sulfate de baryum insoluble en carbonate de baryum ou d'autres composés plus facile à dissoudre en utilisant un acide [56].

#### b) Dé-sulfatation par précipitation avec du chlorure de baryum $\text{BaCl}_2$

En éliminant les ions formateurs de dépôts, dans notre cas peut agir que par élimination des ions sulfates contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par  $\text{BaCl}_2$  suivant la réaction suivante[51]:



#### c) Traitement par Nanofiltration, et Osmose inverse

Les unités de traitement des sulfates requièrent un prétraitement de l'eau pour l'élimination des solides en suspension en amont de la membrane de nanofiltration. Et peuvent être équipées

d'une petite unité d'osmose inverse de production d'eau douce pour le rinçage de la membrane de nanofiltration.

### **La Nanofiltration (NF)**

Utilisé pour les sels minéraux tels que le sulfate, permettant une forte rétention globale des espèces ioniques à de faibles concentrations, et une séparation entre mono et multivalents pour des concentrations élevées. Les nanofiltres sont mis en œuvres selon le principe de la filtration tangentielle avec un transfert de matière à travers la membrane dû à un gradient de pression pouvant varier de 10 à 40 bars. La couche active de ces nanofiltres est constituée d'un matériau organique ou inorganique présentant une structure microporeuse avec des diamètres de pores de l'ordre du nanomètre [57].

### **L'Osmose inverse (OI)**

La technique de l'osmose inverse est employée pour la production d'eau très purifiée. En effet le passage global en sels est très faible (1,5 %). Les pressions de service vont de 15 à 80 bars. Le flux d'eau traitée est d'environ 3 à 10 L.h<sup>-1</sup>.

Les membranes généralement utilisées sont en polyamide non biodégradable de porosité 0,2 nm. Les prétraitements peuvent être très poussés pour éviter toute détérioration de la membrane [58].

#### **d) La distillation**

C'est un système dans lequel l'eau est portée à ébullition, puis la vapeur est refroidie jusqu'à ce qu'elle condense dans un récipient séparé. Les substances dissoutes ; telles que le sulfate, reste dans le récipient initial. Si elles sont mises en place correctement, les unités de distillation peuvent éliminer presque 100% de sulfate, l'inconvénient est que ce type de traitement utilise une quantité substantielle d'énergie [51].

#### **e) Elimination biologique des sulfates**

Arnaldo Sarti [59], a développé un réacteur biologique pour le traitement des effluents industriels contenant du sulfate. Un dispositif capable de réduire jusqu'à 92 % la concentration en sulfate des effluents industriels [59].

Selon Sarti, les résultats, en termes de réduction de sulfate, ont été très significatifs et ont permis de conclure que ce traitement, appliqué aux effluents industriels contenant des sulfates,

pouvait être utilisé à grande échelle dans le futur. Le procédé utilisé par Sarti repose sur le déplacement de l'ion sulfate par l'action de micro-organismes anaérobies disposés dans un réacteur rempli de charbon, le charbon étant un support inerte qui garantit le maintien des microorganismes par simple adhérence physique. « Le déplacement biologique du sulfate est la solution qui présente le meilleur rapport coût-bénéfice », en comparaison avec d'autres processus chimiques ou physiques [59].

Pour privilégier le déplacement biologique du sulfate, Le réacteur anaérobie fonctionne en batch, et chaque traitement biologique est réalisé dans une séquence opérationnelle de 48 heures qui comprend quatre étapes successives [59] :

- alimentation (le liquide est introduit dans le réacteur)
- agitation (le liquide est agité avec les microorganismes adhérents au charbon)
- réaction (le liquide décante et la biomasse sédimente)
- évacuation (le liquide est évacué).

### VI. 2. Procédés Curatifs

Ils s'effectuent par des méthodes chimiques en utilisant les solvants ou les dispersants de paraffines ou par des méthodes mécaniques à l'aide des racleurs.

#### A. Méthodes chimiques

##### ✓ Solvants de paraffines

Les solvants de paraffines sont des produits qui s'utilisent sur des dépôts déjà formés, il est nécessaire de laisser le produit en contact avec le dépôt une à quelques heures afin qu'il dissolve les dépôts.

Ce traitement peut être utilisé avant un traitement mécanique, « ramollissement » du dépôt sous l'effet du solvant rendant le passage du racleur plus efficace [12].

##### ✓ Dispersants de paraffines

Contrairement aux précédents, ces produits ont une action préventive. Ils réduisent ou éliminent la croissance des germes cristallins. Ce sont des macromolécules de structure voisine de celle des paraffines mais qui comportent des groupes polaires en bout de chaîne.

Leur identité de structure les fait participer à la cristallisation. Ils peuvent même l'initier en jouant le rôle de germes, mais les groupes polaires se situant en bout de chaînes créent des forces d'impulsion qui empêchent les microcristaux de paraffines de croître. Ainsi les paraffines insolubilisées restent dispersées dans le brut sous forme colloïdale [12].

### **B. Méthode mécanique**

Elles s'effectuent par partage mécanique à l'aide de racleur. Il est utilisé pour gratter les parois sur lesquels se dépose le tartre [49]. Or cette méthode n'est pas efficace, et cause des fissures au niveau des tubings [60]. Cette opération appelée Milling.

### **VI.3. Procédé additif :**

Le procédé additif est le mieux adapté pour traiter les dépôts et cela par inhibition de la croissance cristalline par des produits appelés «*inhibiteurs de dépôts*».

Il en découle que de ces possibilités, seul l'inhibiteur chimique semble être favorable techniquement, et surtout économiquement [61].

#### **VI.3.1. Définition des inhibiteurs de dépôts**

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un milieu quelconque afin de ralentir ou d'empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts.

Les inhibiteurs de dépôts minéraux ou appelés encore anti dépôts sont principalement des molécules hydrosolubles, réparties en différentes classes selon leurs fonctions chimiques ou leurs structures. La plus part de ceux utilisés dans l'industrie du pétrole sont des composés phosphatés, organiques ou inorganiques [62].

Ils agissent à des faibles concentrations en s'adsorbant sur la surface métallique ou sur les germes des sels insolubles dont ils provoquent des modifications morphologique et cristallographique [63].

Les inhibiteurs agissent principalement [63] :

- Par effet complexant.
- En modifiant le cristal pendant la germination.
- En bloquant la croissance cristalline.
- Par effet dispersant.

### VI.3.2. Principaux inhibiteurs de dépôts dans l'industrie pétrolière

La plus part de ceux utilisés dans l'industrie de pétrole sont des composés phosphatés, organiques ou inorganiques et les polymères carboxyliques[46]:

#### A. Les polyphosphates :

L'inhibition par les polyphosphates est particulièrement efficace pour des pH de 8 à 10. [ROQUES[64] a résumé plusieurs études effectuées sur le mode d'action de l'ion  $PO_4^{3-}$ . Il a été montré que cet ion tétraédrique s'adsorbe sur la surface des cristaux de calcite, se substituant localement à un ion  $CO_3^{2-}$  [65]. Ce type d'additif ( $PO_4^{3-}$ ) fonctionne par une action complexante avec les ions  $Ca^{2+}$  présentés dans l'eau, et pour que l'entartrage ne soit pas conséquent, il faut en ajouter des quantités relativement importantes. Par ailleurs, ce type d'inhibiteur présente aussi l'inconvénient de ne pas être efficace à des températures élevées.

#### B. Les polyphosphonates

Les Polyphosphonates sont des inhibiteurs plus récents que les polyphosphates avec un large domaine d'application, ils appartiennent à la classe des inhibiteurs prometteurs, non seulement dans l'industrie mais aussi dans le domaine médical. Ils sont thermiquement plus stables, non hydrolysable même à haute température. Leur efficacité est contrôlée par la formation de complexes  $Ca^{2+}$ [37].

Les polyphosphonates dans leurs variétés diverses sont aussi largement utilisés pour l'inhibition du tartre. Ils sont caractérisés par un ou plusieurs groupements d'acides phosphoriques ( $H_3PO_4$ ). Ce sont des composés qui contiennent des liaisons P-C-P ou P-C-N-C-P plus stables que les liaisons P-O-P des phosphates condensés. Plus les chaînes sont courtes, plus leur adsorption est grande et par conséquent meilleure est l'inhibition du tartre. Cependant, certains phosphonates présentent un inconvénient, car ils se décomposent en orthophosphates en présence des biocides oxydants à base de chlore. Les polyphosphonates sont généralement considérés comme des anti- dépôts de  $CaCO_3$  et  $CaSO_4$ . L'efficacité des phosphonates est attribuée à la formation d'un phosphonate de calcium avec les ions  $Ca^{2+}$  [66].

Les phosphonates les plus utilisés et leurs formules chimiques développées sont données dans le tableau n°5.

**Tableau n°5 :** Structure chimique des phosphonates les plus utilisés.

Nom du composé	Abréviation	Structure
Acide hydroxy éthylidène diphosphonique	HEDP	$  \begin{array}{c}  \text{H}_2\text{PO}_3 \\    \\  \text{CH}_3 - \text{C} - \text{H}_2\text{PO}_3 \\    \\  \text{OH}  \end{array}  $
Acide triméthylène phosphonique	ATMP	$  \begin{array}{c}  \text{CH}_2 - \text{H}_2\text{PO}_3 \\    \\  \text{H}_2\text{PO}_3 - \text{CH}_2 - \text{N} \\    \\  \text{CH}_2 - \text{H}_2\text{PO}_3  \end{array}  $
Acide éthylène diamino tétraméthylène phosphonique	EDTMP	$  \begin{array}{c}  \text{H}_2\text{PO}_3 - \text{CH}_2 \qquad \qquad \text{CH}_2 - \text{H}_2\text{PO}_3 \\  \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad   \\  \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \text{N} - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{N} \\  \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad   \qquad \qquad \qquad   \\  \text{H}_2\text{PO}_3 - \text{CH}_2 \qquad \qquad \qquad \text{CH}_2 - \text{H}_2\text{PO}_3  \end{array}  $
Acide hexaméthylène diamino tétraméthylène phosphonique	HMDTMP	$  \begin{array}{c}  \text{H}_2\text{PO}_3 - \text{CH}_2 \qquad \qquad \qquad \text{CH}_2 - \text{H}_2\text{PO}_3 \\  \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad   \\  \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \text{N} - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{N} \\  \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad   \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad   \\  \text{H}_2\text{PO}_3 - \text{CH}_2 \qquad \qquad \qquad \text{CH}_2 - \text{H}_2\text{PO}_3  \end{array}  $

### C. Polymères carboxyliques

Les acides polycarboxyliques (PCA) sont d'autres inhibiteurs d'entartrage [67], qui agissent par effet de seuil. Ce sont des polymères organiques linéaires ou cycliques caractérisés par la présence de très nombreux groupement carboxyliques. Ils s'obtiennent par ouverture de la double liaison et polymérisation en chaîne de l'acide acrylique. Les PCA utilisés pour leurs propriétés antitartre sont généralement ceux de faible masse moléculaire moyenne. Ces inhibiteurs d'entartrage semblent agir en s'adsorbant de façon sélective sur les sites de croissance

des cristaux. Ce type d'inhibiteur possède la caractéristique de former un nombre suffisant de liaisons de coordination avec les cations à la surface des premiers cristaux du minéral [68].

L'adsorption altère le mécanisme de croissance de sorte que les cristaux se développent plus lentement et sont fortement déformés. Ces altérations entraînent un retard de la croissance du cristal, ce qui diminue la quantité de solide déposée sur les surfaces à protéger de l'entartrage. La déformation de la structure du cristal entraîne quant à elle une diminution de l'adhérence du solide ainsi formé. En effet, REDDY et al affirment que l'inhibition de la cinétique de croissance de la calcite en présence des PCA cycliques est provoquée par le blocage des sites de croissance cristalline par de nombreux groupes carboxyliques [69].

Les acides polycarboxyliques les plus familiers et leurs structures semi développées sont représentés dans le tableau n°6

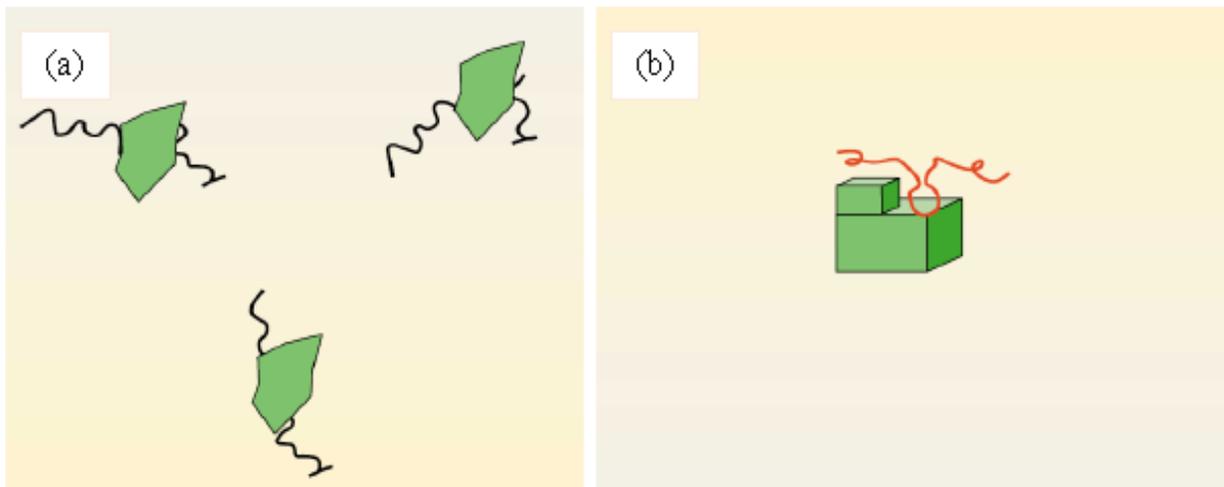
**Tableau n°6 :** Types des acides carboxyliques .

Les Polymères	Leur s Structures
Polyacrylates	$\begin{array}{ccccccc} \text{CH}_2 & \text{---} & \text{CH} & \text{---} & \text{CH}_2 & \text{---} & \text{C} \\ & &   & & & &   \\ & & \text{COO}^- & & & & \text{COO}^- \end{array}$
Polymethacrylates	$\begin{array}{ccccccc} & & \text{CH}_3 & & \text{CH}_3 & & \\ & &   & &   & & \\ \text{---} & \text{CH}_2 & \text{---} & \text{C} & \text{---} & \text{CH}_2 & \text{---} & \text{C} & \text{---} \\ & & &   & & &   & & \\ & & & \text{COO}^- & & & \text{COO}^- & & \end{array}$
Polym aleates	$\begin{array}{ccccccc} \text{---} & \text{CH} & \text{---} & \text{CH} & \text{---} & \text{CH} & \text{---} \\ &   & &   & &   & \\ & \text{COO}^- & & \text{COO}^- & & \text{COO}^- & \end{array}$

### VI.3.3. Mécanisme d'action des inhibiteurs de dépôts

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois catégories, décrites ci-dessous [63] :

- ❖ **Inhibition de la nucléation** : déstabilisation thermodynamique des nucleus par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.
- ❖ **Dispersion des cristaux déjà formés** : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type polyélectrolytes, sur leur surface (figure 20).
- ❖ **Ralentissement et ou Blocage de la croissance des cristaux** : par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation. Ainsi ceci a pu comporter une modification de la charge électrique qui, étant au commencement positif, devient négatif. Ceci mène alors à la réduction du taux de saturation du milieu qui devient plus bas.



**Figure n° 20** : (a) Dispersion des nucleus formés et (b) Stabilisation des dépôts en croissance

#### VI.3.4. Méthodes d'utilisation des inhibiteurs de dépôts

##### ➤ Injection Continue d'un inhibiteur:

La méthode d'injection continue d'un inhibiteur est effectuée dans des puits injecteurs et des puits producteurs. Cette technique permet de pomper sans interruption un inhibiteur en bas de la concentrique à une certaine profondeur. L'inhibiteur est dilué pour réaliser une bonne distribution et pour éviter la précipitation aux abords de puits provoquée par l'inhibiteur concentré [70].

##### ➤ Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation

La technique du "squeeze" d'inhibiteur consiste en l'arrêt de la production du puits à traiter, puis injection d'un certain volume de solution aqueuse inhibitrice dans le réservoir et fermeture de celui-ci pour laisser l'inhibiteur s'adsorber sur la roche. Cette opération peut durer de quelques jours à quelques semaines avant de remettre le puits en production, selon l'état d'endommagement par précipitation de la zone de réservoir aux abords des puits. Lors de la reprise de la production, l'inhibiteur est progressivement libéré dans l'eau [37].

Toutefois, pour être efficace, il doit être libéré dans les eaux de production à un taux suffisant qui permet de prévenir la formation des dépôts. Cette valeur est appelée *la concentration minimale d'inhibition (MIC)*, c'est la concentration la plus basse d'inhibiteur pour laquelle les dépôts ne se forment pas et/ou ne croissent pas [37].

Ce mécanisme est appelé aussi « effet de seuil », définit comme l'inhibition de la précipitation de dépôts par des concentrations très faibles. Au-delà, le produit perd son action d'inhibition par le phénomène de désorption en réagissant comme agent séquestrant (complexant) [37].

#### VI.3.5. Efficacité des inhibiteurs de dépôts

L'efficacité des inhibiteurs de dépôts varie suivant le type d'entartant rencontré.

Les ions  $Fe^{2+}$  en présence de l'oxygène de l'air, s'oxydent en  $Fe^{3+}$ , se précipitant sous forme de  $Fe(OH)_3$ . Ce dernier grâce à son grand pouvoir adsorbant vis-à-vis des autres ions en solution empêche l'inhibiteur d'être adsorbé sur les sites de croissance des germes du dépôt. Pour rendre l'inhibiteur plus efficace, on procède à l'élimination de l'oxygène par des méthodes

mécaniques ou chimiques, car le problème qui rencontre les inhibiteurs de dépôts est la réduction de leur efficacité dus à l'existence des ions de  $Fe^{2+}$  et  $Fe^{3+}$  dans les eaux de gisements.

#### **VI.3.6. Effet des inhibiteurs sur l'environnement**

L'activité inhibitrice se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction de précipitation. Une bonne stabilité se caractérise par le fait que l'inhibiteur n'évolue pas dans les conditions opératoires thermodynamiques (pression et température) pour éviter la perte de son efficacité. L'inhibiteur de dépôts doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours du traitement [37].

L'inhibiteur de dépôts choisi doit respecter les conditions de sécurité (toxicité) et de respect de l'environnement (biodégradabilité). Même si l'inhibiteur possède toutes les priorités et caractéristiques citées ci-dessus, il doit être compétitif du point de vue coût pour ne pas constituer une lourde charge pour le procédé de production [37].

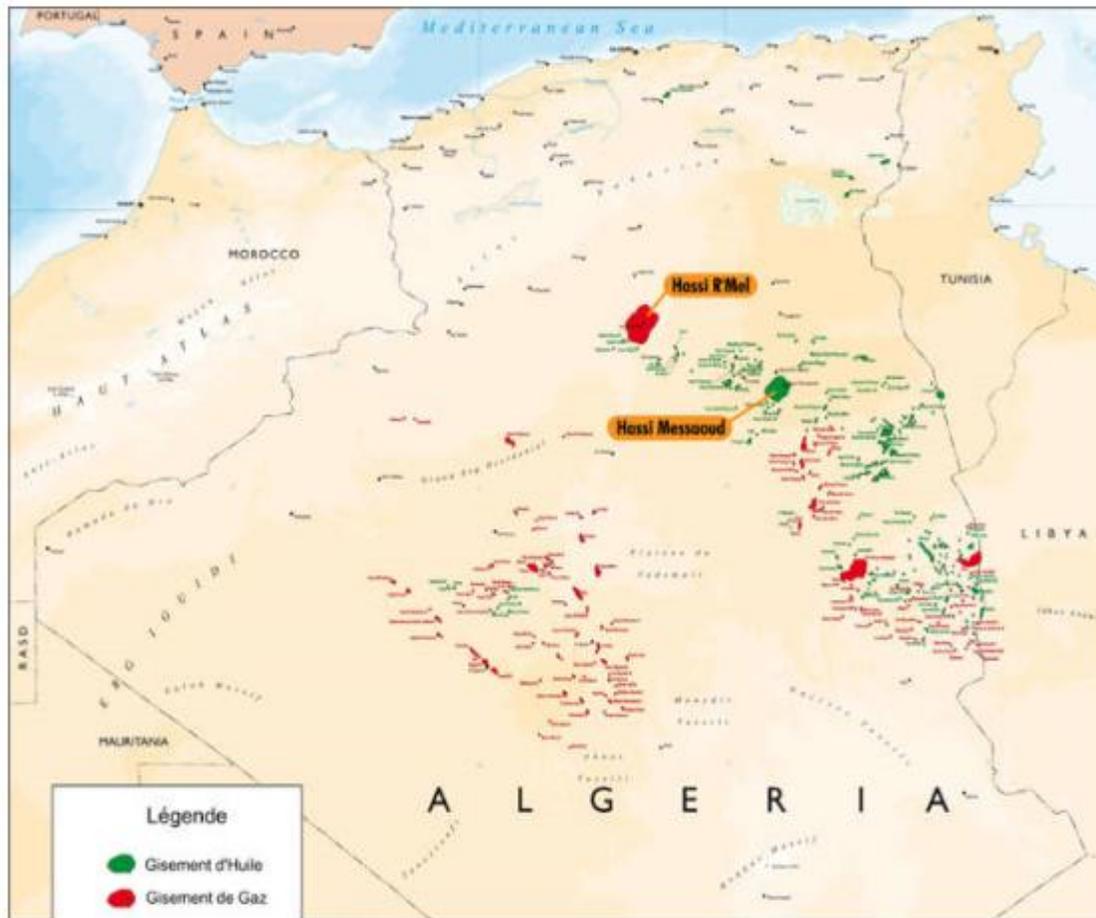
## **VII. Cas de l'Algérie**

L'Algérie est un pays producteur de pétrole par excellence. Ses premiers travaux d'exploration ont débutés en 1948 dans le bassin du Chélif à Oued Gueterini. Depuis cette date, elle n'a eu de cesse de porter l'effort sur la recherche de nouveaux gisements pétroliers et gaziers sur le territoire mais aussi à l'international, pour renouveler ses réserves et sécuriser ses approvisionnements énergétiques [71].

### **VII.1. Régions pétrolières en Algérie**

Du point de vue pétrolier, on distingue, à travers l'ensemble du domaine minier de l'Algérie, quatre provinces plus ou moins matures :

- Le Sahara Est, à gisements connus d'huile et de gaz, recèle encore un bon potentiel de découvertes ;
- Le Sahara Central, considéré comme gazifière (gisements d'importance variable) mais où de récentes découvertes d'huile permettent d'espérer d'autres développements (figure 21) ;
- Le Sahara Ouest est surtout considéré globalement à gaz à l'exception des découvertes d'huile mises en évidence dans le réservoir du Tournaisien du bassin de Sbaa, ses ressources demeurent pratiquement inconnues ;
- Dans le Nord de l'Algérie, intégrant les bassins offshore, qui malgré des découvertes d'huile et de gaz de petite taille, le potentiel pétrolier n'a pas encore été révélé du fait d'une géologie complexe.



**Figure n°21** : Les gisements d’huiles et de gaz en Algérie [72].

## VII.2. Description de quelques champs pétroliers en Algérie

Les gisements d'hydrocarbures du Sahara Algérien sont répartis dans le bassin d’Illizi, le bassin de Ghadamès, le bassin triasique et dans le bassin du centre-ouest.

La nature des fluides varie depuis des huiles sous-saturées, saturées jusqu'à des huiles volatiles ainsi que du gaz à condensat ou du gaz sec [73].

**VII.3. Principaux champs pétroliers en Algérie [73] :****a) Champ d'Alrar**

Il est situé dans la partie septentrionale du bassin d'Illizi, ce gisement a été découvert en 1961 par le forage d'Alrar est-1.

Une importante accumulation de gaz à condensat a été mise en évidence dans des grès du dévonien moyen (f3). Un anneau d'huile d'une dizaine de mètres d'épaisseur a été rencontré trois ans plus tard sur les puits nord Alrar 103 et nord Alrar 106.

**b) Champ de Zarzaitine**

Il est situé au sud-est d'Alger à proximité de la frontière libyenne. Ce champ a été découvert en 1957 et fut mis en production en 1960.

Il s'agit d'un gisement d'huile surmonté d'un gas-cap et soumis à un aquifère actif. Le réservoir principal f4 est d'âge dévonien inférieur, ce champ produit également à partir de réservoirs moins importants, les uns d'âge carbonifère et les autres d'âge dévonien supérieur (f2).

**c) Champ de Tin Fouyé Tabankort (TFT)**

Ce champ est situé au sud sud-est de Hassi Messaoud et au nord d'In-amenas. Le réservoir est d'âge ordovicien imprégné d'huile. Le gas-cap de Tin Fouyé Tabankort a été découvert en 1961 par le sondage tfe-1. L'huile n'a été rencontrée qu'en 1965 dans le forage tfez.

**d) Champ de Rhourde el Baguel**

Ce gisement est situé sur la bordure ouest du bassin de Ghadamès, il a été découvert en 1961. Le cambrien constitue le niveau productif du champ de Rhourde el Baguel.

Sa mise en production date d'août 1963 avec le sondage rb-1 qui produit, à partir d'une importante accumulation d'huile, dans les quartzites du cambrien.

**e) Champ de Gassi Touil**

Ce champ est situé dans le bassin triasique au sud de Hassi Messaoud. Le premier puits implanté en juillet 1960 a prouvé la présence d'huile dans le trias argilo-gréseux supérieur (tags), dans le trias carbonaté (trias intermédiaire) ainsi que dans le trias argilo-gréseux inférieur (tagi).

**VII.4. Processus de production utilisé en Algérie**

L'industrie pétrolière algérienne repose sur le processus de production standard qui est basé sur :

- **la récupération primaire**

C'est un drainage naturel, qui permet de récupérer 30% de brut contenu dans le gisement sous l'effet de la pression régnant dans le réservoir. La pression diminue au cours du temps et tend vers la pression atmosphérique, conduisant à la réduction de la production jusqu'à son annulation.

- **la récupération secondaire**

Au fur et à mesure que le pétrole et le gaz sont produits, la pression baisse à l'intérieur du réservoir. Afin de stabiliser cette pression et d'augmenter la quantité d'huile récupérée, on va injecter des fluides dans le gisement, en premier lieu de l'eau ou du gaz. Ce sont ces opérations que les techniciens appellent la récupération secondaire. Une fois l'énergie initiale est épuisée et le débit de production d'huile est décliné, la récupération des hydrocarbures peut être augmentée par l'utilisation d'une énergie secondaire dans le réservoir. Les procédés conventionnels de récupération secondaire sont d'autant plus efficaces qu'ils permettent un accroissement de la récupération par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable. L'eau sera injectée à la base du gisement, ou bien en périphérie afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera l'huile vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir. Simple en apparence, cette opération requiert cependant toute une série de précautions.

Ce processus est le plus utilisé dans l'industrie pétrolière algérienne [74].

- **La récupération tertiaire**

Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à diminuer la perméabilité de certaine couche sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir, et à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer.

Ce sont des procédés qui sont généralement mis en œuvre dans les dernières phases de la vie d'un gisement[17].

## **VII.5. Comparaison entre deux sites : Tin Fouyé Tabankourt (TFT) et Hassi Messaoud(HMD)**

### **VII.5.1. Site de Tin Fouyé Tabankourt (TFT)**

La région TFT (Tin Fouyé Tabankourt) est divisée en deux secteurs, le secteur Sud et le secteur Nord [55].

- Le secteur Nord regroupe les champs du TFT Ordovicien et Dévonien (TAM, AMA et DJOUA).

- Le secteur Sud comprend, les champs de Tin Fouyé et Mazoula.

Les gisements de TFT à deux réservoirs productifs : le Dévonien et l'Ordovicien. Ce dernier est le principal gisement, produit du gaz et de l'huile à partir de la dalle de M'Kratta située dans l'Ordovicien le plus haut (1645m) [74]. Il a été découvert en 1967 [55].

#### **VII.5.1.2. Situation géographique**

Le champ de Tin Fouyé Tabankourt est situé à 1200 km au Sud-Est d'Alger, dans le cadran Nord-Est du bassin d'Illizi, plus précisément :

- A 300 Km au Nord- Ouest d'In Amenas,
- A 500 Km au Sud-est de Hassi Messaoud sur la route nationale N°3,
- Et à 1300 Km d'Alger et dépend administrativement de la wilaya d'Illizi.

La région se trouve à une altitude de 432 m avec une température ambiante qui varie entre 0°C et 45°C durant l'année [55].

#### **VII.5.1.3. Situation géologique**

L'étude géologique a montré que le réservoir productif est constitué de deux unités géologiques superposées en communication verticale.

L'ensemble supérieur qui seul participe au drainage, possède une porosité moyenne de 9 % et une perméabilité moyenne de 52 md. Au toit du réservoir le gisement se présente comme un système de compartiments longitudinaux délimités par des failles transversales. L'existence de variations latérales a conduit à découper le gisement en 6 blocs.

La récupération d'huile pouvant être fortement améliorée par le maintien de pression, l'injection d'eau a été mise en œuvre en 1980.

La ressource en eau d'injection produite par « gas lift », se situe dans le grès du Lias reposant au-dessus de l'Ordovicien. Deux stations de maintien de pression permettent un taux d'injection d'environ 17000 m<sup>3</sup>/jour.

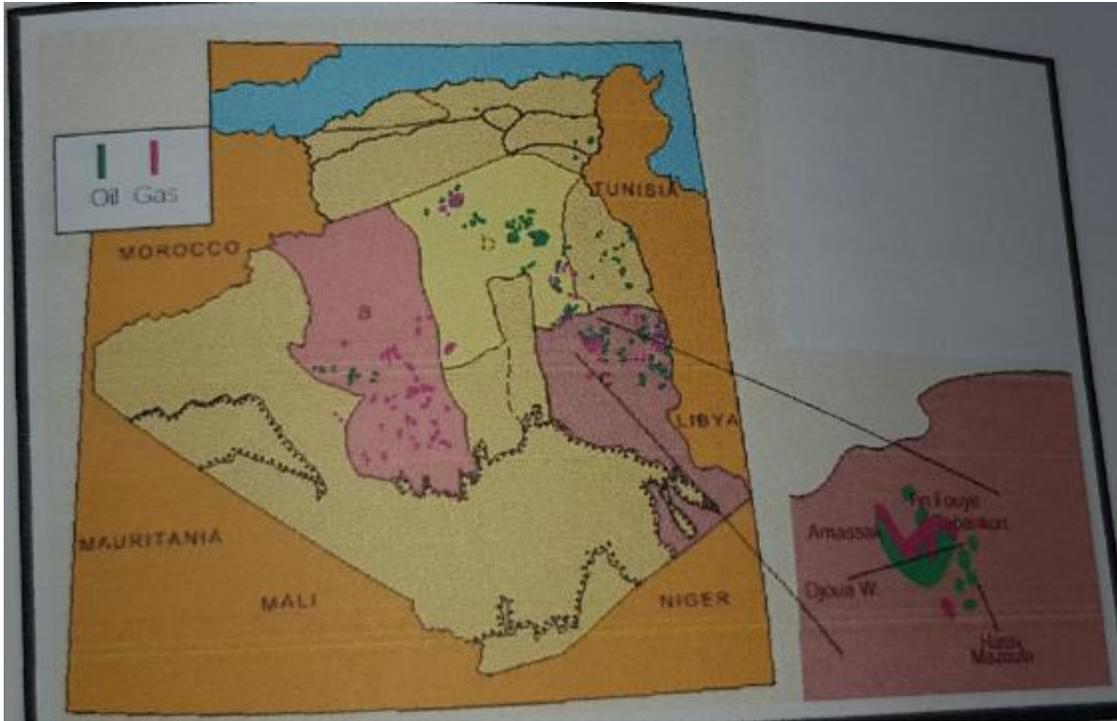


Figure n°22 : Situation géographique de TFT [55].

### VII.5.1.4. Principaux gisements du champ de TFT

Le champ de Tin Fouyé Tabankort est constitué par les gisements suivants :

#### A. Gisement de TFT Ordovicien

Le gisement de TFT Ordovicien se présente comme un anneau d'huile, coiffé d'un important gaz cap. Le toit du réservoir Ordovicien forme un monoclinale de direction EST-Ouest et de pendage Nord.

Le mode drainage est en forme d'expansion de gaz dissous et du gaz cap, l'injection d'eau se fait depuis 1981. Le gisement est exploité actuellement en partie par gaz-lift [55].

#### B. Gisement de TIN FOUYE (TFY)

C'est une zone haute, extrêmement complexe. C'est le gisement le plus ancien dans toute la région de TFT. Il présente une structure importante avec une superficie de 306 km<sup>2</sup> et une hauteur imprégnée d'environ 160 m. Les forages ont mis en évidence des accumulations d'huile dans le réservoir Dévonien F6 et dans l'Ordovicien au niveau des séries paléozoïques [55].

**C. Gisement d'AMASSAK**

Le gisement d'AMASSAK est situé à 25 km à l'ouest-Nord-Ouest du gisement de TFT. Le réservoir Ordovicien se présente comme monoclinal avec une pente de direction vers le Nord-Est et traversé par plusieurs accidents subméridiens. Ces derniers jouent le rôle de limite de compartiments de l'accumulation d'huile [55]. Des accumulations d'huile ont été mises en évidence qui constitue le principal réservoir de cette zone [55].

**D. Gisement de DJOUA**

Le gisement de DJOUA est situé à 30 km au Sud-Est de TFT. Il se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord-Ouest Sud-Est affecté par une faille de même direction.

Il produit de l'huile principalement dans le réservoir F6 (Unités C-I, A-VIII et M-1-X) par pompage électrique [55].

**E. Gisement de TAMENDJLET**

Le réservoir de TAMENDJLET est situé à environ 6 km au Nord-Ouest de TFT. Il se présente sous forme de deux unités structurales majeures, séparées par un grand accident composé d'une série de failles en relais du Sud au Nord [55].

**F. Gisement de Hassi Mazoula Nord (HMZ Nord)**

Le réservoir Dévonien F6 se présente comme anticlinal aplati et légèrement allongé du Sud Sud-Est au Nord-Nord-Est (SSE-NNE). Il est lié à l'accident majeur MAZOULA-BELOUDA. L'exploitation du F6 se fait par pompage électrique [71].

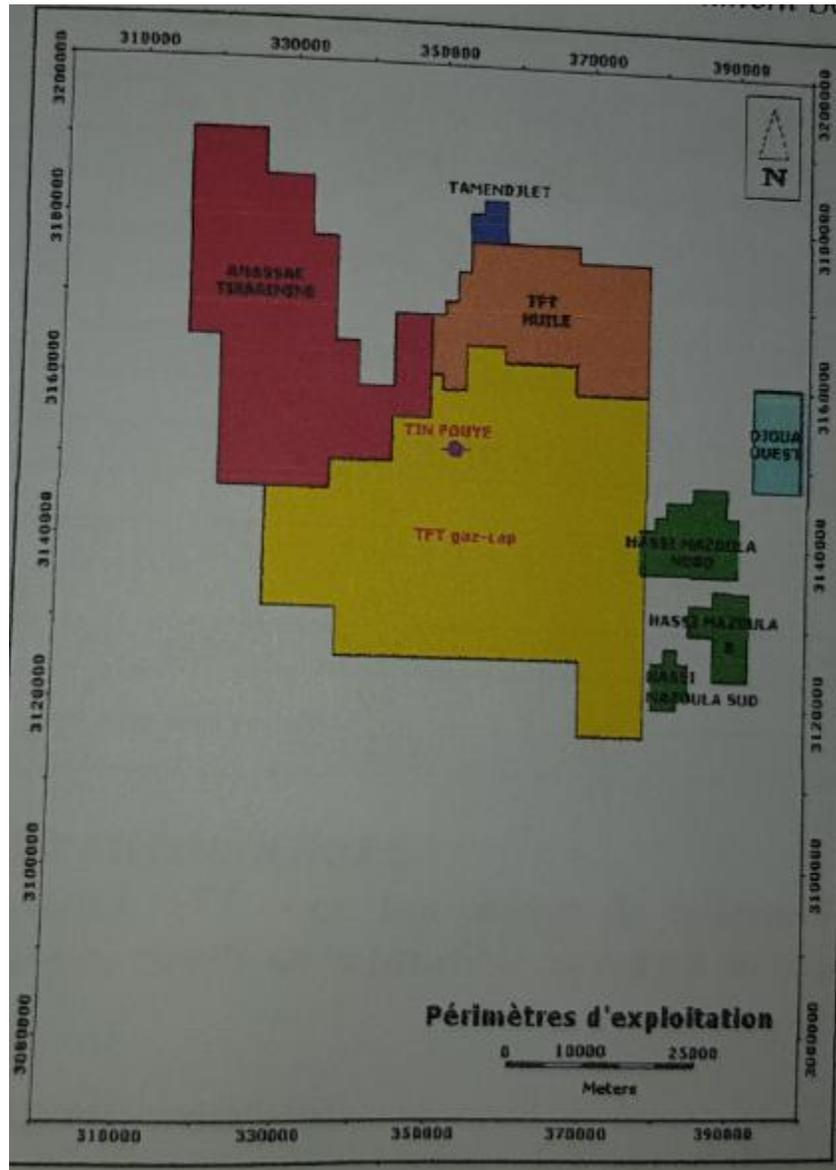
**G. Gisement de Hassi Mazoula Sud (HMZ Sud)**

Le gisement de HMZ Sud se présente sous forme d'anticlinal limite par deux failles à l'Est et à l'Ouest dont les rejets sont de l'ordre de 100 m.

Actuellement, seul le réservoir F6 produit de l'huile par pompage électrique [55].

**H. Gisement de Hassi Mazoula 'B'**

Le gisement de HMZ 'B' se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord- Sud et dont le flac oriental est faille. La structure présente une fermeture structurale d'une trentaine de mètres et son aire est de 4,4 km<sup>2</sup>. Des accumulations d'huile ont été, aussi mises en évidence dans le réservoir F6 [55].



**Figure n°23 : Gisements de TFT [55].**

### VII.5.1.5. Type de dépôts rencontré dans le champ Tin Fouyé Tabankort

L'eau de formation de la roche réservoir nommée "Ordovicien" est à 1645 m de profondeur. L'eau d'injection provient du grès de Lias reposant au-dessus de l'Ordovicien [37].

Les solutions d'eau d'injection réelles (Lias) sulfatées auxquelles sont ajoutées les solutions d'eau de gisement (Ordovicien) riche en baryum, à différents rapports de volume, provoquent instantanément un précipité blanc dès leur contact direct.

Cette formation est due à l'incompatibilité de l'eau de formation et/ou de gisement et l'eau d'injection [75].

**Tableau n°7** : compositions chimiques de l'eau de formation de « Tin Fouyé Tabankort TFT » [75].

Constituants	Concentration		
	mg/l	mmole/l	meq/l
Na <sup>+</sup>	39 100	1 700,76	1 700,76
K <sup>+</sup>	1 750	44,77	44,77
NH <sup>+</sup>	75	4,17	4,17
Li <sup>+</sup>	50	7,20	7,20
Ca <sup>++</sup>	31 000	773,45	1 546,90
Mg <sup>++</sup>	2 400	98,75	197,50
<b>Ba<sup>++</sup></b>	<b>900</b>	<b>6,55</b>	<b>13,10</b>
<b>Sr<sup>++</sup></b>	<b>850</b>	<b>9,70</b>	<b>19,40</b>
<b>Mn<sup>++</sup></b>	<b>37,9</b>	<b>0,69</b>	<b>1,38</b>
Fe (Total)	206	3,69	7,38
Total cations	76 368,9		3 542,56
Cl <sup>-</sup>	123 895	3 494,63	3 494,63
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	110	1,80	1,80
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	—	—	—
Total anions	124 005		3 496,43

**Tableau n°8** : compositions chimiques de l'eau d'injection de « Tin Fouyé Tabankort TFT » [75].

Constituants	Concentration		
	mg/l	mmole/l	meq/l
Na <sup>+</sup>	6 300	274,04	274,04
K <sup>+</sup>	330	8,44	8,44
NH <sup>+</sup>	12	0,67	0,67
<b>Li<sup>+</sup></b>	<b>7</b>	<b>1,01</b>	<b>1,01</b>
Ca <sup>++</sup>	4 050	101,05	202,10
Mg <sup>++</sup>	330	13,58	27,16
Sr <sup>++</sup>	90	1,03	2,06
<b>Mn<sup>++</sup></b>	<b>3,7</b>	<b>0,07</b>	<b>0,14</b>
Fe (Total)	25	0,45	0,90
Total cations	11 147,7		516,52
Cl <sup>-</sup>	14 980	422,53	422,53
HCO <sup>-</sup>	230	3,77	3,77
<b>SO<sub>4</sub><sup>-</sup></b>	<b>823</b>	<b>8,57</b>	<b>17,14</b>
Total anions	16 033		443,44

Les premiers problèmes de dépôts de sulfates d'alcalinoterreux apparaissent en 1984 par le colmatage très rapide (en 20 jours) d'un puits producteur (TFT 211) nécessitant un « work over » et une stimulation acide des abords du puits.

L'arrivée du front d'eau d'injection (Lias) se signale sur une dizaine de puits producteurs, considérés à haut risque de colmatage (au niveau du réservoir ou des installations de production), par un abaissement considérable de la salinité de l'eau produite (de 260 g L<sup>-1</sup> à 30 g L<sup>-1</sup>) avec disparition progressive des ions alcalino-terreux sensibles tels que le Baryum et le Strontium et apparition simultanée de l'ion Sulfate [37].

Ce processus est régit par les réactions suivantes :



En plus des risques de colmatage direct des puits producteurs, cette modification partielle de l'eau (Lias) associée à l'huile entraîne, par incompatibilité chimique avec l'eau de formation (Ordovicien), des dépôts dans les installations de séparation et de stockage [75].

Il est difficile de prévoir précisément l'évolution des risques de dépôts dans le réservoir ou dans les installations de production en fonction de l'avancée du front d'eau d'injection [75].

En conséquence, l'utilisation des agents inhibiteurs de dépôts par injection dans les installations menacées est effectuée [74].

#### **VII.5.1.6. Types d'inhibiteurs utilisés**

Pour inhiber la formation de dépôt, les inhibiteurs opèrent selon deux mécanismes différents : l'inhibition de la nucléation et le retardement de la croissance cristalline [37].

Les inhibiteurs utilisés sur le site de Tin Fouyé Tabankort cités dans la littérature sont [37] :

- Solution aqueuse de phosphonate d'ammonium, produit par Baker Petrolite.
- Polymère de phosphonate, produit par Clariant.
- Ester de phosphate et de polyacrylate neutralisé, produit par Baker Petrolite [37].
- Poly-électrolyte, ce dernier agit sur les ions en solution et empêche leur précipitation, ce qui donne une efficacité de 94,73% [37].

Pour des raisons de confidentialité, les compositions chimiques des inhibiteurs ne sont pas détaillées sur les fiches techniques, seules les familles des composés sont données.

#### **VII.5.2. Champ de Hassi Messaoud**

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1, Implanté suite à une campagne sismique de réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes [76] :

- ✓ Au Nord par la Compagnie Française de Pétrole d'Algérie (C.F.P.A.).
- ✓ Au Sud par la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie (SN.REPAL) .

##### **VII.5.2.1 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud**

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien, à 850Km au Sud-est d'Alger et à 350Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500Km<sup>2</sup>. Il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

Sa localisation en coordonnées géographiques est la suivante [76] :

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



**Figure n°24** : Situation géographique champ de Hassi Messaoud [76].

### **VII.5.2.2 Situation géologique**

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale, qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province petrogaziéfiere. Il est délimité [76] :

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

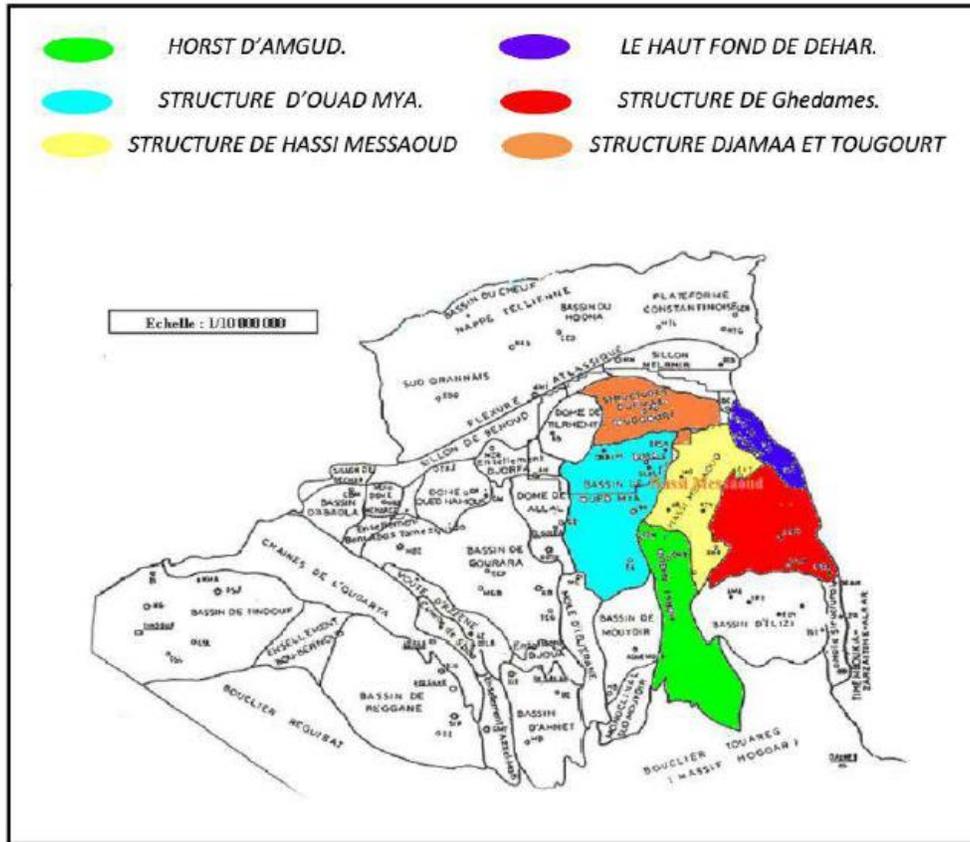


Figure n° 25 : Situation géologique de champ de Hassi Messaoud [76].

### VII.5.2.3. Zonation et numérotation des puits

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines. Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone (ex : la zone1) peut être subdivisée en sous zones (ex : 1a, 1b, 1c). Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes [76] :

Le champ Sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

- Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz1

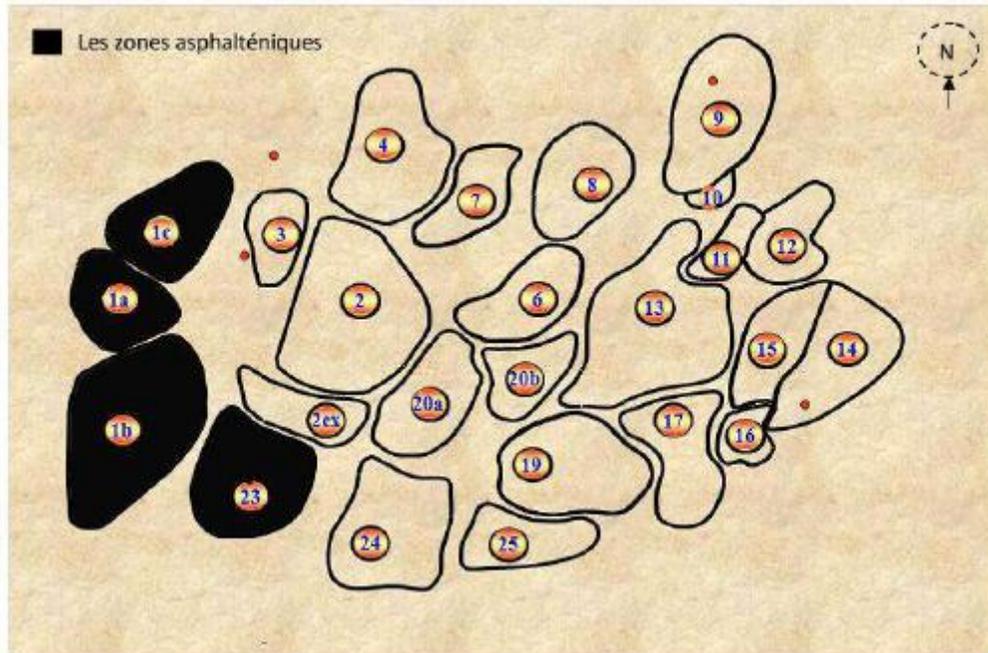
-« O »: Ouargla ;

-« m » : superficie de la zone à huile: 1600 km<sup>2</sup> ;

« -o » : superficie de la zone à huile de 100 km ;

- 3 : Abscisse ; et 8 : Ordonnée.

- Champ Sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MDZ509.



**Figure n°26** : Zonation du champ de Hassi Messaoud [76].

#### VII.5.2.4. Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud a une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m et il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post paléozoïque affecte le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas en [77] :

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.

- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro conglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab.

#### **VII.5.2.5. Type de dépôts rencontrés dans le champ de Hassi Messaoud**

L'eau de gisement (Cambrien) est très chargée en sels puisque la salinité est de 11484, 223 mg/l. (La salinité=  $[Cl^-] \times 1,64$ ). Elle est caractérisée par un pH (acide). Cette eau est riche en éléments minéraux tels que  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Na^+$ ,  $K^+$  et  $Cl^-$ . Elle est caractérisée par la présence des ions  $Ba^{2+}$  en teneur très importante (1150mg/l) [78].

L'eau d'injection (Albien) quant à elle, c'est une eau basique de pH=8. Elle est chargée en ions  $SO_4^{2-}$  (499,968mg/l), ce qui favorise la formation du dépôt de sulfate de baryum ( $BaSO_4$ ) après son mélange avec l'eau de gisement [78].

Le mélange des eaux d'injection et des eaux de gisement, qui sont incompatibles, provoque la formation de dépôts durs et incrustants [76].

Les principaux dépôts formés dans les champs de Hassi Messaoud sont :

- Les dépôts de sels à 85% constituant l'un des problèmes majeurs dès le début de la mise en exploitation du champ de Hassi Messaoud. Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (NaCl) [79].
- Les dépôts de sulfates, à 4% de sulfate de baryum, dus à l'incompatibilité chimique des eaux de lavage (albien) et des eaux de gisement (cambrien) qui pose des problèmes assez importants au niveau de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud. En effet la précipitation des sulfates engendrés par la mise en contact des eaux de formation et celles d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, provoque des dépôts insolubles (ou très peu solubles), qui entraîne une dégradation peut être dangereuse de la roche réservoir, des équipements de puits et même des installations de surface. Ces problèmes peuvent nécessiter des opérations de reprise et des stimulations fréquentes, coûteuses et infructueuses, et le plus gênant est le «  $BaSO_4$  » qui est presque impossible de le détruire mécaniquement ou chimiquement. L'eau de gisement contient une teneur assez importante d'ions ( $Ba^{2+}$ ,  $H_2S^+$ ,  $Ca^{2+}$ ) sous forme de ( $BaCl_2$ ) et l'eau de lavage contient à son tour une importante teneur d'ion ( $SO_4^{2-}$ ) sous forme de ( $Na_2SO_4$ ). Le mélange de ces deux eaux en fonction de la concentration ionique, de la salinité et

de la température risque de donner des sels insolubles à savoir ( $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ...) qui vont précipiter dans différents lieux [79].

- Les dépôts d'asphaltene à 11%.

#### **VII.5.2.6. Les moyens de lutte contre les dépôts à Hassi Messaoud**

Il existe plusieurs possibilités de prévenir les dépôts dans le champ de Hassi Messaoud.

**1. Traitements curatifs** : ce sont des opérations des nettoyages des puits par :

- Travail au câble ;
- Lavage à l'eau ;
- Snubing ;
- Coiled tubing ;
- Traitement à l'acide dans le cas des dépôts carbonates.

**2. Traitements préventifs**

D'une manière générale, les sulfates alcalino-terreux ne sont pas solubles par les acides. Par conséquent on utilisera un inhibiteur de formation que l'on injectera en premier de manière à créer une interface entre l'eau d'injection et l'eau de gisement. Les inhibiteurs utilisables pratiquement sont des "retardateurs de cristallisation et fonctionnent par effet de seuil (concentration maximale). La durée de la protection dépend des concentrations, des propriétés de la roche ainsi que des hétérogénéités de la formation [79].

#### **VII.5.2.7. Inhibiteurs de dépôts utilisés**

Les inhibiteurs utilisés à Hassi Messaoud sont :

- Clariant 8019, il est efficace à 98,12%.
- Nalco-EC 6165A, il est efficace de 99,29%.

En milieu basique les deux sont efficace mais en milieu acide Clariant 8019 est le plus efficace [78].

## VIII. Conclusion

L'objectif assigné à ce projet était d'étudier les problèmes de formation des dépôts dans les roches réservoir des puits du champ pétrolier en effectuant :

- Les analyses physico-chimiques complètes des eaux d'injection et de gisement.
- L'étude de la compatibilité des eaux dans les conditions de surface et de fond.
- Les tests d'efficacité des anti - dépôts.

Malheureusement, dans la conjoncture actuelle de la pandémie coronavirus, que le monde entier subit; cette étude expérimentale n'a pas pu être effectuée. Cependant, nous avons opté pour une autre alternative à savoir une étude bibliographique enrichie sur les problèmes de dépôts minéraux dans le domaine pétroliers en s'intéressant particulièrement à deux sites pétroliers des plus importants en Algérie et qui sont le site de TIN FOUYE TABANKORT et le site de HASSI MESSAOUD.

L'industrie pétrolière se heurte à une multitude de problèmes. En effet, dans les champs pétroliers en déplétion utilise fréquemment une récupération assistée par l'injection d'eau, c'est ce qu'on appelle la récupération secondaire. Il se pose alors le problème de compatibilité chimique entre l'eau d'injection et l'eau de gisement. Malheureusement, on assiste après leur mélange à la formation de dépôts dans les puits producteurs et/ou dans les installations de surface, qui doivent être traitées pour éviter des perturbations voir des arrêts de production.

Le degré de gravité des dépôts de sels inorganiques est variable : certains dépôts peuvent être éliminés par lavage à l'eau chaude (cas du chlorure de sodium), d'autres par lavage acide (cas du carbonate de calcium), tandis que d'autres encore sont pratiquement impossibles à solubiliser une fois qu'ils se sont formés (sulfate de baryum ou de strontium).

Il est donc indispensable d'inhiber ces précipitations et ces formations de tartres en utilisant des inhibiteurs de dépôt à des concentrations bien plus basses que les niveaux stœchiométriques.

Pour optimiser ce type de traitement, il est indispensable de maîtriser les différents mécanismes d'action des inhibiteurs de dépôt qui repose sur :

➤ L'inhibition de la nucléation : déstabilisation thermodynamique des nucléus par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.

- Le ralentissement / blocage de la croissance des cristaux par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation.
- La dispersion des cristaux déjà formés c'est à dire maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type polyélectrolytes, sur leur surface.

En fonction des régions où ces opérations d'inhibition de dépôt sont requises, ces additifs peuvent être mis en œuvre par le traitement d'injection en continu ou par le traitement dit « squeeze ».

L'industrie pétrolière algérienne repose sur le processus de production standard qui est basé sur : la récupération primaire, la récupération secondaire par injection d'eau et la récupération tertiaire.

La récupération secondaire est le processus le plus utilisé dans l'industrie pétrolière algérienne, malheureusement il se confronte aux problèmes de formation de dépôts minéraux.

Les dépôts rencontrés dans le champ Tin Fouyé Tabankort sont dus au mélange d'eau d'injection réelle (Lias) sulfatées auxquelles aux eaux de gisement (Ordovicien) riche en baryum, c'est principalement du sulfate de baryum.

Les inhibiteurs utilisés sur le site de Tin Fouyé Tabankort sont :

- Solution aqueuse de phosphonate d'ammonium, produit par Baker Petrolite.
- Polymère de phosphonate, produit par Clariant.
- Ester de phosphate et de polyacrylate neutralisé, produit par Baker Petrolite [37].
- Poly-électrolyte, ce dernier agit sur les ions en solution et empêche leur précipitation, ce qui donne une efficacité de 94,73% [37].

Les principaux dépôts formés dans les champs de Hassi Messaoud sont :

- ✓ Les dépôts de sels à 85% ;
- ✓ Les dépôts de sulfates, à 4% de sulfate de baryum ;
- ✓ Les dépôts d'asphaltène à 11%.

Les principaux inhibiteurs utilisés à Hassi Messaoud sont :

- Clariant 8019, il est efficace à 98,12%.
- Nalco-EC 6165A, il est efficace de 99,29%.



## ملخص

الهدف الرئيسي من هذا العمل هو دراسة مشكلة الرواسب المعدنية. يحدث هذا النوع من الترسبات في صناعة البترول ، خاصة عندما يكون الماء المحقون لاستعادة البترول غير متوافق مع ماء الخزان. هذا هو الحال في الجزائر ، حيث المياه المترسبة المحتوية على الباريوم والكالسيوم و / أو أيونات السترونتيوم غير متوافقة مع مياه حقن الكبريتات. تؤثر عدة عوامل على تكوين الرواسب المعدنية مثل: درجة الحرارة ، ودرجة الحموضة ، والملوحة. هناك عدة وسائل لمكافحة تكوين الرواسب ، وأكثرها فعالية هي المثبطات. لقد أثرنا هذا العمل بمقارنة بين موقعين في الجزائر هما "تين فويي تبنكورت (TFT) وحاسي مسعود (HMD).  
**الكلمات المفتاحية:** صناعة البترول ، مياه الخزانات ، مياه الحقن ، الرواسب المعدنية ، وسائل مثبطات الترسبات،TFT، HMDالتحكم ، ، .

## Résumé

L'objectif principal de ce travail est d'étudier le problème des dépôts minéraux. Ce type de dépôt survient dans l'industrie pétrolière, notamment lorsque l'eau injectée pour la récupération du pétrole est incompatible avec l'eau de gisement. C'est le cas en Algérie, où les eaux de gisement, contenant des ions baryum, de calcium et/ou de strontium sont incompatibles avec les eaux d'injection sulfatées. Plusieurs paramètres influent sur la formation des dépôts minéraux tels que : la température, le pH, et la salinité.

Il existe plusieurs moyens de lutte contre la formation de dépôts, les plus performants sont les inhibiteurs. On a enrichie ce travail avec une comparaison entre deux sites de l'Algérie « Tin Fouyé Tabankourt(TFT) et Hassi Messaoud (HMD).

**Mots clés :** industrie pétrolière, eau de gisement, eau d'injection, dépôts minéraux, moyen de lutte, inhibiteurs de dépôts, TFT, HMD.

## Abstract

The main objective of this work is to study the problem of mineral deposits. This type of deposit occurs in the petroleum industry, especially when the water injected for the recovery of petroleum is incompatible with the reservoir water. This is the case in Algeria, where reservoir waters containing barium, calcium and / or strontium ions are incompatible with sulphated injection waters. Several parameters influence the formation of mineral deposits such as: temperature, pH, and salinity.

There are several means of fighting against the formation of deposits, the most effective are the inhibitors. We enriched this work with a comparison between two sites in Algeria "Tin Fouyé Tabankourt (TFT) and Hassi Messaoud (HMD).

**Keywords:** petroleum industry, deposit water, injection water, mineral deposits, control means, deposit inhibitors, TFT, HMD.