

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers*

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production professionnel**

Présenté Par :

**BELAHAMMOU Med Riad et BOUGHEBACH Tarek**

-THEME-

# **Etude et analyse de l'efficacité d'injection des gaz associés dans le réservoir au champ de Hassi Messaoud**

Soutenue le : 10/06/ 2023 devant la commission d'examen

Jury:

<b>Président :</b>	CHEIKH Sabrina	MAA	UKMO
<b>Examineur :</b>	SID ROUHOU Hadj Mohamed	MAA	UKMO
<b>Encadrant :</b>	GHALI Ahmed	MAA	UKMO
<b>Co-Encadrant :</b>	ADJOU Zakaria	Ph. D	UKMO

**Année universitaire : 2022/2023**



## Remerciement

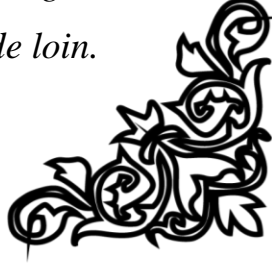

*Nos Remerciements en premier lieu à **ALLAH** qui nous a offert toute la santé, le pouvoir et la patience pour accomplir notre travail. Grâce à lui, nous avons pu mener à terminer nos études dans des bonnes conditions.*

*Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche, ni aurait pu voir le jour sans l'aide précieuse de Mr **ADJOU ZAKARIA**, on le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel et sa rigueur pour mener à bien la préparation de ce mémoire. Nous avons eu l'honneur d'être parmi vos étudiants et de bénéficier de votre enseignement. Vos qualités pédagogiques sont pour nous un modèle. On vous remercie infiniment pour votre accueil et vos conseils. Veuillez trouver ici, l'expression de notre gratitude et de l'estime.*

*Un grand remerciement spécial pour notre enseignant Mr **GHALI AHMED** pour sa générosité et ses conseils. Et sur ceux, veuillez accepter nos sincères remerciements pour nous avoir fait l'honneur d'être mon encadreur.*

*On remercie les membres de jury Mme. **CHEIKH SABRINA** et Mr **SID ROUHOU HADJ MOHAMED**, merci de nous avoir fait l'honneur d'accepter d'évaluer ce travail. Nous vous remercions aussi pour votre regard attentif et plus que pertinent sur l'ensemble du mémoire. Cela nous apporte sans doute des éclaircissements sur des points importants, et nous devons d'y prêter plus d'attention pour orienter nos réflexions dans les travaux de recherche futurs.*

*Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs de département de Production ainsi que l'équipe administrative pour leur générosité et la grande patience dont ils ont su faire preuve. Nos remerciements profonds vont également à toutes les personnes qui nous ont aidé et soutenue de près ou de loin.*



# *Dédicace*

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

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de mon bonheur et le guide de mon chemin à : **ma très chère maman**

<<رحمها الله>>, à **mon cher père.**

Qui n'ont jamais cessé de me soutenir et de m'encourager,

- Aussi à mon petit frère et mes sœurs :

**YOUCEF, ASMA, INES, ISRA, MALAK**

- A toutes mes grandes familles :

**BELAHAMMOU, AIMENE**

- A tous mes amis proches pour leur nous soutien,

- Aussi pour Mes amis collègues :

**AYOUB, ISLAM SALAH EDDINE**

- A toutes les personnes de département :

**Production**

**MERCI**

**BELAHAMMOU MOHAMMED RIAD**

# *Dédicace*

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

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de mon bonheur et le guide de mon chemin à : **ma très chère maman**, à **mon cher père**.

Qui n'ont jamais cessé de me soutenir et de m'encourager,

- Aussi à mes frères et mes sœurs
- A toutes mes grandes familles
- A tous mes amis proches pour leur nous soutien,
- Aussi pour Mes amis collègues,
- À tous mes proches et amis au travail et à tous ceux qui nous ont aidés à terminer cette étude,
- A toutes les personnes de département :

**Production**

**MERCI**

**BOUGHRBACHE TAREK**

## الملخص

لتحقيق النجاح في مشروع حقن الغاز المصاحب في حقل نفط، فإن الإدارة الفعالة على جميع المستويات ضرورية. من الضروري أيضا ضمان الأداء السليم للآبار المنتجة و الحقن على مستوى الخلية. في هذه الدراسة، هدفنا هو تقييم كفاءة حقن الغازات المصاحبة عن طريق الإزاحة القابلة للامتزاج، التي تم إنشاؤها في المنطقة 25 من حقل حاسي مسعود. للقيام بذلك، استخدمنا مجموعة من تقنيات المراقبة والرصد. بعد اختيار والتحقق من تكوين الحقن باستخدام تقنية استرداد ملف تعريف الضغط، كشفت نتائج الدراسة عن تحسن في الإنتاج يتراوح من 3 ٪ إلى 44 ٪ في المنطقة 25 من الحقل بعد حقن الغازات المصاحبة.

**الكلمات المفتاحية:** الغازات المصاحبة، الخلية، كفاءة الحقن، الإزاحة القابلة للامتزاج، ملف تعريف الضغط.

## Résumé

Pour réussir un projet d'injection des gaz associés dans un champ d'huile, une gestion efficace à tous les niveaux est essentielle. Il est également nécessaire de garantir le bon fonctionnement des puits producteurs et injecteurs au niveau de la cellule.

Dans cette étude, notre objectif est d'évaluer l'efficacité de l'injection des gaz associés par le déplacement miscible, mise en place dans la zone 25 du champ de Hassi Messaoud. Pour ce faire, nous avons utilisé un ensemble de techniques de surveillance et de monitoring. Après avoir sélectionné et validé la configuration d'injection à l'aide de la technique de restitution de profil de pression, les résultats de l'étude ont révélé une amélioration de la production allant de 3 % à 44 % dans la zone 25 du champ suite à l'injection des gaz associés.

**Mots clés :** gaz associés, la cellule, l'efficacité de l'injection, déplacement miscible, profil de pression.

## Abstract

To succeed in an associated gas injection project in an oil field, effective management at all levels is essential. It is also necessary to guarantee the proper functioning of the producing wells and injectors at the cell level.

In this study, our objective is to evaluate the efficiency of the injection of the associated gases by the miscible displacement, set up in zone 25 of the Hassi Messaoud field. To do this, we have used a set of surveillance and monitorings techniques. after selecting and validating the injection configuration using the pressure profile restitution technique, the results of the study revealed an improvement in production ranging from 3% to 44% in zone 25 of the field following the injection of the associated gases.

**Keywords :** associated gases, the cell, the efficiency injection, miscible displacement, pressure profile.

---

---

## Table des matières

<b>Remerciements</b> .....	<b>I</b>
<b>Dédicaces</b> .....	<b>II</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>III</b>
<b>Table des matières</b> .....	<b>IV</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>V</b>
<b>List des tableaux</b> .....	<b>VI</b>
<b>Nomenclature</b> .....	<b>VII</b>
<b>Liste des abréviations</b> .....	<b>VIII</b>
<b>Introduction Générale</b> .....	<b>1</b>

### CHAPITRE I : Notions générales sur la récupération du pétrole

<b>Introduction</b> .....	<b>3</b>
<b>I.1. Propriétés de la roche réservoir</b> .....	<b>3</b>
I.1.1 Propriétés pétro-physiques de la roche réservoir.....	3
I.1.2 Porosité.....	3
I.1.3 Saturation.....	4
I.1.4 Mouillabilité.....	5
I.1.5 Pression capillaire.....	5
I.1.6 Perméabilité.....	6
I.1.7 La perméabilité relative.....	6
I.1.8 Compressibilité de la roche.....	8
I.1.9 Hétérogénéité du réservoir.....	8
<b>I.2. Propriétés de l'effluent au sein de la roche réservoir</b> .....	<b>8</b>
I.2.1 Comportement de la phase hydrocarbure.....	8
I.2.2 Classification du réservoir basée sur le fluide du réservoir.....	9
I.2.3 Les propriétés les plus importantes pour l'effluent au sein de la roche réservoir.....	9
<b>I.3. Les techniques de récupération</b> .....	<b>10</b>
I.3.1 Récupération primaire.....	10
I.3.2 La récupération secondaire.....	13
I.3.3 Récupération tertiaire.....	14
I.3.3.1 Concepts de la récupération assistée EOR.....	14
I.3.3.2 Méthodes chimiques.....	14

I.3.3.3 Méthodes miscibles .....	15
I.3.3.4 Méthodes thermiques .....	15
I.3.4 Facteurs influant sur la récupération EOR.....	15
I.3.5 L'arrangement des puits.....	17

## **CHAPITRE II : Théorie des déplacements miscibles**

<b>Introduction</b> .....	18
<b>II.1. Procédés non miscibles et miscibles</b> .....	18
<b>II.2. La miscibilité</b> .....	19
<b>II.3. Miscibilité thermodynamique</b> .....	19
<b>II.4. Diagramme ternaire</b> .....	20
II.4.1 Principe d'un diagramme ternaire .....	20
II.4.2 Diagramme ternaire et la miscibilité .....	21
<b>II.5. Types de miscibilité</b> .....	23
II.5.1 Miscibilité première contact .....	24
II.5.2 Miscibilité Multi Contact .....	25
<b>II.6. Pression de miscibilité</b> .....	29
<b>II.7. Méthodes de base de l'entraînement miscible</b> .....	30
II.7.1 Injection de gaz à haute pression .....	30
II.7.2 Injection de gaz enrichi .....	31
II.7.3 Injection de limace de GPL .....	31
<b>II.8. Miscibilité dans les fluides de réservoir réels</b> .....	31
<b>Conclusion</b> .....	33

## **CHAPITRE III : Analyse et optimisation de l'injection des gaz associés**

<b>III.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud</b> .....	33
III.1.1 Historique du champ .....	33
III.1.2 Situation géographique.....	33
III.1.3 Situation géologique.....	34
III.1.4 Caractéristiques du gisement et des fluides .....	35
III.1.5 Subdivisions du réservoir de Hassi Messaoud .....	36
III.1.6 La division du champ de Hassi Messaoud .....	36
<b>III.2 Présentation de la zone 25 du champ de Hassi Messaoud</b> .....	37
III.2.1 Localisation .....	37
III.2.2 Au plan stratigraphique .....	37

---

---

III.2.3 Caractéristiques des fluides du réservoir de la zone .....	39
<b>III.3 Scénario de production à la zone 25 de champs HMD .....</b>	<b>39</b>
III.3.1 Scénario de production de la zone étudiée .....	39
III.3.2 Pression de gisement et estimation des réserves .....	40
III.3.3 La pression de gisement moyenne .....	43
III.3.4 Data PVT.....	44
III.3.5 Données pétro-physiques .....	44
III.3.6 Paramètres du réservoir.....	44
III.3.7 Estimation des réserves et logiciel de simulation MBAL.....	45
III.3.8 Mécanismes de drainage .....	47
<b>III.4. Evaluation des patterns de déplacement miscibles .....</b>	<b>47</b>
III.4.1 Caractéristiques de gaz à injecter .....	47
III.4.2 Performance de l'injection .....	47
III.4.3 Emplacement des patterns.....	48
III.4.4 Application de la méthode VRR .....	49
III.4.5 Evolution de pression de réservoir par pattern.....	50
III.4.6 Evaluation de la récupération d'huile .....	52
<b>Conclusion et Recommandations.....</b>	<b>57</b>
<b>Références bibliographiques</b>	
<b>Annexe</b>	



---

---

## Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : Les stages de développement d'un champ pétrolier. ....	3
<b>Figure I.2</b> : Milieu poreux. ....	4
<b>Figure I.3</b> : Illustration de la mouillabilité.....	5
<b>Figure I.4</b> : Distribution d'énergie interfaciale. ....	5
<b>Figure I.5</b> : Définition des termes de la loi de Darcy. ....	6
<b>Figure I.6</b> : Schéma de distribution de l'huile et de l'eau dans une roche mouillée d'eau sous trois conditions.....	7
<b>Figure I.7</b> : Courbe de perméabilité relative typique où la perméabilité absolue est prise comme perméabilité à l'huile à la plus faible saturation en eau.....	7
<b>Figure I.8</b> : Enveloppe de phase. ....	8
<b>Figure I.9</b> : Solution gas drive. ....	11
<b>Figure I.10</b> : Gas cap drive. ....	11
<b>Figure I.11</b> : Water drive. ....	12
<b>Figure I.12</b> : Drainage par gravité. ....	12
<b>Figure I.13</b> : Drainage combiné.....	13
<b>Figure I.14</b> : Schémas d'injection utilisés dans les méthodes de récupération améliorée. .	17
<b>Figure II.1</b> : Diagramme ternaire.....	20
<b>Figure II.2</b> : Diagramme ternaire.....	21
<b>Figure II.3</b> : Diagramme ternaire à pression et température données. ....	22
<b>Figure II.4</b> : La région diphasique varie avec la pression à température constante. ....	22
<b>Figure II.5</b> : La région diphasique varie avec la température à pression constante. ....	22
<b>Figure II.6</b> : Miscibilité premier contact (FCM). ....	24
<b>Figure II.7</b> : Diagramme représentant le mécanisme de vaporisation. ....	26
<b>Figure II.8</b> : Vue frontale du processus de vaporisation. ....	26
<b>Figure II.9</b> : Schéma d'un déplacement immiscible.....	27
<b>Figure II.10</b> : Diagramme représentant le mécanisme de condensation. ....	27
<b>Figure II.11</b> : Représentation de la miscibilité non développée pendant le processus d'entraînement des gaz de condensation. ....	28
<b>Figure II.12</b> : Schéma représentant le concept de l'enrichissement minimal de miscibilité (MME). ....	29
<b>Figure II.13</b> : Courbe montre le développement de miscibilité pression. ....	30
<b>Figure II.14</b> : Schéma représentant l'injection de gaz à haute pression. ....	30

---

---

<b>Figure II.15</b> : Variation des groupes de composants dans l'huile en contact au point d'injection avec le rapport de volume de gaz injecté au volume d'huile en contact. ....	32
<b>Figure III.1</b> : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud. ....	34
<b>Figure III.2</b> : Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud. ....	35
<b>Figure III.3</b> : Carte des zones du champ de Hassi Messaoud. ....	36
<b>Figure III.4</b> : la répartition des puits dans la zone 25. ....	37
<b>Figure III.5</b> : Colonne litho-stratigraphique de puits plus complet dans la zone 25. ....	38
<b>Figure III.6</b> : Les courbes montrent la production, l'injection et la pression de la zone 25 pendant la mise en exploitation. ....	40
<b>Figure III.7</b> : Evolution de la pression de réservoir (zone 25) par frontières faillées. ....	41
<b>Figure III.8</b> : Input data de réservoir de la zone 25 (MBal). ....	46
<b>Figure III.9</b> : La configuration des patterns attribués à la zone 25. ....	48
<b>Figure III.10</b> : Taux de récupération en fonction du HCPVi. ....	50
<b>Figure III.11</b> : Ajustement de la pression du pattern 1. ....	51
<b>Figure III.12</b> : Ajustement de la pression du pattern 2. ....	51
<b>Figure III.13</b> : Ajustement de la pression du pattern 3. ....	51
<b>Figure III.14</b> : Courbe de VRR & débit d'huile du pattern 1. ....	52
<b>Figure III.15</b> : Courbe de VRR & débit d'huile du pattern 2. ....	53
<b>Figure III.16</b> : Courbe de VRR & débit d'huile du pattern 3. ....	55

---

---

## Liste des tableaux

<b>Tableau III.1 :</b> Les paramètres essentiels des périodes d'exploitation à la zone 25. ....	40
<b>Tableau III.2 :</b> Le changement de volume de gaz .....	42
<b>Tableau III.3 :</b> Evolution de la pression de gisement. ....	44
<b>Tableau III.4 :</b> Les paramètres PVT de la zone 25 en fonction de la pression. ....	44
<b>Tableau III.5 :</b> Les trends de pression pour chaque pattern 01, 02 et 03. ....	50
<b>Tableau III.6 :</b> Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern 1.....	53
<b>Tableau III.7 :</b> Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern 2.....	54
<b>Tableau III.8 :</b> Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern 3.....	55
<b>Tableau III.9 :</b> Récapitulatif des taux de récupération et des HCPVi des patterns d'injection. ....	56

---

---

## Nomenclatures

**B<sub>g</sub>** : Facteur volumétrique du fond de gaz,  $Rm^3/STm^3$ .

**B<sub>o</sub>** : Facteur volumétrique du fond d'huile,  $Rm^3/STm^3$ .

**B<sub>w</sub>** : Facteur volumétrique du fond d'eau,  $Rm^3/STm^3$ .

**C<sub>f</sub>** : Compressibilité isotherme de la formation,  $cm^2/kgf$ .

**C<sub>w</sub>** : Compressibilité isotherme de l'eau,  $cm^2/kgf$ .

**G** : Volume de gaz libre,  $STm^3$ .

**G<sub>inj</sub>** : Injection de gaz cumulée en,  $STm^3$ .

**k** : Perméabilité de la formation, md.

**k<sub>ro</sub>** : Perméabilité relative à l'huile, fraction.

**k<sub>rw</sub>** : Perméabilité relative à l'eau, fraction.

**M** : Ratio de mobilité entre fluide déplaçant et fluide déplacé, fraction.

**m** : Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale, fraction.

**N** : Volume d'huile initiale en place,  $STm^3$ .

**N<sub>p</sub>** : Production d'huile cumulée,  $STm^3$ .

**ΔP** : différence de pression

**P<sub>b</sub>** : pression de bulle.

**P<sub>g</sub>** : pression de gisement.

**P<sub>i</sub>** : pression initiale.

**P<sub>r</sub>** : pression moyenne du réservoir.

**Q** : débit,  $m^3/h$ .

**Q<sub>o prd</sub>** : Débit de production d'huile,  $STm^3/h$ .

**Q<sub>w inj</sub>** : Débit d'injection d'eau,  $m^3/h$ .

**Q<sub>w prd</sub>** : Débit de production d'eau,  $STm^3/h$ .

**Q<sub>g inj</sub>** : Débit d'injection e gaz,  $m^3/h$ .

**Q<sub>g prd</sub>** : Débit de production de gaz,  $STm^3/h$ .

**R<sub>p</sub>** : GOR de production,  $m^3/ m^3$ .

**R<sub>s</sub>** : GOR de dissolution,  $m^3/ m^3$ .

**RF** : Taux de récupération, Fraction.

**S** : saturation.

---

$S_{or}$  : Saturation résiduelle en huile, fraction.

$S_{wi}$  : Saturation interstitielle de l'eau, fraction.

$V_p$  : volume poreux.

$V_t$  : volume total.

$V_{t,f}$  : volume totale de fluide.

$V_R$  : Volume de roche imprégnée.

$V_i$  : volumes de drainage.

$W_e$  : Entrées d'eau cumulées,  $STm^3$ .

$W_{inj}$  : Injection d'eau cumulée en,  $STm^3$ .

$W_p$  : Production d'eau cumulée en,  $STm^3$ .

**WOR** : Water-oil Ratio,  $m^3/m^3$ .

$\emptyset$  : Porosité, fraction.

$\emptyset_a$  : Porosité absolue.

$\emptyset_{moy}$  : Porosité moyenne de réservoir.

$\mu$  : Viscosité, cp.

$\sigma$  : tension superficielle.

---

---

## Liste des abréviations

**HMD** : Hassi- Messaoud.

**API** : L'American Petroleum Institute gravité.

**EMM** : L'enrichissement minimal de mélange.

**FCM** : Miscibilité au premier contact.

**MCM** : Miscibilité par contacts multiples.

**GLR** : Le rapport gaz-liquide.

**GOR** : le rapport gaz-pétrole.

**GWR** : Le rapport gaz-eau.

**GOC** : Le contact gaz-huile

**WOC** : Contact huile-eau

**GPL** : Gaz de pétrole liquéfié.

**OOIP** : Original oil in place.

**MBAL** : Material balance.

**MBE** : Material balance équation.

**PVT** : Pression volume température.

**IPR** : Relation de performance des flux entrants.

**VR** : Volume de roche imprégnée

**VRR** : Taux de remplacement du vide (Voidage Replacement Ratio), fraction.

**IVRR** : Taux de remplacement du vide instantané.

**CumVRR** : Taux de remplacement du vide depuis le début de l'injection.

**HCPVi** : Volume poreux d'hydrocarbure injecté.

---

## **Introduction Générale**

---

## Introduction Générale

L'objectif principal de l'exploitation d'un gisement d'huile est de récupérer le maximum des réserves disponibles de manière efficace et économique. Lorsque les mécanismes naturels de drainage ne suffisent pas à atteindre cet objectif, il devient nécessaire d'utiliser des méthodes de récupération assistée. L'injection de gaz miscible est actuellement la méthode la plus couramment utilisée dans la récupération du pétrole en raison de son efficacité et de son coût relativement bas par rapport à d'autres méthodes [1].

Pour réussir un projet de récupération assistée par injection de gaz miscible, il est essentiel de suivre de près, de surveiller minutieusement et d'ajuster régulièrement ses paramètres, car les connaissances disponibles au moment de la mise en œuvre d'un tel projet sont souvent limitées [2].

Le projet d'injection des gaz associés à haute pression mis en place dans la zone 25 du champ sud de Hassi Messaoud a initialement permis d'améliorer la récupération de l'huile dans cette zone. Cependant, ce succès relatif n'a pas perduré et la production d'huile est retombée aux niveaux antérieurs à l'injection. Cela nous amène à nous questionner sur les causes de cette diminution de performance et sur les solutions à apporter pour améliorer celle-ci et augmenter la récupération finale de l'huile.

Lorsqu'un projet d'injection de gaz miscible est en cours, les opérateurs collectent et conservent d'énormes quantités de données tout au long de sa durée. Ces données sont extrêmement précieuses pour évaluer en permanence l'efficacité du projet et détecter et résoudre les problèmes éventuels. Dans cette étude, notre objectif est d'évaluer l'efficacité de l'injection des gaz associés par le déplacement miscible, mise en place dans la zone 25 du champ de Hassi Messaoud. Pour ce faire, nous avons utilisé un ensemble de techniques de surveillance et de monitoring. Concernant les schémas d'injection, après avoir sélectionné et validé la configuration d'injection à l'aide de la technique de restitution de profil de pression, nous avons procédé à l'analyse et à l'évaluation des performances de chaque schéma pour déterminer quels schémas nécessitent des actions spécifiques pour améliorer la production.

Ce travail achevé comprend trois chapitres, une conclusion générale et des recommandations. Le premier chapitre se concentre sur la description et l'explication des mécanismes de récupération du pétrole, des caractéristiques nécessaires à l'étude du réservoir et des facteurs qui influencent le processus de récupération. Le deuxième chapitre aborde les principes fondamentaux du déplacement miscible et présente différentes méthodes



## Introduction Générale

---

d'injection dans le réservoir. Quant au troisième chapitre, il se focalise sur une étude de cas spécifique portant sur le champ de Hassi Messaoud. Ce chapitre présente les caractéristiques de ce champ ainsi que les problèmes qui entravent la production, notamment dans la zone 25. Il aborde également l'estimation des cumuls et de la pression en se basant sur les données de production, en utilisant le programme MBAL et la méthode du rapport de remplacement du vide.

---

## **CHAPITRE I :**

### **Notions générales sur la récupération du pétrole**

---

## Introduction

Chaque réservoir consiste en une combinaison unique de forme géométrique, de propriétés géologiques des roches, de propriétés des fluides et de mécanismes de drainage de base [3].

Bien que deux réservoirs ne puissent pas être identiques en tous points, ils peuvent être regroupés selon le système de drainage par lequel ils produisent, et on peut voir que chaque système d'assèchement a ses paramètres typiques (taux de récupération, perte de charge, GOR et production d'eau). C'est le nom donné aux mécanismes de drainage qui font que les liquides du réservoir pénètrent dans les trous pendant l'exploitation minière. Les techniques d'extraction des réserves d'hydrocarbures se répartissent en deux catégories principales :

- Méthodes conventionnelles (récupération primaire et secondaire).
- Méthodes améliorées (récupération tertiaire / EOR).

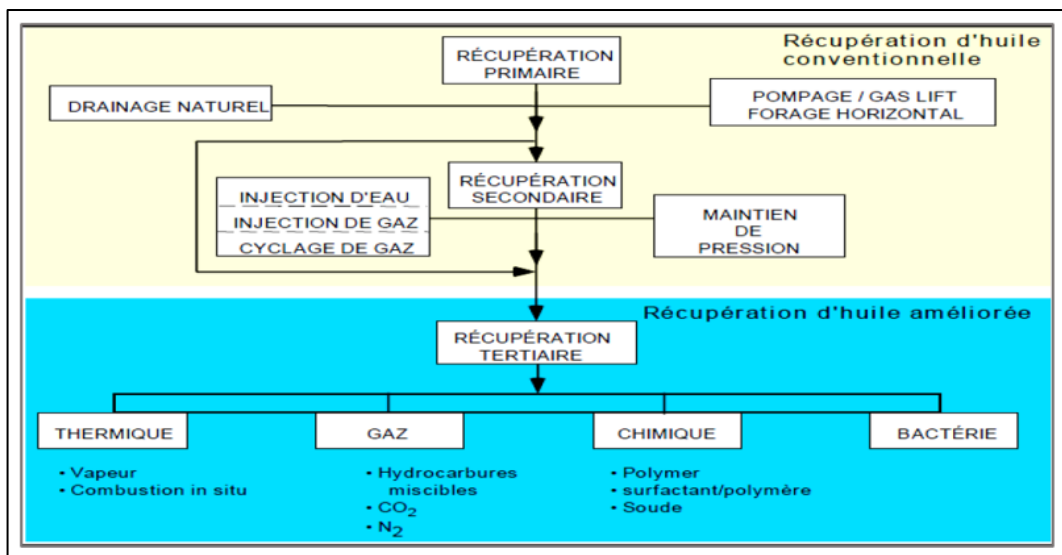


Figure I.1 : Les stages de développement d'un champ pétrolier. [4]

## I.1. Propriétés de la roche réservoir

### I.1.1 Propriétés pétro-physiques de la roche réservoir

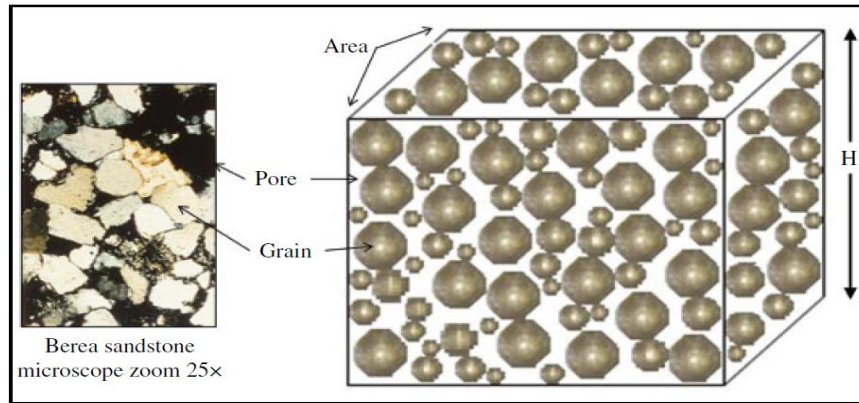
Les propriétés de la roche réservoir influencent de manière significative la distribution des hydrocarbures le long des réservoirs, une analyse complète des propriétés des roches réservoirs est donc certainement essentiel, en particulier dans le cas de la sélection des méthodes EOR [5].

### I.1.2 Porosité

La porosité d'une roche est une mesure de la capacité de stockage (volume poreux) qui est capable de contenir des fluides. Quantitativement, la porosité est le rapport du volume

poreux au volume total (volume brut). Cette importante propriété de la roche est déterminée mathématiquement par la formule généralisée suivante relation [6] :

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{I.1})$$



**Figure I.2 :** Milieu poreux. [7]

Au fur et à mesure que les sédiments se déposaient et que les roches se formaient au cours des temps géologiques passés, certains espaces vides qui se sont développés se sont isolés des autres espaces vides par une cimentation excessive. Cela conduit à deux types distincts de porosité, à savoir :

**a) Porosité absolue :** La porosité absolue est définie comme le rapport de l'espace poreux total dans la roche à celle du volume total.

**b) Porosité efficace :** La porosité effective est la valeur qui est utilisée dans tous les calculs d'ingénierie de réservoir car elle représente l'espace poreux interconnecté qui contient les fluides d'hydrocarbures récupérables [6].

### I.1.3 Saturation

Les espaces poreux dans la roche réservoir sont occupés par des phases fluides, y compris l'huile, l'eau et phases gazeuses. La fraction du volume poreux occupée par une phase est appelée la saturation de cette phase.

$$S = \frac{V_{t,f}}{V_p} \quad (\text{I.2})$$

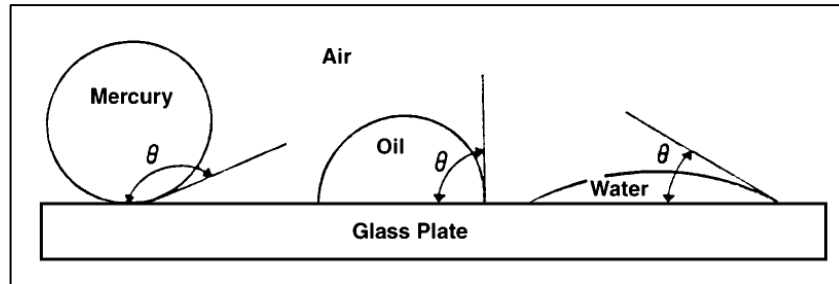
Pour un réservoir avec des phases huile, eau et gaz, la somme des saturations doit satisfaire la contrainte [7] :

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (\text{I.3})$$

### I.1.4 Mouillabilité

C'est la capacité de la roche d'attirer un fluide et d'expulser un autre, cette propriété diffère d'une roche à une autre et selon le fluide. Généralement les roches sont mouillables à l'eau, cad que l'eau occupe les parties angulaires des pores et couvre les éléments solides [6].

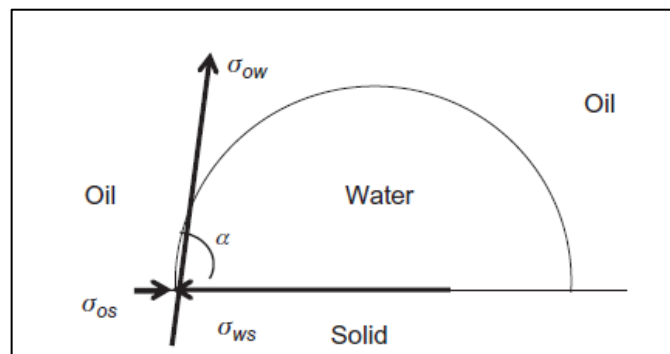
- **Angle de contact :** L'angle mesuré du liquide au solide, est appelé angle de contact  $\theta$ . plus l'angle de contact augmente plus le fluide est non mouillable.



**Figure I.3 :** Illustration de la mouillabilité. [6]

La mouillabilité des roches réservoirs aux fluides est importante dans la mesure où la distribution des fluides dans le milieu poreux est fonction de la mouillabilité. Du fait des forces d'attraction, la phase de mouillage tend à occuper les pores plus petits de la roche et la phase non mouillante occupe le plus canaux ouverts [6].

Cette distribution se produit en raison de l'attrait forces entre la phase mouillante et la surface solide et forces répulsives entre la phase non mouillante phase et surface solide [5].



**Figure I.4 :** Distribution d'énergie interfaciale. [5]

### I.1.5 Pression capillaire

Toute surface courbe entre deux fluides non miscibles a tendance à contract dans la plus petite zone possible par unité de volume. C'est vrai si les fluides sont de l'huile et de l'eau, de l'eau et du gaz (même de l'air), ou de l'huile et gaz. Lorsque deux fluides non miscibles sont en contact, une discontinuité de pression existe entre les deux fluides, qui dépend de la

courbure de l'interface séparant les fluides. Nous appelons cette différence de pression la pression capillaire et il est désigné par  $P_c$  [6].

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (I.4)$$

Où  $P_{nw}$  est la pression de la phase non mouillante et  $P_w$  est la pression de la phase de mouillage. Autrement dit, l'excès de pression dans le fluide non mouillant est le capillaire pression, et cette quantité est fonction de la saturation. C'est la définition équation de la pression capillaire dans un milieu poreux [6].

### I.1.6 Perméabilité

La perméabilité est une propriété du milieu poreux qui mesure la capacité et l'aptitude de la formation à transmettre des fluides. La perméabilité de la roche,  $k$ , est une propriété très importante de la roche car elle contrôle la direction mouvement rationnel et le débit des fluides du réservoir dans la formation. L'équation qui définit la perméabilité en termes de quantités mesurables s'appelle Loi de Darcy [6].

$$Q = \frac{kA}{\mu} \times \frac{dP}{dL} \quad (I.5)$$

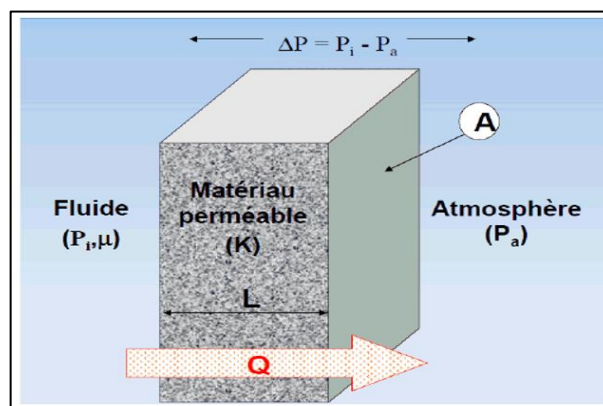
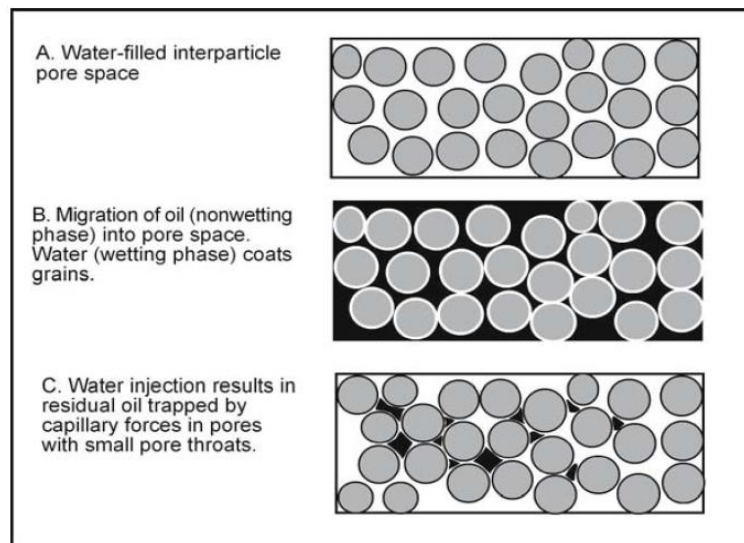


Figure I.5 : Définition des termes de la loi de Darcy. [5]

### I.1.7 La perméabilité relative

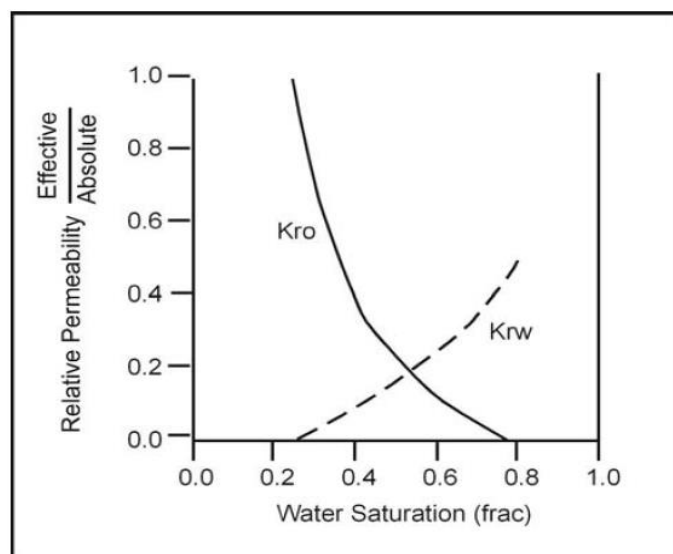
La perméabilité relative est simplement la perméabilité mesurée à un saturation en fluide exprimée en fraction de la perméabilité totale ou absolue. La perméabilité absolue est la perméabilité d'une roche saturée à 100% avec un seul fluide. Dans une roche humide, seule l'eau peut totalement saturer le système de pores, et la perméabilité à la saumure est normalement considérée comme la valeur absolue perméabilité. Cependant, la perméabilité aux hydrocarbures à l'eau résiduelle la saturation est souvent utilisée comme perméabilité absolue dans l'ingénierie des réservoirs études. La perméabilité effective est la perméabilité

d'un fluide en présence d'un autre fluide mesuré à un état de saturation spécifique. Perméabilité efficace est toujours inférieure à la perméabilité absolue et changera à mesure que changements de saturation [8].



**Figure I.6 :** Schéma de distribution de l'huile et de l'eau dans une roche mouillée d'eau sous trois conditions. [8]

Graphiques de perméabilité relative en fonction de la saturation (Fig. I.7) sont très importants car ils peuvent être utilisés pour prédire les changements dans les taux de production avec des changements dans la saturation en eau. Ils sont fondamentaux dans la simulation d'écoulement de fluide, et la modification des caractéristiques de perméabilité relative a un effet majeur sur la prédiction de performance résultante [8].



**Figure I.7 :** Courbe de perméabilité relative typique où la perméabilité absolue est prise comme perméabilité à l'huile à la plus faible saturation en eau. [8]

### I.1.8 Compressibilité de la roche

Un réservoir à des milliers de pieds sous terre est soumis à un mort-terrain pression causée par le poids des formations sus-jacentes. Surcharger les pressions varient d'une zone à l'autre en fonction de facteurs tels que la profondeur, la nature de la structure, la consolidation de la formation, et éventuellement l'âge géologique et histoire des roches. La profondeur de la formation est la plus considération importante [6].

### I.1.9 Hétérogénéité du réservoir

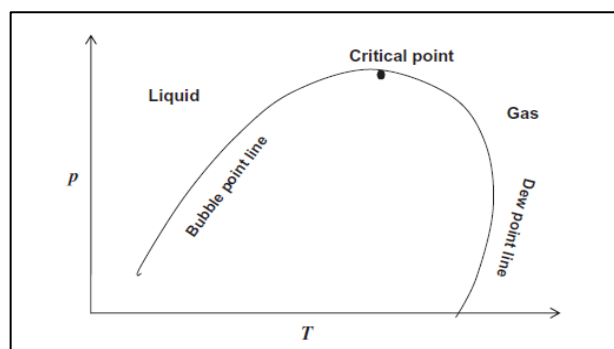
La principale caractéristique géologique de toutes les propriétés physiques de la roche qui ont une incidence sur le comportement du réservoir lors de la production de pétrole et de gaz est l'extrême variabilité de ces propriétés au sein du réservoir lui-même, à la fois latéralement et verticalement, et sur de courtes distances. Il est important de reconnaître qu'il n'y a pas de réservoirs homogènes, seulement des degrés divers d'hétérogénéité [6].

## I.2. Propriétés de l'effluent au sein de la roche réservoir

Les phases liquide et gazeuse sous lesquelles les mélanges d'hydrocarbures sont le plus souvent exploités et presque toujours associées. C'est ainsi que la production d'un pétrole brut est presque toujours accompagnée par une production de gaz et qu'inversement, l'exploitation d'un gisement d'un gaz conduit très souvent à la production de liquide [7].

### I.2.1 Comportement de la phase hydrocarbure

Une connaissance approfondie du comportement de phase de l'hydrocarbure du réservoir est essentielle au cours de la première période de production et par conséquent dans la conception de production améliorée.



**Figure I.8 :** Enveloppe de phase. [5]

La figure I.8 illustre l'enveloppe de phase d'un système multi-composant. La courbe est formée par la connexion des lignes de point de bulle et de point de rosée. L'intersection de ces deux lignes est le point critique [5].



### I.2.2 Classification du réservoir basée sur le fluide du réservoir

Généralement, sur la base du tracé du diagramme de phase et du point représentant l'état du réservoir [5] :

- Huile noire ordinaire (Black oil)
- Pétrole brut volatil (Volatile crude oil)
- Réservoirs de gaz rétrogrades / condensats (Retrograde gas)
- Réservoirs de gaz humides (Wet gas)
- Réservoirs de gaz sec (Dry gas)

### I.2.3 Les propriétés les plus importantes pour l'effluent au sein de la roche réservoir

#### a) Propriétés du gaz

- **Le facteur de compressibilité (Z)** : Pour décrire le comportement des mélanges de gaz, l'industrie du pétrole a introduit dans l'équation des gaz parfaits un coefficient sans dimension (Z) appelé facteur de compressibilité. Avec les notations habituelles, l'équation d'état des gaz naturels comme l'équation suivante :

$$PV = ZnRT = Z \frac{m}{M} RT \quad (I.6)$$

Le facteur de compressibilité dépend de la compressibilité du gaz, de la pression et de la température [3].

- **Facteur de volume (Volume factor) d'un gaz  $B_g$**  : Le volume de gaz à l'état de réservoir est nettement inférieur au volume à l'état de surface. Le terme facteur de volume de formation de gaz est défini comme le rapport du volume d'une certaine quantité de gaz en condition de réservoir à la même quantité de gaz en condition standard, comme suit [3] :

$$B_g = \frac{V_{g(c.r)}}{V_{g(c.s)}} \quad (I.7)$$

- **Viscosité d'un gaz** : De nombreuses corrélations empiriques sont développées pour les mesures de viscosité du gaz, qui sont principalement fonction de la pression, de la température et de la composition du gaz. Aux faibles pressions (voisines de la pression atmosphérique), la viscosité d'un gaz croît avec la température [3].

- **Valeur calorifique** : Le pouvoir calorifique d'un gaz peut être estimé à partir de la composition du gaz et des pouvoirs calorifiques associés à chaque composant du gaz [7].

**b) Propriétés de l'huile**

- **Pression du point de bulle** : La pression au point de bulle  $P_b$  d'un système d'hydrocarbures est définie comme la pression la plus élevée à laquelle une bulle de gaz se libère pour la première fois de l'huile. Cette propriété importante peut être mesurée expérimentalement pour un système de pétrole brut en effectuant un test d'expansion à composition constante [3].

- **Facteur volumétrique de formation d'huile  $B_o$  et rapport gaz/huile** : Facteur Volumétrique de Formation (FVF)  $B_o$  le volume de phase liquide en gisement qui a donné un volume unité d'huile en conditions de stockage.

$$B_o = \frac{V_o(c.r)}{V_o(c.s)} \quad (I.8)$$

Rapport gaz/huile GOR (Gas Oil Ratio) de dissolution  $R_s$  : le volume de gaz standard récupéré avec un volume unité d'huile de stockage [3].

- **Viscosité** : La viscosité du pétrole brut est l'une des propriétés efficaces dans les milieux poreux contrôlant l'écoulement d'un fluide. Elle évolue avec la pression, la température et la quantité de gaz dissous [3].

**c) Les eaux de gisement**

- **Compositions.**

- **Viscosité.**

- **Compressibilité** : C'est cette propriété qui permet à l'eau d'un aquifère de drainer un gisement par sa détente, compte tenu de l'extension souvent importante de l'aquifère par rapport à la taille du gisement [3].

**I.3. Les techniques de récupération****I.3.1 Récupération primaire**

Durant la récupération primaire, l'énergie naturelle du réservoir est utilisée pour acheminer les effluents au-delà du réservoir vers les puits de production et les installations de surface.

**a) 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 (5% -10%) [9].

### b) Expansion du gaz dissous

Au cours de la production, la pression du réservoir chute et lorsqu'on atteint le point de bulle, le gaz dissous dans l'huile commence à se libérer en résultant une augmentation de volume qui favorise l'expulsion des fluides, c'est-à-dire les bulles de gaz de densité légère ont tendance à se déplacer plus rapidement tout en entraînant entre elles de l'huile. Cette récupération dépend de la quantité de gaz dissous, et par conséquent du GOR et peut atteindre des taux de 20 à 30 % des réserves en place [9].

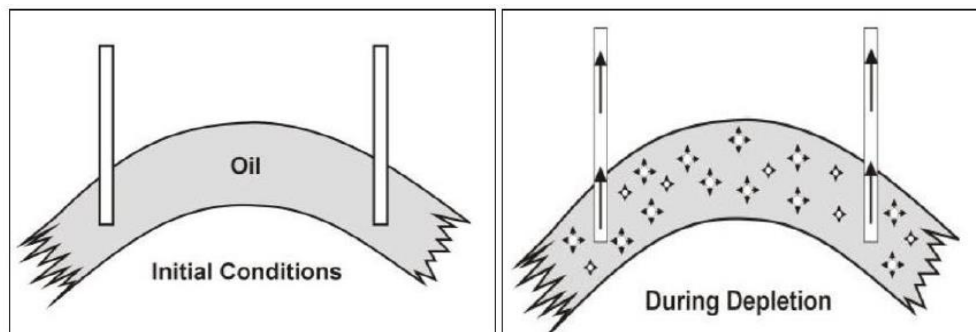


Figure I.9 : Solution gas drive. [9]

### c) Expansion du Gas cap

L'expansion du chapeau de gaz limite la chute de la pression subie au cours de la production. Le taux de déclin de pression est lié à la taille du chapeau de gaz. Le GOR augmente lentement dans les premiers stades de la production d'un tel réservoir en raison de la pression du chapeau de gaz qui empêche le gaz de s'échapper dans l'huile [9].

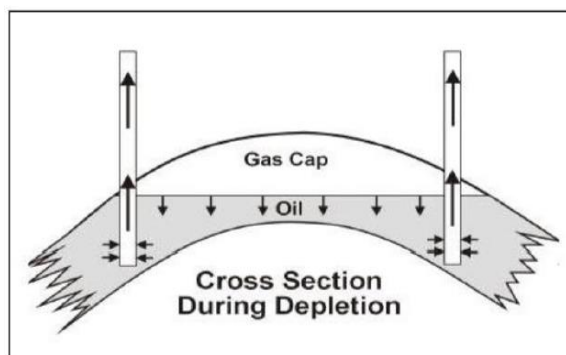
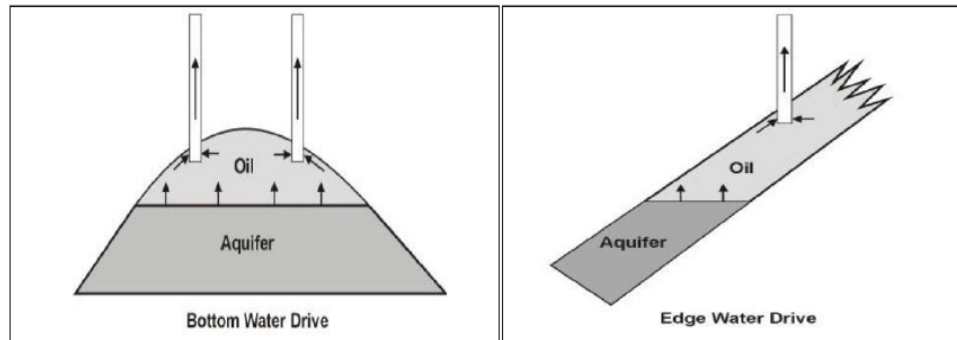


Figure I.10 : Gas cap drive. [9]

**d) Expansion d'aquifère**

L'énergie de drainage est fournie par l'aquifère qui s'interface avec l'huile dans le réservoir au niveau du contact huile-eau (WOC). Au fur et à mesure la production et le soutirage de l'huile du réservoir, l'aquifère se dilate en déplaçant l'huile. On distingue deux types de water drive [9] :

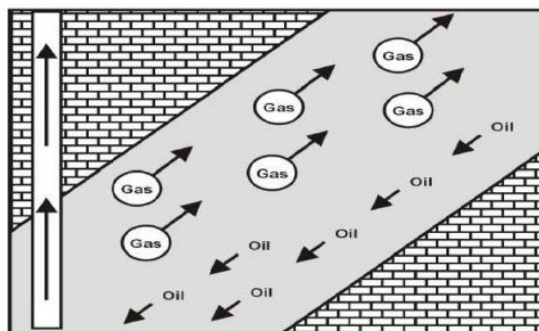
- Bottom water drive : par toute la surface du contact huile – eau (WOC),
- Edge water drive : par les bords du gisement.



**Figure I.11** : Water drive. [9]

**e) Régime de drainage gravitaire**

La différence entre les densités de l'huile, l'eau et le gaz mène vers la ségrégation naturelle des fluides dans le réservoir. Ce procédé peut être utilisé comme étant un mécanisme de drainage, mais il est relativement faible et pratiquement il est combiné avec autres mécanismes de drainage. La figure I.12 représente l'effet de gravité dans le réservoir [9].

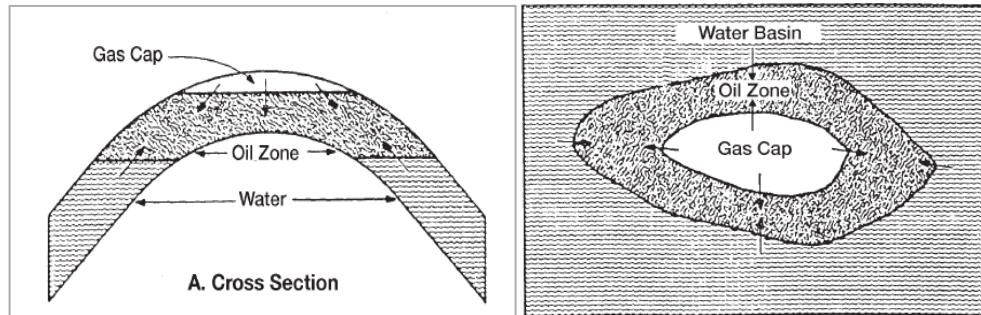


**Figure I.12** : Drainage par gravité. [9]

**f) Régime de drainage combiné**

En pratique, un réservoir comprend généralement au moins deux mécanismes de drainage principaux. Il est à rappeler que le management du réservoir avec les différents mécanismes de drainage peut être diamétralement opposé. Si deux mécanismes existent, un compromis

doit être trouvé qui tient en compte les caractéristiques de chaque mécanisme à savoir la taille du chapeau de gaz, et la taille et la perméabilité de l'aquifère [6].



**Figure I.13** : Drainage combiné. [6]

### I.3.2 La récupération secondaire

La récupération par drainage naturel dépasse assez rarement 30 % des volumes en place, et est souvent inférieure à cette valeur en ce qui concerne les gisements d'huile. C'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans ces gisements de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les procédés utilisés sont l'injection d'eau et l'injection de gaz, ces méthodes sont mises en œuvre dans un second temps après la décompression du gisement [10].

#### a) Injection d'eau

C'est le procédé le plus ancien, et largement employé. Le but principal est d'augmenter la récupération et d'accélérer la production, ou plus précisément de diminuer son déclin. L'injection peut être soit de type réparti dans la zone à huile, soit du type périphérique dans l'aquifère existant. Pendant l'injection d'eau, le rapport de mobilité  $M$  est souvent favorable pour une huile légère viscosité faible et pas trop défavorable pour une huile relativement lourde [10].

#### b) Injection de gaz

Cette méthode peut parfois être envisagée concurremment à l'injection d'eau quand il y a, à proximité du gisement, une source de gaz. Le drainage par le gaz est moins efficace que celui par l'eau ; en effet, le gaz ne mouille pas la roche et se déplace simultanément à l'huile dès que sa saturation devient de l'ordre de 5 à 10 %. Cependant, les investissements sont moins importants que dans le cas d'une injection d'eau. En effet, le nombre de puits nécessaires est moindre par suite de la grande facilité de circulation du gaz. Il y a deux types de drainage :

- Injection de gaz dans un gas-cap existant.
- Injection de gaz directement dans l'huile.

En général, le gaz injecté n'est pas miscible avec l'huile. Il y a parfois miscibilité lorsque l'huile est légère et à haute pression. Dans ce dernier cas l'injection est plus efficace, car l'efficacité au niveau microscopique est nettement améliorée. Il existe plusieurs types de gaz à injecter à savoir [10] :

- Gaz hydrocarbures (GPL, gaz riche, gaz pauvre).
- Dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>.
- Azote N<sub>2</sub>.

### c) Cyclage du gaz dans un gisement de gaz à condensat

Il s'agit d'améliorer la récupération en condensat qui est un produit à haute valorisation. Du gaz sec est injecté dans le gisement, de façon à "maintenir" la pression et donc à éviter les pertes de gazoline, ou condensat, dans les pores, cette gazoline apparaissant pour des pressions inférieures à la pression de rosée rétrograde. On réinjecte une partie (parfois la totalité) du gaz produit. La récupération en condensat sera nettement améliorée (> 60%) [10].

## I.3.3 Récupération tertiaire

### I.3.3.1 Concepts de la récupération assistée EOR

La récupération du pétrole tout au long de la durée de vie du réservoir est classée en trois étapes principales : primaire, secondaire et tertiaire, appelée EOR. Les réservoirs qui ne peuvent pas produire de pétrole par épuisement naturel sont candidats à la mise en œuvre de la récupération tertiaire. De nombreux paramètres effectifs dans le réservoir de pétrole déplacent le plan de production vers la récupération tertiaire. L'adversité de la mouillabilité, la profondeur du réservoir et la viscosité des hydrocarbures sont des paramètres rendant l'utilisation de l'EOR inévitable. De plus, une partie du pétrole résiduel immobilisé dans la production primaire ou secondaire peut être déplacée par certaines méthodes EOR avancées [11].

### I.3.3.2 Méthodes chimiques

**a) Utilisation de solutions de polymères dans l'eau :** Le but est d'améliorer l'efficacité de balayage en augmentant la viscosité de l'eau, ce qui a pour effet de donner un meilleur rapport de mobilité. La viscosité de l'eau peut ainsi être augmentée jusqu'à 50 fois.

**b) Utilisation de tensio-actifs et de micro-émulsion :** Le but est d'améliorer l'efficacité de déplacement (microscopique) par réduction ou annulation de la tension interfaciale eau-hydrocarbures. On peut injecter un bouchon de tensio-actifs à forte concentration dans l'eau ou une micro-émulsion. La propriété essentielle d'une micro-émulsion est d'être miscible à

la fois avec l'huile et avec l'eau (miscibilité totale). La récupération est ainsi nettement améliorée. Mais les coûts techniques sont très élevés [11].

### I.3.3.3 Méthodes miscibles

**a) Utilisation du gaz carbonique :** Son action va diminuer les forces capillaires (il est plus ou moins miscible avec l'eau, le gaz ou l'huile en place). Elle va également diminuer la viscosité de l'huile et augmenter son volume de 10 à 20 %. On utilise le gaz carbonique soit en injection gazeuse, soit dissous dans l'eau injectée. Là encore les coûts sont très élevés.

**b) Injection de gaz d'hydrocarbure :** L'injection de gaz d'hydrocarbures est connue comme la méthode EOR la plus ancienne. Dans cette méthode, un surplus de gaz d'hydrocarbures légers associés ou libres est injecté pour augmenter la récupération du pétrole. Cette méthode est utilisée là où de grandes ressources de gaz naturel sont disponibles.

**c) N<sub>2</sub> - Injection de gaz de combustion :** La disponibilité et le coût du fluide injecté sont les principales contraintes pour la mise en œuvre des processus EOR. L'azote et les gaz de combustion sont les gaz les moins chers et largement disponibles qui peuvent être utilisés pour améliorer la récupération du pétrole. Bien que le N<sub>2</sub> et les gaz de combustion conviennent à une application en tant que fluides de déplacement comme le CO<sub>2</sub>, ils nécessitent généralement des pressions beaucoup plus élevées pour atteindre les conditions de miscibilité [5].

### I.3.3.4 Méthodes thermiques

**a) Injection de vapeur :** Cette méthode agit sur la viscosité de l'huile. L'injection de vapeur peut avoir lieu en continu ou cycliquement. Dans ce dernier cas, qui est plutôt une méthode de stimulation, on commence par injecter de la vapeur, on laisse alors le puits fermé quelque temps et on le met en production et ainsi de suite plusieurs fois. Cette technique est assez développée à l'heure actuelle.

**b) Combustion in situ :** Cette méthode est surtout applicable aux gisements d'huile très visqueuse. Elle consiste à brûler une partie des hydrocarbures en place en injectant de l'air dans le gisement, de manière à diminuer la viscosité de l'huile résiduelle. Elle est peu utilisée actuellement [11].

### I.3.4 Facteurs influant sur la récupération EOR

- L'équation de récupération de l'huile est donnée par la relation suivante :

$$N_p = E_D E_A E_i ( S_o V_p / B_o ) \quad (I.9)$$

a) **L'efficacité de Récupération Globale** : L'efficacité globale de récupération  $E$  de n'importe quel processus de déplacement fluide est donnée par le produit de l'efficacité de déplacement macroscopique ou volumétrique,  $E_v$  et l'efficacité de déplacement microscopique  $E_d$ .

$$E = E_v E_d \quad (I.10)$$

b) **L'efficacité de déplacement macroscopique (volumétrique)  $E_v$**  : L'efficacité de déplacement macroscopique est une mesure de la façon dont le fluide déplaceur est venu en contact avec les parties huileuses du réservoir. L'efficacité de déplacement microscopique est une mesure de la façon dont le fluide déplaçant mobilise l'huile résiduelle dès que le fluide est venu en contact avec l'huile. L'efficacité de déplacement macroscopique est :

$$E_v = E_A E_i \quad (I.11)$$

c) **L'efficacité du balayage  $E_A$**  : L'efficacité du balayage  $E_A$  est la fraction du motif qui est balayé par le fluide de remplacement. Les principaux facteurs déterminant le balayage zonal sont :

- Mobilités des fluides.
- L'arrangement des puits (pattern type).
- Hétérogénéité
- Volume Total de liquide injecté.

d) **L'efficacité du balayage vertical  $E_i$**  : L'efficacité du balayage vertical  $E_i$  est la fraction de la section verticale de la zone de paye qui est contactée par des fluides injectés. L'efficacité du balayage vertical dépend principalement de :

- Hétérogénéité verticale.
- Degré de gravité ségrégation.
- Fluide mobilités.
- Injection de volume Total.

e) **L'efficacité de déplacement microscopique  $E_D$**  : L'efficacité de déplacement  $E_D$  est la fraction d'huile mobile qui a été déplacée de la zone balayée à tout moment donné par le volume injecté. Parce qu'une injection de gaz non miscibles ou balayage laissera toujours derrière une certaine huile résiduelle,  $E_D$  sera toujours inférieure à 1,0.

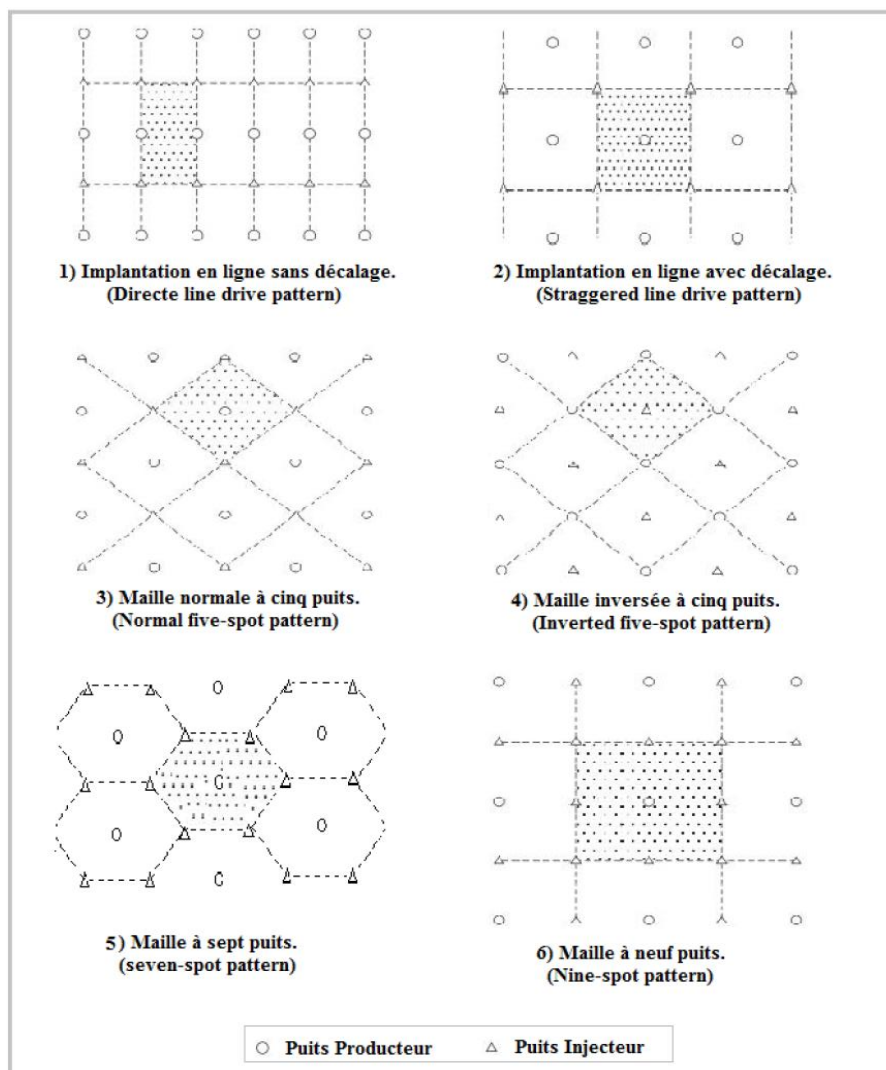
Les Facteurs contrôlant l'efficacité microscopique [11] :



- Tension inter-faciale.
- Mouillabilité.
- Pression capillaire.
- Perméabilité relative.

### I.3.5 L'arrangement des puits

Différents modèles de puits d'injection/de production sont utilisés dans le processus de repositionner le réservoir. La figure I.17 montre un certain nombre de ces modèles. Le modèle ponctuel 5 est la méthode la plus largement utilisée dans les méthodes de récupération et d'injection. Les règles et les facteurs qui s'appliquent à l'état des cinq points peuvent également être utilisés pour d'autres modèles. Les changements de perméation ont souvent un effet spécial sur les rendements surfaciques [10].



**Figure I.14 :** Schémas d'injection utilisés dans les méthodes de récupération améliorée.

[10]

---

---

**CHAPITRE II :**  
**Théorie des déplacements miscibles**

---

---

## **Introduction**

La plupart des gisements pétroliers en production deviennent matures ; ainsi, ils sont proches de la partie déclin de leur durée de vie de production. De plus, un nouveau gisement de pétrole découvertes ne sont pas suffisantes pour maintenir la production mondiale totale de pétrole stable. Donc, l'application de nouvelles méthodes pour augmenter la récupération du pétrole des champs pétrolifères matures est obligatoire [5].

Les méthodes de récupération assistée du pétrole (EOR) impliquent l'application de forces externes et matériaux pour diriger les mécanismes de production de pétrole de manière à augmenter la récupération du pétrole. EOR les méthodes sont classées en trois grandes catégories : les méthodes au gaz, les méthodes chimiques et méthodes thermiques. Les méthodes EOR conviennent aux réservoirs avec certaines caractérisations spécifiques ; par conséquent, le criblage des réservoirs pour les méthodes EOR est effectué avant conception et mise en œuvre sur le terrain des méthodes EOR [5].

Les méthodes miscibles favorisent des échanges thermodynamiques entre l'huile du gisement et le fluide injecté afin de réduire les forces capillaires. La qualité du fluide à injecter est définie en fonction du type de gisement : gaz carbonique utilisé seul ou suivi d'eau, GPL sous pression, méthane enrichi en hydrocarbures légers, azote sous forte pression. L'utilisation de cette méthode, qui permet d'améliorer la récupération, est toutefois restreinte en raison de problèmes pratiques d'application sur les champs et de considérations économiques [5].

### **II.1. Procédés non miscibles et miscibles**

En cas de déplacement non miscible, il existe une interface entre le pétrole brut piégé et le fluide injecté, et par conséquent, une pression capillaire sera également établie en raison de l'interface prémentionnée. Les avantages non miscibles des inondations résultent principalement du maintien de la pression du réservoir. Les saturations résiduelles d'huile peuvent probablement être plus élevées que celles des déplacements miscibles puisque les deux fluides sont non miscibles. Par conséquent, le déplacement miscible atteint des facteurs de récupération plus élevés que non miscible. La miscibilité est théoriquement référée aux cas dans lesquels il n'y a pas d'interface entre les deux phases impliquées [12].

## II.2. La miscibilité

Sous l'appellation d'entraînement miscible viennent les déplacements de fluide au cours desquels le fluide déplaçant et le fluide déplacé deviennent miscibles en toutes proportions, au moins dans une mesure locale. Le terme miscible signifie le mélange de deux fluides comme l'huile et le CO<sub>2</sub> pour former fluide monophasique. L'utilisation du moteur à gaz miscible s'est développée rapidement et représente 50 % de production EOR.

La miscibilité est un phénomène qui se produit entre l'huile du réservoir et le gaz injecté. Elle permet le développement -au niveau du front d'injection- d'une zone de mélange où l'huile et le gaz ne forment qu'une seule phase dans laquelle les propriétés des deux fluides se confondent et où les tensions interfaciales entre les deux fluides sont nulles.

L'étude du développement de la miscibilité passe par la détermination des conditions de miscibilité entre les phases gaz/huile. Le développement de la miscibilité est conditionné par :

- La composition du gaz et de l'huile du réservoir.
- La pression et la température opératoire.

Cependant, la composition de l'huile et la température du réservoir sont des constantes. La pression du réservoir est fonction de la période et du mode d'exploitation, de même la composition du gaz est également soumise à des contraintes d'exploitation. De ce fait ces deux paramètres sont variables, et l'étude de la miscibilité devra inclure leurs évolutions possibles [5,13].

## II.3. Miscibilité thermodynamique

Le gaz utilisé pour déplacer le pétrole du réservoir lors de la récupération secondaire par injection de gaz est presque toujours un mélange d'hydrocarbures. Ainsi, le gaz et le pétrole contiennent tous deux des hydrocarbures légers (principalement du méthane), des hydrocarbures intermédiaires (éthane à hexane) et des fractions lourdes (heptane et plus, ou C<sub>7+</sub>) mais dans des proportions complètement différentes [14].

Alors qu'un gaz associé peut contenir (en pourcentage molaire) plus de 80 % de méthane et seulement 0,5 % de C<sub>7+</sub>, même un pétrole très léger, comme celui de Hassi-Messaoud, ne contiendra que 30 à 40 % de méthane et plus de 25 % de C<sub>7+</sub> aux conditions du réservoir. D'autre part, si l'on considère la grande variété de fluides de réservoir rencontrés dans le monde, on trouve deux gammes de composition larges et pratiquement superposées pour les

gaz naturels et les pétroles bruts. Par exemple, un condensat de gaz rétrograde riche en condensables et une huile très légère ont des compositions très proches [14].

On voit ainsi que, lors de l'injection de gaz dans un réservoir pétrolier, tant que les fluides d'origine ne sont pas complètement différents en composition, il y aura un échange progressif de composants entre les deux fluides et leurs compositions deviendront plus semblables. A terme une partie de la phase gazeuse et une partie de la phase huileuse ne seront plus séparées par une interface et deviendront ainsi miscibles [14].

Dans les sections suivantes, nous décrirons plus en détail les différents types de déplacement miscible à l'aide d'une représentation graphique de la composition des fluides appelée "diagramme ternaire" [14].

## II.4. Diagramme ternaire

### II.4.1 Principe d'un diagramme ternaire

Considérons une roche composée de trois constituants A, B et C dans les proportions  $x_A$ ,  $x_B$  et  $x_C$ , respectivement. Alors, on peut représenter graphiquement sa composition dans un diagramme ternaire. Les trois constituants purs sont les sommets d'un triangle équilatéral, et la composition de la roche est représentée par un point (jaune dans la figure) dans ce triangle (ici, on a pris  $x_A = 50\%$ ,  $x_B = 30\%$  et  $x_C = 20\%$ ) [15].

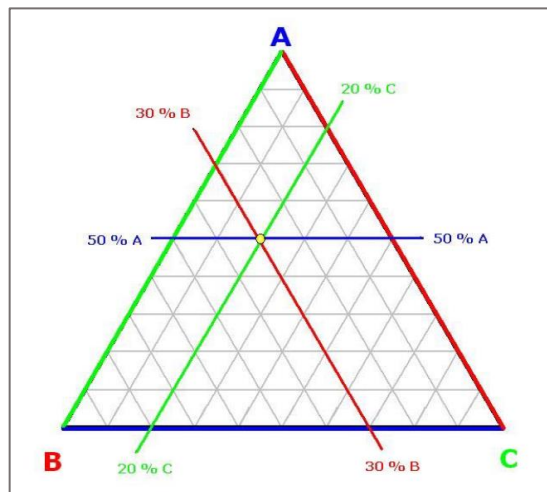


Figure II.1 : Diagramme ternaire. [15]

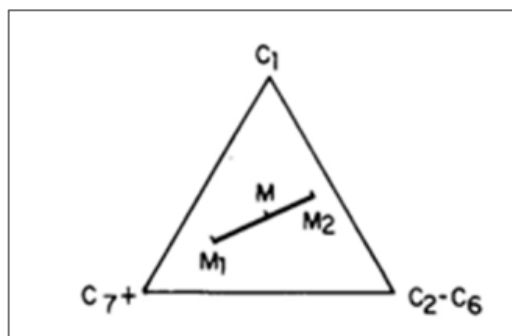
Dès lors, plus ce point est proche de A, par exemple, plus la proportion de A dans la roche est grande. S'il est sur A, la roche est entièrement composée du constituant A. Inversement, s'il est sur le côté [BC], la roche ne contient pas le constituant A, et est donc uniquement composée des constituants B et C [15].

### II.4.2 Diagramme ternaire et la miscibilité

La miscibilité thermodynamique peut être plus facilement décrite si l'on représente des mélanges complexes d'hydrocarbures par une combinaison de trois composants arbitraires constitués de groupes d'hydrocarbures aux propriétés thermodynamiques similaires :

- a) Les composants légers, principalement le méthane  $C_1$ , et éventuellement  $N_2$ ...
- b) Les composants intermédiaires, par exemple  $C_2$ - $C_6$  (tous hydrocarbures de l'éthane à l'hexane compris), et éventuellement  $CO_2$ ,  $H_2S$ ... Les hydrocarbures intermédiaires jouent un rôle majeur dans l'équilibre thermodynamique, tous les mélanges étant qualifiés de riches ou pauvres en ces composants.
- c) Les composants lourds, par exemple  $C_{7+}$  ( $C_7$  et hydrocarbures plus lourds). Cette division est complètement arbitraire. On pourrait par exemple prendre les groupes  $C_2$ - $C_4$  et  $C_{5+}$  au lieu de  $C_2$ - $C_6$  et  $C_{7+}$ , ce qui aurait peu d'effet sur la description du comportement de phase.

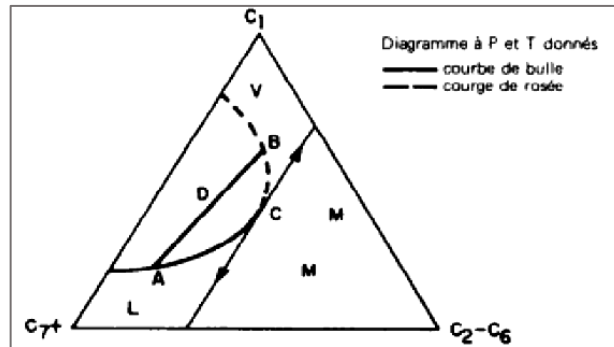
Après avoir choisi les trois composantes, on peut tracer un triangle équilatéral dont chaque sommet représente une des composantes. On peut montrer que le point M représentant tous les mélanges de deux systèmes d'hydrocarbures  $M_1$  et  $M_2$  se trouve sur la droite  $M_1M_2$  (Fig. II.2) [14].



**Figure II.2 :** Diagramme ternaire. [14]

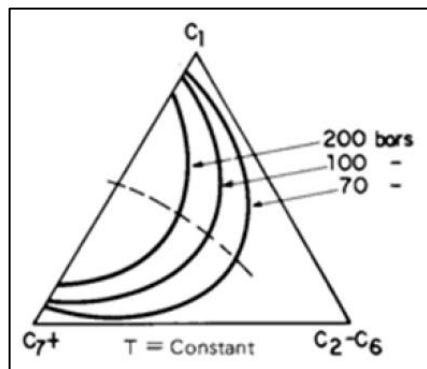
A pression et température quelconques, le point M peut représenter, selon sa position à l'intérieur du triangle, soit un fluide monophasique, soit un fluide diphasique. On peut tracer sur le diagramme ternaire, pour une combinaison donnée de P et T, les courbes délimitant la région diphasique D : la courbe de bulle et la courbe de rosée. La composition correspondant au point C (Fig. II.3) est celle du mélange des trois composants choisis pour lesquels la température et la pression données sont la température et la pression critiques. Pour tout liquide saturé A donné, il existe une vapeur saturée correspondante B avec laquelle il est en équilibre. La ligne AB est appelée "ligne de liaison", et il est évident que chaque point de

cette ligne représente un mélange diphasique dont les compositions des phases liquide et vapeur sont respectivement A et B [14].

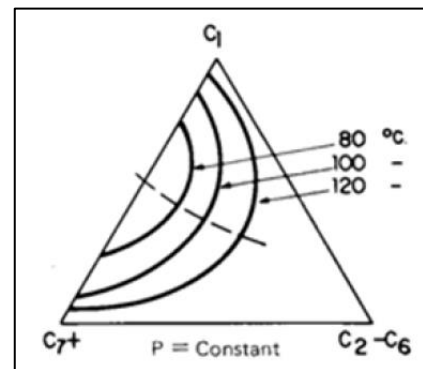


**Figure II.3 :** Diagramme ternaire à pression et température données. [14]

Si nous déplaçons la ligne de liaison vers le point critique, elle y tend vers une tangente. A gauche de cette tangente se trouve la zone V dans laquelle les mélanges sont en phase vapeur, et la zone L dans laquelle ils sont en phase liquide. Les mélanges d'hydrocarbures V et L ne sont pas miscibles en toutes proportions. A droite de la tangente se trouve la zone M dans laquelle les mélanges sont dits « supercritiques ». Les mélanges de la zone M sont tous miscibles entre eux et sont également miscibles avec ceux des zones V et L tant que la droite joignant un point de la zone M à un point des zones V ou L ne coupe pas les courbes de rosée ou de bulle [14].



**Figure II.4 :** La région diphasique varie avec la pression à température constante. [14]



**Figure II.5 :** La région diphasique varie avec la température à pression constante. [14]

On voit que haute pression et basse température sont des conditions très favorables aux déplacements miscibles, car elles réduisent considérablement la taille de la région diphasique [14].

### II.5. Types de miscibilité

L'importance de chaque mécanisme dépend de la pression et de la température du réservoir. Le processus miscible se produit à des températures et des pressions élevées, et le processus non miscible dans des conditions de pression et de température inférieures. Cela rend clair distinction entre ces processus, ce qui conduit à son tour à des performances différentes compte tenu de la récupération de pétrole supplémentaire associée à chacun d'eux [5].

Mais que signifie être miscible ? Ou plus exactement, quelles conditions faire un flot de gaz considéré comme miscible ? Théoriquement, lorsque le gaz associé est injecté dans un réservoir d'huile, Dans ce cas, nous considérons qu'il s'agit de CO<sub>2</sub>. Il y a un niveau de pression minimum - en dessous de cette valeur CO<sub>2</sub> et l'huile ne sont plus miscibles. L'augmentation de la pression entraîne une augmentation du CO<sub>2</sub> densité, ce qui réduit la différence de densité entre le pétrole brut et le CO<sub>2</sub>. Comme une conséquence, la tension interfaciale entre le pétrole brut et le CO<sub>2</sub> disparaît, et ils s'atteindront solubilité l'une dans l'autre. Cette pression minimale est appelée miscibilité minimale pression (MMP) [16,17].

Les impacts des impuretés ne sont pas générales et dépendent du type de composants. Ajout de H<sub>2</sub>S entraîne une réduction du MMP, tandis que l'ajout de N<sub>2</sub> entraîne une augmentation du CO<sub>2</sub>-huile Valeur MMP.

Comme discuté précédemment, la pression à laquelle la miscibilité se produit est définie comme MMP. Fournir cette condition pendant le processus d'injection conduira à un gaz associé miscible, dans lequel la récupération serait aussi élevée que 90%, théoriquement [5].

Concernant l'injection de gaz associée, il existe deux types d'inondations miscibles, appelées suit [18] :

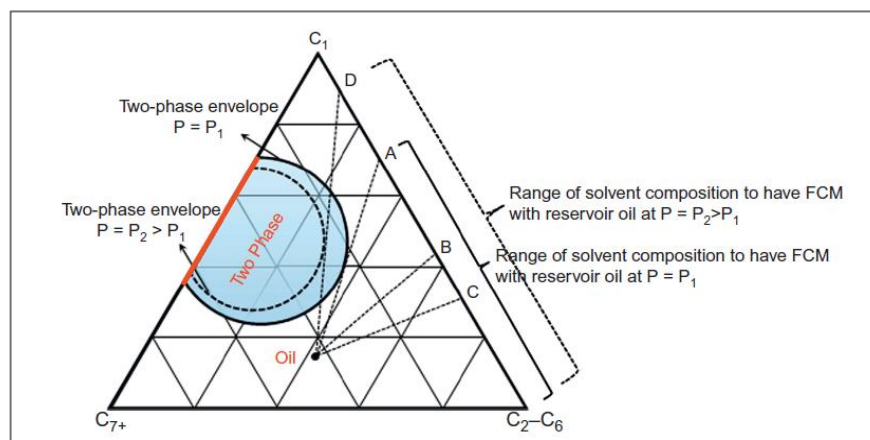
**a) Miscibilité au premier contact (FCM) :** dans ce processus, le gaz et le pétrole brut associés sont mélangés dans tous proportions au premier contact, formant une seule solution homogène.

**b) Miscibilité par contacts multiples (MCM) :** généralement, le gaz et le pétrole brut associés ne sont pas miscibles au premier contact. En effet, la miscibilité se produit dynamiquement lors de multiples contacts au sein du réservoir. Ce type de miscibilité est appelé MCM. Pendant Ça processus, la composition des solutions (fluides d'injection et de réservoir) est modifiée par un transfert de masse entre le gaz associé et le pétrole brut.



### II.5.1 Miscibilité première contact

Deux fluides sont miscibles en premier contact si leur mélange forme une seule phase pour toute proportion choisie. Le diagramme ternaire est utilisé pour illustrer les conditions de FCM, MCM et de l'immiscibilité. Si la ligne droite qui lie le fluide injecté et l'huile du réservoir ne passe pas par la zone diphasique, le déplacement va être en une seule phase hydrocarbure qui change en composition : de l'huile du réservoir vers le fluide injecté en passant par une zone de transition (mélange d'huile/fluide injecté). Il y'a un domaine de composition du fluide injecté dans lequel ce fluide sera miscible avec l'huile du réservoir dans des conditions de pression et de température bien précises (Fig. II.6) [5].



**Figure II.6 :** Miscibilité première contact (FCM). [5]

Afin de déterminer les conditions de miscibilité, c'est-à-dire la possibilité du procédé FCM, il est essentiel de prédire avec précision le comportement des phases des fluides au contact [19].

Comme le montre cette figure,  $C_1$  et  $C_{2-6}$  permettent de réaliser un mélange monophasique en toutes proportions. Il en est de même pour tous les mélanges de  $C_{2-6}$  et  $C_{7+}$ . Cependant,  $C_1$  et  $C_{7+}$  ne peuvent faire un mélange monophasique que dans une certaine plage de rapports de mélange. La ligne rouge sur le bord de  $C_1 - C_{7+}$  représente la composition des solutions mixtes, qui ne formeront pas une seule phase à une certaine pression de  $P_1$ . Pour des pressions égales ou supérieures à  $P_1$ , le rapport de composition du pétrole brut est compris entre la région à deux phases [5].

La miscibilité première contact peut être réalisée pour un gaz riche en composants lourds ou sous une grande pression pour les gaz légers. La figure II.6 montre que les hydrocarbures

à grandes masses moléculaires sont miscibles avec l'huile, dans la plupart des conditions du réservoir [19].

### II.5.2 Miscibilité Multi Contact

Un fluide injecté n'est pas miscible avec l'huile du réservoir au premier contact, la miscibilité peut être réalisée graduellement par un transfert de masse entre les deux phases.

Le transfert de masse in-situ des composants avec une masse moléculaire intermédiaire entre le gaz et l'huile donne des mélanges qui sont miscibles avec soit le gaz injecté ou l'huile en place. La miscibilité multi contact est catégorisée en mécanisme de vaporisation, mécanisme de condensation et mécanisme condensation/vaporisation [19].

#### a) Mécanisme de vaporisation

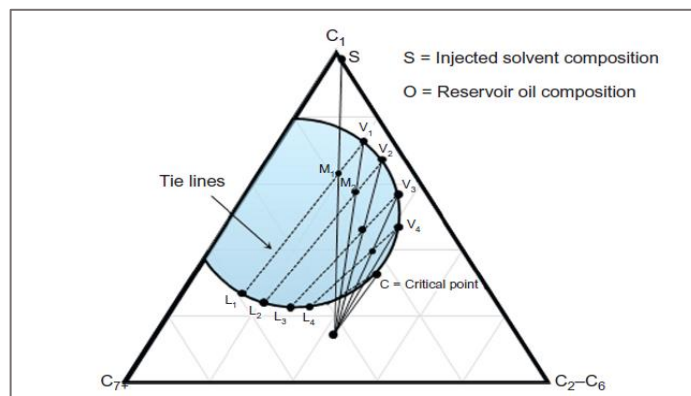
Dans le mécanisme de vaporisation, le fluide injecté est un gaz léger contenant principalement du méthane et d'autres hydrocarbures de faible poids moléculaire. Les hydrocarbures de poids moléculaire moyen de l'huile du réservoir se vaporisent dans le liquide injecté. Dans de bonnes conditions, cet enrichissement peut modifier la composition du fluide injecté pour le rendre miscible à l'huile. La miscibilité avec le gaz naturel, le CO<sub>2</sub> ou l'azote N<sub>2</sub> est obtenue tant que la pression dans le réservoir est supérieure à la pression minimale de mélange [19].

Lorsqu'on décrit un processus à l'aide d'un diagramme ternaire, on suppose qu'il existe un équilibre thermodynamique entre les différentes phases. Supposons que le gaz injecté (point "S" de la figure II.7) contient principalement des composants légers C<sub>1</sub>. Le point "O" représente l'huile dans le réservoir. Comme mentionné ci-dessus, l'huile in situ et le gaz injecté ne se mélangent pas lors du contact initial car la ligne de fonctionnement entre eux passe par l'enveloppe de phase [19].

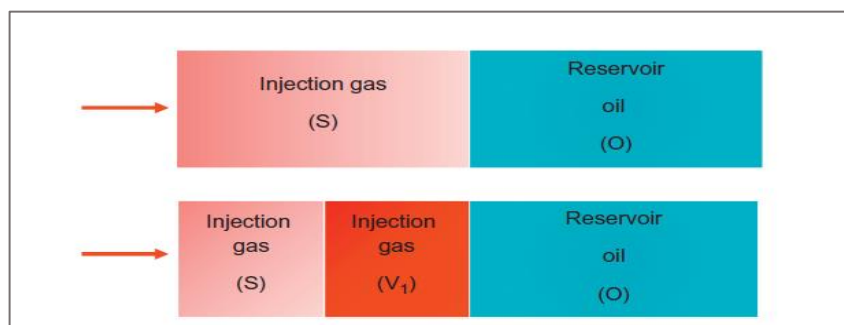
Le développement de la miscibilité est effectué comme suit :

- Le contact du gaz injecté 'S' avec l'huile 'O' forme un mélange 'M1' qui est divisé en deux phases équilibrées : un liquide L1 et un gaz V1, déterminées par la ligne d'équilibre. Il faut mentionner que la phase gazeuse V1 est le gaz original 'S' après son enrichissement par des fractions lourdes et intermédiaires de la phase huile.
- Le gaz V1 a une mobilité supérieure à celle du L1 par la suite, il va avancer et faire un contact plus vaste avec une nouvelle huile pour former un mélange M2. Le mélange M2 est divisé en gaz V2 et liquide L2. Le gaz V2 est particulièrement plus riche en éléments intermédiaires.

- Pour la prochaine étape V2 dépasse L2 grâce à sa grande mobilité et fait son contact avec la nouvelle huile pour former un mélange M3 qui est divisé en L3 et V3, et le processus continue avec la même manière.
- Après certaines étapes la phase gazeuse ne forme plus les deux phases quand elle est en contact avec la nouvelle huile. D'un autre terme la ligne opérationnelle entre 'O' et la phase gazeuse ne passe pas à travers la zone diphasique et le gaz devient miscible avec l'huile au point 'C', où la tangente au point critique, qui est la ligne d'équilibre critique, passe par le point de composition d'huile 'O'.



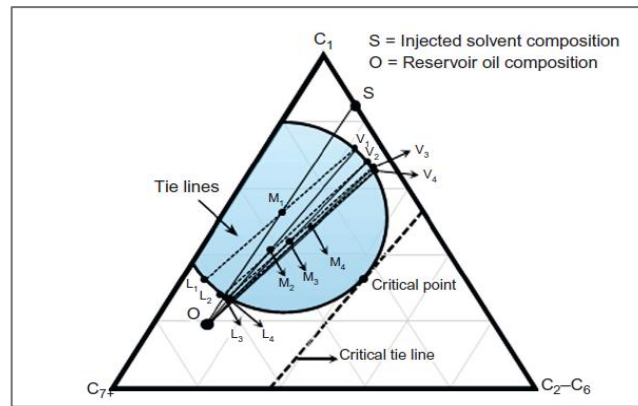
**Figure II.7 :** Diagramme représentant le mécanisme de vaporisation. [19]



**Figure II.8 :** Vue frontale du processus de vaporisation. [5]

Dans un mécanisme de vaporisation avec une zone de transition, la miscibilité est réalisée devant le déplacement du gaz, la composition du gaz passant progressivement de celle du gaz injecté à celle critique. Il y aura alors un déplacement en forme de piston de l'huile du réservoir à travers cette étape miscible [19].

Figure II.9 montre un schéma d'un déplacement non miscible. Le gaz injecté dans 'S' n'atteint pas la miscibilité multi-contact avec l'huile 'O'. En autre terme l'enrichissement du gaz avancé est limité par la ligne d'équilibre.

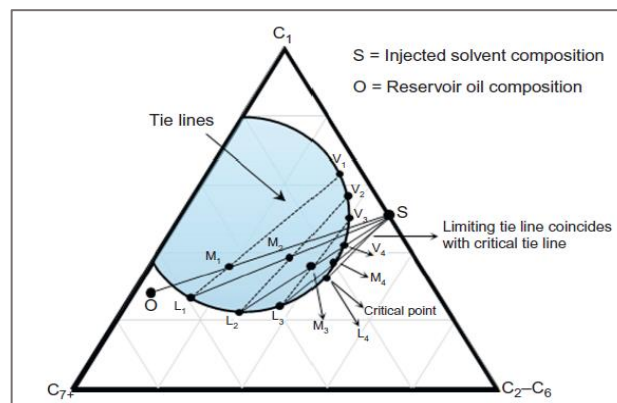


**Figure II.9 :** Schéma d'un déplacement immiscible. [19]

Il a été expliqué que la miscibilité ne peut pas être obtenue lorsque la composition du pétrole et du gaz injectés se situe du même côté de la ligne d'équilibre critique [19].

### b) Mécanisme de condensation

Dans ce mécanisme la miscibilité dynamique est la conséquence d'un transfert massique des molécules d'hydrocarbures intermédiaires, principalement de l'éthane jusqu'à le butane, du fluide injecté vers l'huile du réservoir. Ensuite l'huile –dont sa composition est modifiée devient miscible avec le fluide injecté. Alors le fluide injecté doit contenir une quantité significative des composants intermédiaires, au lieu qu'il soit un gaz sec [19].

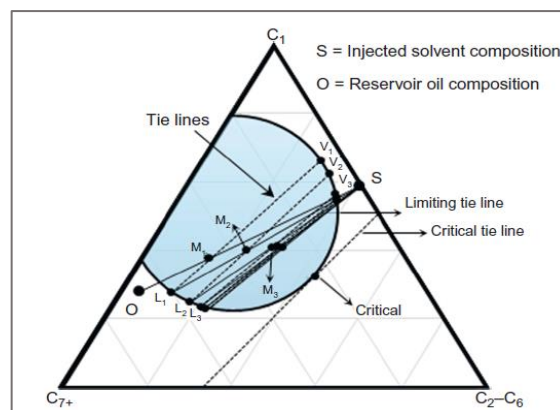


**Figure II.10 :** Diagramme représentant le mécanisme de condensation. [19]

Supposons une huile 'O' et un gaz injecté 'S' (Fig. II.10) qui sont dans des côtés opposés par rapport à la ligne d'équilibre critique (mais inversé par rapport au mécanisme de vaporisation (Fig. II.7)). L'huile et le fluide injecté ne sont pas miscible initialement comme leur ligne opérationnelle passe à travers la zone diphasique. M1 est le premier mélange résultant après le premier contact de 'S' et 'O'. M1 va être divisé en liquide L1 et gaz V1 qui sont en équilibre à ce point dans le réservoir. La phase liquide L1 est plus riche en composants intermédiaires que l'huile originale 'O'. La phase gazeuse V1 se déplace plus

rapidement grâce à sa grande mobilité et laisse la phase huile L1 pour se mélanger avec un nouveau fluide injecté 'S' et forme un mélange M2. Le nouveau mélange va être divisé en liquide L2 et gaz V2. Le liquide L2 se trouve plus proche du point critique que L1 et il est très riche en composants intermédiaires. Le gaz va continuer son chemin à travers la phase liquide et par la suite le liquide L2 fait son contact avec un nouveau gaz injecté pour former le mélange M3 et ainsi de suite. En continuant l'injection du solvant 'S' la composition de la phase liquide va être modifiée progressivement de la même façon le long de la courbe de bulle jusqu'à ce qu'elle atteigne le point critique. Le fluide au point critique est miscible avec le fluide injecté 'S'.

Pour obtenir une miscibilité dynamique du condensat avec une huile dont la composition se situe à gauche de la courbe d'équilibre critique, la composition du gaz enrichi doit se trouver à droite de la courbe d'équilibre égale à l'échéance. Si le gaz injecté contient moins d'hydrocarbures intermédiaires de sorte que les deux composants de l'huile et du gaz injecté sont du côté diphasique de la ligne d'équilibre critique, l'huile ne peut pas être enrichie jusqu'au point de miscibilité [19].



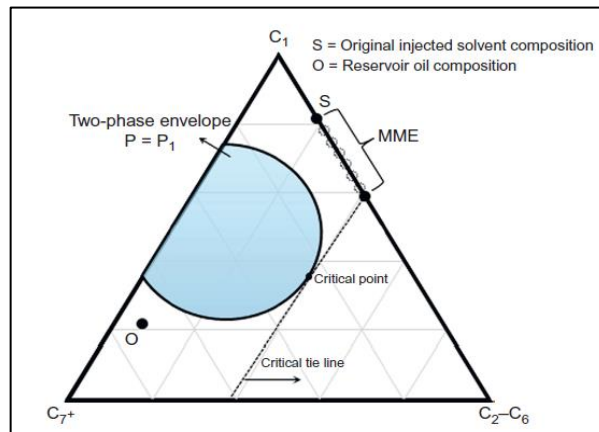
**Figure II.11 :** Représentation de la miscibilité non développée pendant le processus d'entraînement des gaz de condensation. [19]

Dans la figure II.11, l'enrichissement de la phase liquide (L1, L2, ...) continu jusqu'au point où le mélange résultant se trouve sur la ligne d'équilibre qui passe par le point de composition du fluide injecté 'S'. L'enrichissement va arrêter à ce point-là.

Dans le cas du mécanisme de condensation, la composition initiale de l'huile n'affecte pas la miscibilité, le processus n'est contrôlé que par la composition du gaz injecté.

Pour obtenir la miscibilité grâce au mécanisme du condenseur, deux paramètres peuvent être modifiés : la pression du récipient et la composition du liquide injecté. L'effet de

pression réservoir et le concept MMP ont été expliqués précédemment. Il existe une méthode alternative pour obtenir la miscibilité par condensation. La composition du gaz injecté peut être enrichie pour atteindre la miscibilité. L'enrichissement minimal de mélange (MME) d'est défini comme l'enrichissement minimal auquel la ligne d'équilibre critique traverse la composition du gaz injecté (Fig. II.12) [19].



**Figure II.12** : Schéma représentant le concept de l'enrichissement minimal de miscibilité (MME). [19]

### c) Mécanisme de condensation/vaporisation

L'une des caractéristiques du mécanisme hybride est qu'une récupération élevée est obtenue sans atteindre la miscibilité thermodynamique, c'est-à-dire former une phase avec les mêmes propriétés. Dans ce mécanisme, évaporation et condensation ont lieu simultanément. La miscibilité sera réalisée entre l'altération du pétrole et du gaz. A partir de là, la valeur de MMP sera fonction de deux paramètres : la composition de l'huile et la composition du gaz [19].

## II.6. Pression de miscibilité

La pression de miscibilité pour toute combinaison particulière de pétrole et de gaz est donc indépendamment des caractéristiques de la formation et des conditions de déplacement. Ça peut être déterminée expérimentalement à l'aide d'un milieu poreux artificiel à haute perméabilité, en lesquelles des vitesses de fluide élevées peuvent être atteintes et les expériences conclues dans un temps raisonnable. Un long milieu poreux artificiel est fixé verticalement et saturé en huile. A partir d'un échantillon du gaz à injecter, des déplacements sont effectués successivement les pressions croissantes et la reprise obtenue ont été notées. On constatera que la récupération augmente d'abord avec la pression, puis se stabilise. La pression à laquelle la pente de la courbe change est la pression de miscibilité [13].

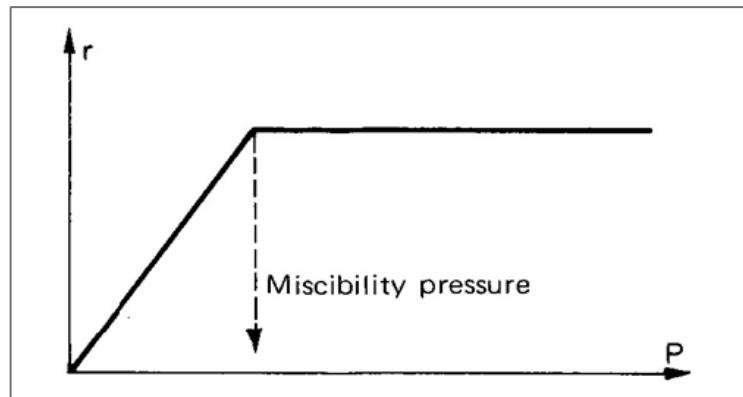


Figure II.13 : Courbe montre le développement de miscibilité pression. [13]

## II.7. Méthodes de base de l'entraînement miscible

Les principales méthodes standard d'entraînement miscible sont :

- Gaz à haute pression injection.
- Injection de gaz enrichi.
- Injection de bouchons de GPL.

### II.7.1 Injection de gaz à haute pression

Dans ce cas, la formation d'une banque miscible est obtenue grâce à la composants intermédiaires du gaz naturel. Le processus est également connu sous le nom de "entraînement au gaz à condensation". Le gaz injecté est relativement riche en  $C_2-C_6$ , et est représenté par le point G sur le diagramme ternaire ; l'huile en place est supposée lourde [13].

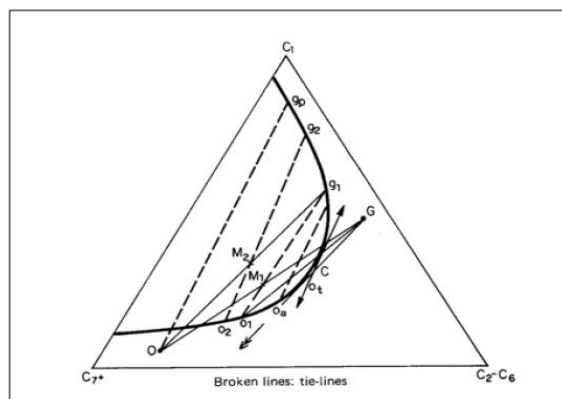


Figure II.14 : Schéma représentant l'injection de gaz à haute pression. [13]

Au démarrage de l'injection de gaz enrichi, le procédé est d'abord du classique type non miscible. Ainsi l'huile résiduelle O est en contact avec le gaz G. On voit que l'huile derrière le front deviendra progressivement plus riche jusqu'à ce qu'elle atteigne le composition O,

tandis que le gaz en contact avec l'huile vierge au front devient progressivement plus sèche que G. D'un diagramme ternaire, on peut facilement apprécier que le plus le gaz utilisé est riche, plus la pression de service peut être faible, toutes autres choses étant égal [13].

### **II.7.2 Injection de gaz enrichi**

Le gaz est enrichi en surface avec des intermédiaires comme le propane et parfois butane. Cependant le propane et le butane sont chers, et leur injection continue pouvait difficilement être envisagée. Dès qu'un banc miscible se forme, l'injection du gaz riche est remplacée par l'injection de gaz sec miscible en toutes proportions avec le gaz riche derrière le front. Dans l'injection de gaz enrichi, les composants nécessaires sont ne se trouvent pas dans le réservoir mais sont obtenus à partir du gaz riche injecté. Le volume du gaz riche requis dépend de la nature du gaz et du pétrole en cause. L'injection de gaz enrichi est le plus adapté pour le déplacement d'huile ne contenant que de petites quantités de intermédiaires, lorsque la température et la pression du réservoir sont modérément élevées [13].

### **II.7.3 Injection de limace de GPL**

Dans cette méthode, la banque miscible est constituée au départ par l'injection de GPL suivi de l'injection de gaz sec G. Le GPL est entièrement miscible avec le réservoir d'huile en place O. Il sera également miscible avec le gaz moteur tant que la pression du réservoir est supérieure à la pression critique du mélange gaz-GPL qui est tant que la ligne LG ne coupe pas la courbe du point de rosée. La limace de GPL ramasse réservoir d'huile au cours du déplacement et sa composition change [13].

## **II.8. Miscibilité dans les fluides de réservoir réels**

Les diagrammes pseudo-ternaires ont été mal utilisés pour décrire le comportement de vrais fluides de réservoir dans les procédés d'injection de gaz, en particulier dans l'estimation de l'optimum de fonctionnement conditions telles que MMP et MME.

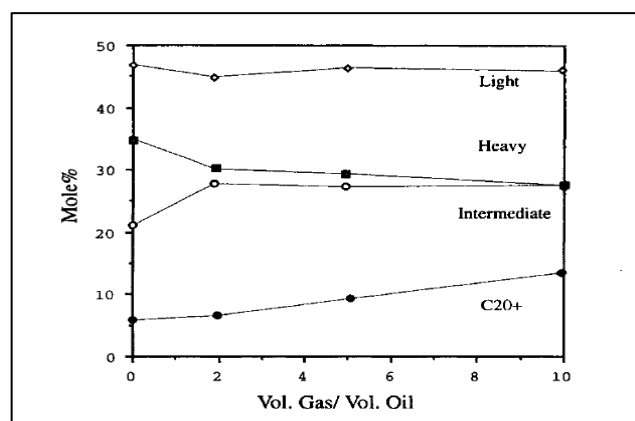
La discussion conceptuelle sur les processus miscibles à contacts multiples, utilisant le diagramme ternaire, n'est pas strictement valable pour les fluides de réservoir réels, et le diagramme ne doit pas être utilisé de manière générale dans la conception de processus réels. L'idée de base de la miscibilité par contact multiple par échange de masse entre les phases et l'exigence d'atteindre la composition critique sont toutes valables pour les systèmes réels. Cependant, l'existence d'un grand nombre de composants dans un vrai fluide de réservoir offre des possibilités supplémentaires de variations de composition et d'obtention de la miscibilité. Dans la discussion suivante, la condition miscible est référée à la condition où la



miscibilité peut juste être atteinte, c'est-à-dire à MMP. A des pressions plus élevées, la miscibilité sera évidemment réalisable [20].

La miscibilité par contact multiple ne peut être obtenue que lorsque le chemin compositionnel passe par l'état critique. Cependant, dans un système réel, il est possible qu'aucune des lignes de liaison limitantes ne passe par le point critique, mais la miscibilité est toujours atteinte. Cela se produira si le fluide atteint un état critique non bords avant ou arrière, mais quelque part dans la zone de transition. Une telle possibilité existe pour les mélanges à plus de trois composants. En effet, le mécanisme prédominant pour obtenir la miscibilité dans l'injection de gaz riche est souvent, sinon toujours, le cas mentionné ci-dessus et pas le mécanisme de condensation décrit pour un système ternaire [20].

Le gaz riche injecté ne contient généralement pas de fractions lourdes présentes dans l'huile. Ainsi, si le gaz d'injection enrichit l'huile en gamme intermédiaire légère, il strippe les fractions les plus lourdes. L'huile du réservoir en contact avec le gaz frais devient initialement plus légère, mais comme elle entre en contact avec plus de gaz et ne perd qu'une partie de ses lourds plus légers, elle a globalement tendance à s'enrichir en fractions très lourdes et devient ainsi moins similaire au gaz d'injection. La figure II.15 montre la variation des groupes de composants mesurés dans la phase huileuse au point d'injection pour une huile de la mer du Nord. Au fur et à mesure que l'huile est mise en contact avec un gaz riche supplémentaire, la concentration de  $C_{7+}$  diminue, allégeant apparemment l'huile sur son chemin vers l'obtention de la miscibilité de condensation. Un examen de la partie lourde, par ex.  $C_{20+}$ , cependant, montre que cette fraction a nettement augmenté en raison de la vaporisation des lourds plus légers. Cette huile ne peut pas devenir miscible avec le gaz d'injection frais [20].



**Figure II.15 :** Variation des groupes de composants dans l'huile en contact au point d'injection avec le rapport de volume de gaz injecté au volume d'huile en contact. [20]

### **Conclusion**

L'injection de gaz miscibles est une des méthodes les plus utilisées pour améliorer la récupération d'hydrocarbures (Enhanced Oil Recovery, EOR). En raison du coût important de cette technique, un haut degré de précision est requis pour prédire le processus. Une telle précision comprend les paramètres de dépistage préliminaires pour le déplacement de gaz miscible, la pression minimale de miscibilité MMP et de la disponibilité du gaz. Le procédé d'injection de gaz miscible à haute pression le plus prometteur, leur efficacité est basée sur les échanges de constituants entre phase gazeuse et phase liquide, plus que sur une miscibilité stricte. Bien que la poursuite des travaux de recherche soit nécessaire pour mieux comprendre leurs mécanismes, particulièrement dans le cas des réservoirs fissurés, les techniques de laboratoire et de calcul existantes sont d'ores et déjà suffisantes pour les applications pratiques. Enfin on peut dire qu'un déplacement miscible est capable de récupérer une quantité très élevée par rapport à un déplacement immiscible tel que l'eau. Un balayage par un fluide miscible va typiquement laisser une petite quantité d'huile résiduelle.

---

## **CHAPITRE III :**

### **Analyse et optimisation de l'injection des gaz associés**

---

### III.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud (HMD) est situé au milieu du désert du Sahara en Algérie, connu pour ses puits de pétrole hautement productifs principalement situés dans des réservoirs cambriens, et est l'un des champs pétroliers les plus complexes au monde, avec une superficie et des réserves estimées de 7075,73 106stdm<sup>3</sup>, c'est le plus grand champ pétrolier d'Algérie, avec 1 800 puits de production et d'injection. Dans l'histoire géologique, ce domaine a connu, d'une part, une forte évolution tectonique, caractérisée par des extrusions et des phases distinctes. D'autre part, la diagenèse dans le réservoir lors de l'enfouissement à travers les temps géologiques jusqu'à la formation du gisement représenté par la configuration actuelle. La rentabilité de l'investissement du site HMD est liée à l'importance de la production extraite de ce gisement ces dernières années, estimée à 946,97 106 stdm<sup>3</sup>. Ce paramètre est en fonction des caractéristiques du gisement, des fluides et des drains traversés.

#### III.1.1 Historique du champ

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1 ; Implanté suite à une campagne sismique 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 - 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 :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au sud la SN.REPAL.

#### III.1.2 Situation géographique

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien à 85Km du chef-lieu d'Ouargla, à 850 Km au Sud-est d'Alger et à 350 Km de la frontière Algeria-tunisienne. La superficie du champ atteint 2500 Km<sup>2</sup>, 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.



**Figure III.1:** Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud. [21]

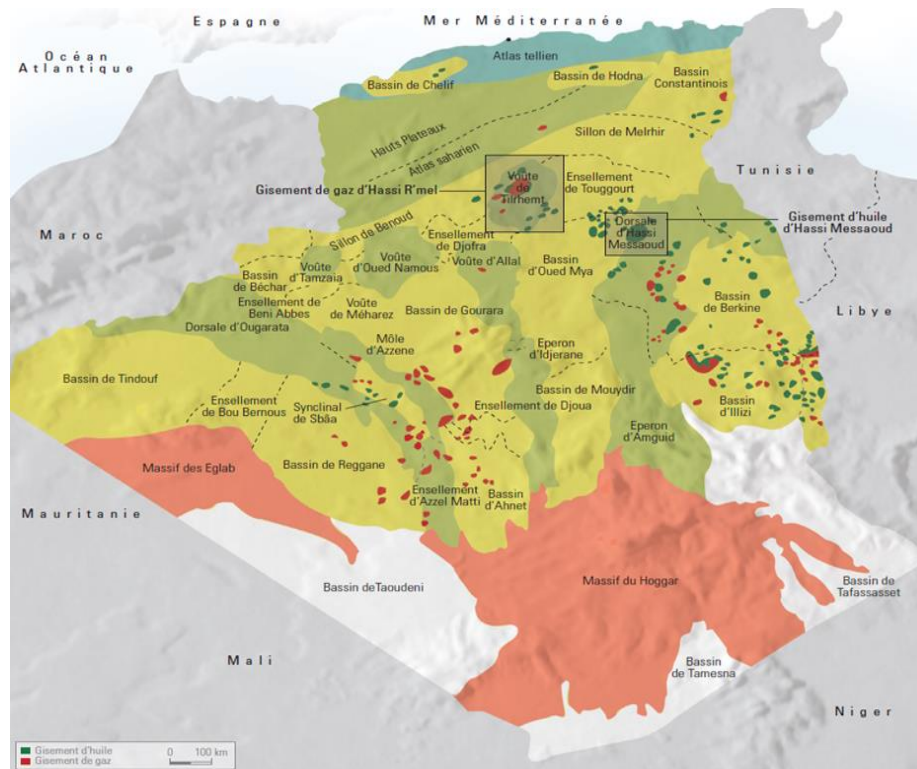
### III.1.3 Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud est situé dans la province centrale du Trias. C'est le plus grand champ pétrolier d'Algérie en termes de taille et de réserves (Fig. III.2). Par rapport aux autres gisements. Hassi Messaoud a un champ limité :

- Dans les gisements de Ouargla au nord-ouest (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui),
- Au sud-ouest des gisements El Gassi, Zotti et El Agreb,
- Sud-Est des gisements de Rhourde El Baguel et Mesdar.

Résultat d'une histoire paléo-tectonique assez complexe, le Dôme de Hassi Messaoud est un prolongement de la dorsale Amguid El Biod longue de plus de 800 kilomètres. Sa structure fait partie d'un groupe de structures qui ont formé la province du Trias du Nord-Est. Géologiquement, elle est limitée :

- Ouest par la dépression de l'Oued Mya.
- S'étendant vers le sud jusqu'au môle d'Amguid El Biod.
- Aller vers le nord par l'ouvrage Djamaa-Touggourt.
- A l'est de Dahar Shoal, Rhude El Baguel et la dépression de Berkine.



**Figure III.2 :** Situation géologique du champ de Hassi-Messaoud. [21]

### III.1.4 Caractéristiques du gisement et des fluides

- Formation (cambro-ordovicien).
- Épaisseur (jusqu'à 200 m).
- Profondeur (entre 3100 et 3380 m).
- $P_g$  variable :  $P_g = 120$  à  $400$  Kg/cm<sup>2</sup>.
- $P_b$  compris entre  $140$  kg/cm<sup>2</sup> et  $200$  kg /cm<sup>2</sup>.
- La température de gisement est de :  $T = 118^\circ\text{C}$ .
- Densité moyenne en surface :  $d_o = 0,8$  ; (API = 45,4).
- $\phi_{\text{moy}} = 5$  à  $10\%$ .
- $K = 0$  à  $1$  Darcy.
- $R_s = 100$  à  $5000$  m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- $\mu_o = 0,2$  Cp.
- $B_o = 1,7$  stdm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Le type de drainage a été en premier lieu pour l'ensemble du champ de Hassi Messaoud, la déplétion naturelle, caractérisée par : Une forte pression initiale, un écart important de cette pression avec la pression de bulle et une forte compressibilité.

### III.1.5 Subdivisions du réservoir de Hassi Messaoud

Le grès de Hassi Messaoud est subdivisé en quatre unités, Ri, Ra, R2 et R3, dont :

- Zone Ri : grès fin équiaxe, zone généralement très resserrée (13% des réserves).
- Zone Ra : Grès anisométrique, principal réservoir de Hassi Messaoud (68% des réserves). Le niveau est divisé en trois zones :
  - Zone grossière supérieure : ou drain D4.
  - Zone intermédiaire : ou drain D3.
  - Zone grossière inférieure : divisée en 3 drains : D1, ID (drain interne), D2.
- Zone R2 : grès grossier à plus argileux, la partie supérieure montre peu de propriétés réservoir (représentant 19% des réserves). Elle est divisée en deux sous-couches : R2c, qui peut contenir des aquifères, et R2ab, plus perméable.
- Zone R3 : Zone très grossière à micro-conglomératique, très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier.

### III.1.6 La division du champ de Hassi Messaoud

Le champ « Hassi Messaoud » est subdivisé en 25 zones dites de production d'étendue variable, qui sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits interconnectés qui se comportent de manière identique du point de vue de la pression du réservoir. Les puits de pétrole situés dans la même zone extraient conjointement une certaine quantité de pétrole [21].

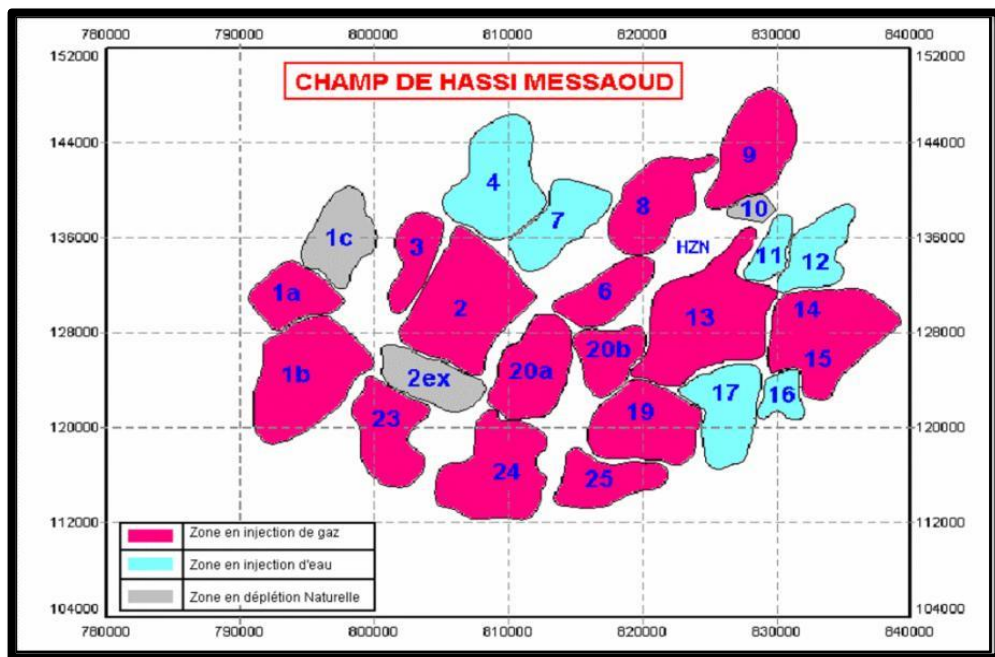


Figure III.3 : Carte des zones du champ de Hassi Messaoud. [21]





L'intrusion magmatique est présente sur une petite partie sur la bordure sud de la zone, et manque sur le reste. L'érosion atteint le D5 jusqu'à D3 sur la bordure Est de la zone, les drains D2, DI, D1 sont pratiquement complet à le S-E.

AGE	PROF	STRATIGRAPHIE		LITHOLOGIE	DESCRIPTION
C R E T A C E	0-217	MIO-PLIOCENE			sable , calcaire et marne sableux
	217	EOCENE			sable calcaire à silice
	307	SENONIEN	CARBONATE		calcaire + dolomie et anhydritique
	414		ANHYDRITIQUE		anhydrite + marne et dolomie
	651		SALIFERE		sel massif et traces d'anhydrites
	780	TURONIEN			calcaire tendre crayeux
	899	CENOMANIEN			anhydrite marne et dolomie
	1043	ALBIEN			Grès et Argile Siltueuse
	1414	APTIEN			Dolomie cristalline et calcaire
	1439	BARREMIEN			Argile et sable + Grès
1744	NEOCOMIEN			Dolomie , marne et Grès + Argile	
J U R A S S I Q U E	1929	MALM			Argile , Marne et Dolomie + Grès
	2152	DOGGER	ARGILEUX		Argile, Marne et Dolomie
	2257		LAGUNAIRE		Anhydrite , Dolomie et Marne
	2479	LIAS	L.D.1		Dolomie , Anhydrite et Argile
	2537		L.S.1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile
	2630		L.D.2		Anhydrite et Dolomie cristalline
	2690		L.S.2		Alternance de Sel et d'Argile
	2751		L.D.3		Alternance de Marne et de Dolomie
T R I A S	2778	SALIFERE	TS1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile et dolomi
	2823		TS2		sel massif à intercalation d'anhydrite et d'argil
	3020		TS3		Sel massif et traces d'Argile
	3229	ARGILEUX	G35= 3304 m		Argile rouges Dolomitiques ou siltueuses injectée de sel et d'argile.
	3325	ARGILO-GRESEUX & CARBONATE	GRES SUPERIEURS		Grès fins à ciment Argileux abondant
			ARGILO-CARBONATE		Argile Dolomitique Et Niveau Dolomie
			GRES INFERIEURS		Grès Fins à Grossiers avec Passées argileuses et friables.
		ANDESITIQUE		Complexe volcano-sédimentaire	
O R D O V I C I E N	Erodé	DH - QUARTZITES DE HAMRA			Quartzites gris beiges fins à Tigillites
	Erodé	GRES D'EL ATCHANE			Grès Glauconieux fins à Tigillites avec passées d'argile noire
	Erodé	ARGILES D'EL GASSI			Argile noire micacée et niveaux de grès blancs.
	3323	ZONE DES ALTERNANCES			Alternance de Grès et d'Argile
C A M P R I E N	3331	DH-Réservoir R1 (D5)			Grès quartzitiques fins isométriques à Tigillites
	3376	Réservoir Ra (D4)			Grès quartzites et Quartzites Grès anisométrique avec passées de Siltstones
	3485	Réservoir R2			Grès quartzitiques à ciment argileux
		Réservoir R3			Grès quartzites à ciment Argileux abondant à éléments très gossiers
		Infracambrien			Grès argilo-carbonatés rougeâtres, galets de granite
	3450	TD		-3300	
	3495	OWC		-3345	

Figure III.5 : Colonne litho-stratigraphique de puits plus complet dans la zone 25. [21]

### III.2.3 Caractéristiques des fluides du réservoir de la zone

#### a) Caractéristiques de l'huile

La pression de saturation moyenne dans la zone est de l'ordre  $165 \text{ kg/cm}^2$ , à cette pression, l'huile aux caractéristiques suivantes :

- $B_o$  différentiel est de  $1.975 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- $B_o$  composite est de  $1.753 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- $R_s$  différentiel est de  $18 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- $R_s$  composite est de  $182 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- $\mu_o$  est de  $0.2233 \text{ cp}$ .
- La densité de l'huile dans les conditions de stockage est de  $0.8$ .

#### b) Caractéristiques du gaz

A la pression de saturation moyenne de la zone ( $165 \text{ kg/cm}^2$ ), le gaz se caractérise par :

- Coefficient de compressibilité du gaz est  $Z=0.8$ .
- $\mu_g$  est de  $0.0233 \text{ cpo}$ .
- Densité relative du gaz à la densité de l'air est  $0.9$ .

#### c) Caractéristiques de l'eau du gisement

- L'eau de gisement est très riche en sel ( $400 \text{ g/l}$ ). Dans les conditions de gisement ( $482 \text{ kgf/cm}^2$  et de  $120^\circ\text{C}$ ).
- Cette eau a une viscosité de  $0.45 \text{ cp}$ . En conditions de stockage, sa densité est de  $1.12$ .

## III.3 Scénario de production à la zone 25 de champs HMD

### III.3.1 Scénario de production de la zone étudiée

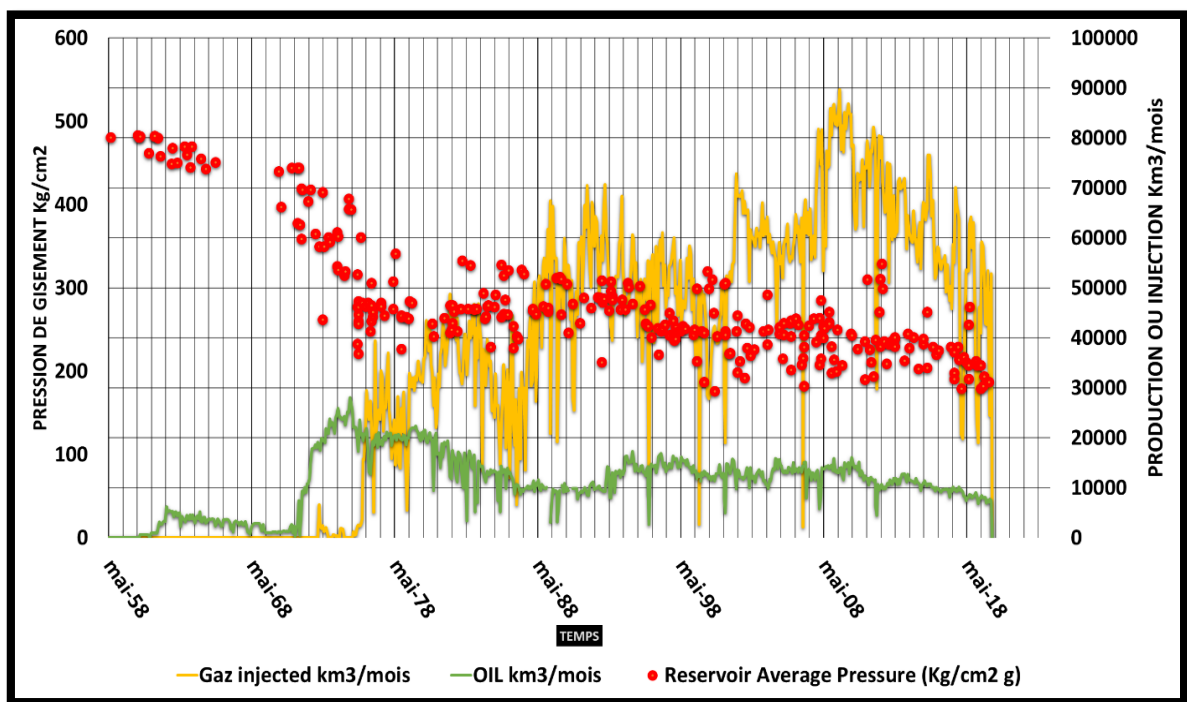
L'exploitation de la zone a été répartie en 03 périodes :

- La première période 1958-1970
- La deuxième période 1970-1972
- La troisième période 1973-2020

**Tableau III.1** : Les paramètres essentiels des périodes d'exploitation à la zone 25.

La période	La pression de gisement (Pg) kgf/cm <sup>2</sup>	La chute moyenne de pression ( $\Delta P$ ) kgf/cm <sup>2</sup>	La production cumulée d'huile (N <sub>p</sub> ) stm <sup>3</sup>
1 <sup>er</sup> période	482	35	2 009 960
2 <sup>ème</sup> période	423	59	3 391 990
3 <sup>ème</sup> période	184,5	238,5	49 122 000

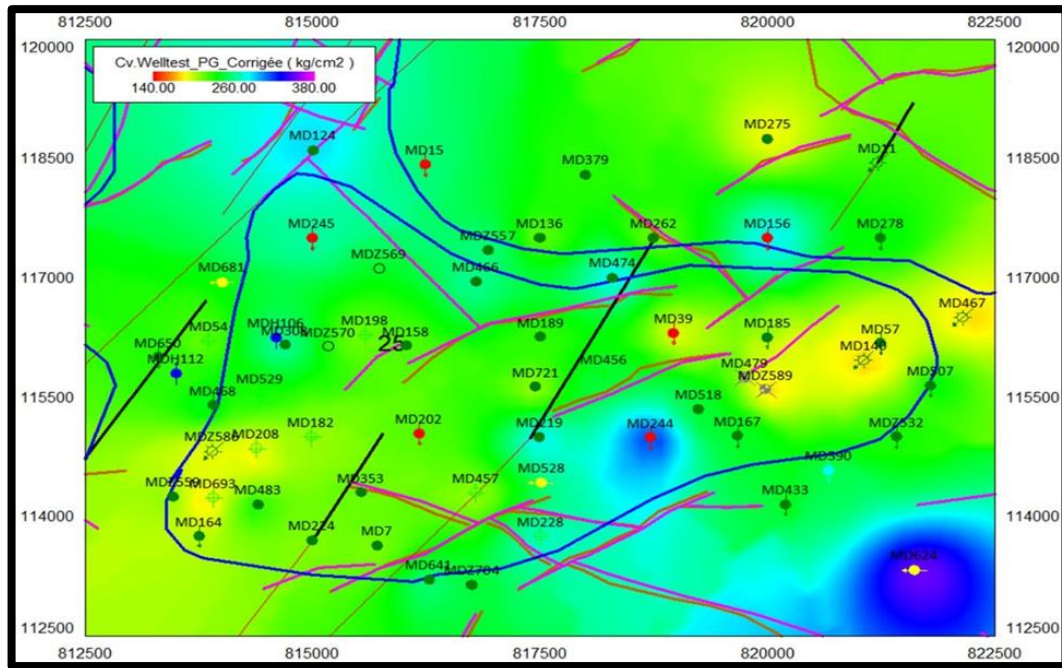
Le profil de production de la zone et représente dans la figure III.6 :



**Figure III.6** : Les courbes montrent la production, l'injection et la pression de la zone 25 pendant la mise en exploitation. [21]

### III.3.2 Pression de gisement et estimation des réserves

Des cartes isobares ont été générées à différents moments pour déterminer la présence de barrières d'écoulement entre les puits et la compartimentation de la zone 25. Cela a permis de regrouper les puits avec des tendances d'augmentation de pression similaires dans des compartiments dont les limites ont été déterminées. Des failles ont déjà été identifiées par des géologues.



**Figure III.7 :** Evolution de la pression de réservoir (zone 25) par frontières faillées. [21]

#### Commentaire :

L'évolution de la pression d'un réservoir dans la zone 25 en raison de frontières faillées est un sujet complexe et mérite une analyse approfondie. Les frontières faillées font référence à des zones de rupture ou de failles géologiques dans la roche qui constitue le réservoir. Ces failles peuvent avoir un impact significatif sur la pression du réservoir de plusieurs manières.

Les frontières faillées peuvent créer des voies de migration pour les fluides, ce qui peut entraîner des fuites ou des échanges de fluides entre différentes parties du réservoir. Cela peut entraîner une redistribution de la pression, avec des zones de surpression ou de sous-pression.

Quant à la pression du réservoir pour chaque puits de production, il y a une variation d'un puits à l'autre, comme mentionné précédemment, la valeur de pression varie de 190 kgf/cm<sup>2</sup> à 290 kgf/cm<sup>2</sup>, ce qui est égal ou supérieur au point de bulle qui est estimé entre 160 kgf/cm<sup>2</sup> et 180 kgf/cm<sup>2</sup>.

#### a) La méthode de bilan matière

L'équation du bilan matière (MBE) est conçue pour traiter le réservoir comme une seule région caractérisée par des propriétés de roche homogènes et décrite par une pression moyenne, c'est-à-dire aucune variation de pression à travers le réservoir à tout moment particulier ou stade de production.

Bien sûr, ces hypothèses sont irréalistes car les réservoirs sont généralement considérés comme hétérogènes et la pression en leur sein varie. Cependant, il a été démontré que, dans la plupart des cas, les modèles de réservoir peuvent prédire avec précision le comportement du réservoir lorsque les valeurs de pression moyenne et les données de production sont disponibles.

### b) Développement du MBE

L'équation est structurée pour garder simplement l'inventaire de tous les matériaux entrant, partant, et s'accumulant dans le réservoir. L'équation de bilan matière est basée sur le principe suivant : **Volume initial = volume restant + volume récupéré**

Le volume total du système d'hydrocarbure est donné par :

$$NB_{oi} + mNB_{oi} = (PV) \times (1 - S_{wi}) \quad (\text{III.1})$$

Où (P.V) est le volume total des pores.

### a) Le changement de volume d'huile :

$$\text{Le volume d'huile restant avec gaz dissous : } V = NB_{oi} - (N - N_p)B_o \quad (\text{III.2})$$

### b) Le changement de volume de gaz :

**Tableau III.2 :** Le changement de volume de gaz

$m = GB_{gi} / NB_{oi}$	Le rapport de volume du gaz libre initial sur le volume initial d'huile
$m \times N \times B_{oi}$	Volume du gas cap
$(mNB_{oi} / B_{gi}) - R_p N_p$	C'est le volume de gaz libre initiale –le volume de gaz produit à l'instant t =le volume de gaz libre à l'instant t
$N R_{si} - (N - N_p)R_s$	C'est le volume de gaz dissout qui a été produit jusqu'à l'instant t

Donc le volume de gaz à un temps t devient :

$$\text{Volume de gaz : } V_g = [(mNB_{oi} / B_{gi}) + (N R_{si}) - (R_p N_p) - (N - N_p)R_s] B_g \quad (\text{III.3})$$

Diminution du volume de gaz :

$$\Delta V_g = mNB_{oi} - [(mNB_{oi} / B_{gi}) + (N R_{si}) - (R_p N_p) - (N - N_p)R_s] B_g \quad (\text{III.4})$$

### c) Le changement du volume d'eau

Le volume d'eau produit est  $W_p B_w$  et le volume des entrées d'eau est  $W_e$ .

$$\text{Le changement de volume d'eau : } \Delta W = W_e - W_p B_w \quad (\text{III.5})$$

#### d) Le Changement du volume de la roche

$$\text{Changement de volume de pore : } V_p = C_f V_p P \quad (\text{III.6})$$

$$\text{Changement de volume de l'eau : } \Delta W = C_w V_w \Delta P = C_w V_p S_{wi} \Delta P \quad (\text{III.7})$$

Donc le changement de volume de la roche est :

$$\Delta V_R = V_p \times (C_f + C_w \times S_{wi}) \Delta P \quad (\text{III.8})$$

On a aussi  $V_p = V_w + V_o + V_g$  d'où :

$$V_p(1 - S_{wi}) = V_o + V_g = m \times N \times B_{oi} + N B_o \quad (\text{III.9})$$

De (III.8) et (III.9) on tire l'expression suivante :

$$PV = (1 + m) N B_{oi} [ (C_w S_{wi} + C_f) / (1 - S_{wi}) ] \Delta P \quad (\text{III.10})$$

#### e) Le volume total des pores occupé par le gaz d'injection et l'eau

$$\text{Total volume : } V = G_{inj} \times B_g + W_{inj} \times B_w \quad (\text{III.11})$$

Et par égalisation des équations précédentes on obtient l'équation finale qui est l'équation générale du bilan matière (MBE).

$$N = \frac{N_p B_o + (G_p - N_p R_p) B_g - (W_e - W_p B_w) - G_{inj} B_g - W_{inj} B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m N B_{oi} \left[ \left( \frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 \right] + B_{oi} (1 + m) \left[ \frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P} \quad (\text{III.12})$$

### III.3.3 La pression de gisement moyenne

L'application de l'équation du bilan matière nécessite une estimation périodique de la pression moyenne du réservoir. Théoriquement, cette pression devrait être calculée en utilisant une moyenne pondérée de la quantité d'hydrocarbures produite dans chaque puits. En pratique, il est difficile de déterminer la quantité ventilée, il est donc courant d'utiliser une moyenne pondérée par la traction de chaque puits sur une unité de temps. La méthode pour estimer la pression moyenne du réservoir pour l'étude basé sur l'équation suivante :

$$Pr = \frac{\sum_i (PV)_i}{\sum_i V_i} \quad (\text{III.13})$$

Dans la pratique les volumes de drainage  $V_i$  sont difficiles à déterminer, par conséquence il est commun d'employer le débit d'huile pour différents puits.

La pression du réservoir pour chaque puits est déterminée sur la base de l'interprétation du test de puits. Toutes ces pressions sont référencées sur la plage de référence à -3200 m d'altitude. La pression initiale du réservoir était évaluée à 481,9 kgf/cm<sup>2</sup>.

**Tableau III.3** : Evolution de la pression de gisement.

La période (ans)	1958-1968	1969-1982	1983-1995	1996-2009	2010-2020
Pg moyenne (kgf/cm <sup>2</sup> )	441.53	290.76	269.23	229.24	189.23

### III.3.4 Data PVT

**Tableau III.4** : Les paramètres PVT de la zone 25 en fonction de la pression.

T(°C)	P(Kg/cm <sup>2</sup> )	P <sub>b</sub> (Kg/cm <sup>2</sup> )	R <sub>s</sub> (Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	B <sub>o</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	μ <sub>o</sub> (cp)	B <sub>g</sub> (m <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )
118	492,2	180.2	263,2	1,855	0,252	
118	421,9	180.2	263,2	1,886	0,232	
118	381,6	180.2	263,2	1,906	0,221	
118	351,5	180.2	263,2	1,923	0,214	
118	281,2	180.2	263,2	1,97	0,195	
118	210,9	180.2	263,2	2,032	0,178	
118	180,2	180.2	263,2	2,063	0,169	
118	147,6	180.2	203,4	1,851	0,189	0,008
118	119,5	180.2	167,9	1,724	0,223	0,01
118	91,4	180.2	135,8	1,603	0,266	0,013
118	63,3	180.2	107,1	1,491	0,318	0,019
118	35,2	180.2	78,1	1,38	0,401	0,035

### III.3.5 Données pétro-physiques

- $\varnothing_{\text{moy}} = 8\%$
- $S_{\text{wi}} = 25\%$

### III.3.6 Paramètres du réservoir

Aucun gas cap ne surmonte le gisement de Hassi Messaoud. De plus, l'activité de l'aquifère est très faible voire nulle.

### III.3.7 Estimation des réserves et logiciel de simulation MBAL

MBAL est un outil d'analyse des sédiments qui utilise l'historique de production des métaux, propriétés PVT du réservoir et du fluide générées pour effectuer des calculs d'équilibre matériaux pour l'estimation et l'identification des réserves pétrolières originales (OOIP) et mécanisme de drainage dans le réservoir (dilatation du liquide, gonflement et afflux vers la formation de l'aquifère, etc.).

Le logiciel MBAL est livré sous la forme d'un package composé de différents modules, aidez les ingénieurs à mieux comprendre le comportement des réservoirs.

Exécutez la prédiction d'exécution. Actuellement, les différents modules de MBAL sont :

- Material Balance.
- Monte Carlo volumetric.
- Decline Curve Analyse.
- 1-D Model (Buckley – Leverett)

La description générale de l'algorithme de calcul des réserves par MBAL est donnée par :

- **Collecte des données du réservoir** : Cela implique la collecte de données géologiques, géophysiques et de production pour le réservoir concerné. Les données peuvent inclure des informations sur la pression de réservoir, les débits de production, les caractéristiques de la roche réservoir, etc.

- **Calcul du volume initial du réservoir** : Le MBAL utilise la méthode du bilan matière pour estimer le volume initial du réservoir. Cette méthode prend en compte les données de production, les pressions de réservoir et d'autres informations pour calculer le volume initial de fluide présent dans le réservoir.

- **Analyse de la pression de fond** : L'algorithme MBAL évalue la pression de fond du réservoir en utilisant les données de pression mesurées et les données de production. Il utilise des équations de bilan matière pour estimer la pression de fond à partir de la pression de réservoir mesurée.

- **Prévisions de production et récupération ultime** : Sur la base des données de production et du volume initial du réservoir calculé, l'algorithme MBAL peut effectuer des prévisions de production à long terme et estimer la récupération ultime attendue du réservoir.



- **Validation des résultats** : Les résultats obtenus à partir de l'algorithme MBAL sont généralement comparés aux données de production réelles pour valider la précision du modèle.

Il convient de noter que les détails spécifiques de l'algorithme MBAL peuvent varier en fonction du logiciel de simulation de réservoir utilisé. Chaque logiciel peut avoir ses propres méthodes et étapes de calcul, mais l'idée générale est d'utiliser la méthode de bilan matière pour estimer les paramètres clés du réservoir.

#### a) Les entrées du modèle

- Description PVT.
- Description du réservoir : les paramètres de base tels que la pression initiale et le totale des hydrocarbures en place.

#### b) Description des puits

- Historique de la production.
- Description IPR, dP.

#### c) Contexte technique

L'outil peut gérer :

- N'importe quel nombre de puits et de réservoirs et les connexions entre les puits et les réservoirs.
- Les puits producteurs et injecteurs.
- Réservoir d'huile, gaz ou condensât.

**Figure III.8** : Input data de réservoir de la zone 25 (MBal).

Les réserves en place estimé par la méthode BILAN MATIERE dans la zone 25 est **110 000 000 stm<sup>3</sup>**.

### III.3.8 Mécanismes de drainage

Dans la zone 25, quatre mécanismes de drainage trouvent lieu dans la production ; Pendant la période de déplétion naturelle, le mécanisme prédominant était celui de l'expansion de l'huile puis de son gaz dissous L'indice de drainage de ce mécanisme était supérieur à 65% durant toute cette période. L'autre mécanisme présent était celui de l'expansion de la formation et de l'eau interstitielle mais sa contribution à la production ne dépasse pas 35% comme l'indique bien son indice.

L'injection de gaz débute en 1973 et à partir de cette année, elle devient progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production mais l'effet des mécanismes proprement dit restent toujours une partie de la force motrice du système.

## III.4. Evaluation des patterns de déplacement miscibles

### III.4.1 Caractéristiques de gaz à injecter

- $P_b$  de 160 kg / cm<sup>2</sup> on a :
- $\mu_g$  est 0.02 cp
- La compressibilité est de 0.8 (bar)<sup>-1</sup>

### III.4.2 Performance de l'injection

La première étape de la planification d'un projet d'injection de gaz consiste à choisir la bonne configuration. L'objectif est de maximiser le contact avec le pétrole en convertissant les puits de production en puits d'injection ou en forant de nouveaux puits. Les facteurs suivants doivent être pris en compte lors du choix d'une configuration appropriée :

- L'hétérogénéité de réservoir et de la perméabilité directionnelle
- La direction des fissures de la formation
- La durée désirée et prévue de l'injection
- L'espacement, la productivité, et l'injectivité des puits

Au début du siècle dernier, un projet d'injection de puits unique a commencé. Au fur et à mesure que la zone d'inondation s'est étendue et que les puits voisins ont été inondés, ils ont été modifiés en injecteurs pour augmenter la zone de nettoyage. Cela s'appelait (Circular Flood).

Le schéma irrégulier d'injection a été choisi comme méthode d'injection dans cette étude en raison des facteurs et des caractéristiques de cette zone :

- Les conditions de surface et la présence de puits horizontaux résulte en une non uniformité de la position des puits producteurs ou injecteurs.
- La présence des failles,
- La localisation d'une variation de la porosité ou de perméabilité

### III.4.3 Emplacement des patterns

L'analyse par pattern répond à deux aspects fondamentaux :

- Comprendre l'historique de production et les mécanismes de drainage
- Et en même temps, calculer le coefficient de récupération par cellule et le comparer au volume poreux injecté.

Cela permettra d'optimiser la récupération en reconfigurant le système d'injection en répartissant mieux les injections, en modifiant des puits spécifiques et en repensant même les schémas les moins efficaces pour améliorer la récupération. Le problème sera résolu.

La zone 25 contient tous les critères d'application de l'approche d'analyse de modèle. Le motif irrégulier est attribué à cette zone, ce qui est dû à la complexité géologique du réservoir cambro-ordovicien due à une combinaison d'érosion et d'influences tectoniques.

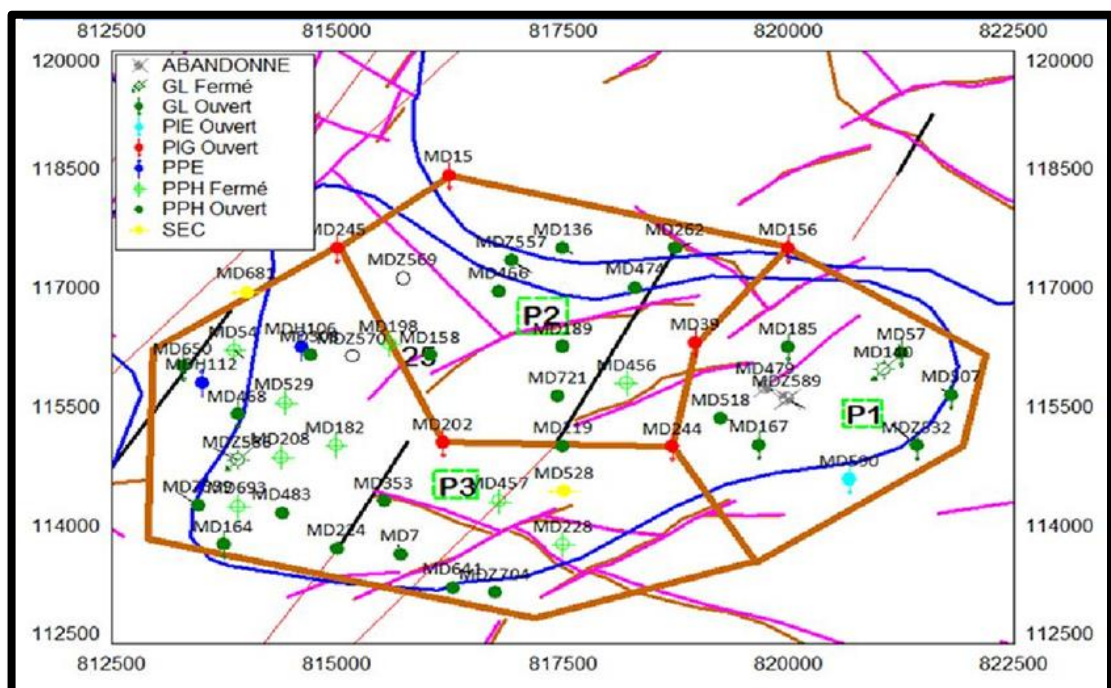


Figure III.9 : La configuration des patterns attribués à la zone 25. [21]

### III.4.4 Application de la méthode VRR

Le taux de remplacement des vides (VRR) est défini comme le volume total de fluide injecté divisé par le volume total de fluide produit, le tout dans des conditions de réservoir. Le VRR idéal est approximativement égal à 1.

Une valeur VRR élevée indique une situation où le débit d'injection cumulé est supérieur au débit de production cumulé, c'est-à-dire une partie du débit injecté est perdue. Cette perte peut être provoquée par une « zone de perte » qui reçoit le gaz injecté, une forte perméabilité de la formation provoquant un écoulement préférentiel, ou un réservoir perturbé provoquant un écoulement de gaz direct entre puits injecteur et puits de production déclenché.

Une valeur VRR faible indique qu'il y a plus de production que d'injection. Cela conduit à une chute de pression accrue et à une saturation en gaz libre dans le réservoir, ce qui n'est pas souhaitable.

Vous pouvez définir un VRR observé instantané (IVRR) à un moment donné et un VRR cumulé (CumVRR) qui tient compte de la quantité d'huile produite depuis le début de l'injection jusqu'à maintenant :

$$IVRR = \frac{Q_{g\ inj} \times B_g + Q_{w\ inj} \times B_w}{Q_{o\ prd} \times B_o + (Q_{g\ prd} - Q_{o\ prd} \times R_s) \times B_g + Q_{w\ prd} \times B_w} \quad (III.14)$$

$$CumVRR = \frac{Cum(Q_{g\ inj} \times B_g) + Cum(Q_{w\ inj} \times B_w)}{Cum(Q_{o\ prd} \times B_o) + Cum((Q_{g\ prd} - Q_{o\ prd} \times GOR) \times B_g) + Cum(Q_{w\ prd} \times B_w)} \quad (III.15)$$

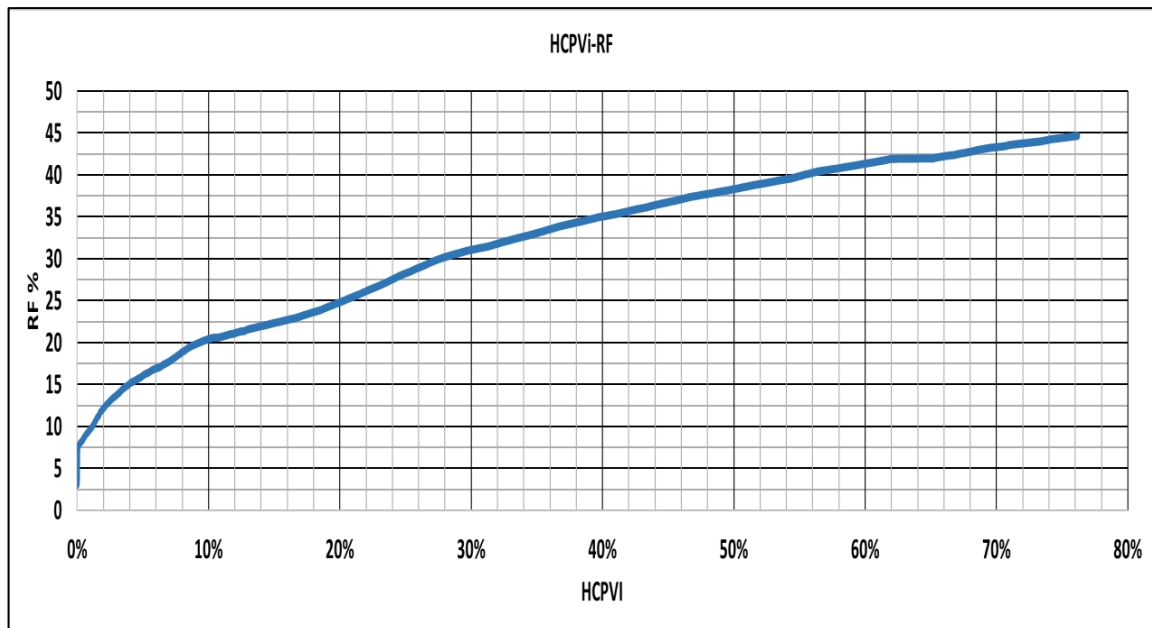
Pour évaluer l'impact de l'injection sur la récupération, la courbe RF (récupération versus volume poreux d'hydrocarbure injecté) en fonction de HCPVi permet de comprendre les mécanismes de drainage et la maturité du secteur étudié.

Le RF et le HCPVi sont définis comme suit :

$$RF = \frac{N_p}{N} \quad (III.16)$$

$$HCPVi = \frac{W_{inj} \times B_{wi} + G_{inj} \times B_{gi}}{N \times B_{oi}} \quad (III.17)$$

La figure III.10 illustre les résultats obtenus à partir de la méthode utilisée dans l'étude mentionnée précédemment. Cette figure met en évidence la relation entre la récupération d'hydrocarbures, le volume poreux d'hydrocarbure injecté.



**Figure III.10 :** Taux de récupération en fonction du HCPVi.

#### - Commentaire

Sur la figure, on peut voir que le taux de récupération de la zone avant le début de l'injection était de 3 %. Cette huile a été obtenue uniquement par épuisement naturel sans aquifères actifs ni bouchons de réservoir.

Grâce à l'injection, la récupération atteint une valeur de 44,65% après injection d'une quantité de gaz correspondant à un HCPVi de 76,19%.

#### III.4.5 Evolution de pression de réservoir par pattern

**Tableau III.5 :** Les trends de pression pour chaque pattern 01, 02 et 03.

Pattern	01	02	03
Pg (Kg/cm <sup>2</sup> )	236.64	235.29	228.8

#### - Commentaire

Les pressions indiquées dans le tableau sont des pressions recalculées par MBAL pour chaque configuration, et elles sont ajustées de manière appropriée à la fois pendant la période naturelle de déplétion et pendant la période d'injection. L'injection est considérée comme la seule source d'énergie qui influence le maintien de la pression de ces configurations.

Les résultats obtenus pour la pression de gisement mesuré et simulée sont :

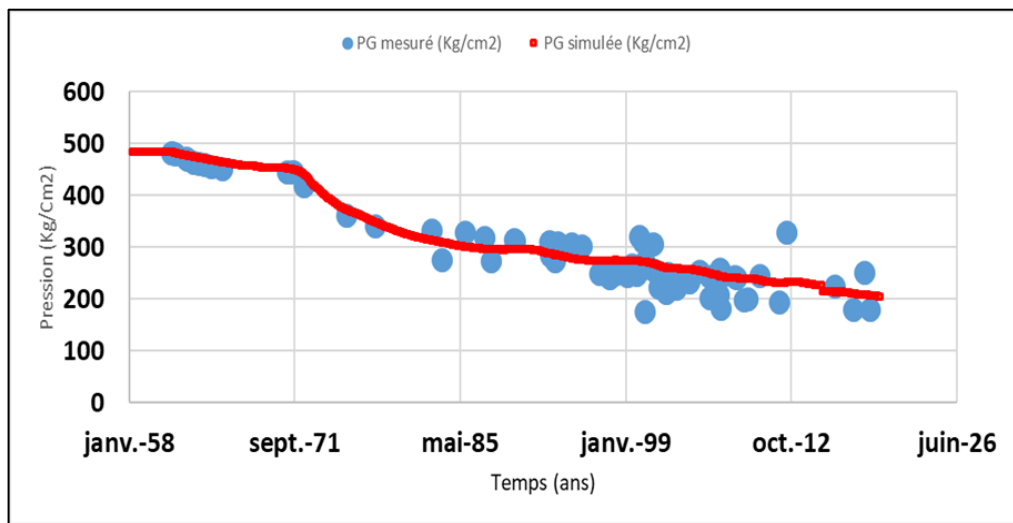


Figure III.11 : Ajustement de la pression du pattern 1.

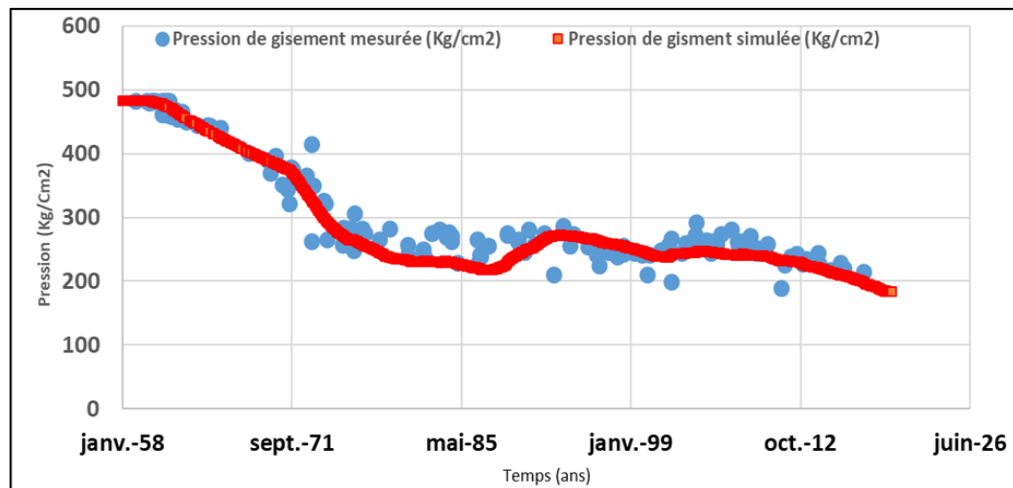


Figure III.12 : Ajustement de la pression du pattern 2.

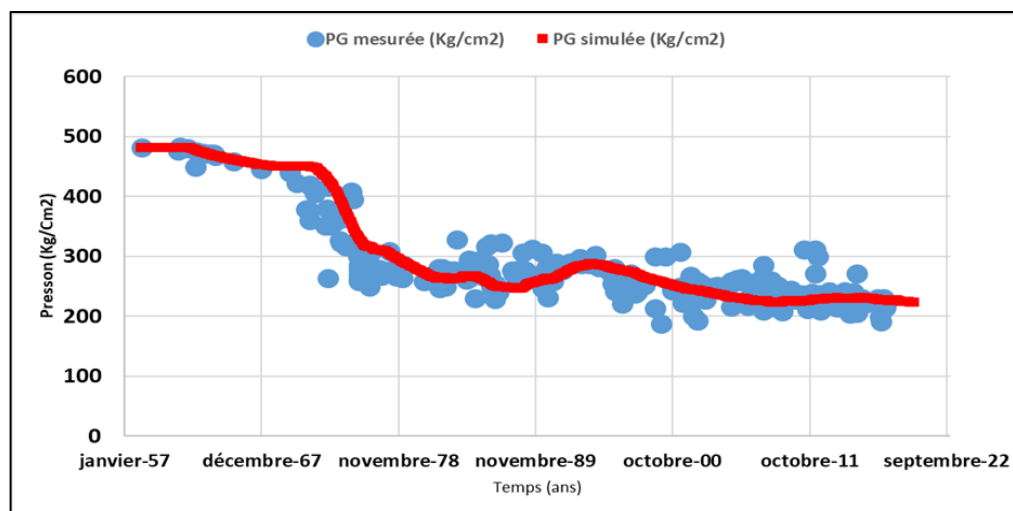


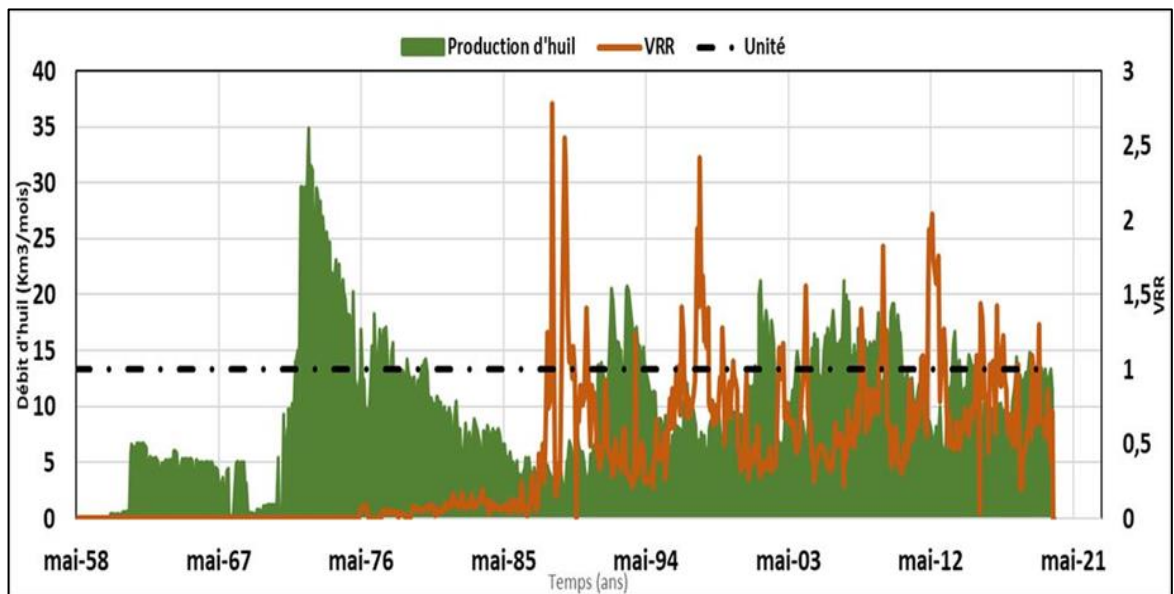
Figure III.13 : Ajustement de la pression du pattern 3.

Le profil de pression recalculé par MBAL pour chaque échantillon ou pattern est bien calibré pour les périodes d'épuisement naturel et d'injection. On pense que l'infusion est la seule source d'énergie impliquée dans le maintien de ces pressions de modèle.

### III.4.6 Evaluation de la récupération d'huile

Une étude des performances du modèle d'injection permet de valider les configurations d'injection sélectionnées, d'évaluer les niveaux de maintenance et l'efficacité du balayage, et d'estimer la récupération et les zones de récupération éventuelles pour chaque modèle.

#### - Pattern 1



**Figure III.14 :** Courbe de VRR & débit d'huile du pattern 1.

Pendant 12 ans, depuis le début de ce schéma d'injection en avril 1976, le VRR est resté légèrement inférieur à 1. Il n'y a pas d'équilibre entre la quantité et la récupération.

Depuis 1988, le VRR a beaucoup fluctué au sein du secteur, et la grande variabilité de l'alimentation n'a pas garanti un bon équilibre entre l'alimentation et l'autre. Les effets de l'injection se font d'abord sentir grâce à l'amélioration de la production de pétrole, mais la pression dans le réservoir n'augmente pas, suggérant des pertes en dehors du schéma d'injection.

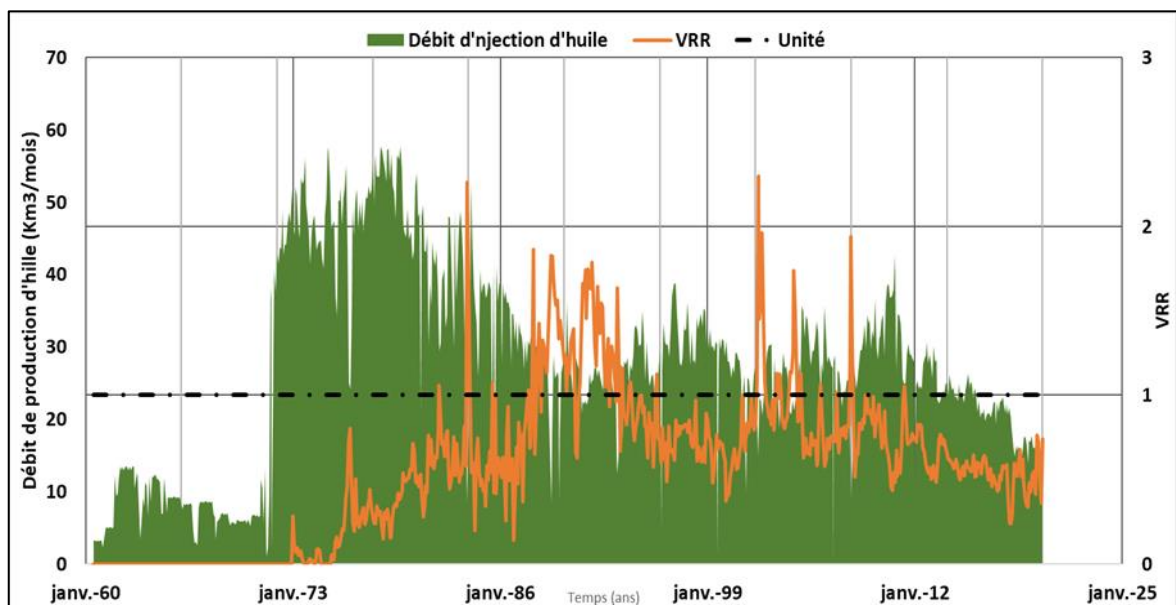
- **Impact de l'injection sur le taux de la récupération**

**Tableau III.6 :** Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern 1.

HCPVi %	Taux de récupération %
0.00	4.6
2.00	11.3
4.00	14
6.00	16.2
8.00	17.8
10.00	18.3
11.80	20.2

Grâce à l'injection, la récupération atteint une valeur de 20,2% après injection d'une quantité de gaz correspondant à un HCPVi de 11,8%. Cette faible lecture suggère que ce modèle n'est pas encore saturé de gaz, laissant un potentiel de production de pétrole important.

**- Pattern 2**



**Figure III.15 :** Courbe de VRR & débit d'huile du pattern 2.



Au cours des neuf années écoulées depuis le début de l'injection selon ce modèle en 1973, le VRR a beaucoup fluctué, le volume d'injection a beaucoup fluctué et le grand nombre de puits d'injection a entraîné peu de réaction des puits de production aux injections, ce qui a entraîné une injection et une récupération. N'était pas garanti. Comparez avec l'injecteur et comparez également l'échelle du pattern.

Les valeurs VRR pour la période 1982 à 2012 fluctuent largement autour de l'unité. En termes de maintien de la pression, cela explique l'initiation de volumes importants de perfusions pendant cette période et le VRR bien supérieur à un. Ce sur-injection a pour but de dissoudre le gaz injecté pour réaliser la miscibilité et assurer le remplissage du réservoir. La production s'est améliorée durant cette période. Depuis la fin de 2012, le VRR est inférieur à 1 en raison d'une diminution du volume d'injection due à des débits d'injection plus faibles dans certains puits d'injection. Cela affecte négativement le maintien de la pression et la récupération de l'huile.

- **Impact de l'injection sur le taux récupération**

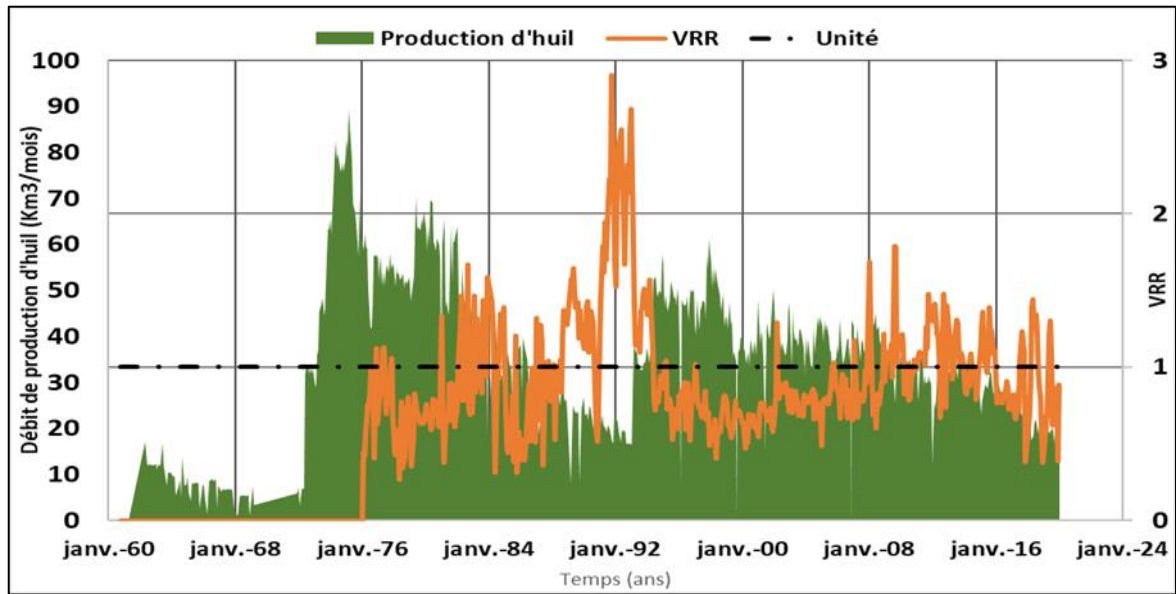
**Tableau III.7** : Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern 2.

HCPVi %	Taux de récupération %
0.00	3
10.00	18.4
20.00	23.2
30.00	26.9
40.00	29.4
50.00	31.2
60.00	32.2
62.2	32.5

La récupération dans ce pattern est actuellement estimée à 32,5 %, et en supposant que la récupération dans ce schéma était de 3 % au début de la perfusion, le HCPVi serait de 62,2%.

De cela, nous pouvons conclure que le compartiment est saturé de gaz. Cependant, en raison de problèmes de percée de gaz, de nombreux puits de production de ce modèle ont été fermés prématurément, ce qui signifie que l'efficacité de l'injection en termes d'élimination du pétrole est très faible.

## - Pattern 3



**Figure III.16 :** Courbe de VRR & débit d'huile du pattern 3.

VRR est supérieur à un pour la majeure partie de l'historique du modèle. Le début de la période d'injection est caractérisé par un VRR très élevé. Le but de cette sur-injection est de dissoudre le gaz libre et d'assurer le remplissage du réservoir. A la fin de cette période on constate une amélioration de la production. Après 1995, le VRR était relativement stable autour de l'unité et un bilan d'alimentation s'est établi. Les effets de l'injection sont d'abord perceptibles dans l'amélioration de la production de pétrole et le maintien de la pression du réservoir.

- **Impact de l'injection sur le taux récupération**

**Tableau III.8 :** Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern 3.

HCPVi %	Taux de récupération %
0.00	6.9
10.00	19.4
20.00	27.1
30.00	34.4
40.00	39.2
50.00	44
57.60	47

Selon le tableau des facteurs de récupération HCPVi, la récupération naturelle à la fatigue est estimée à 6,9 %. HCPVi est actuellement à 57,6 %, atteignant une valeur de 47 %.

Nous pouvons en conclure que l'injection de gaz miscible est très efficace, mais qu'il reste encore beaucoup de pétrole à extraire.

#### - **Commentaire**

Les recherches menées à ce niveau concluent que :

La performance du pattern sur la production dépend fortement du taux de remplacement des vides (*Voidage Replacement Ratio*). En l'absence de gaz de couverture ou d'aquifère actif, le VRR doit être maintenu à un niveau légèrement supérieur à 1 pour assurer un équilibre entre l'injection et le prélèvement.

Le taux de récupération et la quantité d'injection varient en fonction du pattern. Chaque valeur est résumée dans le tableau suivant.

**Tableau III.9** : Récapitulatif des taux de récupération et des HCPVi des patterns d'injection.

	Récupération Primaire %	Récupération Actuelle %	HCPVi %	Etat actuelle d'injection
Pattern 1	4,62	20,20	11,8	VRR $\geq$ 1
Pattern 2	3,01	32,46	62,18	VRR < 1
Pattern 3	6,92	47,02	57,56	VRR $\geq$ 1

Dans le pattern 2, il est recommandé d'augmenter le volume d'injection en interférant avec les puits d'injection fermés ou en déplaçant d'autres puits de production. Pendant ce temps, dans d'autres patterns, l'impact des pannes de puits de production a masqué la nécessité d'injecter du gaz dans ces zones.

La fermeture prématurée des puits de production en raison de fuites de gaz limite la récupération et doit être étudiée plus attentivement en utilisant d'autres techniques à différentes étapes (échelles de puits) pour améliorer l'efficacité de l'injection.

---

---

**Conclusion et  
Recommandations**

---

---

### Conclusion

Dans le cadre du suivi de l'injection des gaz associés dans le réservoir du champ de Hassi Messaoud, notre étude avait pour objectif d'améliorer les paramètres du réservoir en optimisant les méthodes d'injection.

Cette étude s'est concentrée sur les problèmes spécifiques d'injection rencontrés dans le champ de Hassi Messaoud, qui se résument par une baisse de pression dans la partie centrale du réservoir, atteignant parfois la pression minimale de miscibilité (MMP) dans certains puits, une augmentation du rapport gaz/huile (GOR) dans certains schémas d'injection, ainsi qu'une instabilité de l'équilibre entre l'injection et la production. Ces caractéristiques spécifiques du gisement ont été au cœur de notre travail de recherche.

Voici les conclusions auxquelles nous sommes parvenus grâce à ce travail :

- Le taux de récupération actuel s'élève à 44%, comparé à 3% avant le début de l'injection.
- En l'absence de gaz cap ou d'aquifère actif, les mécanismes de drainage naturels qui ont contribué à la production dans cette zone sont l'expansion de l'huile et de son gaz dissous, ainsi que dans une moindre mesure, l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- Grâce à la méthode de restitution de pression par MBAL, nous avons pu définir les schémas d'injection et évaluer la contribution de chaque puits dans les schémas auxquels ils appartiennent.
- La performance de l'injection au niveau des schémas dépend étroitement du rapport de remplacement du vide. Maintenir ce rapport à un niveau proche, voire légèrement supérieur, est essentiel pour assurer une production stable.
- Le faible ratio entre les puits injecteurs et les puits producteurs rend la fermeture d'un puits injecteur particulièrement préjudiciable à l'équilibre entre l'injection et la production.
- L'utilisation de techniques de diagnostic des problèmes de production d'eau nous a permis de déterminer la nature et l'origine de ces problèmes.

### Recommandations

Voici des recommandations pour améliorer la performance du champ de Hassi Messaoud :

- Maintenir un suivi régulier des puits et du réservoir à l'aide du pattern monitoring afin de préserver un bon état du réservoir.
- Effectuer des études de sensibilité (sensitivity studies) pour ajuster les paramètres de pression, GOR et VRR, et optimiser les débits d'injection chaque année.
- Réaliser des diagraphies PLT pour les puits ayant un GOR élevé afin de déterminer la contribution de chaque couche et éviter les zones productrices de gaz.
- Assurer la miscibilité pour les puits à basse pression :
  - Améliorer la pression du réservoir en augmentant les débits d'injection et/ou en optimisant les puits producteurs.
  - Réduire la pression minimale de miscibilité en injectant du CO<sub>2</sub> ou en ajoutant des composés légers au gaz sec injecté.
- Améliorer les performances des puits ayant des caractéristiques pétrophysiques faibles en réalisant des forages horizontaux et/ou des fracturations.
- Effectuer un nettoyage régulier des puits :
  - Traitement avec de l'eau douce pour éliminer les dépôts de sels.
  - Traitement avec des réactifs spécifiques pour éliminer les dépôts d'asphaltes.
- Améliorer les conditions de surface, notamment les têtes de puits et le centre de traitement, pour assurer un fonctionnement optimal.

## Références Bibliographiques

- [1] **Al-Shalabi, W. Emad, Muhammad R.** Enhanced Oil Recovery: An Overview. SPE Reservoir Engineering & Evaluation edition, 2014.
- [2] **Jha, Kaushik, K. Mahendra.** Monitoring and Control of Gas Injection Projects for Enhanced Oil Recovery. SPE Projects, Facilities & Construction, 2012.
- [3] **R. Cossé.** Techniques d'exploitation pétrolières. Le Gisement, Edition Technip, 1988.
- [4] IFP training-Reservoir-engineering drive mechanisms formation professionnalisante Pro IGR4, IFP School (May 2017).
- [5] **Bahadori, A.** Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs, Elsevier Science, 2018.
- [6] **Tarek Ahmed.** Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, Gulf Professional Publishing, 2001.
- [7] **John R. Fanchi, Richard L. Christiansen.** Introduction to Petroleum Engineering, Wiley, 2017.
- [8] **F. Jerry Lucia.** Carbonate Reservoir Characterization, Second Edition, Springer, 2007.
- [9] **T. Ahmed, N. Meehan.** Advanced Reservoir Management and Engineering. s.l. Gulf Professional Publishing, 2011.
- [10] Cours de production-récupération assistée Tome 6 **M. LATIL** Paris, Ed. Technip, (1984).
- [11] **Tarek Ahmed.** Reservoir Engineering Handbook, fourth edition, ISBN 978-1-85617-803-7, 2010, 199-205.
- [12] **R.D. Tewari, S. Riyadi, et al,** Maximizing the oil recovery through immiscible water alternating gas (IWAG) in mature offshore field, SPE, Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [13] **A N Thakre.** Reservoir concepts for sustainable development.
- [14] **Marcel Latil.** Enhanced oil recovery, Gulf, Technip edition, 1980.
- [15] Article de Principe d'un diagramme ternaire, Sciences à l'École, un dispositif ministériel.
- [16] **K. Ahmadi, R.T. Johns.** Multiple-Mixing-Cell Method for MMP Calculations, SPE J. 16 (2011).
- [17] **A. Hemmati-Sarapardeh.** Accurate determination of the CO<sub>2</sub> crude oil minimum miscibility pressure of pure and impure CO<sub>2</sub> streams, Can. J. Chem. Eng. 94 (2016).
- [18] **N.J. Clark, H.M. Shearin.** Miscible drive—its theory and application, J. Petrol. Technol. 10 (1958).
- [19] **Bahadori, Alireza.** Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs. s.l. Gulf Professional Publishing, 2018.

[20] **Ali Danesh**. PVT and Phase Behaviour Of Petroleum Reservoir Fluids 1st Edition, Elsevier Science, 1998.

[21] **Le PED (Petroleum-Engineering-Development)**, Documentations de SONATRACH.



---

---

# **ANNEXE**

---

---

Summary of Screening Criteria for EOR Methods										
Oil Properties Reservoir Characteristics				Oil Properties Reservoir Characteristics						
No.	EOR Method	Gravity (API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (%PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (F)
<b>Gas Injection Methods (Miscible)</b>										
1	Nitrogen and flue gas	>35↗48↗	<0.4↘0.2↘	High percent of C <sub>1</sub> -C <sub>7</sub>	>40↗75↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6000	NC
2	Hydrocarbon	>23↗41↗	<3↘0.5↘	High percent of C <sub>2</sub> -C <sub>7</sub>	>30↗80↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4000	NC
3	CO <sub>2</sub>	>22↗36↗	<10↘1.5↘	High percent of C <sub>5</sub> -C <sub>12</sub>	>20↗55↗	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	>2500	NC
1-3	Immiscible gases	>12	<600	NC	>35↗70↗	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	>1800	NC
<b>Chemical Injection</b>										
4	Micellar/ASP, and alkaline	>20↗35↗	<35↗13↗	Light, intermediate, some organic acid for alkaline floods	>35↗53	Sandstone preferred	NC	>10↗450↗	>9000↘3250	>200↘80
5	Polymer flooding	>15	<150, >10	NC	>50↗80↗	Sandstone preferred	NC	>10↗800↗ <sup>a</sup>	<9000	>200↘140
<b>Thermal/Mechanical</b>										
6	Fire flooding	>10↗16↗?	<5000 ↓ 1200	Some asphaltic components	>50↗72↗	High-porosity sand/ sandstone	>10	>50 <sup>b</sup>	<11,500↘3500	>100↗135
7	Steam	>8-13.5↗?	<200,000 ↓ 4700	NC	>40↗66↗	High-porosity sand/ sandstone	>20	>200↗2, 540↗ <sup>c</sup>	<4500↘1500	NC
8	Surface miming	7-11	Zero cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable tar sand	>10	NC	>3:1 overburden to sand ratio	NC

NC, not critical.  
<sup>a</sup>> 3 md from some carbonate reservoir.  
<sup>b</sup>Transmissibility >20 md-ft/cp.  
<sup>c</sup>Transmissibility > 50 md-ft/cp.

Annexe 1 : Critères de sélection pour EOR.

Oil Properties							Reservoir Properties			
	Gravity (°API)	Viscosity (cp)	Composition	Temperature (°F)	Porosity (%)	Permeability (mD)	Oil Saturation (% PV)	Net Thickness (ft)	Formation Type	Depth (ft)
<b>Gas Methods</b>										
HC	Range 23–57 Average 38	0.04–18,000 286	High % C <sub>2</sub> –C <sub>7</sub>	85–329 202	4–45 14.5	0.1–5000 726	30–98 71	Thin unless dipping	Sandstone/ carbonate	4040–15,900 8344
CO <sub>2</sub>	Range 22–45 Average 37	0–35 2	High % C <sub>5</sub> –C <sub>12</sub>	85–257 138	3–37 15	1.5–4500 210	15–89 46	Wide range	Sandstone/ carbonate	1500–13,365 6230
N <sub>2</sub>	Range 38–54 Average 48	0–0.2 0.07	NC	190–325 267	7.5–14 11	0.2–35 15	0.76–0.8 0.78	Thin unless dipping	Sandstone/ carbonate	10,000–18,500 14,633
<b>Chemical Methods</b>										
Polymer	Range 13–42.5 Average 26.5	0.4–4000 123	NC	74–237.2 167	10.4–33 22.5	1.8–5500 834	34–82 64	NC	Sandstone	700–9460 4222
ASP	Range 23–34 Average 32.6	11–6500 875.8	NC	118–158 121.6	26–32 26.6	596–1520 –	68–74.8 73.7	NC	Sandstone	2723–3900 2985
Surfactant + polymer/ alkaline	Range 22–39 Average 31.8	2.6–15.6 7	NC	122–155 126.3	14–16.8 15.6	50–60 56.67	43.5–53 49	NC	Sandstone	625–5300 3406
<b>Thermal Methods</b>										
SF	Range 8–33 Average 14.6	3–5000,000 32,595	NC	10–350 106	12–65 32	1–15,001 2670	35–90 66	> 20 –	Sandstone	200–9000 1647
CSS	Range 8–35 Average 14.4	50–350,000 5247	NC	– –	> 18 32	> 50 1736	> 40 –	> 20 79	–	< 5000 1700
ISC	Range 10–38 Average 24	1.5–2770 505	Some asphaltic components	64–230 176	14–35 23	10–15,000 1982	50–94 67	> 10 –	Sandstone/ carbonate (preferably carbonate)	400–11,300 5570

ASP, alkaline-surfactant-polymer; SF, steam flooding; CSS, cyclic steam stimulation; ISC, in situ combustion.

Annexe 2 : Critères de sélection des Méthodes de EOR.

Component	Mol %	
H <sub>2</sub> O	<0.001	<0.001
N <sub>2</sub>	0.890	0.946
H <sub>2</sub> S	<0.001	<0.001
CO <sub>2</sub>	0.282	0.269
C1	86.212	86.588
C2	7.723	7.420
C3	2.789	2.772
iC4	0.591	0.578
nC4	0.782	0.769
neo-Pentane	0.010	0.010
iC5	0.292	0.267
nC5	0.177	0.164
C6	0.143	0.115
Benzene	0.007	0.004
C7	0.045	0.039
Toluene	0.003	0.003
C8	0.026	0.025
Ethylbenzene	<0.001	0.001
m- and p- Xylenes	0.005	0.006
o- Xylene	0.001	0.001
C9	0.013	0.014
C10	0.007	0.007
C11	0.001	0.001
C12	0.001	0.001
C13	<0.001	<0.001
C14	<0.001	<0.001
C15	<0.001	<0.001
Total	100.000	100.000

Molecular Weight / (g/mol)	:	19.1	19.0
Gas Gravity, (air=1.000)	:	0.661	0.657
Air Content / (vol%)	:	0.23	0.59
H <sub>2</sub> S / (ppm) <sup>(1)</sup>	:	<0.1	<0.1
Water Content / (mg/L) <sup>(1)</sup>	:	4	4
O <sub>2</sub> / (mol %) <sup>(1)</sup>	:	1	1

Annexe 3 : compositions des gaz associés.

Component	Molecular Weight g/mol	Density g/cm <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> O	18.02	
N <sub>2</sub>	28.01	
H <sub>2</sub> S	34.08	
CO <sub>2</sub>	44.01	
C1	16.04	
C2	30.07	
C3	44.10	
iC4	58.12	
nC4	58.12	
neo-C5	72.15	
iC5	72.15	
nC5	72.15	
C6	86.18	0.685
Benzene	78.11	0.722
C7	100.20	0.722
Toluene	92.14	0.745
C8	114.23	0.745
Ethylbenzene	106.17	0.764
m- and p- Xylenes	106.17	0.764
o- Xylene	106.17	0.764
C9	128.26	0.764
C10	142.28	0.778
C11	156.31	0.789
C12	170.34	0.800
C13	184.36	0.811
C14	198.39	0.822
C15	212.42	0.832

Annexe 4 : poids moléculaire et densités.

**Annexe 5 : Historique de la zone 25.**

<b>Année</b>	<b>P<sub>g</sub> (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>N<sub>p</sub> (kSm<sup>3</sup>)</b>	<b>G<sub>p</sub> (kSm<sup>3</sup>)</b>	<b>W<sub>p</sub> (kSm<sup>3</sup>)</b>	<b>G<sub>inj</sub> (kSm<sup>3</sup>)</b>	<b>W<sub>inj</sub> (kSm<sup>3</sup>)</b>
01/01/1959	481,887	0	0	0	0	0
01/01/1960	481,887	0	0	0	0	0
01/01/1961	481,422	26,5215	5596,31	0	0	0
01/01/1962	479,686	125,074	26672,9	0	0	0
01/01/1963	473,658	467,34	100102	0	0	0
01/01/1964	468,562	757,802	162204	0	0	0
01/01/1965	463,613	1040,26	222825	0	0	0
01/01/1966	459,322	1285,77	275495	0	0	0
01/01/1967	455,726	1492,54	319569	0	0	0
01/01/1968	452,21	1694,51	362967	0	0	0
01/01/1969	449,428	1854,65	397349	0	0	0
01/01/1970	447,869	1944,12	416797	0	0	0
01/01/1971	446,229	2038,51	437319	0	0	0
01/01/1972	440,112	2392,88	513655	0	0	0
01/01/1973	421,308	3503,31	753084	0	6649,17	0
01/01/1974	396,407	5012,14	1,08E+06	0	19665,9	0
01/01/1975	368,575	6733,82	1,44E+06	0	26418,5	0
01/01/1976	343,503	8375,8	1,80E+06	0	42109	0
01/01/1977	332,466	9695,57	2,09E+06	0	305832	0
01/01/1978	321,812	11127	2,43E+06	0	634536	0
01/01/1979	308,02	12567,3	2,80E+06	0	883492	0
01/01/1980	295,582	14083,3	3,23E+06	0	1,21E+06	0
01/01/1981	286,357	15470,7	3,71E+06	0	1,64E+06	0
01/01/1982	277,251	16767,9	4,20E+06	0	2,05E+06	0
01/01/1983	273,133	17811,3	4,65E+06	0	2,53E+06	0
01/01/1984	271,489	18677,6	5,02E+06	0,20475	3,00E+06	0
01/01/1985	267,513	19597,6	5,43E+06	0,40365	3,43E+06	0
01/01/1986	259,816	20475,7	5,91E+06	0,40365	3,74E+06	0
01/01/1987	253,042	21287,6	6,35E+06	0,40365	4,03E+06	0
01/01/1988	250,573	22002,4	6,72E+06	0,40365	4,41E+06	0

01/01/1989	252,884	22675,4	7,12E+06	0,40365	4,99E+06	0
01/01/1990	260,568	23190,7	7,39E+06	2,9554	5,66E+06	0
01/01/1991	263,075	23776,4	7,75E+06	17,3957	6,22E+06	0
01/01/1992	268,28	24442,1	8,08E+06	33,7927	6,91E+06	0
01/01/1993	272,695	25157,3	8,46E+06	48,0677	7,65E+06	0
01/01/1994	272,712	26021,2	8,89E+06	75,3097	8,26E+06	0
01/01/1995	270,679	27089,4	9,42E+06	102,852	8,90E+06	0
01/01/1996	266,814	28070,9	1,00E+07	126,505	9,48E+06	0
26/01/1996	266,413	28137,8	1,01E+07	127,805	9,52E+06	0
01/01/1997	261,829	29140,3	1,07E+07	142,271	1,01E+07	0
01/01/1998	258,302	30201,2	1,13E+07	159,59	1,07E+07	0
01/01/1999	252,913	31270,6	1,21E+07	186,738	1,13E+07	0
01/01/2000	248,004	32201	1,27E+07	220,968	1,19E+07	0
01/01/2001	241,524	33101,5	1,34E+07	245,928	1,23E+07	0
01/01/2002	236,582	34082,7	1,41E+07	274,355	1,29E+07	0
01/01/2003	235,866	34984	1,48E+07	292,736	1,37E+07	0
01/01/2004	233,151	35882	1,56E+07	310,099	1,45E+07	0
01/01/2005	231,422	36776,5	1,63E+07	331,429	1,52E+07	0
01/01/2006	227,006	37772	1,71E+07	355,568	1,59E+07	0
01/01/2007	221,808	38778	1,80E+07	400,549	1,66E+07	0,127585
01/01/2008	219,917	39617,1	1,88E+07	441,306	1,74E+07	1,35307
01/01/2009	217,078	40602,6	1,98E+07	495,179	1,83E+07	2,58191
01/01/2010	216,109	41583	2,07E+07	510,007	1,93E+07	49,994
01/01/2011	210,736	42591,2	2,18E+07	525,094	2,02E+07	52,081
01/01/2012	208,958	43426,9	2,27E+07	538,454	2,11E+07	65,5635
01/01/2013	208,035	44179,4	2,36E+07	549,597	2,19E+07	208,582
01/01/2014	205,846	45026	2,46E+07	565,713	2,27E+07	254,109
01/01/2015	202,548	45844,6	2,56E+07	580,109	2,34E+07	353,285
01/01/2016	197,694	46600,9	2,67E+07	594,098	2,42E+07	483,89
01/01/2017	194,813	47292	2,76E+07	615,169	2,49E+07	620,06
01/01/2018	190,689	47975,3	2,86E+07	699,502	2,55E+07	741,221
01/01/2019	187,571	48572,3	2,96E+07	750,304	2,61E+07	856,749
01/01/2020	184,496	49122	3,04E+07	806,463	2,66E+07	975,376

**Annexe 6 : la situation actuelle des puits dans la zone 25.**

<b>Puits</b>	<b>Date fine de forage</b>	<b>Statut</b>	<b>Etat actuel</b>	<b>Qo (m3/h)</b>	<b>GOR (Sm3/Sm3)</b>	<b>Opération</b>	<b>Date opération</b>	<b>Gain ou perte (m3/h)</b>
<b>MDZ 532</b>	07/05/2001	Gaz Lift	Ouvert	1.92	720			
<b>MDZ 559</b>	15/08/2004	Producteur Huile	Ouvert	3.17	1263			
<b>MDZ 586</b>	20/09/2006	Gaz Lift	Fermé	0.20	9142			
<b>MDZ 589</b>	14/01/2007	Abandonne	Fermé					
<b>MDZ 704</b>	25/07/2018	Producteur Huile	Ouvert	2.87	110			
<b>MD 140</b>	17/01/1971	Gaz Lift	Fermé	0.59	4261	Fracturation hydraulique	23/08/1997	0
<b>MD 158</b>	15/06/1971	Producteur Huile	Ouvert	0.94	2145	Fracturation hydraulique	19/10/1995	0
<b>MD 164</b>	25/08/1971	Gaz Lift	Ouvert	1.54	1755	Fracturation hydraulique	27/05/1994	9,16
<b>MD 167</b>	05/09/1971	Gaz Lift	Ouvert	0.60	3040	Fracturation hydraulique	27/11/2011	1,21
<b>MD 182</b>	31/03/1972	Producteur Huile	Fermé	2.50	5887			
<b>MD 185</b>	03/05/1972	Gaz Lift	Ouvert	2.89	246	Fracturation hydraulique	13/07/2017	6,9
<b>MD 189</b>	25/10/1972	Producteur Huile	Ouvert	0.76	6755	Fracturation hydraulique	05/06/1995	0
<b>MD 198</b>	22/01/1973	Producteur Huile	Fermé	0.40	2007			
<b>MD 202</b>	09/04/1973	Injecteur Gaz	Fermé		184			
<b>MD 208</b>	20/09/1973	Producteur Huile	Fermé	0.07	28372			
<b>MD 219</b>	28/03/1974	Producteur Huile	Ouvert	7.80	618	Fracturation hydraulique	29/01/1993	8,1
<b>MD 224</b>	17/07/1974	Producteur Huile	Ouvert	0.43	1928	Fracturation hydraulique	08/08/2016	1,32
<b>MD 228</b>	05/03/1975	Producteur Huile	Fermé	2.65	104	Fracturation hydraulique	01/12/2014	0
<b>MD 244</b>	28/03/1976	Injecteur Gaz	Fermé		172	Fracturation hydraulique	01/10/2004	



<b>MD 245</b>	22/01/1976	Injecteur Gaz	Fermé					
<b>MD 308</b>	15/02/1979	Producteur Huile	Ouvert	0.97	4264	Fracturation hydraulique	23/06/2003	4,21
<b>MD 353</b>	17/03/1982	Producteur Huile	Ouvert	0.40	5639	Fracturation hydraulique Short radius	12/03/1997 04/05/2010	0 1,03
<b>MD 39</b>	08/05/1960	Injecteur Gaz	Fermé					
<b>MD 456</b>	05/02/1994	Producteur Huile	Fermé	0.93	8129	Fracturation hydraulique	31/03/1996	8,21
<b>MD 457</b>	10/03/1994	Producteur Huile	Fermé	1.21	597.00	Fracturation hydraulique	28/11/1999	0,75
<b>MD 466</b>	09/11/1995	Producteur Huile	Ouvert	0.22	7620.00	Fracturation hydraulique	02/06/2008	5,01
<b>MD 468</b>	15/01/1996	Gaz Lift	Ouvert	1.46	947.00	Fracturation hydraulique	25/10/2006	0,27
<b>MD 479</b>	03/03/1997	Abandonne	Fermé	0.21	3829.00	Short radius	08/04/2002	0
<b>MD 483</b>	02/07/1997	Producteur Huile	Ouvert	1.39	4063.00	Fracturation hydraulique	27/03/2013	2,23
<b>MD 518</b>	19/03/2000	Producteur Huile	Ouvert	0.44	3256.00	Short radius	18/02/2005	4,13
<b>MD 528</b>	30/10/2000	Sec	Fermé					
<b>MD 529</b>	17/11/2000	Producteur Huile	Fermé	0.25	6326.00	Fracturation hydraulique	11/03/2007	0
<b>MD 57</b>	20/07/1961	Gaz Lift	Ouvert	0.70	506.00	Fracturation hydraulique Short radius	16/11/1996 08/10/2006	0 3,23
<b>MD 641</b>	04/05/2011	Producteur Huile	Ouvert	2.86	78.00	Short radius	15/06/2012	3,98
<b>MD 693</b>	11/07/2017	Producteur Huile	Fermé	1.66	702.00	Fracturation hydraulique	13/04/2019	0
<b>MD 7</b>	04/06/1958	Producteur Huile	Ouvert	0.63	2425.00	Short radius	26/10/2002	7,67
<b>MD 721</b>	28/01/2019	Producteur Huile	Ouvert	0.79	9868.00			