

N° Série : ...../2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de  
l'Univers

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MÉMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnelle**

Présenté Par :

**Hadissi Wissam , Louergli Abdelmadjid , Lombarkia Moadh**

-THEME-

---

## **LA RECUPERATION ASSISTEE DES HYDROCARBURES A L'AIDE DE CO<sub>2</sub>**

---

Soutenu le : 09/06/2022 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président :	Pr. DOUAK MOHAMED	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Dr. H MOHAMED SIDROUHOU	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	Pr. ALI ZERROKI	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022



## *Remerciements*

*Nos Remerciements en premier lieu à ALLAH qui nous a offert toute la santé, le pouvoir et la patience pour accomplir notre tâche. Grâce à lui, nous avons pu mener à terminer nos études dans des bonnes conditions.*

*Je tiens à remercier vivement et sincèrement Mr. ANNO AHMED ET Pr ZIDORI AZIZ l'encadreur Docteur Djamel Sidrouhou Pour toute aide à la fois en termes de fournitures de conférences et de leçons informations utiles et d'autres.*

*Enfin, dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parent, nos sœurs et nos frères pour les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier.*

*Sans eux, nous ne serons pas où nous en sommes et ce que nous sommes.*

*Merci encore à tous....*


# DÉDICACE

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

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste  
travail :*

*Mon mari Brahim, aucune dédicace ne peut exprimer mon amour et ma  
gratitude merci d'être toujours là pour moi*

*A mes très chers enfants Salah et Khalil.*

*A ma très chère mère smaim soltana, et mon père hadissi mouloud, pour  
leurs encouragements, leurs sacrifices et leurs prière.*

*A mes frères et mes sœurs ines ,manal, bassma, wassim et weil et à  
toute ma famille.*

*Un grand merci à M'ismail et Docteur safia responsables de labo BRS  
et Pr BABAHANI SOUED la directrice de labo BRS et docteur  
mariem bousbaa et docteur rejeb ayed pour leur aide et leur soutien tout  
au long de cette période.*



*Hadissi Wissam*





# DÉDICACE

*Je dédie ce modeste travail à mon ALLAh, pour la force  
qu'il me donne et qu'il donne aux personnes qui m'ont  
aidées et soutenues.*

*Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense  
joie, que je dédie mon travail à mes très chers, respectueux  
et magnifiques parents (Khaled et Saliha) qui m'ont  
soutenu tout au long de ma vie.*

*Et à ma femme fatma*

*Ainsi A mes sœurs, Habiba ET Zainab, mes frères  
Mohamed Saleh et Djerouni Slimane,  
Et à mes amis , Sneinna Hamid et Djoudi Mohamed*



*Louergli Abdelmadjid*



# DÉDICACE

*Je dédie ce modeste travail*

*A l'être qui m'est le plus cher sur cette terre,*

*celle qui a tant donné pour*

*ses enfants : ma Mère.*

*A mon Père qui a fait de moi l'homme que je*

*suis.*

*A mes très chère sœurs*

*A mes cher frères*



*Lombarkia Moadh*



## ملخص

تعتبر الاستعادة الثالثة للنفط باستعمال ثاني أكسيد الكربون من أحسن الطرق لتحسين مؤشر الإنتاجية وهي تكنولوجيا جديدة كيميائية يمكن أن تقلل من ظواهر احتفاظ النفط في مسامات الصخور من خلال التحكم في قوى اللزوجة ونفاذية والشعرية انتفاخ قطرات النفط المتبقية وبالتالي الزيادة في مردودية ووقت الإنتاج وكذلك الحفاظ على البيئة من غاز ثاني أكسيد الكربون

من خلال هذه الدراسة تم اختبار عينات من حفرة لخزان النفط. من ثم تطبيق التجربة على ارض الواقع في المخبر لإيجاد كمية النفط المتبقية وتطبيق طريقتين حقن الماء وثاني أكسيد الكربون لإستخراج النفط. نلاحظ الاستعادة الثالثة باستعمال ثاني أكسيد الكربون من أكثر الطرق الفعالة في استرداد أكبر كمية من النفط المتبقي كما ان هذه تقنية غير مستخدمة في الجزائر.

**الكلمات المفتاحية:** الاستعادة الثالثة، ثاني أكسيد الكربون، اللزوجة، حقن، استرداد

## Résumé:

La récupération tertiaire (EOR) à l'aide de dioxyde de carbone est considérée comme l'un des meilleurs moyens d'améliorer l'indice de productivité. C'est une nouvelle technologie chimique qui permet de réduire les phénomènes de rétention d'huile dans les pores des roches en effectue sure les forces de viscosité, de perméabilité et de gonflement des gouttes d'huile résiduel, Cela conduit à une augmentation du rendement et du temps de production En plus de préserver l'environnement en stockant le CO<sub>2</sub> dans le sol, c'est l'une des meilleures méthodes qui existent.

Dans cette étude, des échantillons ont été testés à partir d'un puits de forage. Ensuite, appliquez l'expérience sur le laboratoire pour trouver la quantité d'huile restante et en appliquant deux méthodes d'injection d'eau et d'injection dioxyde de carbone.

**Mots-clés :** La récupération tertiaire, dioxyde de carbone, productivité, d'injection, trouver

## Abstract:

Tertiary recovery (EOR) using carbon dioxide is considered one of the best ways to improve the productivity index. It is a new chemical technology that allows to reduce the phenomena of oil retention in the pores of the rocks by effecting on the forces of viscosity, permeability and swelling of the drops of residual oil, This leads to an increase in the yield and production time In addition to preserving the environment by storing CO<sub>2</sub> in the ground, it is one of the best methods that exist.

In this study, samples were tested from a borehole. Then apply the experiment on the laboratory to find the remaining amount of oil and applying two methods of water injection and carbon dioxide injection.

**Key words:** Tertiary recovery, carbon dioxide, productivity, injection, remaining

# Table des matières

Remerciements.....	I
Dédicaces.....	II
Résumé - ملخص – Abstract.....	III
Table des matières.....	IV
Liste des figures.....	V
List des tableaux.....	VI
Nomenclature.....	VII
Introduction générale.....	1

## CHAPITRE I : GENERALITE SUR MECANISMES DE DRAINAGES

<b>I.1. Introduction.....</b>	<b>6</b>
<b>I.2. Mécanismes de récupération primaire.....</b>	<b>6</b>
1.2.1 Gaz cap drive :.....	7
1.2.2 Solution gaz drive :.....	7
1.2.3 Water drive :.....	8
1.2.4 Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.....	9
1.2.5 Drainage par gravité :.....	9
<b>I.3. Mécanismes de récupération assistée secondaire.....</b>	<b>11</b>
I.3.1 L'injection d'eau.....	12
I.3.2 Injection de gaz.....	12
I.3.3. Le WAG (Water Alternate Gas) :.....	14
I.3.4. Facteurs influant sur récupération secondaire :.....	15
I.3.4.1. Influence des caractéristiques pétro physiques et des fluides :.....	15
I.3.4.2. Influence des caractéristiques de réservoirs :.....	17
<b>I.4. La récupération tertiaire.....</b>	<b>18</b>
I.4.1. L'injection des polymères.....	19
I.4.2. L'injection de CO <sub>2</sub> .....	19
I.4.3. L'injection de vapeur.....	19
<b>I.5. Conclusion.....</b>	<b>20</b>
<b>II.1. Introduction.....</b>	<b>22</b>
<b>II.2. Principe de Récupération d'hydrocarbures par injection de CO<sub>2</sub>.....</b>	<b>23</b>
II.2.1. Déplacement miscible :.....	24
II.2.2. Déplacement immiscible :.....	24
<b>II.3. Une voie pleine d'avenir.....</b>	<b>25</b>

II.3.1 Projets EOR-CO <sub>2</sub> dans le monde .....	25
<b>II.4 Conclusion.....</b>	<b>27</b>
<b>III 1. Définition la loi de darcy.....</b>	<b>29</b>
III.1.1 Le débit $Q$ :.....	29
III.1.2 La perméabilité $K$ :.....	30
III.1.3.La viscosité $\mu$ : .....	31
III.1.4 Pression différentielle $\Delta p$ :.....	32
III.1.5 surface d'échange $A$ :.....	32
<b>IV.1 La présentation de la région d'étude.....</b>	<b>34</b>
IV.1.1 Situation géographique .....	34
IV.1.2 Situation géologique .....	35
IV.1.3 Aperçu géologique : .....	36
IV.1.4 Description de drain et subdivisions du réservoir : .....	36
IV.1.5 Caractéristiques du réservoir : .....	37
IV.1.6 Problèmes d'exploitation du champ : .....	38
<b>IV.2 description des appareils et des échantillons.....</b>	<b>38</b>
IV.2.1 description des appareils :.....	38
IV.2.2 l'appareil d'injection d'eau .....	38
IV.2.2 l'appareil d'injection CO <sub>2</sub> .....	39
IV.2.3 description des échantillons : .....	43
<b>IV.3 Mode opératoire.....</b>	<b>43</b>
III.3.1 Protocole de l'injection d'eau .....	43
IV.3.2 Protocole de l'injection dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> ).....	45
<b>IV.4 Résultats et discussions.....</b>	<b>45</b>
IV.4.1 Résultats :.....	45
IV.4.3 Discussion : .....	511
<b>REFERENCES :.....</b>	<b>53</b>



## Liste des figures

Figure I.1 : drainage par gaz cap drive.....	06
Figure I.2 : drainage par gaz drive.....	07
Figure I.3 : drainage par water drive.....	07
Figure I.4 : Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.....	08
Figure I.5 : Combinaison de différents régimes de drainage.....	10
Figure I.6 : Principe de Récupération d'hydrocarbures par l'injection d'eau.....	11
Figure I.7 : Principe de Récupération d'hydrocarbures par l'injection de gaz.....	12
Figure I.8 : l'injection de CO <sub>2</sub> .....	18
Figure II.1 : l'installation de surface et stockage de de CO <sub>2</sub> .....	22
Figure II.2 : Principe de Récupération d'hydrocarbures par injection de CO <sub>2</sub> .....	23
Figure II.3 : L'augmentation de la production de pétrole de Weyburn .....	25
Figure III.1 : Loi de darcy .....	28
Figure III.2 : Le débit $Q$ .....	29
Figure III.3 : La viscosité $\mu$ .....	31
Figure IV.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.....	35
Figure IV.2 : Carte structurale du réservoir de Hassi-Messaoud.....	37
Figure IV.3 : l'installation d'eau.....	39
Figure IV.3 ' : Schéma d'installation d'appareils pour l'injection .....	39
Figure IV.4 : l'installation de CO <sub>2</sub> .....	40
Figure IV.5 : console de commande et de contrôle automatique SERCOMP 7 pour 2 batis.....	40
Figure IV.6 : Manifold avec cuve d'eau .....	41
Figure IV.7 : Réservoir d'eau .....	41
Figure IV.8 : Cellule de hoek.....	41
Figure IV.9 : Porte des tubes de lecture.....	42
Figure IV.10 : Bouteille de co <sub>2</sub> avec deux manomètres .....	42
Figure IV.11 : Appareil de mise en pression constante huile/eau.....	42
Figure IV.12 : Préparation de les échantillons .....	43
Figure IV.13: L'évolution de le volume totale récupéré par rapport à la pression pour l'échantillon 01 avec l'injection d'eau et l'injection de CO <sub>2</sub> .....	49

**Figure IV.14. : L'évolution de le volume totale récupéré par rapport à la pression pour l'échantillon 02 avec l'injection d'eau et l'injection de CO2.....55**

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1 : Performance de différents régimes de drainage.....</b>	<b>09</b>
<b>Tableau I.2 : Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz.....</b>	<b>13</b>
<b>Tableau IV.1 : L'échantillon n : ° 01 avec l'injection d'eau .....</b>	<b>45</b>
<b>Tableau IV.2 : Les moyenne des valeurs de l'échantillon n : 1 avec l'injection d'eau.....</b>	<b>46</b>
<b>Tableau IV.3 : Huile récupérable de l'échantillon n : 1 avec l'injection d'eau.....</b>	<b>46</b>
<b>Tableau IV.4 : L'échantillon n : ° 02 avec l'injection d'eau .....</b>	<b>46</b>
<b>Tableau IV.5 : Les moyenne des valeurs de l'échantillon n : 2 avec d'eau.....</b>	<b>47</b>
<b>Tableau IV.6 : Huile récupérable de l'échantillon n : 2 avec l'injection d'eau.....</b>	<b>47</b>
<b>Tableau IV.7 : L'échantillon n : ° 01 avec l'injection de CO2 .....</b>	<b>47</b>
<b>TABLEAU IV.8 : Les moyennes des valeurs de l'échantillon n : 1 avec l'injection Co2.....</b>	<b>48</b>
<b>Tableau IV.9 : Huile récupérable de l'échantillon n : 1 avec l'injection CO2.....</b>	<b>48</b>
<b>Tableau IV.10 : L'échantillon n : ° 02 avec l'injection de CO2 .....</b>	<b>48</b>
<b>Tableau IV.11 : Les moyennes des valeurs de l'échantillon n : 2 avec l'injection CO2.....</b>	<b>49</b>
<b>Tableau IV.12 : Huile récupérable de l'échantillon n : 2 avec l'injection CO2.....</b>	<b>49</b>

## LISTE DES OBREVIATION

RAH : récupération assistée des hydrocarbures.

EOR: enhanced oil recovery.

CO<sub>2</sub>: dioxyde de carbone.

GOR: gas oil ratio.

GOC: gas-oil contact.

WOC: water-oil contact.

WAG: water Alternate gas.

TIF : la tension inter facial.

P<sub>c</sub> : la pression capillaire.

P<sub>1</sub> : pression hydrostatique

P<sub>2</sub> : pression d'injection

P<sub>3</sub> : pression de gisement

L<sub>r</sub> : longueur récupérable

V<sub>r</sub> : Volume récupérable

K : la perméabilité.

μ : viscosité dynamique.

∅ : la porosité.

μ : viscosité dynamique.

Δp : la différence de pression.

A : surface d'échange.

N<sub>2</sub> : molécule d'azote.

WOC : water oil contact

GOC: gas oil contact

CTS : captage transport, Stockage du CO<sub>2</sub>

# **INTRODUCTION GENERALE**

## INTRODUCTION GENERALE

La récupération assistée des hydrocarbures est une technique universelle utilisée depuis le début des années 1950. Elle désigne un ensemble des techniques permettant d'augmenter la quantité d'hydrocarbures extraits d'un gisement pétrolier.

La récupération assiste destinée à accroître les quantités d'hydrocarbures extraites d'un gisement [1]. Et la récupération se divise en trois types ; primaire, récupération assisté secondaire et tertiaire.

La récupération tertiaire (Enhanced Oil Recovery – EOR) qui permette d'accroître l'avantage de taux de récupération. Trois techniques distinctes peuvent être utilisées qui sont l'injection de polymère, l'injection de CO<sub>2</sub> et l'injection de vapeur.

La récupération assistée tertiaire à l'aide de CO<sub>2</sub> utilisée pour produire du pétrole additionnel dans le cas de réservoir en fin de vie.

Ces techniques dans une technologie connue sous le nom d'inondation miscible. Le CO<sub>2</sub>-EOR miscible utilise du CO<sub>2</sub> supercritique pour déplacer le pétrole d'un pétrole appauvri réservoir. CO<sub>2</sub> améliorer la récupération du pétrole en dissolvant, en gonflant et en réduisant la viscosité de pétrole. Gaz d'hydrocarbures (gaz naturel et gaz de combustion) utilisés pour le déplacement d'huile miscible dans certains grands réservoirs. Ces déplacements peuvent simplement correspondre à un « maintien de la pression » dans le réservoir. Dans de telles techniques d'inondation, la pression de miscibilité minimale déterminée par des expériences de contact multiples et un test de gonflement pour déterminer les conditions d'injection optimales

Cette technique a notamment été utilisée en Turquie au cours des vingt dernières années à partir de gisements de gaz carbonique situés dans le sous-sol.

Elle a également été employée dans le sud des Etats-Unis. Elle pourrait être relancée par les nouvelles dispositions prises en application du protocole de Kyoto Année 1995. [2] réglementations qui instaurent des quotas d'émissions pour l'industrie et vont susciter la naissance de marchés du CO<sub>2</sub>. Un grand projet de récupération de brut par injection de CO<sub>2</sub> est en cours à Weyburn au Canada. Le CO<sub>2</sub> nécessaire est acheminé par pipe depuis les Etats Unis. En Europe, un projet de réinjection de CO<sub>2</sub> est à l'étude dans le gisement offshore de Casablanca, situé en Méditerranée au large de l'Espagne.

Nous tentons à travers cette étude d'évaluer le taux et la quantité de récupération assistée au laboratoire à l'aide de CO<sub>2</sub> dans deux échantillons de champ pétrolier de Hassi Massoud.

Ce travail est structuré comme suit :

Le premier Chapitre représente généralité sur le mécanisme de drainage qui expose de façon générale les connaissances de base sur le mécanisme de drainage.

Le deuxième Chapitre représente la récupération assisté à l'aide de CO<sub>2</sub> qui explique cette technique.

Le troisième Chapitre représente la loi de darcy" explique l'application de la loi de darcy.

Le quatrième chapitre représente la partie pratique" explique le protocole utilisé et les différents résultats obtenus.

Enfin une conclusion qui résume notre travail.

**CHAPITRE I :**  
**GENERALITE SUR**  
**MECANISMES DE DRAINAGES**



## I.1. Introduction

Tout réservoir est composé d'une combinaison unique de forme géométrique propriétés géologiques des roches, caractéristiques des fluides et mécanismes primaires de drainage.

Quoique deux réservoirs ne puissent pas être identiques sur tous les aspects, ils peuvent être regroupés suivant le régime de drainage par lequel ils produisent. On peut constater que chaque régime de drainage possède ses typiques performances en terme de

- Taux de récupération.
- Déclin de pression.
- GOR.
- Production d'eau.

Toute récupération d'huile par mécanisme de drainage naturel se réfère à une production sans utilisation d'aucun processus pour compléter l'énergie naturelle du réservoir.

L'objectif principal de ce chapitre est de détailler Les différents mécanismes primaires et secondaires de récupération et influences effets sur la performance du réservoir.

## I.2. Mécanismes de récupération primaire

Elle est définie comme la récupération obtenue grâce à l'énergie naturelle de system de réservoir. Les performances des réservoirs d'huile sont déterminées par la nature du mécanisme de drainage disponible pour pousser l'huile aux abords du puits. On distingue :

- Gas cap drive.
- Water drive.
- Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- Expansion monophasique d'huile et de gaz dissout.
- Drainage par gravitation.

### 1.2.1 Gaz cap drive :

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap et qui ont une pression initiale égale à la pression de bulle.

Généralement, la perméabilité verticale dans le gisement est inférieure à 50 md. Avec la chute de pression dans la zone à huile due au soutirage, le gaz cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gaz cap drive.

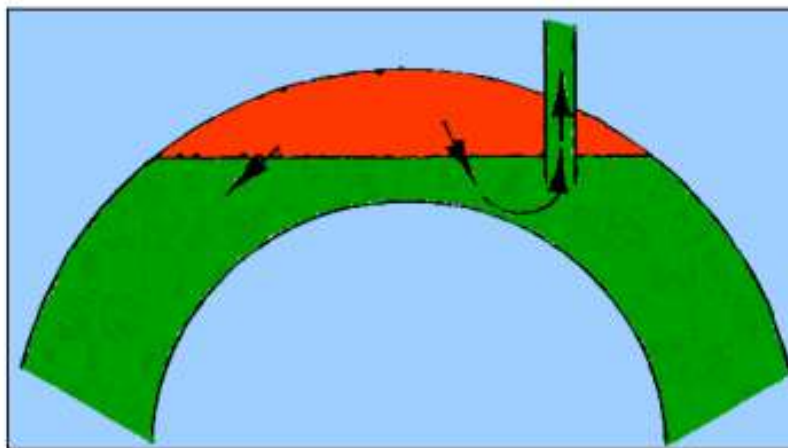


Figure 1.1 : drainage par gaz cap drive.

### 1.2.2 Solution gaz drive :

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au dessous de la pression de bulle. Initialement est égale à la pression de bulle par soutirage, cette pression chute, ce qui fait que le gaz dissous dans l'huile est dégagé.

Par la suite si la saturation de ce gaz dépasse une certaine valeur, il devient mobile et entraîne avec lui le déplacement de l'huile, d'où l'augmentation du GOR de production.

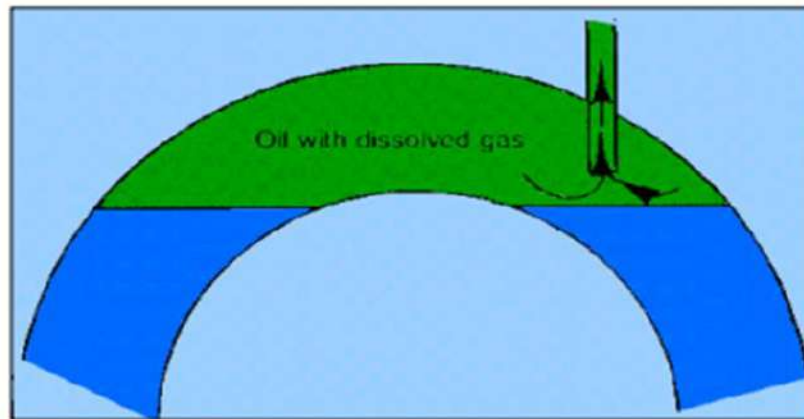


Figure 1.2 : drainage par gaz drive.

### 1.2.3 Water drive :

Dans un réservoir où l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet l'expulsion de l'huile, est assurée par la poussée de l'eau, ce qui fait qu'avec le soutirage le (WOC) remonte.

Pour que l'eau puisse déplacer l'huile il faut qu'elle provienne soit :

D'un aquifère dont le volume est très grand par rapport à l'huile (dix fois plus grand ou plus), dans ce cas la chute de pression est compensée par l'expansion de l'eau, qui vient remplacer l'huile expulsée.

D'un aquifère qui est relié à la surface, ce qui fait qu'il a une énergie importante, et l'eau qui remplace l'huile est rechargée à partir de la surface.

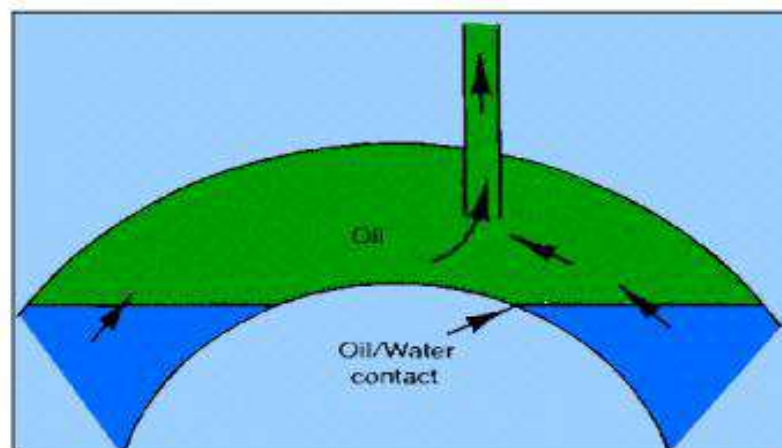


Figure I.3: drainage par water drive.

### 1.2.4 Expansion de la roche et de l'eau interstitielle

Lorsque l'huile existe initialement à une pression  $P_i > P_b$ , le réservoir est sous saturé.

L'huile l'eau interstitielle et la roche sont les seules matières existantes, une fois la pression diminue, les fluides et la roche s'étendent par effet de leurs compressibilités.

L'expansion des grains de la roche et l'effet de compaction permettent de réduire l'espace poreux d'où la réduction de la porosité, par conséquent, les fluides sont passés hors des pores vers les abords des puits. Ce mécanisme est caractérisé par un GOR constant et possède le plus faible taux de récupération.

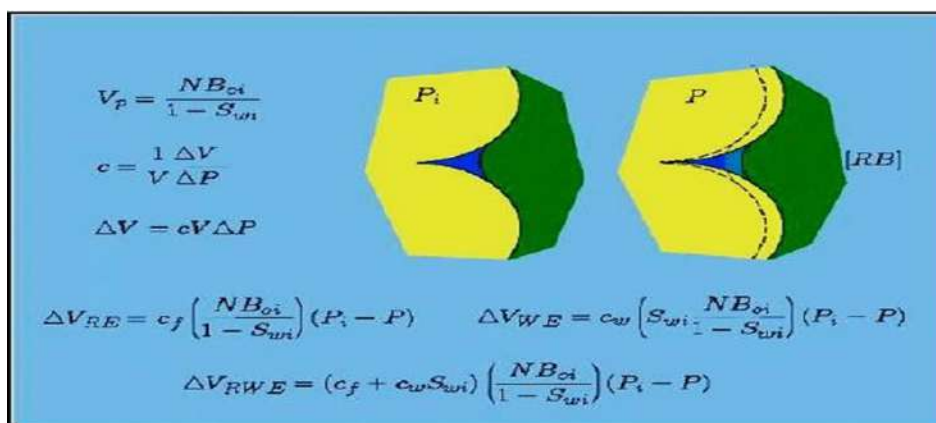


Figure 1.4 : Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.

### 1.2.5 Drainage par gravité :

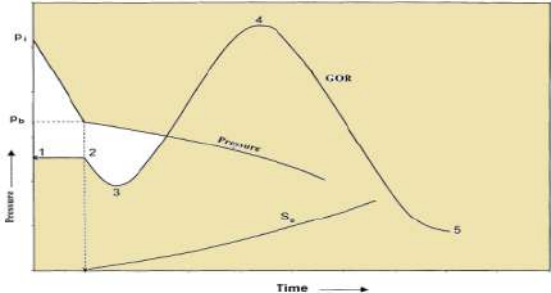
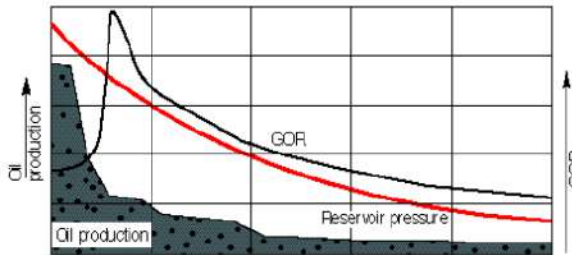
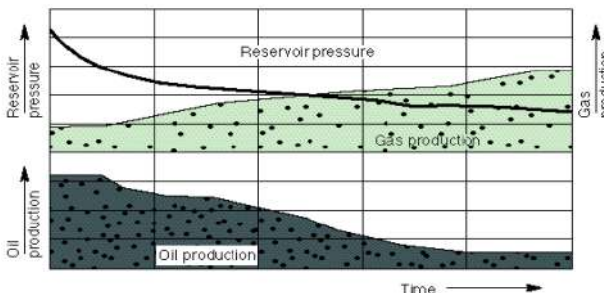
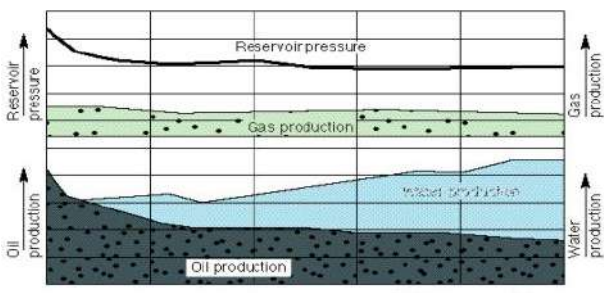
Il est dû à la différence des densités des fluides coexistant dans le gisement sous l'effet des forces gravitationnelles. Ces dernières maintiennent les fluides en équilibre de phase, ce qui permet de définir les contacts WOC, GOC.

La ségrégation gravitationnelle des fluides en place contribue considérablement à la récupération de l'huile du réservoir.

Pour évaluer la performance d'un régime de drainage par rapport à un autre, il faut suivre le comportement et l'évolution de quelques paramètres clés des fluides produits et du pour

Faire, on a dressé un tableau récapitulatif des différents régimes et les paramètres influençant leurs performances ainsi que le taux de récupération de chaque régime.

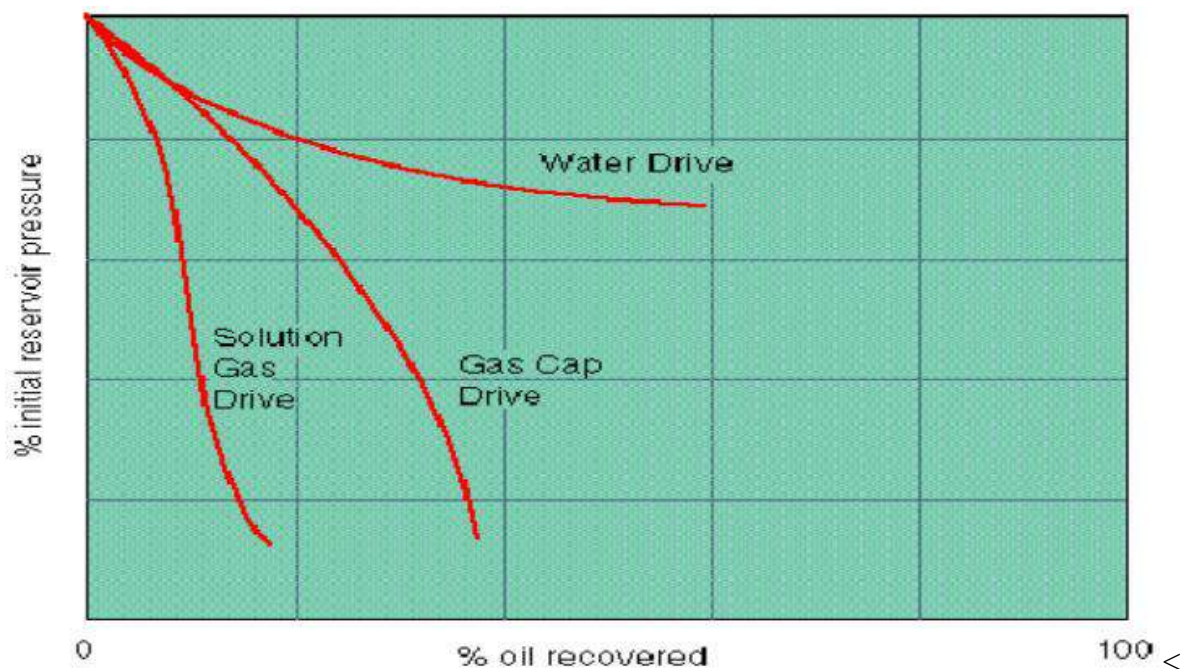
Tableau.I.1. Performance de différents régimes de drainage.

Mécanisme de drainage	Origine de l'énergie	Performance du réservoir	Taux de récupération
<b>Expansion de la roche et du liquide</b>	Compressibilité de la roche et de l'eau interstitielle		(5 - 10) %
<b>Solution gas drive</b>	Compressibilité du gaz dissout dans l'huile		(5 - 30) %
<b>Gaz cap drive</b>	Expansion du gaz libre (chapeau de gaz)		(20 - 40) %
<b>Water drive</b>	Aquifère actif		(30 - 60) %
<b>Drainage par gravitation</b>	Différence de densité des fluides en place -		Varie avec le degré de déplétion

**Note :**

C'est presque souvent qu'on a une combinaison de deux mécanismes de drainage ou plus. Les circonstances de cette combinaison peuvent être reconnues par :

- Le degré de déclin de pression.
- L'évolution du GOR.
- L'évolution du water cut.



**Figure.I.5. Combinaison de différents régimes de drainage.**

### I.3. Mécanismes de récupération assistée secondaire

Les procédés conventionnels de la récupération secondaire (l'injection d'eau, de gaz) sont d'autant plus efficaces qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable. L'objectif d'injection d'eau ou de gaz principal est de :

- ✓ **Maintenir la pression.**
- ✓ **Assurer le balayage de l'huile.**

On note que l'injection d'eau se fait le plus bas possible ou dans un aquifère, alors que l'injection de gaz se fait en point haut ou dans un gaz cap.

### I.3.1 L'injection d'eau

L'injection d'eau est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, il reste le plus employée, elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement.

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère (ou de gaz-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire proprement parlé mais de maintien de pression.
- Éliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

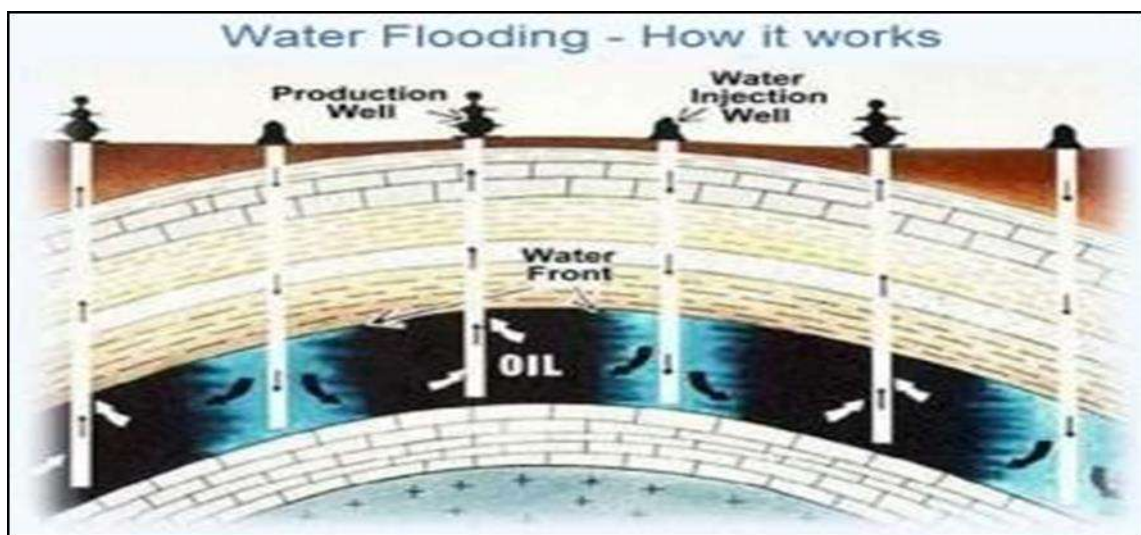
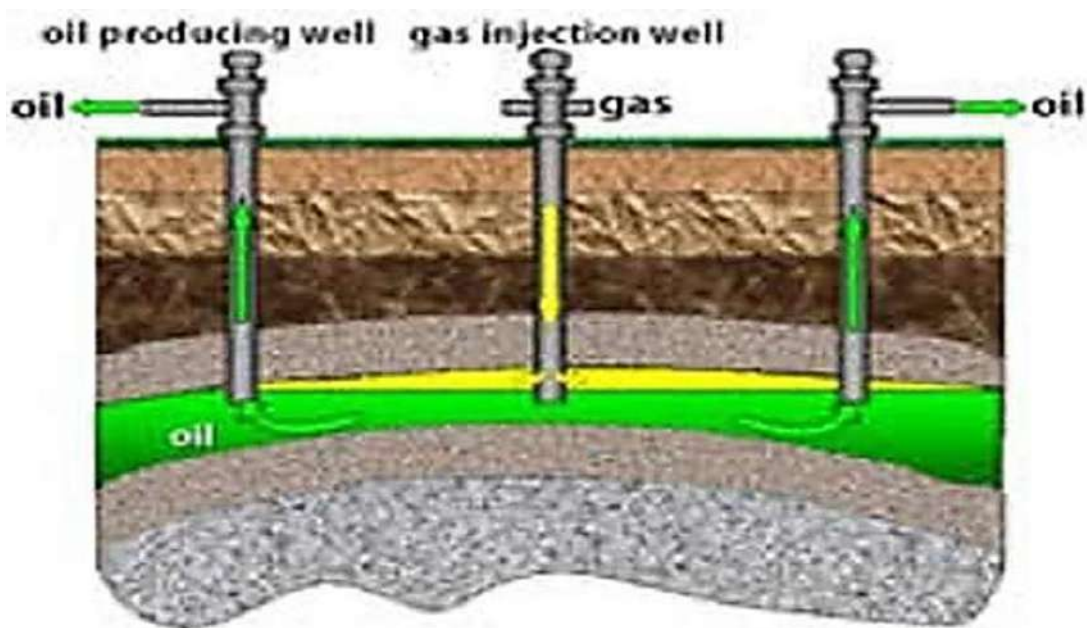


Figure 1.6 : Principe de Récupération d'hydrocarbures par l'injection d'eau

### I.3.2 Injection de gaz

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.

L'analyse de déplacement du gaz miscible repose sur les concepts fondamentaux des écoulements diphasiques (gaz, huile) en termes de perméabilité relative, saturation d'huile de gaz et de GOR.



**Figure 1.7 : Principe de Récupération d'hydrocarbures par l'injection de gaz**

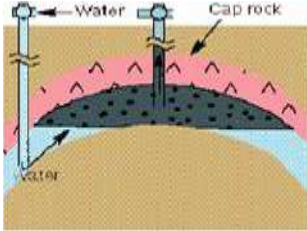
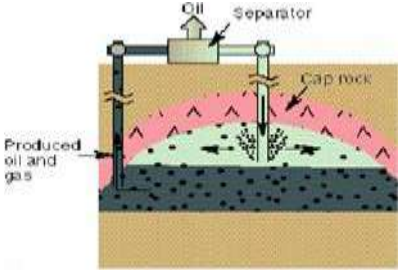
En se référant aux figures ci-dessus et aux notions théoriques abordées précédemment, on peut établir une analyse comparative préliminaire globale entre l'injection de gaz et celle de l'eau, bien que leur utilisation soit justifiable selon le cas, les contraintes et les circonstances.

Donc, le choix du mode de drainage à appliquer pour un champ donné tient compte des considérations techniques et économiques, qui définissent un ensemble de données nécessaire à une étude de faisabilité à savoir :

- La description du gisement.
- La connaissance des mécanismes de drainage naturel.
- La disponibilité de l'eau ou de gaz.
- Des études d'efficacité de déplacement déterminée au laboratoire.
- La réponse du gisement vis-à-vis de l'injection (simulation).



Tableau.I.2. Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz.

<p style="text-align: center;"><b>Injection d'eau</b></p> 	<p style="text-align: center;"><b>Injection de gaz</b></p> 
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Un bon rapport de mobilité.</li> <li>• Une bonne efficacité même dans les réservoirs hétérogènes grâce à aux phénomènes capillaires.</li> <li>• Disponibilité à moindre coût.</li> <li>• Inondation du gisement, d'où l'impossibilité de mise en place d'une récupération tertiaire ultérieurement.</li> <li>• Applicable seulement pour un gisement soumis à un aquifère.</li> <li>• Problèmes de compatibilité de l'eau injectée et l'eau du gisement.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plus efficace dans les formations à forte perméabilité.</li> <li>• Préférable pour les gisements d'huile légère.</li> <li>• Utilisable si la surface de contact est grande et aussi lorsqu'il s'agit d'un fort pendage.</li> <li>• La possibilité d'atteindre la pression minimale de miscibilité, d'où l'augmentation du taux de récupération.</li> <li>• Applicable pour un gisement surmonté d'un gaz cap.</li> </ul>

Il est à noter qu'actuellement, les deux processus d'injection peuvent être utilisés :

En alternance gaz-eau (WAG) qui s'avère comme étant une alternative intéressante pour l'amélioration de la récupération d'huile (il atteint 70%) malgré la difficulté de mise en place de ce processus.

Simultanément dans un même gisement, l'un d'un côté et l'autre de l'autre côté.

### I.3.3. Le WAG (Water Alternate Gas) :

Il était initialement prévu pour améliorer l'efficacité du balayage lors de l'injection de gaz, avec des balles intermittentes de l'eau et de gaz, conçu par et grande de suivre le même a reformula itinéraire à travers le réservoir.

Les variantes incluent l'injection de gaz en tant que supplément à l'eau ou vice versa, essentiellement pour atteindre d'autres parties du réservoir. Dans le cas d'injection d'eau supplémentaires, il permet aussi d'économiser l'injection de gaz.

Une distinction peut souvent être établie entre l'injection WAG miscibles et non miscibles, et l'eau et du gaz peut être injecté en même temps (SWAG) plutôt que par intermittence.

#### **I.3.4. Facteurs influant sur récupération secondaire :**

Les divers types de récupération secondaire font apparaître que tous ces procédés de drainage de l'huile se présentent sous l'aspect d'un balayage de réservoir entre puits injecteur et producteur, il s'agit toujours d'un écoulement de fluide et de ce fait, il existe un certain nombre de caractéristiques de la roche magasin dont l'influence sur la récupération est importante, de même que la nature des fluides en place et fluide injectés elle aussi une influence.

##### **I.3.4.1. Influence des caractéristiques pétro physiques et des fluides :**

###### **A. Perméabilité :**

- **Valeur absolue :**

Une bonne perméabilité est favorable pour des raisons suivantes :

- D'une part, elle traduit l'existence de pores de grands diamètres, dans lesquels la saturation en huile initiale est importante. De plus, les seuils sont moins réduits que dans les milieux compacts et la désaturation par déplacement est plus complète, puisque les forces capillaires sont moins importantes. Cette double raison a pour conséquence un volume d'huile balayé plus grand, pour un même volume de fluide de déplacement injecté.

- D'autre part, une bonne perméabilité permet un débit important, ce qui augmente l'espacement des puits et diminue la pression d'injection nécessaire.

- **Hétérogénéités :**

L'avancé du front de déplacement est plus rapide dans les couches plus perméables que dans les autres. Comme le fluide de déplacement, qu'il s'agisse d'eau ou de gaz, a le plus souvent une viscosité inférieure à celle de l'huile, ce déséquilibre entre l'avancé du front dans les différentes couches s'accroît encore à chaque instant.

Si les différences de perméabilités sont grandes, lorsque le fluide de déplacement fait irruption dans les puits de production par les cheminements préférentiels, la récupération est encore faible. Ainsi une grande hétérogénéité des perméabilités est un élément défavorable à un drainage par injection.

**B. Porosité :**

Plus la porosité est grande, plus la saturation en huile est possible ce qui est un avantage pour la récupération primaire et secondaire.

**C. La saturation des fluides :**

Plus la saturation d'huile est importante plus la quantité d'huile à récupérer est importante, une saturation plus élevée d'huile augmente la mobilité d'huile qui donne une efficacité plus élevée de récupération.

**D. La viscosité des fluides :**

La caractéristique essentielle des fluides dont on doit tenir compte dans l'établissement d'un projet d'un de récupération assistée est la viscosité. Pour les huiles visqueuses le débit fractionnaire est plus élevé, c'est-à-dire le débit d'huile est faible dans la production totale. D'ailleurs la loi de Darcy montre de suite que le débit d'huile est plus faible et donc la récupération économiquement moins intéressante pour les huiles visqueuses.

**E. Tensions Inter facial :**

La Tension Inter Facial (TIF) est une propriété thermodynamique fondamentale d'une interface. Elle est définie comme l'énergie exigée pour augmenter l'énergie de l'interface par une unité. TIF est une mesure de miscibilité ; Les valeurs typiques pour la tension Inter facial pour les systèmes huile eau sont habituellement entre **10 à 30 dynes/cm à 25°C**.

**F. Mouillabilité :**

Mouiller indique une attraction plus forte de la surface solide pour coïncidez l'autre. Alors Quand deux phases immiscibles sont en contact avec une surface solide une phase est attirée à la surface habituellement plus fortement que l'autre phase. Pour un system huile-eau solide, les énergies aux surfaces sont reliées par l'équation de Young :

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \dots\dots\dots (1.1)$$

Les forces qui sont présent à la ligne du contact sont, La TIF entre le solide et l'huile, la TIF entre le solide et l'eau, et la TIF entre l'huile et la phase de l'eau. L'angle du contact est mesuré à travers le tangent à l'interface et la ligne du contact eau-solide. Cet angle est la mesure du principe de mouillabilité pour une surface lisse homogène.

**G. La pression capillaire - Phénomène capillaire :**

Expression généralisée pour la différence de la pression à travers une interface qui a été développée par Laplace est :  $P_o - P_w = (1/r_1 + 1/r_2) \dots\dots\dots (1.2)$

Avec :  $r_1$  et  $r_2$  : sont les rayons de courbure pour l'interface.

La pression capillaire est définie comme la différence entre la pression dans la phase huile et la pression de la phase eau :  $P_c = P_o - P_w \dots\dots\dots (1.3)$

Les phénomènes capillaires ont sur le taux de récupération une influence qui est fonction du rythme d'exploitation ; les phénomènes capillaires sont d'autant plus importants relativement que le débit est plus faible. Elles ont parfois un rôle utile, c'est le cas lorsqu'ils permettent une régularisation de l'avancée du front séparant deux fluides immiscibles en milieu poreux hétérogène (phénomène d'imbibition). Mais à l'échelle des pores envahis, les forces capillaires ont toujours un rôle néfaste, elles sont responsables du piégeage résiduel de l'huile dans les pores.

**I.3.4.2. Influence des caractéristiques de réservoirs :****A. Géologie du réservoir :**

Comme le drainage résulte d'écoulement entre puits d'injection et de production, l'une des conditions de réussite est qu'aucune barrière imperméable ne s'oppose à cette circulation. Il peut également arriver qu'une petite faille difficilement réparable empêche tout drainage dans

une zone locale. L'étude fines des carottes et des diagraphies, ainsi surtout que celle des tests d'interférence, seront essentiels à la connaissance des communications inter puits. Lorsque l'exploitation primaire d'un champ est commencée avant que la phase de développement ne soit terminée, ce qui est le cas général, des renseignements très précieux sur ces intercommunications peuvent être déduits de mesures précises de la pression de couche au moment du forage des nouveaux puits.

### **B. Le pendage :**

Un autre facteur géologique influant sur l'efficacité d'une récupération secondaire est le pendage des couches. Son effet est particulièrement sensible lorsqu'il s'agit de drainer une formation très perméable, la gravité pouvant alors avoir une influence importante même aux vitesses de déplacement, considérées des couches très inclinées sont plus facile à drainer que des formations horizontales, car l'effet de pesanteur joue un contre-courant.

### **C. La profondeur**

**Sur le plan technique :** Si la profondeur est faible, on est limité en ce qui concerne les pressions à mettre en œuvre, et le débit d'injection par puits est donc, aussi limité.

**Sur le plan économique :** Un gisement profond a une pression initiale importante et dispose donc d'une énergie interne plus grande, le gain à espérer d'une récupération secondaire en est réduit, par ailleurs dans ce cas le coût des forages des puits injecteurs est plus élevé.

## **I.4. La récupération tertiaire**

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 2% de la production mondiale.

Ce sont des procédés qui sont généralement mis en œuvre dans les dernières phases de la vie d'un gisement. Mais ils portent l'espoir d'augmenter encore les taux de récupération de quelques points supplémentaires.

Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer, ou, au

contraire, à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir. Parmi ces procédés, on distingue :

#### I.4.1. L'injection des polymères

En donnant au fluide injecté une viscosité aussi proche que possible de celle du brut qu'on veut récupérer.

#### I.4.2. L'injection de CO<sub>2</sub>

Puisque il présente une bonne affinité au 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.

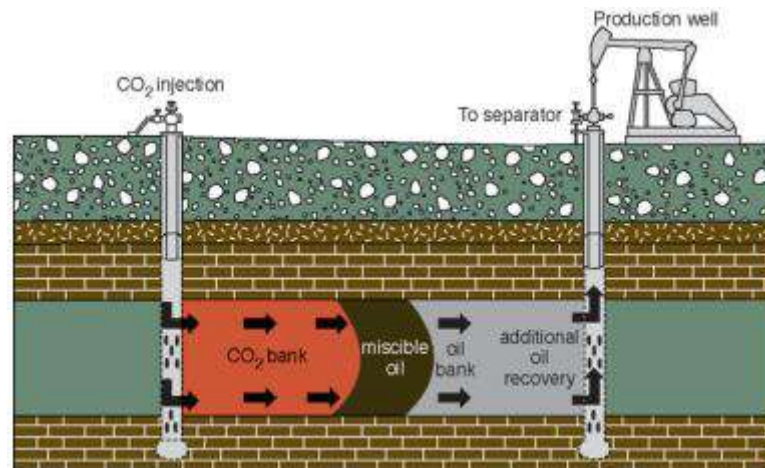


Figure I.8 : L'injection de CO<sub>2</sub>

#### I.4.3. L'injection de vapeur

Pour augmenter la fluidité du brut, notamment lorsqu'il s'agit de bruts lourds, extra-lourds ou de sable bitumineux, c'est une technique qui se révèle efficace lorsque les gisements sont peu profonds, car à des grandes profondeurs, le fluide qui arrive en bas n'est plus de la vapeur mais de l'eau chaude.

## **I.5. Conclusion**

La mise en œuvre de ces techniques suppose de bien connaître la manière dont les hydrocarbures et les fluides injectés vont se comporter dans la roche et de savoir aussi comment ces fluides et roches interagir.

L'optimisation de l'exploitation des réservoirs passe par une meilleure description qualitative et quantitative des systèmes pétroliers par le biais de la modélisation numérique puisque les incertitudes ne manquent pas et les zones d'ombres sont multiples. D'ailleurs, les ingénieurs le répètent toujours : on commence à avoir une bonne connaissance du gisement quand il est épuisé.

**CHAPITRE II:**

**LA RECUPERATION ASSISTE DES  
HYDROCARBURES A L'AIDE DE CO<sub>2</sub>**



### II.1. Introduction

Les techniques de récupération assistée de pétrole par injection de gaz correspondent à l'injection dans le réservoir de gaz à haute pression, de type hydrocarboné, CO<sub>2</sub> ou N<sub>2</sub>. Le gaz se mélange avec l'huile, diminue sa viscosité et améliore son écoulement vers le puits de production. La quantité récupérée dépend des caractéristiques de l'huile, du gaz, ainsi que de la pression et de la température du réservoir. Parmi ces processus, l'EOR via l'injection de CO<sub>2</sub> est une solution qui peut être très efficace. Déjà utilisée depuis environ 40 ans, notamment aux Etats Unis, elle connaît un intérêt grandissant dans le contexte de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

En effet, d'une part, le CO<sub>2</sub> possède l'avantage majeur d'être supercritique dans les conditions de réservoirs, et donc d'être fortement miscible dans les hydrocarbures (Gozalpour et al. 2005), d'autre part une partie significative du CO<sub>2</sub> reste piégée dans le réservoir.

L'industrie pétrolière recourt déjà depuis plusieurs décennies à l'injection de CO<sub>2</sub> dans les gisements pour améliorer la récupération des Hydrocarbures. Elle a ainsi acquis une expérience significative dans l'exploitation de gisements naturels de CO<sub>2</sub>, la manipulation du CO<sub>2</sub>, son transport et son injection dans le sous-sol. Les techniques mises en œuvre depuis le début des années 1950 ont permis de doubler le taux de récupération du pétrole en place dans les gisements.

Sauf cas particulier où l'injection du CO<sub>2</sub> est couplée à un procédé de stockage dans le gisement, une grande partie du CO<sub>2</sub> injecté retourne dans l'atmosphère. Le principal intérêt environnemental de l'EOR- CO<sub>2</sub> réside donc dans le fait d'utiliser du CO<sub>2</sub> capté dans les fumées industrielles plutôt que du CO<sub>2</sub> extrait de gisements naturels.

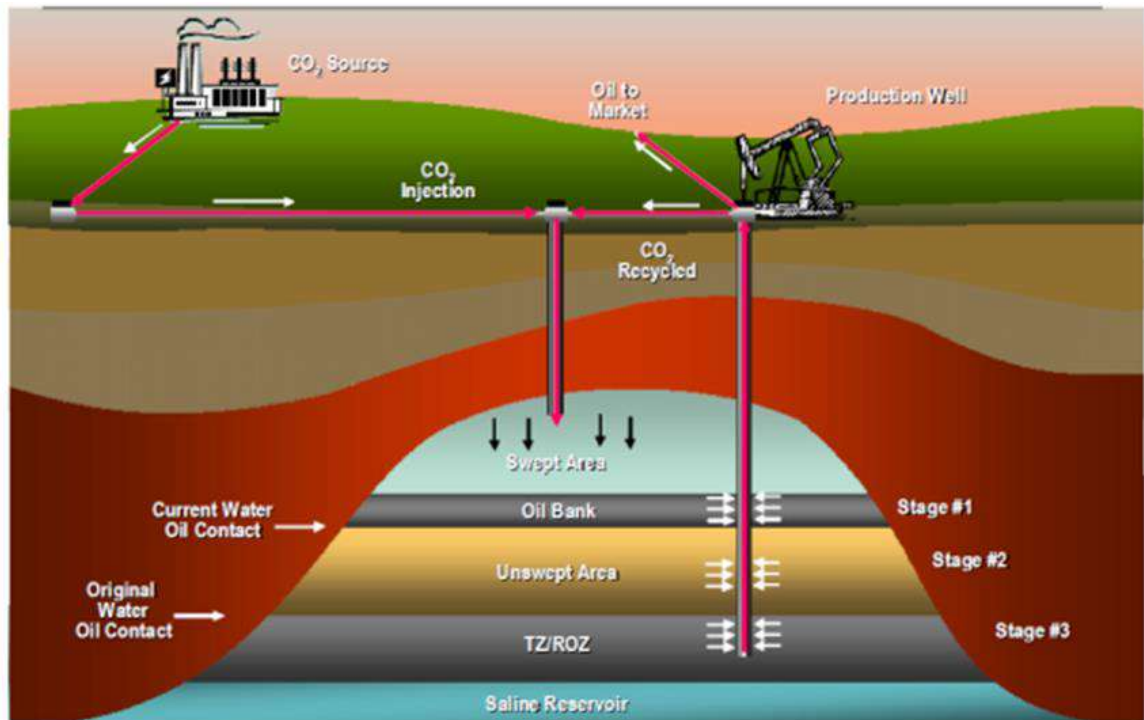
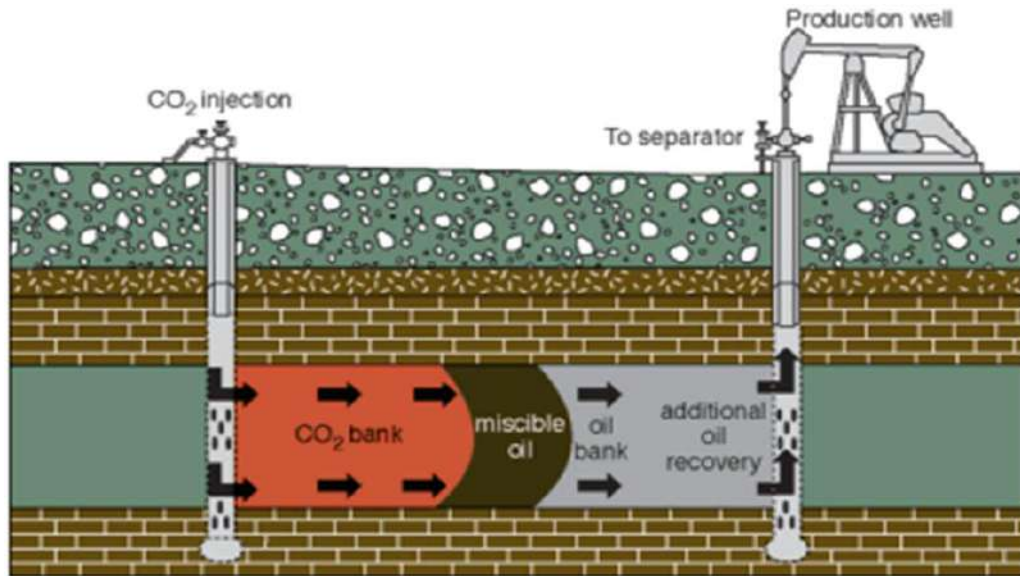


Fig. II.1 : l'installation de surface et stockage de de CO<sub>2</sub>

## II.2. Principe de Récupération d'hydrocarbures par injection de CO<sub>2</sub>

Le CO<sub>2</sub> injecté maintient la pression du réservoir et, en se dissolvant dans le pétrole, en diminue la viscosité et facilite son déplacement jusqu'au puits de production. Grâce aux progrès réalisés ces dernières années, entre 30 et 60 % du gisement originel peut être extrait. On parle alors de récupération assistée du pétrole (EOR : Enhanced Oil Recovery).

Le potentiel de stockage du CO<sub>2</sub> associé à l'EOR est important : environ 60 % du CO<sub>2</sub> injecté est retenu dans le réservoir. Une partie du CO<sub>2</sub> finit toujours par remonter à la surface dans le mélange de pétrole, d'eau et de gaz. Après traitement du pétrole et séparation, on peut choisir de récupérer le CO<sub>2</sub> pour le réinjecter et ainsi éviter de le laisser s'échapper à l'air libre.



**Figure II.2 : Principe de Récupération d'hydrocarbures par injection de CO<sub>2</sub>**

La récupération assistée de pétrole par injection de CO<sub>2</sub> se fait via deux processus, déplacement miscible ou immiscible, dépendant de la température, de la pression et des caractéristiques de l'huile (Van Dyke 1997, Lyons et al. 2004).

### **II.2.1. Déplacement miscible :**

Le CO<sub>2</sub> injecté se mélange complètement dans l'huile, pour former un fluide à faible viscosité. 4 à 12 % de pétrole supplémentaire peuvent être récupérés par ce processus, mais les conditions de réservoirs doivent être adéquates (réservoir profond à au moins 1200 m de profondeur, densité de l'huile supérieure à 22 °API, soit une masse volumique inférieure à 0,922 kg/L à 15 °C).

### **II.2.2. Déplacement immiscible :**

Si la pression du réservoir est trop faible et la densité de l'huile trop élevée, le CO<sub>2</sub> ne se mélange pas complètement à l'huile, mais entraîne une augmentation de son volume, diminue sa viscosité et augmente sa mobilité. C'est principalement le cas des huiles visqueuses et/ou lourdes ; le CO<sub>2</sub> et l'huile forment alors deux phases bien distinctes. Le gain reste en général plus modeste, mais peut représenter 18 % de la fraction déjà produite avant injection de CO<sub>2</sub>.

Le processus de déplacement miscible ou quasi miscible est le plus commun dans les différents cas d'EOR au CO<sub>2</sub>. L'injection de CO<sub>2</sub> peut provoquer une précipitation des asphaltènes de l'huile (fractions organiques présentes dans les pétroles dont la masse

moléculaire est très élevée, insoluble dans le n-heptane, qui entraîne une diminution de la perméabilité de la roche réservoir et ainsi du taux de récupération de l'huile.

Dans les deux cas de déplacement (miscible ou immiscible), une partie du CO<sub>2</sub> injecté reste piégé dans le réservoir (environ 60 %). En cas de déplacement immiscible, la proportion de CO<sub>2</sub> stockée peut être plus importante. Sachant que l'étape de captage du CO<sub>2</sub> est la plus énergivore et donc la plus coûteuse, réaliser de l'EOR couplée au CTSC permettrait (i) d'augmenter la récupération de l'huile mais également (ii) de stocker une partie du CO<sub>2</sub> injecté. La production supplémentaire d'huile réalisée via l'EOR pourrait compenser en partie ou intégralement le coût du captage.

Finalement injecter du CO<sub>2</sub> dans un réservoir d'hydrocarbures déplété peut conduire à, (i) augmenter la production d'huile (EOR) et/ou (ii) à diminuer les émissions atmosphériques par géo-séquestration du CO<sub>2</sub> (CTSC).

Excepté dans certains cas d'EOR où le CO<sub>2</sub> provient de gisements naturels ou d'usine de gazéification EOR et CTSC nécessitent tous deux une première étape de capture du CO<sub>2</sub>. Or le mode de captage définit la nature et la concentration des impuretés qui accompagnent le CO<sub>2</sub>.

### **II.3. Une voie pleine d'avenir**

Aujourd'hui, le CO<sub>2</sub> utilisé pour l'EOR provient essentiellement de gisements naturels de CO<sub>2</sub> et seul 1/5 est issu du captage des émissions industrielles de CO<sub>2</sub>, or la solution de l'EOR basée sur le captage du CO<sub>2</sub> devrait se généraliser dans les années à venir, car elle permet de s'affranchir au moins partiellement de l'approvisionnement et de la fluctuation des prix du CO<sub>2</sub>.

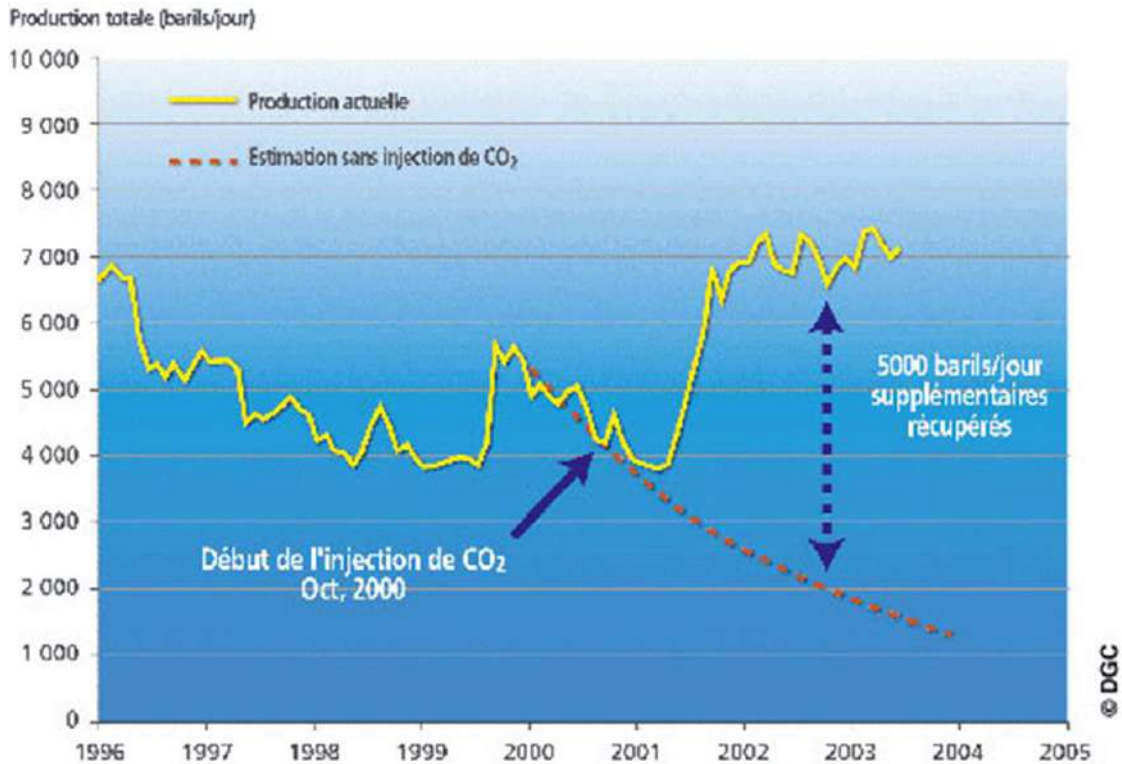
#### **II.3.1 Projets EOR-CO<sub>2</sub> dans le monde**

On ne compte que très peu de projets EOR-CO<sub>2</sub> à partir de CO<sub>2</sub> capté, et ceux-ci sont en phase de démarrage. Ils se situent principalement en Amérique du Nord, tel Alberta Carbon Trunk Line au Canada et seulement sept autres projets aux États-Unis.

Enfin, une trentaine d'autres projets EOR-CO<sub>2</sub> à partir de CO<sub>2</sub> capté existe en phase de projet moins avancée ; principalement aux États-Unis et en Chine, avec un seul projet en Europe (Pays Bas) : le projet Green Hydrogen (captage sur une unité de production d'hydrogène d'Air Liquide), qui démarrerait en 2016.

**...Weyburn, un site pilote combinant stockage de CO<sub>2</sub> et récupération assistée de pétrole**

Depuis septembre 2000, une opération de récupération assistée de pétrole (EOR) par injection de CO<sub>2</sub> est menée par EnCana dans le champ pétrolier de Weyburn au Canada (Saskatchewan), et en janvier 2001 un programme de recherche international y a démarré sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), baptisé "AIE Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring and Storage Project".



**Figure II.3 : L'augmentation de la production de pétrole de Weyburn**

Ce graphique montre l'augmentation de la production de pétrole qu'il a été possible de réaliser sur le site de Weyburn, grâce à l'injection de CO<sub>2</sub> effectuée à partir d'octobre 2000.

Le CO<sub>2</sub> provient d'une unité de gazéification de charbon située dans le Dakota du Nord aux Etats-Unis. Il est acheminé jusqu'à Weyburn par un Pipeline transfrontalier de 330 kilomètres conçu spécialement pour ce transport. Il est prévu d'injecter 1,8 million de tonnes de CO<sub>2</sub> par an pendant 15 ans, ce qui permettra de stocker définitivement 20 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> tout en produisant 130 millions de barils supplémentaires de pétrole.

## II.4 Conclusion

La Récupération assistée d'hydrocarbures, par injection de CO<sub>2</sub>. Effectue sure

- gonflement des gouttes résiduelles d'huile.
- baisse de la viscosité de l'huile.
- baisse de la tension interraciale.
- altération de la mouillabilité.

Conduit à mobilisation de l'huile résiduelle pour augmenter le rendement lors de l'extraction du pétrole.

L'injection de CO<sub>2</sub> est la deuxième technique de récupération tertiaire le plus commune et est utilisée dans le monde entier. Dans le cadre du réchauffement climatique, cette méthode permettra de séquestrer du CO<sub>2</sub> sous terre compensant ainsi une partie des émissions de CO<sub>2</sub> produites ailleurs.

**CHAPITRE III:**  
**LA LOI DE DARCY**

### III 1. Définition la loi de darcy

La loi de Darcy est une loi physique qui exprime le débit d'un fluide incompressible filtrant au travers d'un milieu poreux. La circulation de ce fluide entre deux points est déterminée par la conductivité hydraulique ou le coefficient de perméabilité du substrat et par le gradient de pression du fluide. Dans le cas d'un cours d'eau ou d'un réservoir alimentant une nappe, ce gradient est lié à la hauteur de l'eau.

$$Q = \frac{K}{\mu} A \frac{\Delta p}{L} \quad (3.1)$$

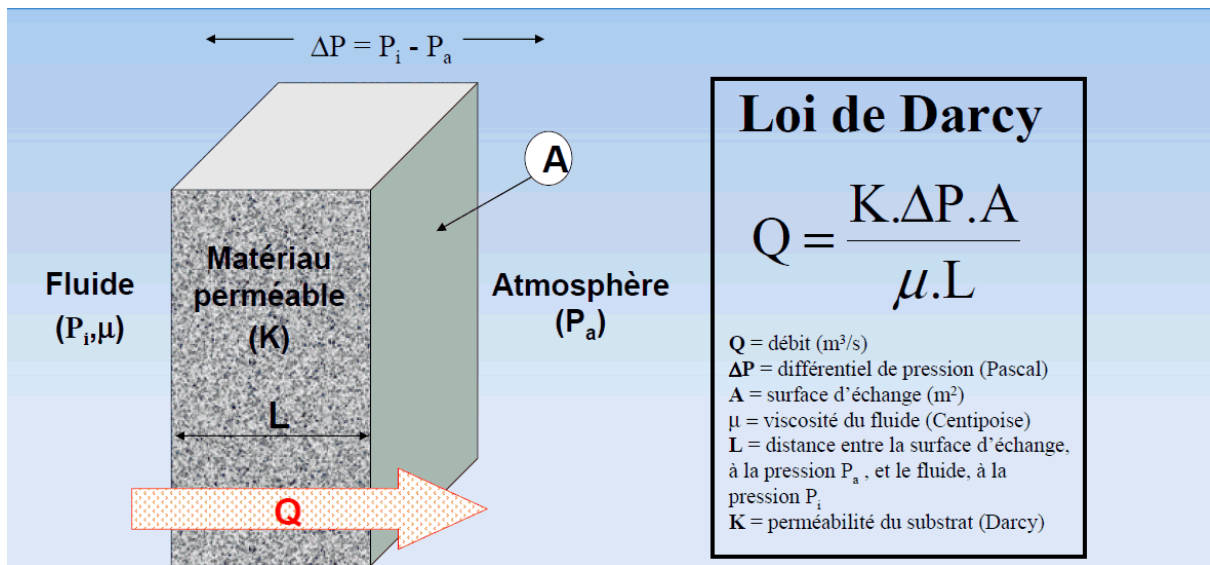


Figure III 1 : La loi de darcy

#### III.1.1 Le débit $Q$ :

Le débit est la quantité d'une grandeur qui traverse une surface donnée par unité de temps. Il permet de quantifier un déplacement de matière ou d'énergie.

Le terme débit est le plus souvent associé au débit volumique : il quantifie alors le volume qui traverse une surface, une section, par unité de temps. Le débit massique caractérise la masse qui traverse la surface par unité de temps. Il s'agit de notions centrales dans une situation d'écoulement de fluide.

Plus généralement, le débit peut désigner le flux des autres grandeurs déplacées par le fluide : débit de quantité de mouvement ou encore débit d'énergie. Le courant électrique est



parfois considéré comme un débit de charges. Ceci se généralise en disant que le débit est l'intégrale sur une surface donnée de la projection de la vecteur densité de flux sur la normale à la surface :

$$D = \iint_S \vec{j} \cdot \vec{dS} \dots\dots\dots (3.2)$$

Avec  $\vec{j}$  la vectrice densité de flux de la quantité considérée (masse, énergie cinétique, chaleur, concentration d'espèce, charge électrique, etc.).

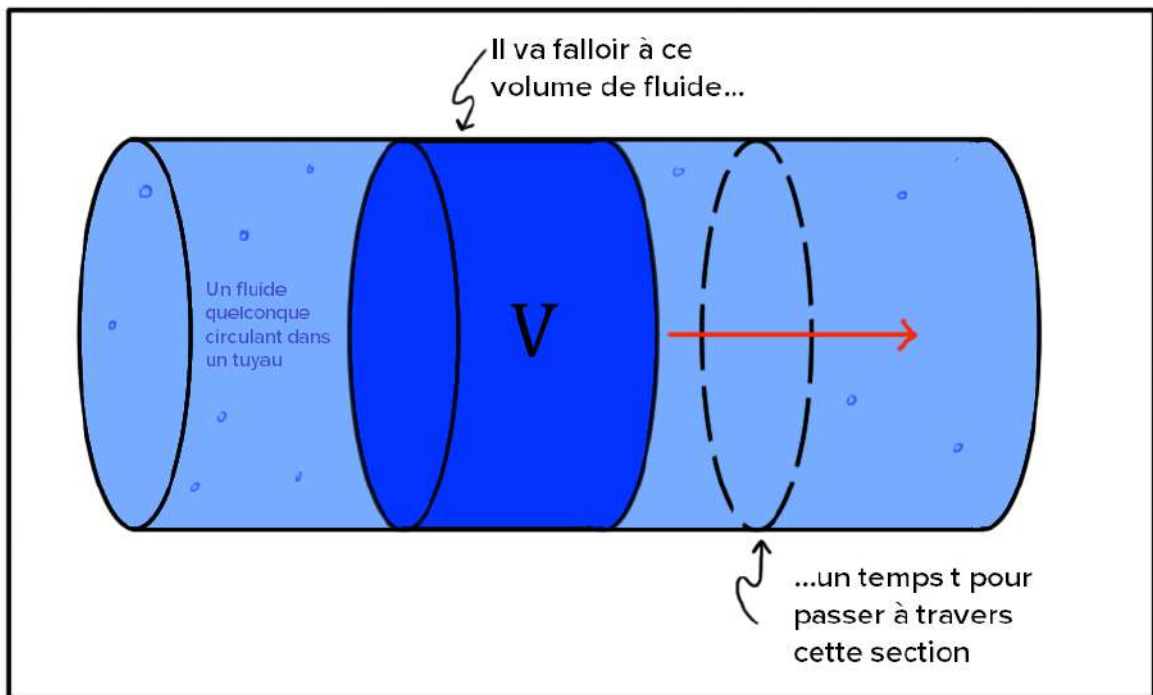


Figure III 2 : Le débit  $Q$

**III.1.2 La perméabilité  $K$ :**

La perméabilité est une caractéristique physique qui représente la facilité qu'a un matériau à permettre le transfert de fluide au travers d'un réseau connecté. La Loi de Darcy permet de relier un débit à un gradient de pression appliqué au fluide grâce à un paramètre caractéristique du milieu traversé : la perméabilité  $k$ .

Les géologues et géomorphologues distinguent dans les roches la perméabilité de fissure et la perméabilité de pore. La première « est liée au fait que les roches présentent des discontinuités à toutes les échelles héritées de leur mode de mise en place et de leur

passé tectonique. À l'échelle macroscopique, on parlera de « macro-fissuration » : joints de stratification (dans le cas de roches sédimentaires), plans de schistosité et de foliation (dans le cas de roches métamorphiques), diaclases, failles et zones de broyage. Ces discontinuités sont autant de plans de faiblesse le long desquels les différents processus de fragmentation mécanique et d'altération chimique des roches vont pouvoir agir. À l'échelle microscopique (microfissuration), on observe aussi des plans de clivages de certains minéraux comme la structure lamellaire des micas, ou des microfissures parcourant des grains de quartz. La perméabilité de pore (qui correspond à des vides intergranulaires) va essentiellement jouer à une échelle très fine, celle de la taille des cristaux au sein de microsystemes de contact (dans le cas de roches polyminérales, métamorphiques), ou du degré de cimentation (dans le cas de roches sédimentaires).

### **III.1.3. La viscosité $\mu$ :**

La viscosité peut être définie comme l'ensemble des phénomènes de résistance au mouvement d'un fluide pour un écoulement avec ou sans turbulence. La viscosité diminue la liberté d'écoulement du fluide et dissipe son énergie.

Deux grandeurs physiques caractérisent la viscosité : la viscosité dynamique (celle utilisée le plus généralement) et la seconde viscosité ou la viscosité de volume. On utilise aussi des grandeurs dérivées : fluidité, viscosité cinématique ou viscosité élongation elle. Ces deux grandeurs sont l'image à l'échelle macroscopique des chocs moléculaires, chocs élastiques pour la viscosité dynamique et chocs inélastiques pour la viscosité de volume.



Figure III.3 : La viscosité  $\mu$

### III.1.4 Pression différentielle $\Delta p$ :

La différence entre deux pressions,  $P_1$  et  $P_2$ , est connue sous le nom de différentiel de pression.  $\Delta P = P_1 - P_2$ . Dans les cas où la différence entre deux pressions représente elle-même la grandeur mesurée, on se réfère à la pression différentielle,  $P_{1,2}$ .

### III.1.5 surface d'échange $A$ :

Une surface d'échange qualifie une surface qui est le siège d'un transfert de matière aléatoire au sein d'un groupe physiologique commun à une force de rotation thermique ou d'énergie neutre qui échange des ondes magnétiques. Elle peut être :

- une paroi perméable qui permet un transfert de matière.
- une paroi étanche qui permet un transfert thermique.

## **CHAPITRE IV**

### **ETUDE EXPÉRIMENTAL EN LABORATOIRE**

## IV.1 La présentation de la région d'étude

Le gisement d'Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Ce champ s'étend sur une superficie qui avoisine les 2500 km<sup>2</sup>. Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958.

Le gisement de Hassi Messaoud continue de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le PETROLE BRUT.

Le champ d'Hassi Messaoud comporte plus de 1153 puits et il est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et d'augmenter aussi la récupération finale.

### IV.1.1 Situation géographique

Le champ d'Hassi Messaoud se situe à 650 Km au SE d'ALGER et à 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, à l'Ouest par Ouargla et à l'Est par El Bourma.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

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

En coordonnées géographiques, il est limité

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

### IV.1.2 Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale. IL est délimité par :

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



Figure IV.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

### IV.1.3 Aperçu géologique :

Durant l'histoire géologique, ce gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles soit à l'échelle du champ (Nord-Est et Sud-Ouest), ou d'échelle moins importante (Est-Ouest et Nord-Ouest Sud-Est); et il a subi aux conditions de dépôts des grès cambro- ordoviciens, une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement prit sa forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les caractéristiques pétrophysiques (fissuration, dissolution etc...), comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméables etc....).

Le champ d'Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique Nord orientale qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province pétro-gazière en Algérie.

### IV.1.4 Description de drain et subdivisions du réservoir :

Le gisement d'Hassi Messaoud est situé à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas comme suit :

**R<sub>i</sub>** : Elle correspond au drain D5. Zone isométrique habituellement très compacte (13% des réserves), dont l'épaisseur moyenne non érodée de 45 m essentiellement quartzite à grès fin, une bonne continuité des couches a des faibles perméabilités.

**R<sub>a</sub>** : Réservoir principal d'Hassi Messaoud où tous les puits produisent (68% des réserves). Zone an-isométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en sédiment logiquement de bas en haut de la Zone I (drains: D1, ID, D2), Zone II (D3), Zone III (D4).

**R<sub>2</sub>** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m au niveau de R2c, et une meilleure perméabilité dans le R2ab. Ne présente que de 19% des réserves. Il alimente le réservoir Ra par un important flux vertical de l'huile.

**R<sub>3</sub>**: D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière, très argileuse, généralement aquifère, sans aucun intérêt pétrolier.

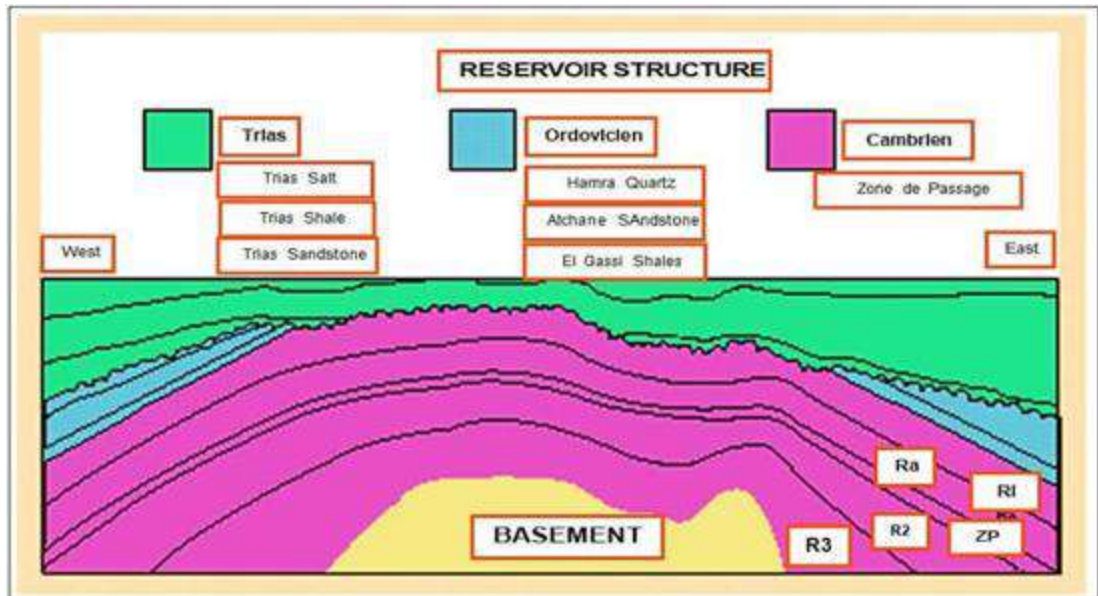


Figure IV.2 : Carte structurale du réservoir de Hassi-Messaoud.

#### IV.1.5 Caractéristiques du réservoir :

- L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (45° API).
- La pression de gisement : variable de 120 à 400 (kg/cm<sup>2</sup>).
- La température est de l'ordre de 120 °c.
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 (v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut dépasser 1000 (v/v).
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md.
- Contact huile/eau : - 3380 m.
- Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm<sup>2</sup>.
- Côte de référence : - 3200 m.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m au maximum mais peut également être nulle.
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.



### **IV.1.6 Problèmes d'exploitation du champ :**

Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, nécessité à injecter le gaz pour les besoins de gas lift, ainsi l'injection de l'eau douce traitée dans les puits à forte salinité, pour les problèmes de dépôts de sels (sulfate de baryum aux zones Sud-East) qui viennent de l'incompatibilité avec l'eau de formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection des inhibiteurs (D32 par exemple), pour le cas contraire un bouchon est suffisant. Malgré que la teneur des asphaltènes est faible (0.15%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud- Ouest du champ. Les percées de gaz et de l'eau réduisent considérablement l'indice de production.

## **IV.2 description des appareils et des échantillons**

### **IV.2.1 description des appareils :**

L'installation des appareils dépendent sur l'équation de darcy. Ainsi que selon le mode et le type d'injection.

### **IV.2.2 l'appareil d'injection d'eau**

L'appareil est installé à partir de autres appareils qui sont : manifold avec cuve d'eau figure(IV.5), porte des Tubes des lecture figure (IV.8), cellule de hoek figure(IV.7), appareil de mise en pression constante huile/eau pour pression jusqu'à 3500kpa (28-WF4321) figure (IV.11), l'appareil console de commande et de contrôle automatique SERCOMP 7 pour 2batis (50-c7022/S) figure (IV.4).



Figure IV.3 : l'installation d'eau

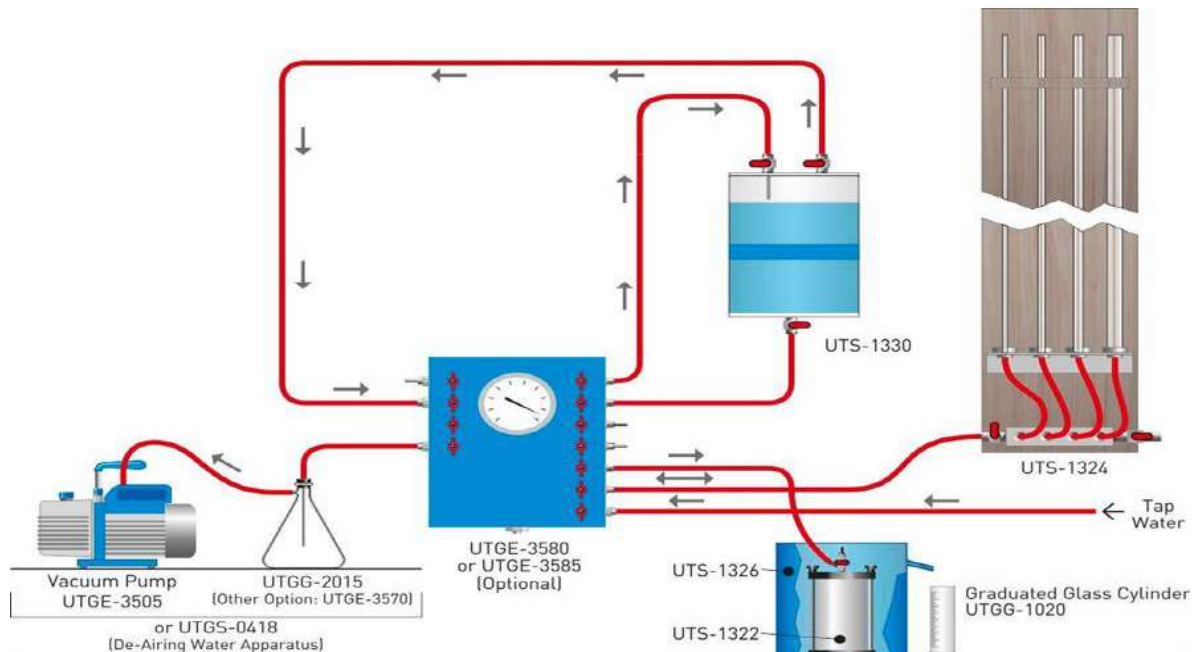


Figure IV.4 : Schéma d'installation d'appareils pour l'injection

### IV.2.2 l'appareil d'injection CO2

L'appareil est installé à partir de quatre appareils qui sont : porte des tubes de lecture figure (IV.8), cellule de hoek figure (IV.7), l'appareil console de commande et de contrôle

automatique SERCOMP 7 pour 2 batis (50-c7022/S) figure (IV.4), bouteille de co2 avec deux manomètres figure (IV.10).



Figure IV.4 : l'installation de CO<sub>2</sub>



Figure IV.5 : console de commande et de contrôle automatique SERCOMP 7 pour 2 batis



**Figure IV.6 : manifold avec cuve d'eau**



**Figure IV.7 : réservoir d'eau**



**Figure IV.8 : cellule de hoek**



**Figure IV.9 : Porte des tubes de lecture**



**Figure IV.10 : Bouteille de co2 avec deux manomètres**



**Figure IV.11 : appareil de mise en pression constante huile/eau**

### IV.2.3 description des échantillons :

Les échantillons ont été obtenus auprès deux sites différents de la région de Hassi Messoud puis ils ont été acheminés vers laboratoire de centre de recherche d'hydrocarbure figure (IV.12).

Les échantillons subissent les mêmes conditions du traitement sachant que leurs caractéristiques physiques sont inconnues.



Figure IV.12 : Préparation de les échantillons

## IV.3 Mode opératoire

### III.3.1 Protocole de l'injection d'eau

#### Etape 01 :

Prélevez une quantité de l'échantillon jusqu'à ce que la cellule de Hoek figure (IV.8) soit pleine, Ensuite, nous le mettons dans un plateau propre et le mélangeons avec une quantité de 20 ml de pétrole brute. Le mélange a été homogénéisé bien avant le remettre dans la cellule de Hook.

#### Etape 02 :

Avant d'effectuer les raccordements nécessaires, la cellule de Hoek doit être fermée hermétiquement, car elle sera soumise à de très haute pression.

En premier lieu, Nous connectons le port supérieur de la cellule avec l'appareil 28-WF4312 figure (IV.10) qui sert à pomper d'eau avec une pression P2.

Par la suite, le port inférieur de la cellule doit être raccordé avec le tube de lecture figure (IV.9).

Enfin. Nous raccordons le port latéral de la cellule avec l'appareil 50-C7022/S figure (IV.5) qui va créer une pression P3 autour la paroi interne de la cellule pour améliorer l'efficacité de la simulation de puits.

### Etape 03 :

#### ▪ Calcul de pression P1

L'expérimentation a été effectuée sur la base des relations de Darcy.

$$Q = \frac{K}{\eta} \times A \times \frac{dp}{dL} \dots\dots\dots (4.2)$$

Sachant que :  $dp = P2 - P1$

$$P_1 = \frac{d \times h}{10,2} = \frac{1,5 \times 173}{10,2} = 0,002544 \text{ bar} = 25,4411 \text{ Kpa} \dots\dots\dots (4.3)$$

$h : 173 \text{ cm} = 1,73\text{m}$  (hauteur de l'eau).

$d : \text{diamètre de tube de lecture} = 1,5 \text{ cm} = 0,015$

#### • Calcul de pression P2

La plage de changement de valeur de pression que nous avons tirée de la pression de gisement standard afin que la pression d'injection soit inférieure à cette pression de puits afin de ne pas endommager la structure du puits  $P_g = 2000 \text{ psi} = 6100 \text{ Kpa}$

Donc, les valeurs de pression que nous avons prises sont (500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1800). Nous utilisons l'unité de l'appareil, qui est Kpa.

#### • Calcul de pression P3

La pression P3 a une relation directe avec la pression d'injection P2, car elle augmente avec son augmentation.

La pression P3 est inférieure ou égale à la pression d'injection.

### IV.3.2 Protocole de l'injection dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)

Pour le protocole d'injection de co<sub>2</sub>, on a utilisé le même protocole d'injection d'eau dans les mêmes conditions de préparation (P<sub>1</sub>, P<sub>2</sub>, P<sub>3</sub>).

On a changé seulement l'appareil d'injection d'eau par un autre appareil qui est l'injection de CO<sub>2</sub> figure (IV.4).

## IV.4 Résultats et discussions

### IV.4.1 Résultats :

**Tableau IV.1 : L'échantillon N : ° 01 avec l'injection d'eau**

i°	P <sub>2</sub> (Kpa)	L (cm)	V totale (ml)
1	0	173	1222.245
2	500	177	1250.505
3	600	182	1285.83
4	700	185	1307.025
5	800	187	1321.155
6	900	196	1384.74
7	1000	200	1413
8	1200	202	1427.13
9	1400	204	1441.26
10	1800	213	1504.845

D'après le tableau représenté, et pour tous les expériences Quant à l'injection, on note qu'il y a une augmentation de la quantité d'huile récupéré à chaque augmentation de pression depuis le début de l'expérience à la pression jusqu'à la dernière pression.

$$\Delta L = L_{i+1} - L_i \dots\dots\dots (4.4)$$

$$\Delta V = V_{i+1} - V_i \dots\dots\dots (4.5)$$

**Tableau IV.2 : Les MOYENNE des valeurs de l'échantillon n : 1 avec l'injection d'eau**

i°	P <sub>2</sub>	ΔL (cm)	ΔV totale (ml)
1	[0-500]	4	28.255
2	[500-600]	5	35.325



3	[600-700]	3	21.195
4	[700-800]	2	14.13
5	[800-900]	9	63.585
6	[900-1000]	4	28.26
7	[1000-1200]	2	14.13
8	[1200-1400]	2	14.13
9	[1400-1800]	9	63.585

$$L_r = \sum_{i=1}^9 L_i \dots\dots\dots (4.6)$$

$$V_r = \sum_{i=1}^9 V_i \dots\dots\dots (4.7)$$

$$\text{Volume de huile résiduel} = \text{volume récupérable} - 20 \dots\dots\dots (4.8)$$

**Tableau IV.3 : Huile récupérable de l'échantillon n : 1 avec l'injection d'eau**

Lr	Vr	V résiduel
<b>40</b>	<b>282.6</b>	<b>262.6</b>

**Tableau IV.4 : L'échantillon N : ° 02 avec l'injection d'eau**

i°	P <sub>2</sub> (Kpa)	L (cm)	V totale (ml)
1	0	173	1222.245
2	500	178,5	1261.1025
3	600	180	1271.7
4	700	186,5	1317.6225
5	800	191	1349.415
6	900	196	1384.74

$$\Delta L = L_{i+1} - L_i \dots\dots\dots (4.9)$$

$$\Delta V = V_{i+1} - V_i \dots\dots\dots (4.10)$$

**Tableau IV.5 : Les MOYENNE des valeurs de l'échantillon n : 2 avec d'eau**

<b>i°</b>	<b>P2</b>	<b>ΔL (cm)</b>	<b>ΔV totale (ml)</b>
1	[0-500]	5.5	39.0575
2	[500-600]	1.5	10.5975
3	[600-700]	6.5	45.9225
4	[700-800]	4.5	31.7925
5	[800-900]	5	35.325

$$L_r = \sum_{i=1}^9 L_i \dots\dots\dots (4.11)$$

$$V_r = \sum_{i=1}^9 V_i \dots\dots\dots (4.12)$$

$$\text{Volume de huile résiduel} = \text{volume récupérable} - 20 \dots\dots\dots (4.13)$$

**Tableau IV.6 : Huile récupérable de l'échantillon n : 2 avec l'injection d'eau**

<b>Lr</b>	<b>Vr</b>	<b>V résiduel</b>
<b>23</b>	<b>162.6950</b>	<b>162.695</b>

**Tableau IV.7 : L'échantillon N : ° 01 avec l'injection de CO<sub>2</sub>**

<b>i°</b>	<b>P<sub>2</sub> (Kpa)</b>	<b>L (cm)</b>	<b>V totale (ml)</b>
1	0	173,00	1222.24
2	500	177,00	1250.50
3	600	185,00	1307.02
4	700	189,00	1335.28
5	800	193,00	1363.54
6	900	208,00	1469.52
7	1000	213,00	1504.84
8	1200	232,00	1639.08
9	1400	290,00	2048.85

$$\Delta L = L_{i+1} - L_i \dots\dots\dots (4.14)$$

$$\Delta V = V_{i+1} - V_i \dots\dots\dots (4.15)$$

**TABLEAU IV.8 : Les MOYENNE des valeurs de l'échantillon n : 1 avec l'injection CO<sub>2</sub>**

<b>i°</b>	<b>P2</b>	<b>ΔL (cm)</b>	<b>ΔV totale (ml)</b>
1	[0-500]	4	28.26
2	[500-600]	8	56.52
3	[600-700]	4	28.26
4	[700-800]	4	28.26
5	[800-900]	15	105.98
6	[900-1000]	5	35.32
7	[1000-1200]	19	134.24
8	[1200-1400]	58	409.77

$$L_r = \sum_{i=1}^9 L_i \dots\dots\dots (4.16)$$

$$V_r = \sum_{i=1}^9 V_i \dots\dots\dots (4.17)$$

$$\text{Volume de huile résiduel} = \text{volume récupérable} - 20 \dots\dots\dots (4.18)$$

**Tableau IV.9 : Huile récupérable de l'échantillon n : 1 avec l'injection CO<sub>2</sub>**

<b>Lr</b>	<b>Vr</b>	<b>V résiduel</b>
<b>117</b>	<b>826.61</b>	<b>806.61</b>

**Tableau IV.10 : L'échantillon N : ° 02 avec l'injection de CO<sub>2</sub>**

<b>i°</b>	<b>P<sub>2</sub> (Kpa)</b>	<b>L (cm)</b>	<b>V totale (ml)</b>
1	0	173	1222.245
2	500	178	1257.57
3	600	183	1292.895
4	700	213	1504.845

$$\Delta L = L_{i+1} - L_i \dots\dots\dots (4.19)$$

$$\Delta V = V_{i+1} - V_i \dots\dots\dots (4.20)$$

**Tableau IV.11 : Les MOYENNE des valeurs de l'échantillon n : 2 avec l'injection CO<sub>2</sub>**

<b>i°</b>	<b>P2</b>	<b>ΔL (cm)</b>	<b>ΔV totale (ml)</b>
	[0-500]	5	35.3250
2	[500-600]	5	35.3250

3	[600-700]	30	211.9500
---	-----------	----	----------

$$Lr = \sum_{i=1}^9 Li \dots\dots\dots (4.21)$$

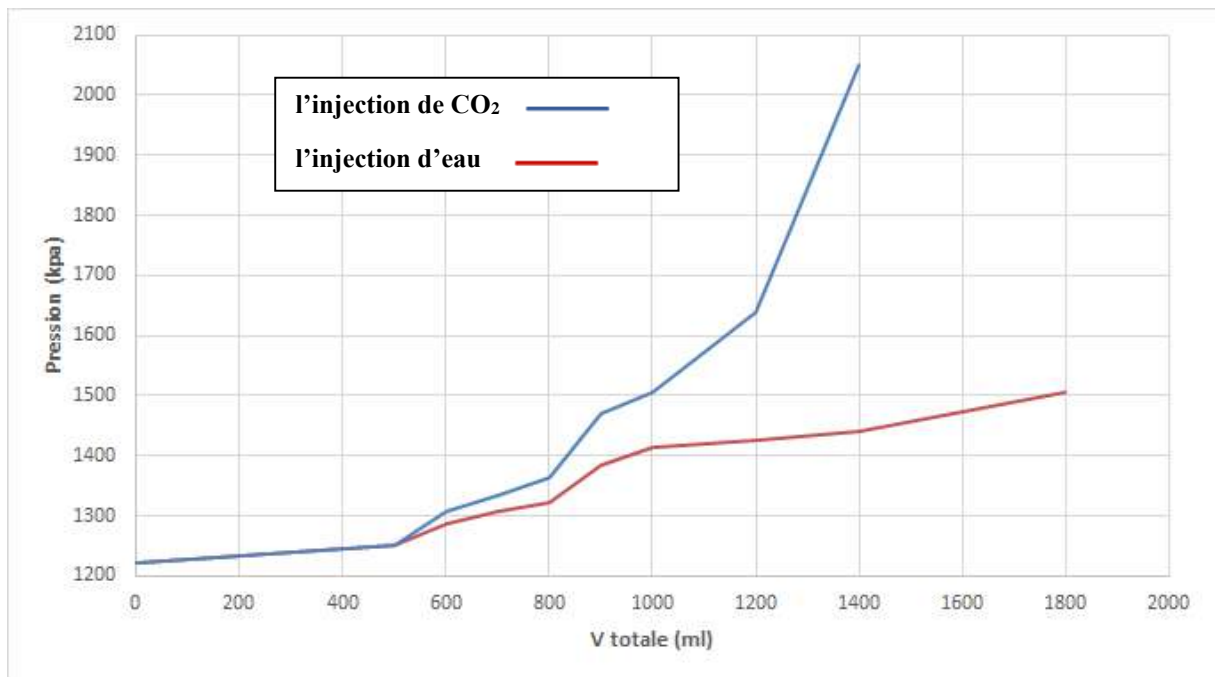
$$Vr = \sum_{i=1}^9 Vi \dots\dots\dots (4.22)$$

$$\text{Volume de huile résiduel} = \text{volume récupérable} - 20 \dots\dots\dots (4.23)$$

**Tableau IV.12 : Huile récupérable de l'échantillon n : 2 avec l'injection CO<sub>2</sub>**

Lr	Vr	V résiduel
40	282.6	262.6

L'injection d'eau et l'injection de CO<sub>2</sub> avec l'échantillon 1 :

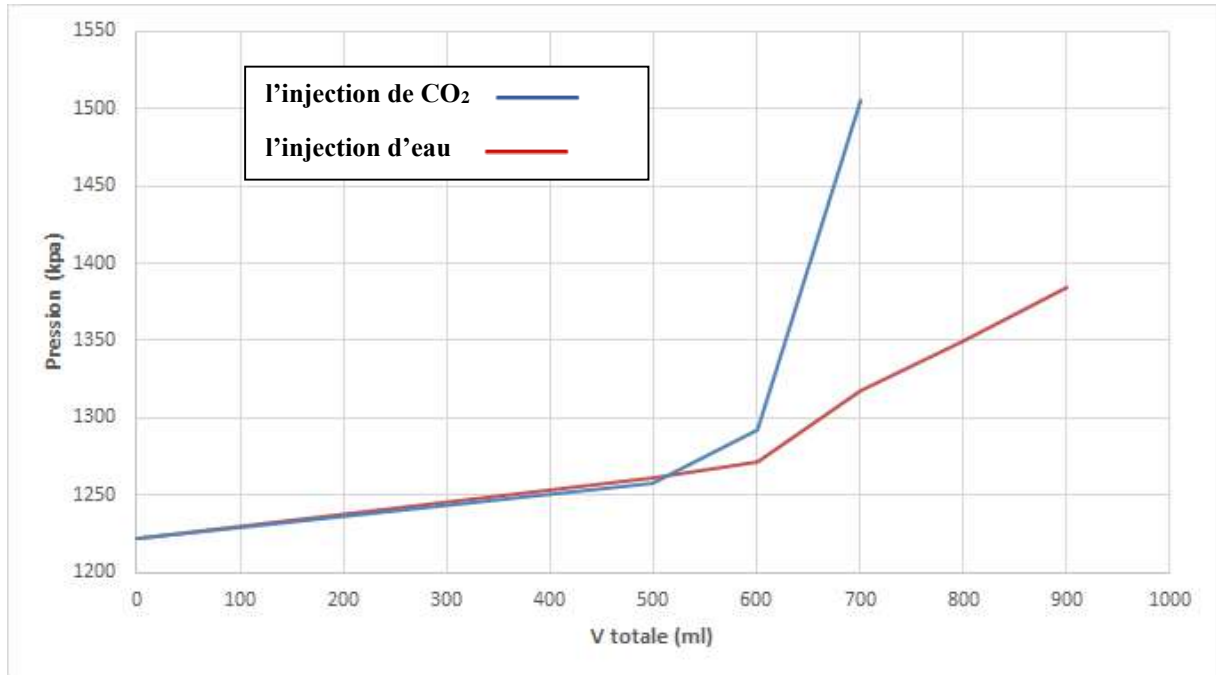


**Figure IV.13: L'évolution de le volume totale récupéré par rapport à la pression pour l'échantillon 01 avec l'injection d'eau et l'injection de CO<sub>2</sub>**

D'après le Figure IV.12 représenté, Quant à l'injection d'eau, on note qu'il y a une augmentation de la quantité d'huile récupéré à chaque augmentation de pression depuis le début de l'expérience à la pression 0 jusqu'à la dernière pression 1800 kpa avec un total d'huile récupérable 1504.84 ml.

La même chose pour l'injection de CO<sub>2</sub>, on note qu'il y a une augmentation de la quantité d'huile récupéré à chaque augmentation de pression depuis le début de l'expérience à la pression 0 jusqu'à la dernière pression 1400 kpa avec un total d'huile récupérable 2048.85 ml.

L'injection d'eau et l'injection de CO<sub>2</sub> avec l'échantillon 2 :



**Figure IV.14 : L'évolution de le volume totale récupéré par rapport à la pression pour l'échantillon 02 avec l'injection d'eau et l'injection de CO<sub>2</sub>**

Dans la deuxième expérience et d'après le diagramme, on note qu'il y a une augmentation de la quantité d'huile récupéré à chaque augmentation de pression. Mais la présence d'une perturbation dans la machine de surpression nous a empêchés de terminer l'expérience, Ou nous avons atteint une quantité d'huile récupéré de 1384.74 ml de l'expérience de l'eau à la pression 900 kpa. Quant à l'injection de gaz, nous avons extrait une quantité de 1504.845 ml à pression 700 kpa.

**IV.4.3 Discussion :**

Après les résultats des expressions la quantité d'huile résiduelle produise par l'injection de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) plus importante que la quantité d'huile résiduel produise par injection d'eau et les restants obtenus de notre étude sont en accord par le protocole de Kyoto Anne 1995.

La récupération d'huile obtenue par imbibition dans dioxyde de carbone CO<sub>2</sub> est supérieure à celle obtenue par imbibition spontanée dans l'eau H<sub>2</sub>O. Ceci peut suggérer que les échantillons, sont plus mouillable à l'eau en présence de CO<sub>2</sub> qu'en présence d'eau.

## **Conclusion :**

Au terme de cette étude qui basait sur la récupération assistée tertiaire à l'aide de CO<sub>2</sub> à travers deux échantillons d'hydrocarbures de champ pétrolier de Hassi Massoud. Ces échantillons ont des caractéristiques physiques inconnues.

Les résultats obtenus montrent que :

La récupération assistée de l'hydrocarbure par injection de CO<sub>2</sub> est une technique permettant d'évaluer l'augmentation de taux de récupération des hydrocarbures présents dans le champ pétrolier.

L'injection de l'eau et de CO<sub>2</sub> permettent d'augmenter la quantité récupérable des hydrocarbures.

La technique d'injection à l'aide de CO<sub>2</sub> est plus efficace par rapport à l'injection à l'eau et donne une quantité récupérable significative.

Le taux de récupération est déterminé par un certain nombre de facteurs comme la pression, le temps de récupération et les caractéristiques physiques des échantillons.

L'analyse des résultats expérimentaux montre un balayage plus efficace pour les écoulements de CO<sub>2</sub> que pour un écoulement à l'eau ce qui met en évidence l'influence d'un rapport de mobilité plus favorable dans le cas de l'injection d'un CO<sub>2</sub>. Les effets de la mouillabilité et la précocité de l'injection de la solution de CO<sub>2</sub> sont plus déterminants que l'adsorption CO<sub>2</sub>. On observe les taux de récupération les plus élevés pour des mouillabilités intermédiaires en comparaison de mouillabilités à l'eau aux mêmes conditions de balayage et de procédure. Cela ainsi que la précocité du balayage montre l'importance de la répartition des phases à l'intérieur du milieu poreux.

## REFERENCES :

- Reservoir Engineering Handbook deuxième edition par: Tarek Ahmed Edition: Gulf Professional Publishing, 2001.
- Oil Well Testing Handbook par: Amana U. Chaudhry Edition: Elsevier, 2004.
- T. Ahmed, N. Meehan. Advanced Reservoir Management and Engineering. s.l. : Gulf Professional Publishing 2011 ,
- M.Latil. Cours de production tome 6 : récupération assistée. s.l. : Edition technip, 1975.
- Bahadori, Alireza. Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs. s.l. : Gulf Professional Publishing, 2018.
- Enas-Rajeh Aljamal, Bonavian Hasiholan. Voidage Replacement & Production Balancing Strategy to Optimize Incremental Oil Recovery & CO2 Sequestration. s.l. :Springer Singapore, 2019.
- Nouvelles technologies pour l'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz: comptes rendus du deuxième symposium européen, Luxembourg, 5-7 décembre 1984, Volume 2. s.l. : Editions TECHNIP, 1986. Communautés européennes. Direction générale de l'énergie.
- Lake, Larry W. Enhanced Oil Recovery. s.l. : Prentice Hall, 1989.
- Récupération assistée d'hydrocarbures, conventionnels ou non, par injection de CO2. Daniel Broseta Laboratoire des Fluides Complexes et leurs Réservoirs Université de Pau & CNRS & TOTAL CO2: déchet ou molécule valorisable, CNRS Paris, 9 juillet 2013.

## Web site :

- <https://www.club-co2.fr/fr/content/utilisations-industrielles>.