

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**MAHDJOUR ARAIBI Nouredine**

-THEME-

---

**La récupération assistée dans les gisements  
pétroliers  
(Etude de cas : l'injection d'un solvant miscible)**

---

Soutenue le : 19/ 06/ 2019 devant la commission d'examen

Jury:

<b>Président:</b>	Mr. H. LEBTAHI	MCB	Univ. Ourgla
<b>Examinatrice:</b>	Mme. Dj. BOUFADES	MAB	Univ. Ourgla
<b>Encadreur :</b>	Mr. S. HADJADJ	MAA	Univ. Ourgla

## **Remerciement**

*Je remercie en premier lieu le bon dieu, le tout puissant d'avoir éclairé ma vie, renforcer mon courage et ma volonté pour achever bien et en bonne santé le parcours de mes études.*

*Je souhaite remercier avec beaucoup de reconnaissance mon promoteur Mr. HADJADJ Sadok pour son soutien, sa patience, ses remarques et ses orientations ; et pour le temps qu'il m'a accordé le long de cette période.*

*J'adresse vivement mes remerciements à tous les membres de jury pour avoir accepté de présider au jugement du présent travail.*

*Nous commencerons par remercier chaleureusement tous les membres du département des Hydrocarbures, spécialement notre président de jury Mr:LEBTAHI Hamid et particulièrement l'examinatrice Mme:BOUFADES Djamila, pour son précieuse aide son encouragement et son soutien.*

*Par la même occasion, J'adresse aussi mes sincères remerciements à tous mes enseignants du département Production.*

## *Dédicace*

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

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

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice.*

*A mes chères frères, A mes adorables sœurs.*

*A toute ma grande famille, Mahdjoub Araïbi*

*A mes meilleurs amis chacun à son nom.*

## ملخص

يتكون إنتاج حقل البترول عمومًا من عدة مراحل. بعد الاستعادة الأولية و الثانوية ، يتم استخلاص النفط المعزز الذي يمكن استخدامه لتعديل حركة و / أو تشبع الهيدروكربونات في المكنن ، لدينا طرق حرارية وطرق كيميائية ، ويمكننا حقن المذيبات القابلة للامتزاج. باستخدام الطريقة الأخيرة ، نسعى للحفاظ على ضغط الخزان عن طريق تقليل أو القضاء على التوتر السطحي بين السوائل . تتيح هذه العمليات استخراج ما بين 5 إلى 20٪ من النفط الموجود في الرواسب ، بالإضافة إلى 30٪ تم الحصول عليها في المتوسط بعد خطوات الاسترداد التقليدية.

**الكلمات المفتاحية:** استخلاص النفط المعزز، حركة الهيدروكربونات، التوتر السطحي، المذيبات القابلة للامتزاج

## Résumé

La production d'un gisement pétrolier comprend généralement plusieurs étapes. Après la récupération primaire et la récupération secondaire, la récupération assistée du pétrole qui peuvent être employés pour modifier la mobilité et/ou la saturation des hydrocarbures dans le gisement , nous avons des méthodes thermiques et d'autres méthodes chimiques, et nous pouvons injecter des solvants miscibles .

En utilisant la dernière méthode, nous cherchons à maintenir la pression du réservoir en réduisant ou en éliminant la tension interfaciale entre les fluides. Ces procédés permettent d'extraire entre 5 et 20 % supplémentaires de l'huile en place dans le gisement, en plus des 30 % obtenus en moyenne après les étapes de récupérations conventionnelles.

**Les mots clés :** récupération assistée, mobilité, solvants miscibles, tension interfaciale

## Abstract

The production of a petroleum field generally comprises several stages. After primary recovery and secondary recovery, enhanced oil recovery that can be used to modify the mobility and / or saturation of hydrocarbons in the deposit. We have many methods, we have thermal methods and other chemical methods , and we can inject miscible solvents.

Using the latter method, we seek to maintain reservoir pressure by reducing or eliminating the interfacial tension between fluids. These processes make it possible to extract between 5 and 20% more of the oil in place in the deposit, in addition to the 30% obtained on average after the conventional recovery steps.

**Keywords :** EOR, mobility, miscible solvents, interfacial tension

# Sommaire

Remercîment

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Abréviations

Introduction générale .....1

## CHAPITRE I: facteurs influant sur la récupération

I.1 Équation de récupération d'huile:.....	4
a-L'efficacité de Récupération Globale:.....	4
b- L'efficacité de déplacement macroscopique (volumétrique) $E_v$ :.....	4
c- L'efficacité du balayage $E_A$ :.....	4
d-L'efficacité du balayage vertical $E_i$ :.....	5
e- L'efficacité de déplacement microscopique $E_D$ :.....	5
I.2 Les Facteurs contrôlant l'efficacité microscopique:.....	5
a-tension interfaciale :.....	6
b-mouillabilité :.....	8
c-pression capillaire :.....	9
d-perméabilité relative :.....	9
e-Nombre capillaire $N_{ca}$ :.....	10
I.3 Les Facteurs contrôlant l'efficacité macroscopique :.....	10
a-Hétérogénéités et anisotropie :.....	10
b- La mobilité des fluides deplaceur par rapport aux possibilités de déplacement du fluide déplacée :.....	10
c- L'arrangement des puits d'injection et de production :.....	11
d-Type de matrice de la roche :.....	11

## Chapitre II : Techniques de récupération

II.1 Récupération primaire.....	12
II.2 Récupération secondaire.....	12
II.2.1 L'injection d'eau :.....	13
II.2.2 L'injection de gaz:.....	14
II.3. La récupération assistée.....	14

II.3.1 Concepts de la récupération assistée.....	15
II.3.1.1 IOR – EOR.....	15
II.3.1.2 Objectifs de l'EOR.....	16
II.3.1.3 La nécessité de l'EOR.....	16
II.3.2 Le processus miscible.....	17
II.3.2.1 Diagramme ternaire .....	19
II.3.2.2 Miscibilité à premier contact (GPL) .....	19
II.3.2.3 Miscibilité à multiple-Contact .....	20
II.3.3 Le processus chimique.....	22
II.3.3.1 l'injection de polymères (polymerflooding).....	22
II.3.3.2 Injection de surfactant (surfactant flooding).....	23
II.3.3.3 L'injection des alcalins.....	23
II.3.3.4 l'injection Micellaire – polymère.....	23
II.3.3.5 l'injection ASP.....	24
II.3.4 Le processus thermique.....	25
II.3.4.1 Stimulation de vapeur.....	26
II.3.4.2. Injection de vapeur (Steamflooding).....	27
II.3.4. 3 La combustion in situ.....	28
II.3.5 Application d'ultrasons dans la récupération assistée .....	29
II.3.5.1 Evaluation de l'influence d'ultrason sur la production .....	30
II.3.6 Nano-fluide dans la récupération assistée du pétrole (EOR) :.....	30
II.3.6.1 Application de nano fluide dans l'EOR : .....	31
II.3.6.2 Amélioration de récupération.....	31
II.3.6.3 Tension interfaciale en fonction de nanoparticules .....	32
II.3. 6.5 L'influence des nanoparticules sur la mouillabilité d'huile :.....	32

## **Chapitre III: Etude de cas**

III.1. Introduction.....	33
III.2. Objectif de la simulation .....	33
III.3. Présentation de champ Menzel Ledjmet.....	33
III.3.1 Situation géographique.....	33
III.3.2. Histoire du champ .....	34
III.3.3 Développement de projet (Block 405b) :.....	34
III.4. Description du plan de développement par injection du solvant miscible.....	35
III.5. Résultats et discussions .....	38

### **Conclusion et Recommandations**

### **Références bibliographiques**

## Liste des Figures

<b>CHAPITRE I</b>	
FigI.1. Schéma des portions de roche partiellement remplies d'eau et de gouttes de pétrole	3
FigI.2. déplacement d'huile dans la zone balayée	5
FigI.3. illustration de la tension de surface	6
FigI.4. les relations de pression dans les tubes capillaires	7
FigI.5. Illustration de mouillabilité	8
<b>CHAPITRE II</b>	
FigII.1. Récupération d'huile supplémentaire à partir la réponse typique d'EOR	15
FigII.2. EOR Target pour les différents types d'hydrocarbures	16
FigII.3. Schéma d'un processus de récupération assistée du pétrole nécessitant l'injection de deux fluides	18
FigII.4. diagramme ternaire	19
FigII.5. Miscibilité a premier contact (GPL)	20
FigII.6. processus de vaporisation de gaz drive	21
FigII.7 Dépendance typique de la saturation résiduelle d'huile en fonction du volume	22
FigII.8 ASP flooding	25
FigII.9 Cycles de stimulation de vapeur CSS	26
FigII.10. la performance de la stimulation cyclique	26
FigII.11. l'injection continue de vapeur	27
FigII.12. changements de viscosité avant et après le traitement d'ultrason	29
FigII.13. l'effet de capillarité	30
FigII.14. Changements de la production d'huile et modifications du coefficient de production	30
FigII.15. L'influence des nanoparticules sur la mouillabilité	32
<b>CHAPITRE V</b>	
FigIII.1. Situation géographique du bloc 405 (Menzel Ledjemet)	33
FigIII.2. Situation generale de reservoir	35
FigIII.3. Principaux réservoirs BLOCK 405b	35
FigIII.4 .La production d'huile pour un MER=5%	36
FigIII.5. La production d'huile pour un MER=7.7 %	36
FigIII.6. La production au cours l'injection miscible pour un MER= 5%	37
FigIII.7. La production au cours l'injection miscible pour un MER= 7.7 %	37



## Abréviations

$B_o$	Facteur volumétrique
<b>CAFC</b>	aire centrale de la zone de complexe
<b>EOR</b>	Récupération assistée du pétrole
<b>FDR</b>	Rapport de découverte du champ
<b>G</b>	accélération due à la pesanteur
<b>H</b>	remontée capillaire
<b>IOR</b>	Récupération améliorée du pétrole
$k$	perméabilité absolue
$k_g$	Perméabilité effective à gaz pour une saturation de gaz donnée
$k_o$	perméabilité effective à l'huile pour une saturation d'huile donnée
$k_{rg}$	perméabilité relative à gaz
$k_{ro}$	perméabilité relative à l'huile
$k_{rw}$	perméabilité relative à l'eau
$k_w$	perméabilité effective à l'eau à une saturation d'eau donnée
<b>MLE</b>	Menzel Ledjmet East
$N_p$	récupération d'huile
<b>NGL</b>	Natural gas liquified
<b>Pc</b>	Pression critique
$p_c$	pression capillaire
<b>Qfluid</b>	Production de fluide
<b>Q oil</b>	production d'huile
<b>R</b>	rayon capillaire
$S_o$	saturation d'huile
$S_{wc}$	saturation d'eau
$T_c$	Température critique
$V_p$	volume du pore
$\mu$	Viscosité
$\theta$	angle de contact

$\Delta\rho$	différence de densité
$\rho_{air}$	masse volumique du gaz
$\rho_o$	masse volumique de l'huile
$\rho_w$	masse volumique de l'eau
$\sigma$	Tension interfaciale.
$\sigma_{gw}$	tension de surface de gaz-eau
$\sigma_{ow}$	tension interfaciale entre l'huile et l'eau
<b>N</b>	vélocité Darcy
<b>MER</b>	Taux effectif maximale

# *Introduction Générale*

Près de  $2,0 \times 10^{12}$  barils ( $0,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ) de pétrole conventionnel et  $5,0 \times 10^{12}$  barils ( $0,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ) de pétrole lourd resteront dans les réservoirs du monde entier lorsque les méthodes de récupération traditionnelles auront été réalisées. Une grande partie de ce pétrole pourra être récupéré grâce à des méthodes de Récupération Assistée du Pétrole EOR (Enhanced Oil Recovery), qui fait partie du projet général de Récupération Améliorée du Pétrole (IOR). Le choix de la méthode et la récupération escomptée dépendra de nombreuses considérations économiques et technologiques [01].

La récupération assistée du pétrole (EOR) est la récupération qui se fait par l'injection de matériaux non présents dans le réservoir. Elle est généralement considérée comme la troisième ou dernière phase utile de production de pétrole qui intervient habituellement après les récupérations primaire et secondaire.

La récupération assistée du pétrole joue un rôle déterminant dans l'accroissement de la production. Elle consiste à augmenter les quantités d'hydrocarbures extraites d'un gisement soit 30-60 % d'huile présente initialement dans le gisement qui sera récupéré.

La récupération assistée du pétrole est l'une des technologies nécessaires pour maintenir les réserves. Habituellement, les quatre catégories qui peuvent contribuer comme ajout aux réserves sont: *i*) la découverte de nouveaux champs. *ii*) la découverte de nouveaux réservoirs. *iii*) les réservoirs qui se prolongent dans les champs connus. *iv*) la redéfinition des réserves en raison des changements dans l'économie de la technologie d'extraction. Les trois premières catégories contribuent aux réserves par le forage et historiquement, c'est la meilleure façon d'accroître les réserves [01].

Compte tenu de l'augmentation annuelle de 2 % dans la consommation mondiale et vu le taux de consommation actuel élevé, il est devenu impératif de maintenir les réserves de manière stable seulement par la découverte de grands réservoirs ou de champ. Mais le taux de découverte de grands champs est en baisse et ne repose pas uniquement sur le taux de forage.

Tout aussi important, le forage nécessite un investissement considérable en capital même après la découverte d'un champ. En revanche, la majeure partie de l'investissement pour la récupération assistée du pétrole est déjà réalisée (si les puits précédents peuvent être utilisés) car l'emplacement du champ cible est connu (pas besoin d'explorer).

Une mesure technique universelle de la réussite d'un projet de récupération assistée du pétrole est la quantité d'huile supplémentaire à récupérer.

La récupération assistée du pétrole est en fait un concurrent avec la récupération du pétrole conventionnelle, la compétition est en grande partie sur la base de l'économie en plus du remplacement de réserve.

Après les opérations de récupération conventionnelle qui vont contribuer à récupérer l'huile "mobilisable" dans le réservoir, une certaine quantité d'huile résiduelle reste piégée dans la roche par des effets capillaires. Pour pouvoir déplacer ces hydrocarbures restants, il est nécessaire d'utiliser des procédés (et des fluides) pour contrecarrer ces effets ou les diminuer. Du fait des limitations en pression, l'augmentation de la viscosité ou la vitesse d'injection pour accroître la récupération n'est pas une solution acceptable. Ce qui laisse le plus de marge de manœuvre est la réduction de la tension interfaciale par l'injection de tensioactifs (surfactants), procédé qui reste relativement coûteux [01].

Quelles sont les différentes techniques de la récupération assistée ? Est qu'on peut considérer ces procédés sont rentables et des investissements importants ?

L'objectif de ce mémoire est de tenter de comprendre les différentes méthodes de la récupération du pétrole, notamment les techniques de récupération assistée.

Pour atteindre cet objectif, j'ai planifié mon travail selon le plan suivant :

Après une introduction, le chapitre 1 décrit les facteurs influant sur la récupération du pétrole. Dans le chapitre 2, je présente les différentes méthodes employées dans la récupération utilisée dans les gisements pétroliers. Dans le chapitre 3, une illustration des résultats obtenus par simulation utilisant le processus miscible est mis en évidence au champ Menzel Ledjmet (sud-est de Hassi Messaoud). Enfin, je termine par une conclusion et quelques recommandations de ce travail.



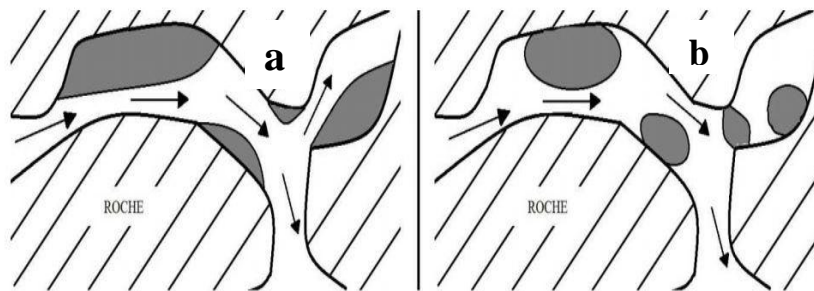
# Chapitre 1

## FACTEURS INFLUANT SUR LA RÉCUPÉRATION

## CHAPITRE I: facteurs influant sur la récupération

Au-delà de la récupération primaire et la récupération secondaire, des quantités importantes d'eau et même de gaz restent piégées. La nature de la roche-réservoir peut avoir une affinité avec le pétrole (dite hydrophobe) ou avec l'eau qui l'accompagne (dite hydrophile) ; cette affinité est plus ou moins marquée selon la composition de la roche. Dans ces conditions, la rétention du pétrole dans la roche est liée aux forces capillaires ; la mobilisation de cette huile résiduelle, implique généralement l'injection de fluides complexes pour vaincre les forces capillaires.

Une représentation simplifiée de cette situation implique au moins une surface solide (la roche) et deux fluides immiscibles (pétrole et eau) dont les quantités sont non négligeables. En condition d'équilibre, une goutte de pétrole reste piégée par l'eau qui est autour d'elle par l'effet de la capillarité. Cependant, comme le montre la Figure 1, les conditions de piégeage sont différentes selon la nature de la roche et dépendent des tensions interfaciales entre les trois phases qui coexistent. Pour caractériser cette affinité, nous pouvons mesurer un angle de contact entre ces phases, par exemple entre la goutte de pétrole et la surface solide. Par la suite, nous aborderons en détail toutes ces notions qui expliquent comment une goutte d'huile est piégée dans des conditions statiques [01].



**Figure I.1:** Schéma des portions de roche qui a une affinité partiellement remplies:  
a) -d'eau, b)- de gouttes de pétrole.

L'eau injectée (de gauche à droite) trouve des conditions plus ou moins favorables pour déplacer le pétrole piégé selon cette affinité.

Pour récupérer le pétrole qui est piégé dans la roche, il est nécessaire de mettre le système en mouvement (Figure I.1). Initialement il existe dans la roche une fraction de chaque fluide définie comme la saturation, qui va diminuer au fur et à mesure de l'injection d'un fluide extérieur (par exemple de l'eau). L'injection d'eau ou de gaz lors de la récupération secondaire et de formulations

chimiques au cours de la récupération tertiaire modifie considérablement les équilibres entre ces fluides à différentes échelles, de même que les propriétés des écoulements.

Pour mesurer l'efficacité liée à ces processus de déplacement de l'huile par une phase aqueuse (avec ou sans additifs) en extraction pétrolière, différentes échelles peuvent être considérées. À l'échelle macroscopique, les facteurs qui affectent le déplacement dépendent des caractéristiques de la roche (composition, porosité, hétérogénéités, etc.) ainsi que du rapport de mobilité entre le fluide qui déplace et le fluide qui est déplacé. À l'échelle du pore, plusieurs facteurs interviennent, dont la mouillabilité de la roche, les forces visqueuses et les forces capillaires [02].

### **I.1 Équation de récupération d'huile :**

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

$$N_p = E_D E_A E_i \frac{S_o V_p}{B_o} \quad (I.1)$$

#### **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  $E_d$ .

$$E = E_v E_d \quad (I.2)$$

#### **b- L'efficacité de déplacement macroscopique (volumétrique) $E_v$ :**

L'efficacité de déplacement macroscopique est une mesure de la façon dont le fluide deplacement 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 :

$$E_v = E_A E_i \quad (I.3)$$

#### **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.

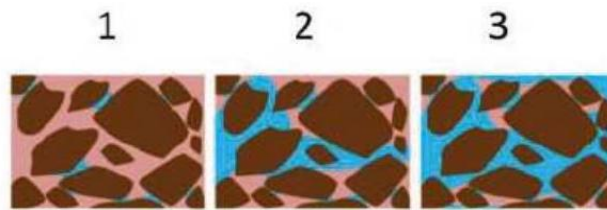
**d-L'efficacité du balayage vertical  $E_i$ :**

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[02].



**Figure I.2 :** déplacement d'huile dans la zone balayée

Mathématiquement, l'efficacité de déplacement est exprimée en :

$$E_D = \frac{\text{Volume d'huile au début de l'injection} - \text{Volume d'huile restant}}{\text{Volume d'huile au début de l'injection}}$$

**I.2 Les Facteurs contrôlant l'efficacité microscopique:**

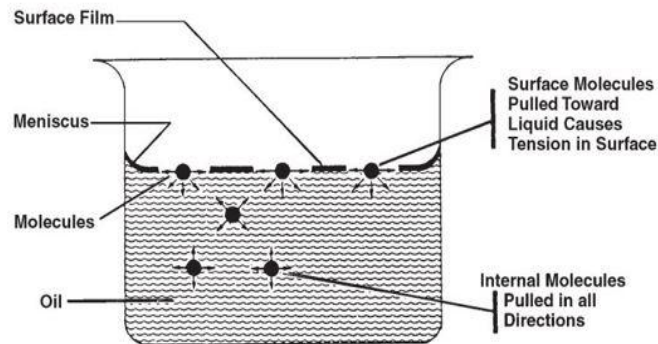
- ✓ Tension inter-faciale.
- ✓ Mouillabilité.
- ✓ Pression capillaire.
- ✓ Perméabilité relative.
- ✓ Nombre capillaire  $N_{ca}$ .



**a. Tension interfaciale:**

S'agissant des systèmes polyphasiques, il est nécessaire d'examiner l'effet des forces à l'interface lorsque deux liquides non miscibles sont en contact. Lorsque ces deux fluides sont liquides et gazeux, le terme de tension de surface est utilisé pour décrire les forces agissant sur l'interface. Lorsque l'interface est entre deux liquides, les forces sont appelées tension interfaciale.

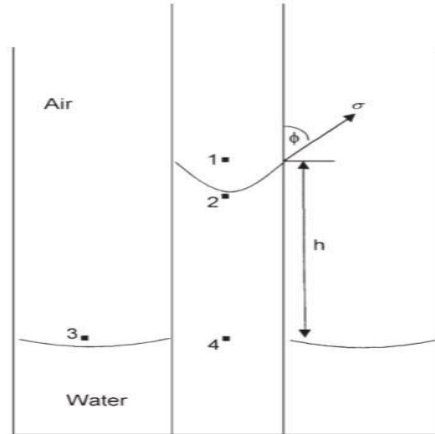
Les surfaces de liquides sont généralement recouvertes de ce qui agit comme une couche mince. Bien que ce film apparent possède peu de force, il néanmoins agit comme une membrane mince et résiste à la rupture. C'est censé être causé par l'attraction entre les molécules au sein d'un système donné. Toutes les molécules sont attirées par une à l'autre en proportion du produit de leurs masses et inversement comme les places de la distance entre eux. Considérons les deux liquides non miscibles, l'air (ou gaz) et de l'eau (ou d'huile), comme l'illustre la figure I.3. Une molécule de liquide, qui est éloignée de l'interface, est entourée d'autres molécules liquides, ayant ainsi une force d'attraction nette qui en résulte sur la molécule de zéro. Une molécule à l'interface, cependant, a une force qui agit sur elle des molécules d'air (gaz) situé immédiatement au-dessus de l'interface et de molécules de liquides se trouvant sous l'interface. Les forces qui en résultent sont déséquilibrées et donnent lieu à la tension superficielle. La force d'attraction déséquilibrée entre les molécules crée une surface membraneuse avec une tension mesurable, c'est-à-dire, la tension superficielle [02].



**Figure I.3 :** illustration de la tension de surface

De fait, si soigneusement placées, une aiguille flottera à la surface du liquide, soutenue par la membrane mince, même si elle est beaucoup plus dense que le liquide. La tension de surface ou interfaciale a les unités de la force par unité de longueur, par exemple, dynes/cm et est habituellement indiquée par le symbole  $\sigma$ . Si un tube capillaire en verre est placé dans un grand récipient ouvert contenant de l'eau, la combinaison de la tension superficielle et la mouillabilité du

tube d'eau provoquera l'eau s'élever dans le tube au-dessus du niveau de l'eau dans le récipient extérieur du tube, comme illustré à la Figure(I.4) [02]



**Figure I.4** : les relations de pression dans les tubes capillaire

L'eau passera dans le tube jusqu'à ce que l'intégraire de force totale de tirer vers le haut, le liquide est équilibrée par le poids de la colonne de liquide étant prise en charge dans le tube. En supposant que le rayon du tube capillaire est  $r$ , la force ascendante totale  $F_{up}$ , qui brandit le liquide, est égale à la force par unité de longueur de surface fois la longueur totale de surface,

$$F_{up} = (2\pi r)(\sigma_{gw})(2\cos\theta) \quad (I.4)$$

Où  $\sigma_{gw}$  = tension de surface entre air (gaz) et eau (huile), dynes/cm.

La force ascendante est contrecarrée par le poids de l'eau, ce qui équivaut à une force vers le bas de l'accélération de la masse fois, ou

$$F_{down} = \pi r^2 h(\rho_w - \rho_{air}) \quad (I.5)$$

La densité de l'air étant négligeable par rapport à la densité de l'eau, l'équation (I.5)est réduit à :

$$F_{down} = \pi r^2 \rho_w g \quad (I.6)$$

(I.4) avec (I.6) et la résolution de la tension superficielle assimilant l'équation donne :

$$\sigma_{gw} = \frac{r h \rho_w g}{2 \cos\theta} \quad (I.7)$$

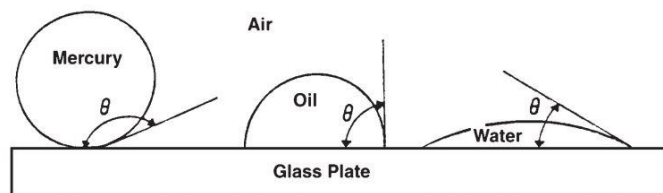
La généralité des équations (I.4), par le biais de (I.7) ne se perdra pas en les appliquant au comportement des deux liquides, c'est-à-dire, l'eau et l'huile. Parce que la densité de l'huile n'est pas négligeable, l'équation(I.7) devient:

$$\sigma_{ow} = \frac{rh(\rho_w - \rho_o)}{2\cos\theta} \quad (I.8)$$

**b. Mouillabilité :**

La mouillabilité est définie comme la tendance d'un fluide à diffuser sur ou adhérer à une surface solide en présence d'autres liquides non miscibles. Le concept de mouillabilité est illustré à la Figure (I.5). Petites gouttes de trois liquides — mercure, huile et eau — sont placés sur une plaque de verre propre. Les trois gouttelettes sont observées puis d'un côté, tel qu'illustré à la Figure (I.5) est à noter que le mercure conserve une forme sphérique, les gouttelettes d'huile développent une forme approximativement hémisphérique, mais l'eau a tendance à se répandre sur toute la surface du verre.

La tendance d'un liquide à étaler sur la surface d'un solide est une indication des caractéristiques du liquide pour le solide mouillant. Cette tendance de propagation peut être exprimée plus commodément en mesurant l'angle de contact à la surface de liquide-solide. Cet angle, qui est toujours mesuré à travers le liquide sur le solide, s'appelle l'angle de contact  $\theta$ . L'angle de contact  $\theta$  a réalisé l'importance en guise de mouillabilité. Comme illustré dans la figure(I.5), lorsque l'angle de contact diminue, les caractéristiques de mouillage de l'augmentation de liquide. Mouillabilité Complète serait attestée par un angle de contact de zéro, et non mouillant complète serait attesté par un angle de contact de  $180^\circ$ . Il y a diverses définitions de mouillabilité intermédiaire mais, dans une grande partie de la littérature publiée, l'angle de contact de  $60^\circ$  à  $90^\circ$  aura tendance à repousser le liquide. La mouillabilité des roches réservoirs pour les fluides est importante car la distribution des fluides dans les milieux poreux est fonction de la mouillabilité. En raison de la force d'attraction, la phase de mouillage à tendance à occuper les plus petits pores de la roche et la phase non mouillante occupe la plus canaux ouverts [02, 03].



**Figure I.5 :** Illustration de mouillabilité

**c. Pression capillaire :**

Les forces capillaires dans un réservoir de pétrole sont le résultat de l'effet combiné des tensions superficielles et interfaciales de la roche et de fluides, de la taille des pores et de géométrie et les caractéristiques de mouillage du système. Toute surface courbe entre deux fluides non miscibles a tendance à se contracter dans la plus petite superficie possible par unité de volume. Cela est vrai si les fluides sont l'huile et l'eau, eau et gaz (même l'air), ou de pétrole et de gaz. Lorsque deux liquides non miscibles sont en contact, une discontinuité dans la 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 elle est appelée par  $P_c$ . Le déplacement d'un fluide par un autre dans les pores d'un milieu poreux est aidé ou opposé par les forces de surface de la pression capillaire.

En conséquence, afin de maintenir un milieu poreux partiellement saturé avec fluide qu'et alors que le milieu est également exposé au mouillage de fluide, il est nécessaire de maintenir la pression du fluide qu'à une valeur supérieure à celle dans le liquide de mouillage. Qui dénote la pression dans le liquide de mouillage de  $P_w$  et que dans le fluide que par  $P_{nw}$ , la pression capillaire peut être exprimée comme : Pression capillaire = (pression de la phase que) – (pression de la phase de mouillage) [03].

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (I.9)$$

**d. Perméabilité relative :**

De nombreuses études de laboratoire ont conclu que la perméabilité effective de n'importe quel réservoir de liquide est fonction de la saturation de fluide de réservoir et les caractéristiques de mouillage de la formation. Il devient donc nécessaire, pour spécifier la saturation fluide lorsque indiquant la perméabilité effective de n'importe quel liquide donné dans un milieu poreux donné. A l'instar de  $k$  est le symbole universel accepté la perméabilité absolue,  $k_o$ ,  $k_g$  et  $k_w$  sont les symboles acceptés pour la perméabilité effective à pétrole, gaz et eau, respectivement. Les saturations, c'est-à-dire, donc, la  $S_g$  et  $S_w$ , doivent être spécifié pour définir complètement les conditions au cours de laquelle il existe une perméabilité effective donnée.

Perméabilités efficaces sont normalement mesurées directement en laboratoire sur les carottes. En raison de nombreuses combinaisons possibles de saturation pour un support unique, cependant, des données de laboratoire sont généralement résumées et déclarées perméabilité relative. La perméabilité absolue est une propriété du milieu poreux et est une mesure de la capacité du milieu à transmettre des fluides. Lorsque deux ou plusieurs fluides coulent dans le même temps,

la perméabilité relative de chaque phase à une saturation spécifique est le rapport entre la perméabilité effective de la phase à la perméabilité absolue, ou [03].

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (I.10)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (I.11)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (I.12)$$

**e. Nombre capillaire  $N_{ca}$  :**

La présence de forces capillaires en milieux poreux entraîne faible d'efficacité de déplacement d'huile par l'eau.

Le déplacement d'huile résiduelle est lié à la compétition entre forces visqueuses et capillaires, habituellement exprimée par nombre capillaire [03].

$$N_{ca} = \frac{\mu\gamma}{\sigma} \quad (I.13)$$

**I.3 Les Facteurs contrôlant l'efficacité macroscopique :**

**a. Hétérogénéités et anisotropie :**

Hétérogénéités et anisotropie d'une formation pétrolifère ont un effet significatif sur l'efficacité de déplacement macroscopique. La circulation des fluides à travers le réservoir ne sera pas uniforme, s'il y a de grandes variations dans les propriétés telles que la porosité, la perméabilité et la teneur en argile. Formations calcaires ont généralement de larges fluctuations de porosité et de perméabilité. En outre, nombreuses formations ont un système de microfractures ou grand macrofractures. N'importe quel moment qu'une fracture se produit dans un réservoir, fluides aura tendance à voyager à travers la fracture en raison de la haute perméabilité de la fracture. Cela peut conduire à substantielles sans passer par de l'huile résiduelle. Le contournement de l'huile résiduelle de fluides injectés est des principales raisons de l'échec de nombreux projets pilotes de récupération assistée du pétrole. Beaucoup de recherches est menée sur la façon d'améliorer l'efficacité du balayage des fluides injectés

**b. La mobilité des fluides deplaceur par rapport aux possibilités de déplacement du fluide déplacé :**

La mobilité est une mesure relative de la comment facilement un fluide se déplace dans les milieux poreux. La mobilité apparente est définie comme le rapport de perméabilité effective à la viscosité du fluide. La perméabilité effective étant une fonction des saturations de fluide, plusieurs mobilités

apparentes peuvent être définies. Le rapport de mobilité  $M$  est une mesure de la mobilité relative apparente dans un processus de déplacement et est donné par l'équation :

$$M = \frac{\text{mobilité de la phase déplaçant}}{\text{mobilité de phase déplacée}}$$

Lorsqu'un liquide est injecté dans un milieu poreux contenant le fluide injecté et un second fluide, la mobilité apparente de la phase déplaçant est généralement mesurée à la moyenne de saturation de la phase déplaçant comme la phase déplaçant commence seulement à percer sur le site de production. La mobilité apparente de la phase non déplaçant est mesurée à la saturation de la phase déplaçant qui se produit juste avant le début de l'injection de la phase déplaçant. L'efficacité de balayage est une forte fonction du rapport mobilité. Le phénomène appelé digitation visqueuse peut avoir lieu si la mobilité de la phase déplaçant est beaucoup plus grande que la mobilité de la phase déplacée.

**c. L'arrangement des puits d'injection et de production :**

L'arrangement des puits d'injection et de production dépend essentiellement de la géologie de la formation et la taille (superficie) du réservoir. Lorsque l'exploitant envisage un projet de récupération assistée du pétrole pour un réservoir donné, il aura l'option qui consiste à utiliser l'arrangement de puits existant ou forer de nouveaux puits dans différents endroits. Souvent, cette décision de reconversion de puits peut conduire à des éléments de coût important dans le projet global et devrait impliquer une grande partie de la considération. Par ailleurs, la connaissance de la perméabilité directionnelle et autres hétérogénéités peut aussi aider dans l'examen des arrangements de puits et pourra conduire à une efficacité de balayage pauvre dans un modèle développé et suggérer que le modèle soit modifié. Par exemple les formations de grès sont caractérisées par une géométrie de pores plus uniformes que celui des calcaires. En effet, les formations calcaires ont de gros trous et peuvent avoir des fractures importantes [03].

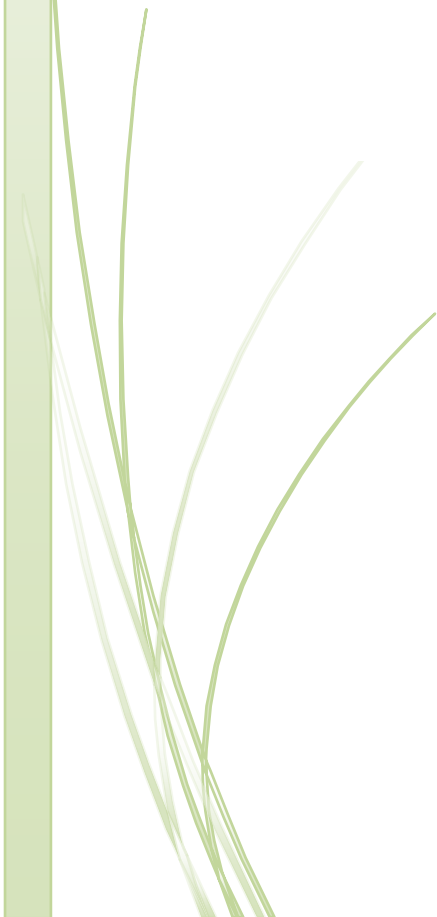
**d. Type de matrice de la roche :**

Les formations calcaires sont associées à l'eau captive qui peuvent avoir des niveaux élevés d'ions divalents tels que  $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{Mg}^{2+}$ . Porosité vacuolaire et la teneur en ions divalents élevé dans leurs eaux captive (connate water) entravent l'application des procédés de récupération assistée du pétrole dans les gisements de calcaire. À l'inverse, une formation de grès peut se composer de telles tailles petit grain de sable et être tellement serrés que les liquides ne coulera pas facilement par le biais de la formation.[03]



# *Chapitre II*

## *Techniques de récupération*



## **Techniques de récupération**

### **II.1 Récupération primaire:**

La production primaire, comme le terme suggère, est la première méthode de récupération. A la découverte, un réservoir de pétrole brut contient un mélange d'eau, huile et le gaz dans les petits espaces de pores de la roche réservoir. Initialement, le réservoir retient ces liquides sous une pression considérable due à l'effet de la pression hydrostatique d'eau souterraine. À cette pression une grande partie du gaz est dissoute dans l'huile. Ces deux fluides (l'eau initiale et le gaz dans la solution) en association fournissent l'élément moteur pour déplacer l'huile dans le puits.

Si la pression sur le liquide dans le réservoir (l'énergie de réservoir) est assez grande, l'huile coulera dans le puits et jusqu'à la surface. Dans ce cas aucun équipement de pompage n'est exigé. Si l'énergie de réservoir n'est pas suffisante pour forcer l'huile jusqu'en surface alors le puits doit être pompé [01]. Dans les deux cas, rien n'est ajouté au réservoir pour augmenter ou maintenir son énergie. Le taux de production d'un puits éruptif a tendance de baisser comme l'énergie du réservoir naturel. Quand un puits éruptif ne produit plus à un taux efficace, une pompe est installée. Comme la production du pétrole est continue, la pression de réservoir ne cesse de baisser, à moins qu'un liquide comme l'eau par exemple ne fait irruption dans le réservoir pour remplacer cette huile produite. Et il se trouve rarement que des aquifères soient présents dans les gisements pétroliers, puissent fournir l'eau suffisante pour y remédier au problème de déplétion [04].

La baisse de pression de réservoir affecte défavorablement la production de pétrole de deux façons. D'abord, elle diminue la force qui conduit l'huile dans le wellbore. La seconde et plus importante, une baisse dans la pression de réservoir causant ainsi, l'échappement de faible quantité de gaz retenue dans la solution empêchant alors le flux d'huile. La quantité d'huile qui peut être déplacée par l'énergie de réservoir naturelle associée à un réservoir varie avec le type de réservoir [04].

### **II.2 Récupération secondaire:**

La récupération secondaire est le résultat de l'intervention humaine dans le réservoir pour améliorer la récupération, lorsque les énergies naturelles ont diminué jusqu'à une déraisonnablement Bas efficacité.

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



opérations que les techniciens appellent la récupération secondaire. L'eau sera injectée à la base du gisement, ou bien en périphérie afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera l'huile vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir. Simple en apparence, cette opération requiert cependant toute une série de précautions. On injecte en général de l'eau traitée, car il faut éviter que cette eau apporte des ions entrant en réaction avec ceux contenus dans l'eau du gisement. Ils pourraient donner des sels insolubles qui boucheraient les pores de la roche [05].

L'injection d'eau a eu parfois des conséquences inattendues. En mer du Nord, par exemple, elle a eu un effet de compaction dans les craies ayant entraîné un phénomène de subsidence au fond de la mer. Ce qui a nécessité de remonter les plate-formes de production autrement, elles seraient immergées. Les injections de gaz répondent au même objectif. Elles sont réalisées soit au sommet du gisement quand il s'agit simplement de faire remonter la pression, soit à sa base pour qu'il déplace vers les puits de production le pétrole tout en minimisant la ségrégation gravitaire. Le gaz entraîne vers le puits, par évaporation, les composants du brut les plus légers. En outre, il réduit le piégeage capillaire et contribue à vider les pores de la roche du pétrole qui s'y était logé. Différents procédés impliquant l'injection de gaz ont été mis en œuvre au début des années 90 et se sont développés à la faveur des réglementations environnementales interdisant de brûler à la torche le "gaz associé" que la localisation du gisement ne permettrait pas d'acheminer vers une zone de consommation.

### **II.2.1 L'injection d'eau:**

Si l'on peut aider les fluides à s'élever dans les tubings (activation par pompage ou gas lift) alors, laisser un gisement se dépléter présente des inconvénients majeurs en termes de récupération.

L'injection d'eau ou de gaz dans le gisement permet de "maintenir la pression". Il s'agit de la récupération assistée parfois appelée récupération secondaire.

L'injection d'eau (prélevée dans une autre source que le gisement lui-même), ou la réinjection de l'eau associée au brut après séparation, constitue le procédé de récupération assistée le plus utilisé (80 % à 85 % de l'huile supplémentaire produite).

L'injection d'eau sera le plus souvent décidée dans les cas suivants : gisement d'huile à faible énergie : huile sous-saturée, aquifère peu actif ou de volume négligeable, gisement d'huile peu perméable ou de grandes dimensions (écarts de pression trop importants), gisement d'huile de configuration géométrique telle que les entrées naturelles d'eau, laissent des zones importantes non balayées.

Le but de l'injection d'eau est l'optimisation de la production et l'augmentation de la récupération par :

- le maintien de pression.
- le balayage de l'huile en place [05].

### **II.2.2 L'injection de gaz:**

Cette méthode est similaire à l'injection d'eau en principal .Elle est utilisée pour maintenir la pression du gaz cap même si le déplacement d'huile n'est pas nécessaire.

Lorsque le gaz est utilisé comme l'agent de maintien de pression, il est habituellement injecté dans une zone de gaz libre (c.-à-d., le gas-cap) pour maximiser la récupération par le drainage de la gravité.

Le gaz injecté est habituellement gaz naturel produit dans le réservoir.On peut vendre le gaz lorsque l'opération secondaire est terminée et le gaz peut être récupéré par la déplétion. D'autres gaz, comme le N<sub>2</sub>, peut être injecté pour maintenir la pression dans le réservoir. Cela permet de vendre le gaz naturel parallèlement avec sa production.

Le premier problème rencontré avec la méthode de récupération d'injection gaz est que le gaz est très léger. Par conséquent, lorsqu'il circule à travers la formation, il migre vers les zones supérieures du réservoir, se déplace sur les liquides plus lourds (le pétrole brut) et laisse des grandes quantités d'huile derrière.

Le deuxième problème rencontré est qu'en étant plus léger que le pétrole, le gaz aura tendance à doigt — c'est-à-dire, percer de petits cours d'eau dans le puits de récupération, sans passer par une grande partie de l'huile et réduit ainsi l'efficacité du balayage.

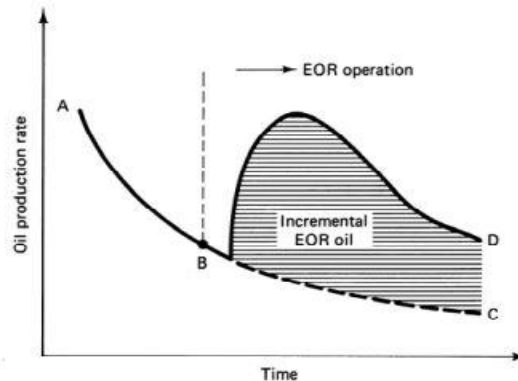
Le troisième problème, il est difficile pour le gaz injecté de recombinaison avec l'huile restante dans la formation. Le reste de l'huile devient plus lourd et plus difficile à déplacer [05].

La récupération restera toujours faible, ainsi d'autres méthodes appartenant à la récupération tertiaire sont préconisées pour augmenter la récupération assistée. Il s'agit de techniques faisant varier les propriétés de mobilité d'huile dans le réservoir par l'introduction d'agents chimiques ou des procédés thermiques.

### **II.3. La récupération assistée**

Une mesure technique universelle de la réussite d'un projet de récupération assistée du pétrole est la quantité d'huile supplémentaire récupérée. La figure II.1 définit l'huile incrémentielle. Imaginez un champ, un réservoir ou bien le taux d'huile diminue à partir de A à B. En B, un projet de

récupération assistée du pétrole est lancé et, en cas de succès, le taux devrait montrer une déviation de la baisse prévue de quelque temps après B. L'huile supplémentaire est la différence entre ce qui a été effectivement recouvert B à D, et ce qui aurait été récupéré si le processus n'a pas été amorcée B et C. Puisque les aires sous les courbes de taux sont montantes, c'est la région ombrée dans la figure II.1 [04].



**Figure II.1.** Récupération d'huile supplémentaire à partir la réponse typique d'EOR

Comme le concept dans la Fig. II.1 est simple, l'EOR est difficile à déterminer dans la pratique. Il y a plusieurs raisons pour cela.

- Production combinée (mêlée) à partir des puits d'EOR et non EOR. Ce type de production, est difficile de répartir l'huile produite par l'EOR pour le projet de récupération assistée du pétrole.
- L'huile provenant d'autres sources. Généralement, le projet de récupération assistée du pétrole a connu le nettoyage de puits substantiel ou autres améliorations avant le démarrage. L'huile produite à la suite de ce traitement n'est pas facilement différenciée de l'huile de récupération assistée du pétrole.
- L'estimation erronée du déclin hypothétique. La courbe de B à C, Fig. II.1 doit être estimée avec précision. Malheureusement, ce déclin n'est que prévisionnel (fictif ou tendance) qui ne reflète pas la réalité et il est donc impossible d'évaluer cette précision.

### II.3.1 Concepts de la récupération assistée

#### II.3.1.1 IOR - EOR

Les termes EOR et IOR sont parfois utilisés indifféremment. IOR, ou la récupération améliorée de pétrole, est un terme plus général qui signifie améliorer la récupération du pétrole par tout moyen, par exemple, des stratégies opérationnelles telles que le forage intercalaire de puits (infill drilling) et

les puits horizontaux qui améliorent le balayage vertical et superficiel, conduisant à une augmentation de la récupération du pétrole.

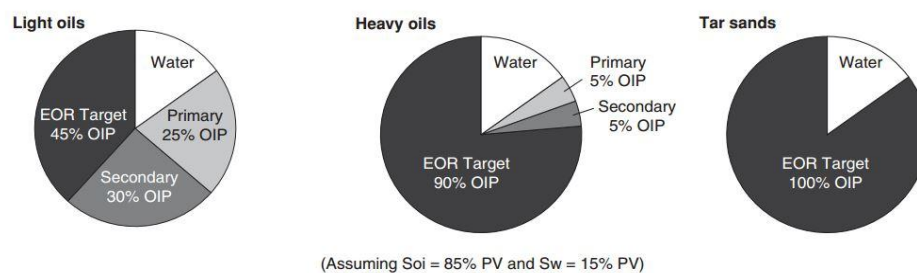
La Récupération assistée du pétrole, ou l'EOR, est plus spécifique au concept, elle est peut être considérée comme un sous-ensemble de l'IOR. L'EOR implique une réduction de la saturation de l'huile sous la saturation de l'huile résiduelle ( $S_{or}$ ). La récupération de l'huile conservée en raison des forces capillaires (après l'injection d'eau dans les réservoirs d'huile légère) et/ou les huiles qui sont immobiles ou presque immobiles en raison de la forte viscosité (Pétroles lourds et les sables bitumineux) peuvent être réalisées seulement en abaissant la saturation de l'huile sous  $S_{or}$ . Des processus miscibles, chimiques et thermiques sont efficaces pour réduire la saturation de l'huile résiduelle et sont donc les méthodes de la récupération assistée du pétrole. [04]

### II.3.1.2 Objectifs de l'EOR

L'objectif de la récupération assistée du pétrole varie considérablement pour les différents types d'hydrocarbures. La figure II.2 montre les saturations fluides et la cible de l'EOR pour les réservoirs d'huiles légères, lourds et les sables bitumineux. Pour les réservoirs d'huile légère, l'EOR est généralement applicable après des opérations de récupération secondaire, et l'objectif de récupération assistée du pétrole est ~ 45 % OOIP.

Le taux de récupération dans les réservoirs d'huile lourds sera faible, donc l'EOR signifie la récupération du pétrole au-delà des méthodes primaires.

Pour l'extrêmement lourd ou bien les sables bitumineux où la récupération primaire est nulle, l'EOR désigne n'importe quelle méthode de récupérations applicables [04].



**Figure II.2:** EOR Target pour les différents types d'hydrocarbures.

### II.3.1.3 La nécessité de l'EOR

La récupération assistée du pétrole est l'une des technologies nécessaires pour maintenir les réserves. Les réserves sont le pétrole (brut et condensats) récupérable des gisements connus sous le

dominants d'économie et de la technologie. Elles sont données par l'équation de bilan matières suivantes :

$$\left( \begin{array}{c} \text{réserves} \\ \text{présents} \end{array} \right) = \left( \begin{array}{c} \text{réserves} \\ \text{du passé} \end{array} \right) + (\text{additifs}) - \left( \begin{array}{c} \text{quantité} \\ \text{produite} \end{array} \right)$$

Les quatre catégories d'ajout aux réserves sont:

1. Découvrir de nouveaux champs.
2. Découverte de nouveaux réservoirs.
3. Réservoirs qui se prolongent dans les champs connus.
4. Redéfinition des réserves en raison des changements dans l'économie de la technologie d'extraction [04].

Les réserves dans les catégories 1 à 3 sont ajoutées par forage et historiquement il est la meilleure façon d'ajouter les réserves. Compte tenu de l'augmentation annuelle de 2 % dans la consommation mondiale et vu le taux de consommation actuel élevé, il est devenu évident que les réserves peuvent être maintenues constantes seulement par la découverte des grands réservoirs.

Mais le taux de découverte des grands champs est en baisse. Plus important encore, le taux de découverte ne dépend plus fortement du taux de forage. Tout aussi important, le forage nécessite un investissement en capital considérable même après la découverte d'un champ. En revanche, la majorité des investissements pour la récupération assistée du pétrole a déjà été faite (si les puits précédents peuvent être utilisés).L'emplacement du champ cible est connu (pas besoin d'explorer), et les cibles ont tendance à être proches des marchés existants [04].

La Récupération assistée du pétrole est en fait un concurrent avec la récupération du pétrole conventionnel, La compétition est en grande partie sur la base de l'économie en plus du remplacement de réserve.

La récupération assistée EOR (Enhanced Oil Recovery) englobe trois processus:

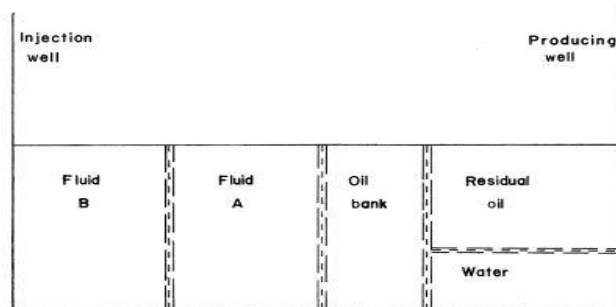
- Le processus miscible.
- Le processus chimique.
- Le processus thermique.

### II.3.2 Le processus miscible

Si deux liquides ne se mélangent pas dans toutes les proportions pour former une seule phase, le processus est appelé non miscibles. Dans un processus de déplacement non miscible, par exemple

l'injection d'eau, l'efficacité de déplacement microscopique  $E_d$  est généralement beaucoup inférieure à l'unité.

L'objectif de la miscibilité est d'augmenter la récupération d'huile et de gaz par la réduction de la saturation de l'huile résiduelle à la valeur la plus faible possible. Puisque la saturation d'huile résiduelle dépend du nombre capillaire  $N_{ca}$  et la saturation de l'huile résiduelle diminue lorsque le nombre capillaire augmente, la tension interfaciale devrait être ramenée à sa valeur la plus basse en injectant un solvant miscible entraîné par les gaz naturel jusqu'à ce que la miscibilité soit atteinte. Ensuite, une seule phase se traduira à partir du mélange de fluides miscibles, sans aucune interface et par conséquent aucune tension interfaciale entre les fluides. Le déplacement miscible est le déplacement d'huile par un liquide avec lequel il se mélange en toutes proportions sans la présence d'une interface et forme ainsi une seule phase. La **figure II.3** est une représentation schématique d'un processus miscible. Un fluide A est injecté dans la formation et mélangé avec le pétrole brut, ce qui constitue une banque d'huile. Une zone de mélange se développe entre le fluide A et de la banque d'huile et augmentera en raison de la dispersion. Fluide A est suivi par le fluide B, qui est miscible avec le fluide A mais pas généralement miscible avec l'huile et qui est beaucoup moins cher que le fluide A. On créera également une zone de mélange à l'interface de fluide B – fluide A. Il est important que la quantité de liquide qui est injectée soit assez grande pour que les deux zones de mélange n'entrent pas en contact. Si le front de zone de mélange fluide A – fluide B atteint l'arrière de la zone de mixité fluide A – huile, un fingering visqueux du fluide B à travers l'huile pourrait se produire. Par ailleurs, le volume de fluide A doit rester faible que possible pour éviter des coûts importants d'injection miscible (chimiques)[06].



**Figure II.3:** Schéma d'un processus de récupération assistée du pétrole nécessitant l'injection de deux fluides.

Pour améliorer la récupération d'huile, il est important d'injecter un liquide qui est miscible avec l'huile, pour éliminer les forces interfaciales et il n'y aura aucune saturation résiduelle en huile  $S_{or}$  et l'efficacité de déplacement sera :

$$E_D = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} = 100\%$$

### II.3.2.1 Diagramme ternaire

Le diagramme ternaire représente, sur un triangle équilatéral, le comportement de phase d'un mélange de trois composants. Chaque angle du triangle équilatéral représente un des composants (100 %), et chaque côté correspond à zéro pour cent de l'élément représenté par le coin opposé[07].

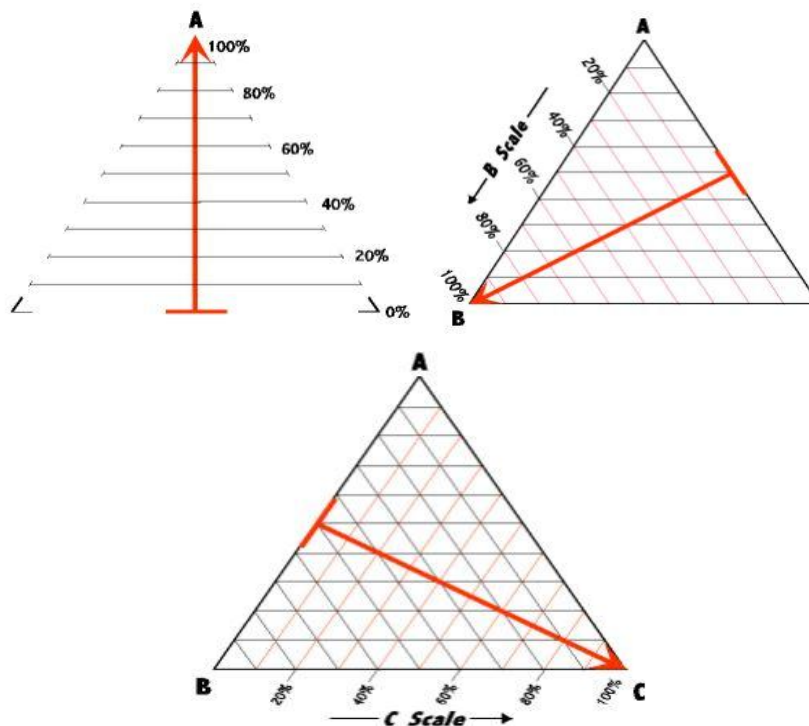


Figure II.4: diagramme ternaire

### II.3.2.2 Miscibilité à premier contact (GPL)

Les fluides injectés dans la miscibilité à premier contact sont les mélanges de gaz de pétrole liquéfié (GPL). Ces solvants mélangent directement avec les huiles de réservoir en toutes proportions et le mélange reste monophasé. Le solvant de GPL est représenté par  $C_{2 \rightarrow 7}$ , le gaz de conduite de slug solvant par  $C_1$  et la pseudo-composante des hydrocarbures lourds par  $C_{7+}$  [07].

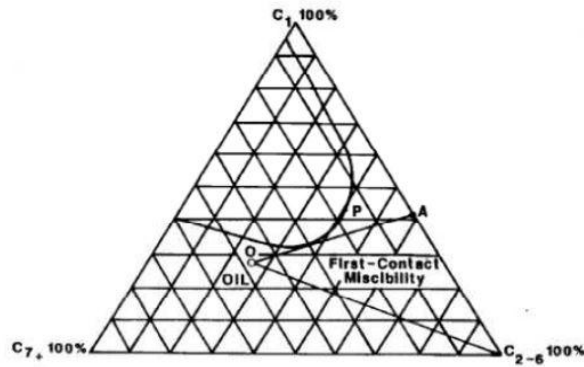


Figure II.5 :Miscibilité à premier contact (GPL)

### II.3.2.3 Miscibilité à multiple-Contact

Il y a deux processus à travers lesquels le déplacement miscible dynamique peut être obtenu dans le réservoir, à savoir, condensation de gaz et vaporisation de gaz. Les deux processus sont liés à l'emplacement de la composition de l'huile de réservoir sur un diagramme Pseudo-ternaire en ce qui concerne la Tie line (la ligne tangente à la courbe binodale passant par le point de tresse).

➤ **Processus de condensation de gaz drive :**

La composition de l'huile de réservoir « O » se trouve à gauche de la Tie line limitant PB sur le diagramme de pseudo-ternaire, et lorsque le solvant injecté, qui est un mélange de gaz naturel ( $C_1$ ) et intermédiaires  $C_{2\rightarrow6}$  a une composition comprise entre A et B.

Les résultats de miscibilité provenant du transfert in situ (condensation) d'hydrocarbure intermédiaire du solvant injecté dans l'huile du réservoir.

En supposant que le gaz naturel avec les concentrations minimales de  $C_{2\rightarrow6}$  (point B) est injecté dans le réservoir avec la composition de l'huile "O", le mécanisme de la miscibilité dynamique se déroule comme suit :

- Les compositions de tous les mélanges de deux fluides, après leur premier contact, sont représentées par la ligne droite OB, et la plupart relève de la région en deux phases.
- Le mélange en deux phases qui résulte est  $M_1$ , et sa ligne de jonction (tie line) relie la composition de phase équilibre liquide  $L_1$  à la composition de phase équilibre gaz  $G_1$ .
- Une injection supplémentaire de solvant B entre en contact avec la composition de phase équilibre liquide  $L_1$  et forme un nouveau mélange global  $M_2$  avec une composition de phase équilibre liquide  $L_2$  et une composition de phase équilibre gaz  $G_2$ .



Une injection continue de solvant B enrichit les mélanges globaux du réservoir  $M_1, M_2, M_3 \dots$  avec plus de composants intermédiaires  $C_{2-6}$ . Une zone de transition est créé le long de la courbe de point de bulle avec les compositions de la phase d'équilibre liquide  $L_1, L_2, L_3 \dots$  jusqu'à ce que la composition de la tresse du point P soit atteinte et l'huile de réservoir devient directement miscible avec le solvant injectée B.

Pour une composition du solvant donnée, il y a une pression minimale, appelée la miscibilité minimale de pression (MMP) au-dessus duquel la miscibilité dynamique peut être obtenue dans un processus de condensation de gaz drive.

Comme la taille de la région à deux phases d'un diagramme pseudo- ternaire est réduite lorsque la pression du réservoir est augmentée, une concentration plus faible des intermédiaires  $C_{2-6}$  dans le solvant injecté sont nécessaires pour accomplir la miscibilité à des pressions plus élevées de réservoir. [08].

➤ **processus de vaporisation de gaz drive :**

Le processus de vaporisation de gaz drive a lieu lorsque la composition « O » se trouve sur ou à droite de la ligne de jonction limitant PB (le pétrole brut portée dans l'intermédiaires), et lorsque le solvant injecté a une composition se trouvant à gauche de la ligne de jonction limitant et également à gauche de la tangente ligne OA.

Les solvants Injectés sont le gaz naturel à haute pression (le processus de gaz à haute pression), l'azote, gaz de combustion et  $CO_2$ .

La miscibilité est atteinte à une pression de miscibilité minimale qui a des valeurs différentes, correspondant aux différents gaz injectés et de compositions différentes de réservoir d'huile [08].

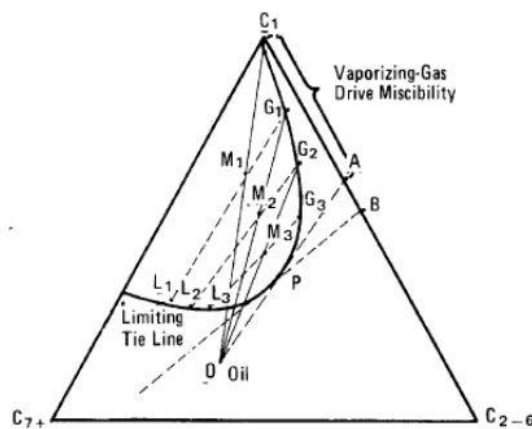


Figure II.6 : processus de vaporisation de gaz drive

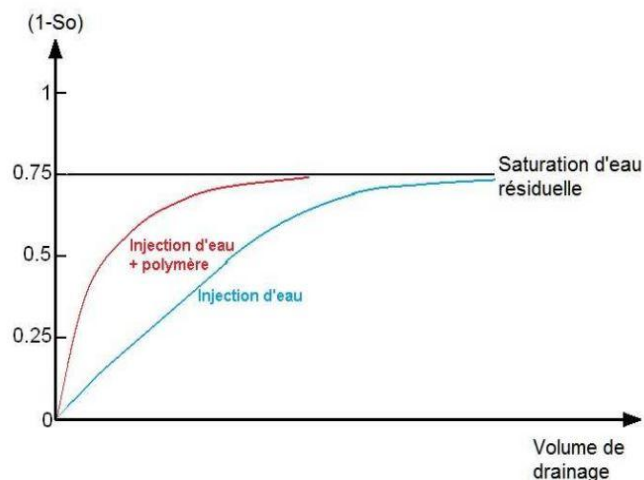
### II.3.3 Le processus chimique

L'EOR chimique, utilisé principalement dans les gisements de bruts légers, consiste en l'utilisation de formulations qui permettent de déplacer l'huile en diminuant le rapport de mobilité (échelle macroscopique) et/ou en diminuant la tension interfaciale pour réduire les forces capillaires qui piègent l'huile résiduelle (échelle microscopique). Des formulations très diverses peuvent être utilisées : des polymères, des surfactants, des solutions micellaires, des alcalins et des mélanges entre ces composants, comme les formulations ASP (injection successive d'alcalins, de surfactants et de polymères). [09].

#### II.3.3.1 l'injection de polymères (polymer flooding)

Un des procédés les plus simples est l'addition de polymères pour augmenter la viscosité de l'eau à injecter, procédé connu comme le « polymer flooding ». L'injection d'un mélange eau-polymères va simplement augmenter la viscosité de l'eau d'injection (water flooding) afin d'améliorer le rapport de mobilité par une augmentation des forces visqueuses, même si l'efficacité au niveau microscopique (mobilisation de l'huile piégée) n'est théoriquement pas modifiée. En effet, l'augmentation de viscosité n'est théoriquement pas suffisante à elle seule pour contrebalancer les forces capillaires et contribuer au dépiégeage des gouttes d'huiles résiduelles.

La mobilité  $M$  du système est effectivement diminuée ce qui favorise le déplacement ; cependant, les conditions de piégeage (relatives à la tension interfaciale  $\sigma$  entre l'huile et la phase aqueuse) sont théoriquement équivalentes à une récupération secondaire (injection d'eau). La saturation d'huile résiduelle n'est donc pas diminuée dans le puits, mais la quantité de fluide nécessaire pour la déplacer est plus faible. Voyons cela avec un exemple (**Figure II.8**).[09]



**Figure II.7:** Dépendance typique de la saturation résiduelle d'huile en fonction du volume

### **II.3.3.2 Injection de surfactant (surfactant flooding)**

Le mot surfactant est l'abréviation de surface active agent. Les tensioactifs sont des composés organiques amphiphilic, ce qui signifie qu'ils se composent du groupe hydrophobe (queue) et d'un groupe hydrophile (tête). Ils sont solubles dans les solvants organiques et dans l'eau, l'injection de surfactant a été employé pour la plupart des réservoirs de brut léger, mais pourraient aussi être envisagées dans le cas des huiles visqueuses modérément. Les surfactants sont efficaces pour abaisser la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. Les Sulfonates ou d'autres surfactants commerciaux sont souvent utilisés. Une limace aqueuse de surfactant est suivie avec une limace de polymère, et les deux limaces chimiques sont conduites à l'aide de la saumure.

Le surfactant migre vers l'interface entre les phases de l'huile et l'eau et contribue à rendre les deux phases plus miscibles. Les tensions interfaciales peuvent être réduites de  $\sim 30$  dyn/cm, dans les applications typiques de l'injection d'eau, à  $10-4$  dyn/cm avec l'addition aussi de  $0,1 - 5,0$  wt % de surfactant aux systèmes d'eau-huile, La réduction de la tension interfaciale entraîne un déplacement des courbes de perméabilité relative telle que l'huile s'écoulera plus facilement à des saturations d'huile plus faibles[09].

### **II.3.3.3 L'injection des alcalins**

Elle est aussi appelée (l'injection caustique), cette méthode nécessite l'injection des produits chimiques alcalins dans un réservoir. La réaction de ces produits chimiques avec des acides de pétrole dans la roche réservoir entraîne la formation in situ de surfactants. Lorsque la formation de molécules de surfactant se produit in situ, la tension interfaciale entre les phases de la saumure et l'huile pourrait être réduite. La réduction de la tension interfaciale provoque l'augmentation d'efficacité du déplacement microscopique, ce qui augmente ainsi la récupération du pétrole.

Les alcalis utilisés pour la formation in situ du surfactants incluent l'hydroxyde de sodium, carbonate de sodium, orthosilicate de sodium, tripolyphosphate de sodium, metaborate de sodium, hydroxyde d'ammonium et carbonate d'ammonium, hydroxyde de sodium a été le plus populaire, orthosilicate de sodium a quelques avantages dans les saumures à teneur élevée d'ions divalents.

Lorsque la tension interfaciale est abaissée jusqu'à un point où le nombre capillaire est supérieur à  $10-5$ , l'huile peut être mobilisé et déplacé [10].

### **II.3.3.4 l'injection Micellaire – polymère**

Le processus de micellaire – polymère utilise un surfactant pour abaisser la tension interfaciale entre le fluide injecté et l'huile de réservoir. Un surfactant est un agent tensio-actif qui contient une partie hydrophobe (" déteste" l'eau) à la molécule et une partie hydrophile ("aime" l'eau). Le surfactant migre vers l'interface entre les phases de l'huile et l'eau et contribue à rendre les

deux phases plus miscibles. Les tensions interfaciales peuvent être réduites de  $\sim 30$  dyn/cm, dans les applications typiques de l'injection d'eau, à  $10^{-4}$  dyn/cm avec l'ajout peu que 0,1 – 5,0 wt % de surfactant aux systèmes d'eau-huile.

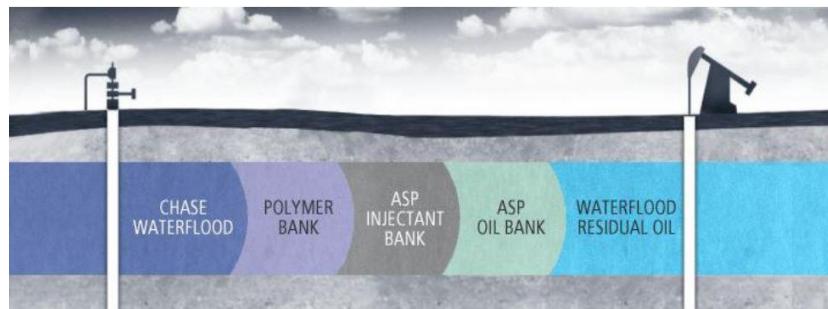
Les mêmes principes impliqués au lavage de linge sale ou les mains grasses sont utilisées en lavage d'huile résiduelle au large de formations rocheuses. Comme la tension interfaciale entre une phase huileuse et une phase d'eau est réduite, la capacité de la phase aqueuse à déplacer l'huile piégée dans les pores de la roche s'accroît. La réduction de la tension interfaciale est le résultat de déplacement des courbes de la perméabilité relative telle que l'huile s'écoulera plus facilement à des saturations d'huile plus faibles. Lorsque les surfactants sont mélangés au-dessus d'une saturation critique dans un système eau-huile, le résultat est un mélange stable appelé une solution micellaire. La solution micellaire est composée de structures appelées microémulsions, qui sont homogènes, transparent et stable à la séparation des phases. Ils peuvent exister en plusieurs formes, ils dépendent des concentrations des surfactants, huile, eau et autres constituants. Les microémulsions sphériques ont des gammes de taille typique de  $10^{-6}$  à  $10^{-4}$  mm. Un microémulsion Consiste des phases externes et internes en sandwich autour d'une ou plusieurs couches de molécules surfactant. La phase externe peut être soit aqueux ou un hydrocarbure dans la nature, comme aussi la phase interne. Les solutions de microémulsions sont connues sous plusieurs autres noms dans la littérature de pétrole. Il s'agit aussi les solutions de surfactant et l'huiles solubles [11].

### II.3.3.5 l'injection ASP

Dans la présente section, un effet synergique de l'alcali, de tensioactifs et de polymère est discuté qui peuvent aider à améliorer la récupération du pétrole. Alcali est utilisé pour générer des savons in situ par réaction avec les acides dans le pétrole brut ou servent à limiter l'adsorption des surfactants en augmentant le pH du système. L'utilisation de tous les trois produits chimiques dans slug injectée est nommée comme ASP flooding. Cette section résume le développement d'ASP flooding. Les surfactants, ajouté extérieurement ou formé in situ est responsable de l'abaissement de la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. La réduction de la tension interfaciale par l'injection des alcalins-surfactants est le mécanisme principal pour l'amélioration de la récupération du pétrole. Elle conduit à une augmentation du nombre capillaire du système qui a encore conduit à une diminution de la saturation de l'huile résiduelle. La combinaison ASP flooding sont définis comme un système d'injection qui se compose d'alcali, surfactant et polymère. Cette combinaison chimique offre plusieurs avantages. Le ratio de mobilité peut être sensiblement amélioré par le polymère injecté. La perméabilité effective à l'eau peut être réduite en raison de l'adsorption du polymère sur la roche réservoir. Plus l'huile résiduelle peut être émulsionnée et mobilisé avec l'aide des surfactants qui

sont générés sur place par les réactions chimiques entre l'alcali injecté et les acides organiques présents dans le pétrole brut. Le surfactant ajouté peut améliorer aussi la tolérance à la salinité de l'alcali. En outre, la surface de la roche réservoir devient plus chargée négativement, qui non seulement prévenir l'adsorption de substances anioniques comme les surfactants anioniques et les polymères, mais modifie également la mouillabilité de la surface rocheuse et réduire la saturation de l'huile résiduelle.

L'injection tertiaire ASP est utilisable uniquement dans les gisements sélectionnés. Les réservoirs candidats devraient avoir des colonnes d'huile épaisse avec des water legs ou des gas cap et doivent également avoir un débit supérieur (mesuré en perméabilité). L'huile de réservoir doit avoir certaines propriétés chimiques et d'écoulements spécifiques tels que la chimie des ASP mobilisera l'huile. En outre, en raison du coût total du projet, une taille minimale de ressources est nécessaire pour soutenir la mise en œuvre d'ASP [12].



**Figure II.8:** ASP flooding

### II.3.4 Le processus thermique

Les méthodes thermiques ont été testées depuis 1950 et elles sont les plus avancées parmi les méthodes de récupération assistée du pétrole en termes de la technologie et l'expérience sur le terrain. Elles sont plus adaptées pour les huiles lourdes (10-20° API) et les sables bitumineux ( $\leq 10$  ° API). Le principe consiste à fournir de la chaleur au réservoir et vaporisent une partie de l'huile dont les principaux mécanismes comprennent une réduction importante de la viscosité, et par conséquent la réduction du rapport de mobilité.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \left[ \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \right]$$

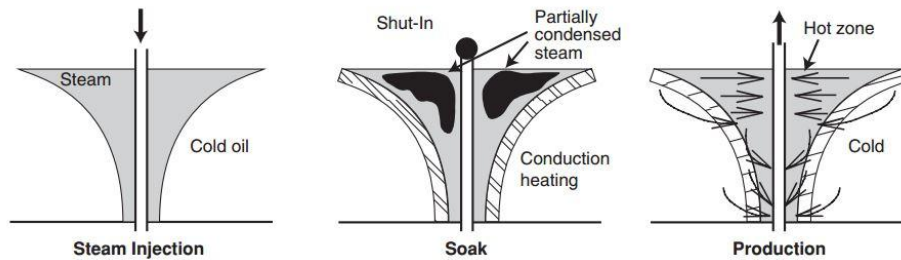
La mobilité de l'huile est augmentée par rapport à celle de l'eau et le ratio de la mobilité est réduit, permettant un déplacement plus favorable. Par ailleurs, d'autres mécanismes existent tels que l'expansion de la roche et le fluide, compactage, distillation à la vapeur et la viscoréduction.

Trois méthodes de récupération thermique ont été mises en évidence :

- Stimulation de vapeur (Steam Stimulation).
- L'injection de vapeur (steam flooding).
- La combustion in situ [13].

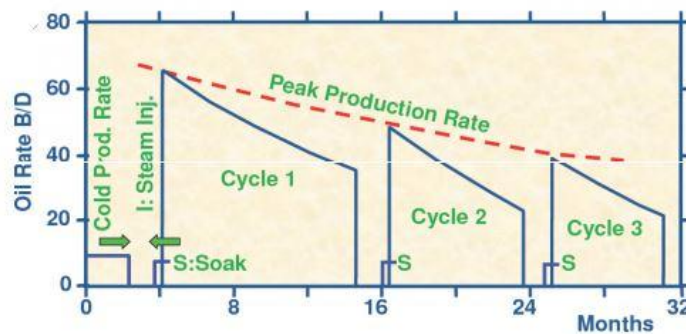
### II.3.4.1 Stimulation de vapeur

L'injection de vapeur cyclique, également appelée Huff and Puff est une méthode de récupération thermique qui consiste en une injection périodique de la vapeur dans le but de chauffer le réservoir près de wellbore où un puits est utilisé comme injecteur et producteur. Le cycle consiste en trois étapes : l'injection, le trempage et la production qui se répète pour améliorer le taux de production de pétrole comme illustré sur la figure II.10 [13].



**Figure II.9:** Cycles de stimulation de vapeur (CSS)

La vapeur est injectée dans le puits durant une certaine période de temps pour faire chauffer l'huile dans le réservoir environnant à une température à laquelle il coule (200 ~ 300° C sous 1 MPa de pression d'injection).Lorsqu'une quantité suffisante de vapeur a été injectée, le puits est fermé et la vapeur va tremper pendant un certain temps. Cette étape est appelée la phase de trempage. Le réservoir est chauffé par la vapeur et la viscosité de l'huile diminue. Le puits est ouvert et l'étape de la production est déclenchée par l'écoulement naturel dans un premier temps, puis par l'ascension artificielle. La température du réservoir rétablit le niveau dans lequel le débit d'huile réduit. Ensuite, un autre cycle est répété jusqu'à ce que la production atteigne un niveau économiquement déterminé [14].

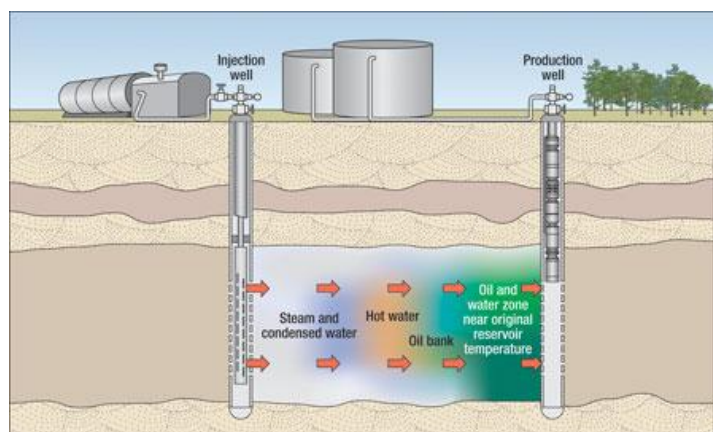


**Figure II.10:** Performance de la stimulation cyclique

### II.3.4.2. Injection de vapeur (Steamflooding)

Elle est également connue comme l'injection continue de vapeur. La récupération par steam flooding est couramment utilisée dans les réservoirs de pétrole lourd contenant de l'huile dont la viscosité élevée est un facteur limitant pour atteindre des taux de production commerciaux. Elle a été également considérée comme une méthode pour la récupération des huiles légères supplémentaires. La vapeur à haute température est injectée en continu dans un réservoir. Comme la vapeur perd sa chaleur à la formation, elle se condense dans l'eau chaude, ce qui, couplé avec l'approvisionnement continu de vapeur derrière elle, fournit l'entraînement pour déplacer l'huile dans les puits de production. La formation est chauffée, la récupération assistée des hydrocarbures est augmentée par :

- L'huile chauffée devient moins visqueuse, ce qui rend plus facile à déplacer grâce de la formation vers les puits de production.
- Les fractions plus légères de l'huile ont tendance à se vaporiser, ils se déplacent vers la formation refroidisseur devant la vapeur, ils se condensent et forment une banque solvable ou miscible.
- Enfin, la vapeur condensée refroidit et déplace l'huile à travers le réservoir qui se traduit par ce qui équivaut à une eau d'injection ordinaire devant la zone chauffée. Un bonus supplémentaire de l'utilisation de la vapeur dans la steam flooding et la stimulation cyclique est le rinçage des liners et les perforations de casing, ainsi que la réduction des dépôts qui peuvent s'accumuler dans les puits [15].



**Figure II.11 :** Injection continue de vapeur

Dans la steam flooding, parfois connu comme un steam drive, certains puits sont utilisés comme des puits d'injection de vapeur et autres puits sont utilisés pour la production de pétrole. Deux mécanismes sont à l'œuvre pour améliorer la quantité d'huile récupérée. La première consiste à faire



chauffer l'huile à des températures plus élevées et ainsi diminuer sa viscosité afin qu'elle traverse plus facilement la formation vers les puits en production. Un second mécanisme est le déplacement physique employant d'une manière similaire à l'injection d'eau, dans laquelle l'huile est destinée à être poussée dans les puits de production [15].

Une forme d'injection de vapeur qui est devenu populaire est steam assisté par le drainage de gravité (SAGD) dans laquelle deux puits horizontaux sont percés, un à quelques mètres au-dessus de l'autre où la vapeur est injectée dans le puits plus haut. L'objectif est de réduire la viscosité du bitume jusqu'au point où la gravité va tirer vers le bas dans l'autre puits de production se trouvant plus bas. Lorsque la vapeur pénètre dans le réservoir, il réchauffe l'huile brute et réduit sa viscosité. La chaleur distille également des composants légers du pétrole brut, qui se condensent dans la Banque de pétrole devant le front de la vapeur, ce qui réduit la viscosité de l'huile. Un autre facteur qui augmente la production de pétrole pendant l'injection de vapeur est lié au nettoyage près du wellbore. Dans ce cas, la vapeur réduit la tension interfaciale qui lie la paraffine et asphaltènes aux surfaces rocheuses, tandis que la distillation à la vapeur des fractions légères de pétrole crée une petite banque de solvant qui peut enlever l'huile piégée.

L'injection de fluide chaud est limitée dans l'utilisation pour des spécificités de réservoirs. Les caractéristiques suivantes présentent des avantages pour la mise en œuvre de l'opération :

- Les huiles visqueuses entre 10 et 20 API sont plus sensibles à la réduction de la viscosité par la chaleur. Les bruts Volatiles de gravité API élevés peuvent être considérés comme un steam drive à cause de la récupération supplémentaire causée par la distillation à la vapeur et l'extraction par solvant.
- Les réservoirs de profondeur inférieure à 3000 feet minimisent les pertes de chaleur. De plus, la chaleur latente est plus élevée à basse pression. Par conséquent, plus de chaleur peut être transportée per pound de vapeur injectée dans les réservoirs peu profonds sous faible pression que dans les zones plus profondes à haute pression.
- La perméabilité de 500 md ou plus aide à l'écoulement des huiles visqueuses. La perméabilité dans les projets de steam drive est très importante parce que la réponse dépend de la vitesse d'injection.
- La saturation d'huile près de 1200 bbl/acre-ft augmente les chances pour une réussite économique [15].

### **II.3.4. 3 La combustion in situ**

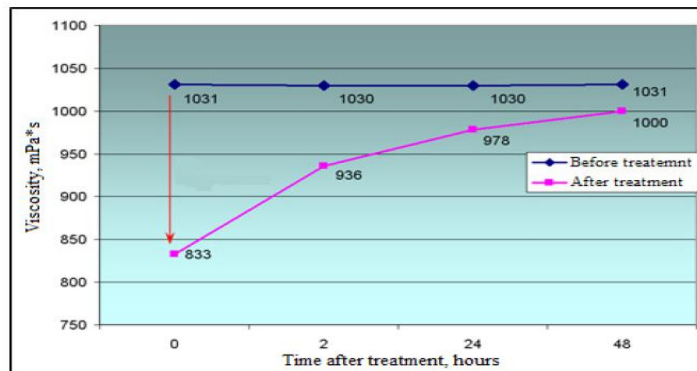
La combustion in situ est une technique de récupération thermique où la chaleur est produite dans le réservoir. C'est contrairement à la méthode d'injection de fluide chaud dans laquelle la chaleur est



générée à la surface et transportée dans le réservoir par un fluide. Dans ce processus, l'huile dans le réservoir est enflammée et le feu soutenu par l'injection d'air. Comme dans toute réaction de combustion, l'oxygène se combine avec le carburant (l'huile) formant le dioxyde de carbone et l'eau et la libération de chaleur. La composition du pétrole brut est affectée par la quantité d'énergie (ou chaleur) libérée. L'inflammation du réservoir est la condition première pour la combustion souterraine. Dans certains réservoirs, l'allumage est spontané, dans d'autres cas, elle nécessite le chauffage préalable. Les températures élevées durant la combustion provoquent la vaporisation des fractions plus légères d'huile, laissant un dépôt de coke ou carbone résiduel lourd comme un combustible à brûler. Les composants légers vaporisés et la vapeur formée par combustion sont reportés jusqu'à ce qu'ils se condensent au contact des parties plus froides du réservoir. La flamme se déplace vers l'avant à travers le réservoir seulement après avoir brûlé tout le carburant déposé [16].

### II.3.5 Application d'ultrasons dans la récupération assistée

Améliorer la vitesse de filtration du fluide contenu dans le réservoir (milieu poreux) par la destruction de la structure rhéologique de l'huile. En conséquence, la viscosité de l'huile diminue. De même, le chauffage par l'action acoustique peut également modifier la viscosité du fluide en place.



**Figure II.12:** Changements de viscosité avant et après le traitement d'ultrason

Par ailleurs, l'effet de Sono-capillaire est la montée anormale de liquide dans un tube capillaire sous l'action des ultrasons (dans cette zone une pression anormalement élevée constante est observée sous la section capillaire).

Pour l'huile, l'effet sono-capillaire peut augmenter la profondeur et la vitesse de pénétration de liquide dans les pores.

La stimulation de la mobilité de pétrole est due aux changements de la structure d'huile dans la zone d'adhésion étroite entre l'huile et la surface solide oscillante [17].

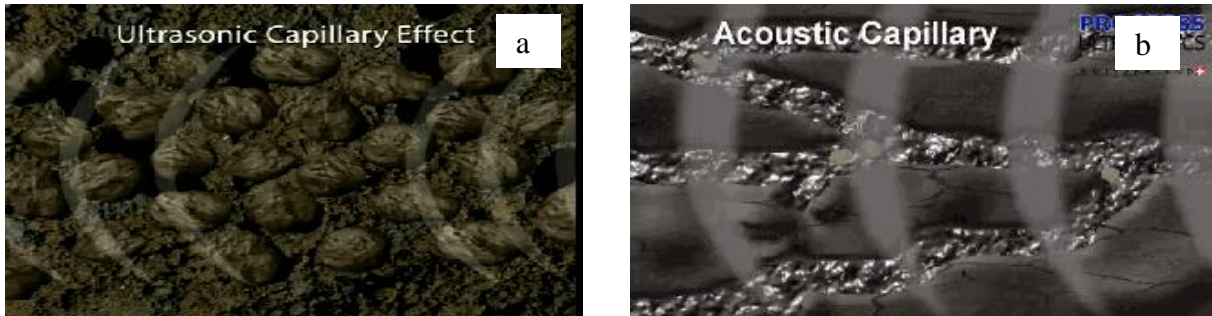


Figure II.13 : Effet de capillarité : a)- Ultrasonique, b) acoustique (sonique)

### II.3.5.1 Evaluation de l'influence d'ultrason sur la production

La figure II.15 met en évidence le changement des paramètres de puits ( $Q_{liq}$ , PI,  $Q_{huile}$ , water cut) avant et après le traitement par l'ultrason. On remarque alors, une augmentation importante de la production de pétrole pour les deux cas.

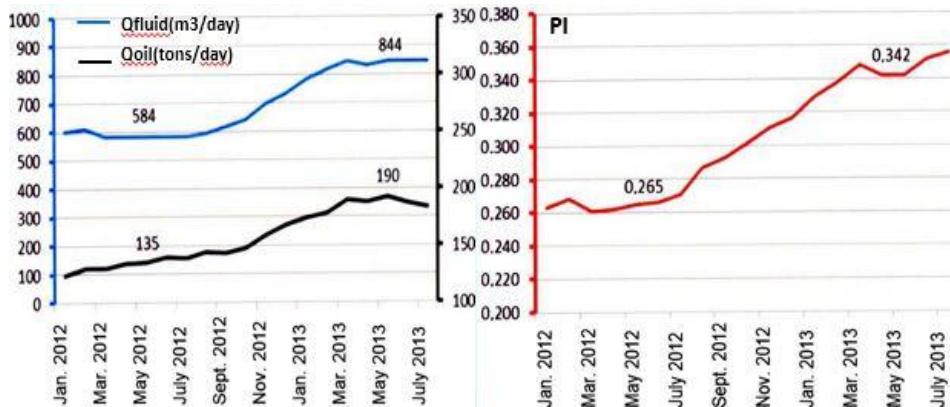


Figure II.14 Changements de la production d'huile et modifications du coefficient de production

La figure II.16 illustre l'évolution de la production pendant 18 mois après le traitement par ultrasons. Nous observons une grande efficacité de la technologie proposée d'une part, le taux de réussite de cette méthode atteint 90 % et d'autre part, l'augmentation de la production d'huile est de l'ordre 40 % à 100 % [17].

### II.3.6 Nano-fluide dans la récupération assistée du pétrole (EOR) :

Les nanofluides sont de nouveau type de fluides, généralement appelé « smart fluids » devenu plus accessible pour l'industrie pétrolière et gazière. Les nano-fluides sont créés par

l'addition de nanoparticules au fluide pour l'intensification et l'amélioration de certaines propriétés à des volumes de faibles concentrations du milieu dispersant. Ensuite, la caractéristique principale de nanofluides est que leurs propriétés dépendent grandement des dimensions des nanoparticules qui sont leurs composants. La suspension de particules nano-dimensionnel présentent les avantages suivants : augmenter la stabilité de la sédimentation, parce que les forces de surface contrebalancent facilement la force de gravité; thermique, optique, contrainte – déformation, propriétés rhéologiques, électriques et magnétiques qui dépendent fortement de la taille et de la forme des nanoparticules pouvant être créées pendant la production. A cet effet, les propriétés des nanofluides sont plus efficaces que les propriétés des fluides classiques. Les nanoparticules dispersées dans une solution aqueuse peuvent modifier les propriétés interfaciales des systèmes liquide/liquide si leur surface est modifiée par la présence d'un tensioactif ionique. Les particules mixte / couches interfaciales des surfactants ont été caractérisées par les mesures de la tension interfaciale efficace et la mouillabilité. Il est évident que le développement de nanofluides pour la production de pétrole et de gaz a une grande importance pratique [18].

### II.3.6.1 Application de nano fluide dans l'EOR :

- Nano-fluide et les nanoparticules sont utilisés dans les champs pétrolifères pour améliorer les processus d'injection en changeant la mouillabilité des milieux poreux, en augmentant la viscosité du fluide et diminuer la tension interfaciale entre le fluide injecté et le fluide de réservoir.
- Slug de nano-fluide légers à base d'alcool diminuent la sous-jacente du fluide d'injection et améliorer l'efficacité de balayage vertical.
- En outre, petite taille des nanoparticules rend possible de pousser l'huile dans les petits pores qui restent irrécupérables en injection de polymère (nommée Volumes de pores inaccessibles) [18].

### II.3.6.2 Amélioration de récupération

L'injection de surfactant a été considérée comme une technologie de récupération assistée du pétrole dans les gisements épuisés après l'injection. Dans un processus d'injection des surfactants, l'huile résiduelle est récupérée en réduisant la tension superficielle entre les phases de l'huile et l'eau. La basse tension interfaciale d'huile – eau réduit la pression capillaire et l'eau peut remplacer l'huile. L'efficacité de la solution de surfactant pour réduire la tension interfaciale huile – eau est indiquée par l'adsorption de surfactant dans les milieux poreux et rend le processus irréalisable. Une grande quantité des surfactants est tenue de produire la petite quantité d'huile supplémentaire si l'adsorption est trop élevée [18].

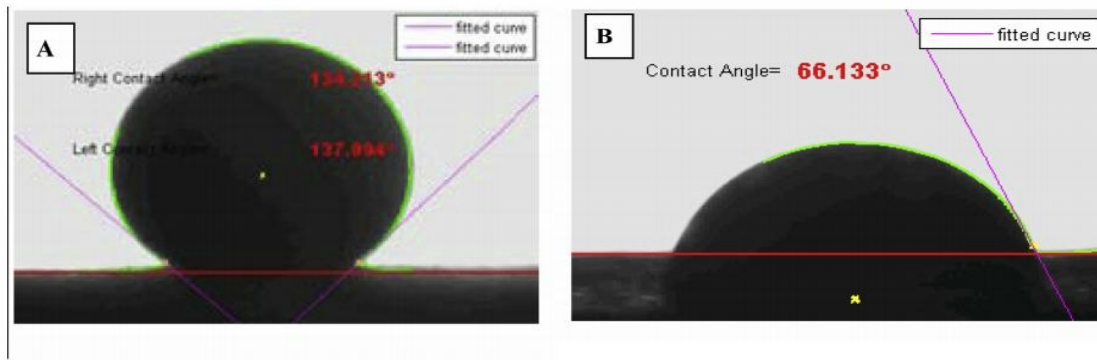
### II.3.6.3 Tension interfaciale en fonction de nanoparticules

Sur les liquides, les molécules sont mises en interaction entre elles par les forces de van der Waals. A l'intérieur du liquide, la force résultante appliquée sur une molécule est nulle. Près de la surface ; Il semble une certaine asymétrie et la force résultante n'est pas nulle; et il est dirigé vers l'intérieur. L'ajout de surfactant réduit ce travail par la disposition régulière des molécules à la surface et de plus, par l'injection de nanoparticules, on diminue plus la tension interfaciale.

### II.3. 6.5 L'influence des nanoparticules sur la mouillabilité d'huile :

La mouillabilité de réservoir joue un rôle important dans le processus de la récupération d'huile et peut provoquer des changements énergiques dans les mécanismes de déplacement par la capacité des nanoparticules d'altérer la mouillabilité de la roche réservoir.

La mouillabilité est estimée avant et après le traitement de surface avec des nanoparticules et des surfactants en mesurant l'angle de contact de la phase d'huile ' $\cos(\theta)$ '.



**Figure II.15** :Influence des nanoparticules sur la mouillabilité

L'altération de la mouillabilité passée sous le rôle de la force capillaire d'une barrière à une force motrice. En fait, la direction de la force capillaire a été tournée lorsque la mouillabilité du système se transforme de water-wet vers les conditions oil-wet [18].



# *Chapitre III*

## *Etude de cas*



### III.1. Introduction

En Algérie, les méthodes de la récupération assistée sont d'actualité et sont appliquées dans le champ de Hassi Messaoud. Des études sont lancées par SONATRACH et ses partenaires étrangers pour étudier la faisabilité de ces méthodes (gaz miscible, l'injection des produits chimiques, enfouissement du CO<sub>2</sub>...) pour essayer vainement d'augmenter le taux de récupération qui n'est actuellement qu'à 15% à Hassi Messaoud et à moins de 20% dans la majorité des champs en déclin. Dans cette partie, je présente les résultats obtenus à partir d'une simulation faite par la division de SONATRACH Activité Amont : le PED (Petroleum-Engineering-Development) sur une partie du champ de Menzel Ledjemet au Sud-Est de Hassi Messaoud. La zone étudiée est une zone à huile surmontée par un gaz cap et supportée par un aquifère important.

### III.2. Objectif de la simulation

Le but de cette simulation était l'exploitation du gisement dans des conditions techniques et économiques optimales en conservant le plateau de production le plus longtemps possible. Pour cela, plusieurs scénarios de développement ont été examinés à l'aide du logiciel ECLIPSE de SCHLUMBERGER ; un des scénarios proposés était l'injection d'un solvant miscible.

### III.3. Présentation de champ Menzel Ledjemet

#### a. Situation géographique

Le champ Menzel Ledjemet Est (Bloc 405B) est situé dans le bassin de Berkine dans la région désertique de l'Algérie. Il est à environ 220 km au sud-est de Hassi Messaoud (Ouargla). C'est 1000 km au sud-est d'Alger et appartenant conjointement par ENI (opérateur) et SONATRACH.

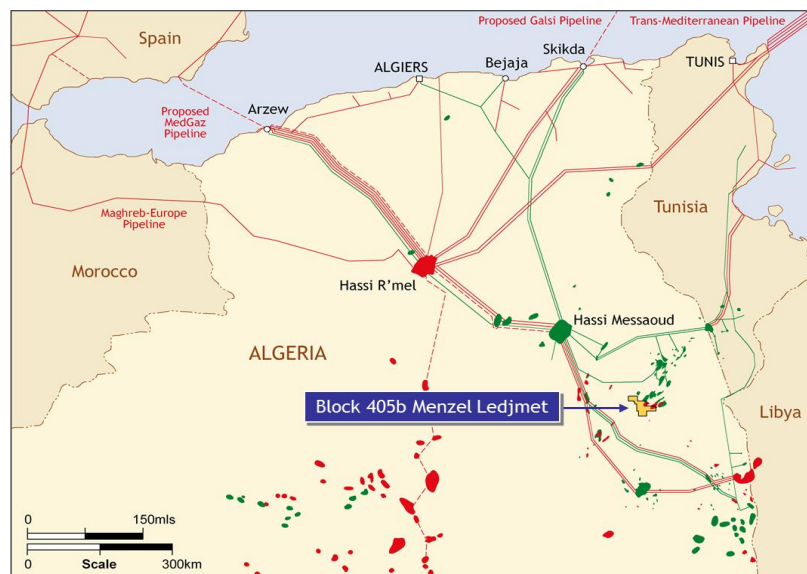


Figure III.1 : Situation géographique du bloc 405 (Menzel Ledjemet)

## **b. Histoire du champ**

**Octobre 2001:** signature de contrat de la Recherche d'exploration.

- **2002:** Interprétation de 110 km<sup>2</sup> de données sismiques 3D couvrant la structure MLE, MLE-2 les puits de gaz et condensat sont forés et testés.
- Les puits forés au cours de la phase d'Exploration : 28 puits (5 sur MLE) et 23 sur CAFC.
- **octobre 2006 :** Soumission de MLE FDR .
- **24 décembre 2008 :** Soumission de FDR CAFC.
- **26 janvier 2009:** Contrat de Forage – décerné à Saipem (2 installations).
- Opérateur pour la phase de développement : OC SH-FCP (SH = 25 % et le PCF = 75 %).

## **c. Développement de projet (Block 405b) :**

### ✓ **MLE:**

- Forage de 18 nouveaux puits ajoutés aux 6 puits existants (à partir de l'exploration).
- Système de collecte de gaz comprend 23-conduites d'écoulement et 6 manifolds.
- Traitement de NGL pour 350 MMscf/day.
- La production du champ MLE commence en 2013.

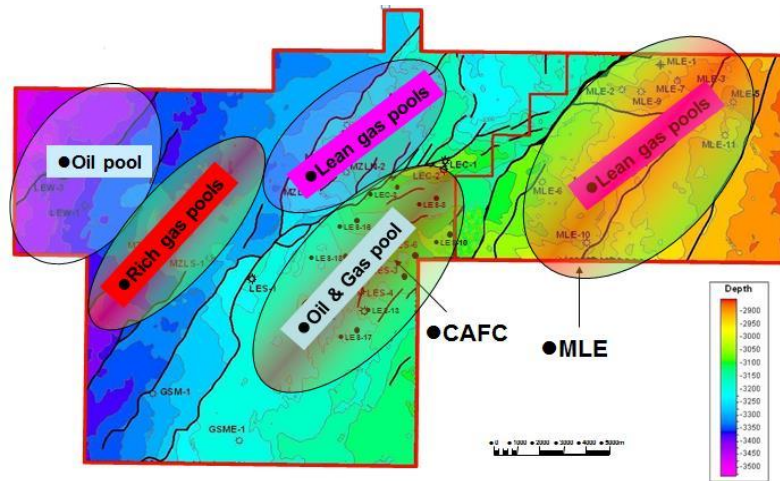
### ✓ **CAFC:**

- Forage de 56 nouveaux puits ajoutés aux 12 puits existants:
  - 34 nouveaux puits producteurs d'huiles + 7 puits existants.
  - 13 nouveaux puits producteurs de gaz + 4 puits existants
  - 4 puits d'injection d'eau.
  - 2 nouveaux puits d'injection de gaz, ajoutés au seul puits existant.
  - 3 nouveaux fournisseurs de l'eau pour l'injection d'eau
- Le système de collecte gaz, pétrole et eau comprenant les manifolds et les conduites d'écoulement.

### ✓ **Commun:**

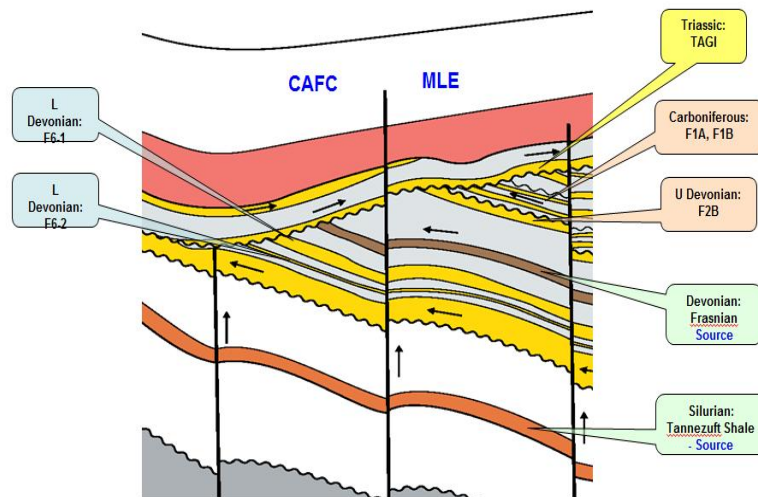
- Des pipelines pour exporter le gaz vendu, GPL et Condensat. de CPF à Gassi Touil.
- Des Pipeline pour exporter le pétrole à PK0 (Hassi Berkine) [19].





**Figure III.2 :** situation générale du réservoir

L'ensemble des données géologiques fondamentales pour le champ MLE comprend des logs pétro-physiques, rapports finaux des puits, les données de base pour les puits MLE. En outre, des informations régionales sont déterminées à partir des puits d'exploration forés par le FCP sur le bloc 405 à l'ouest du champ MLE. Il a été très utile pour fournir les données pour les zones de réservoir TAGI et F6.



**Figure III.3:** Principaux réservoirs BLOCK405b

### III.4. Description du plan de développement par injection du solvant miscible

Les figures III.4 et III.5 montrent la production en déplétion naturelle pour un MER= 5% et 7.7 % [19].



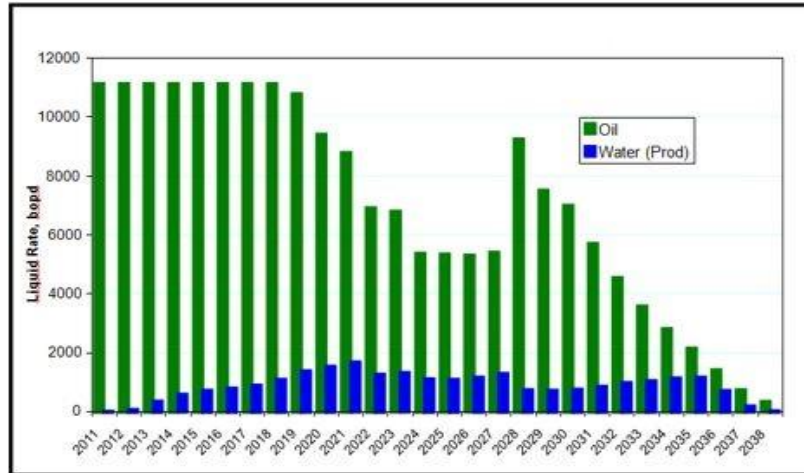


Figure III.4: La production d’huile pour un MER=5%

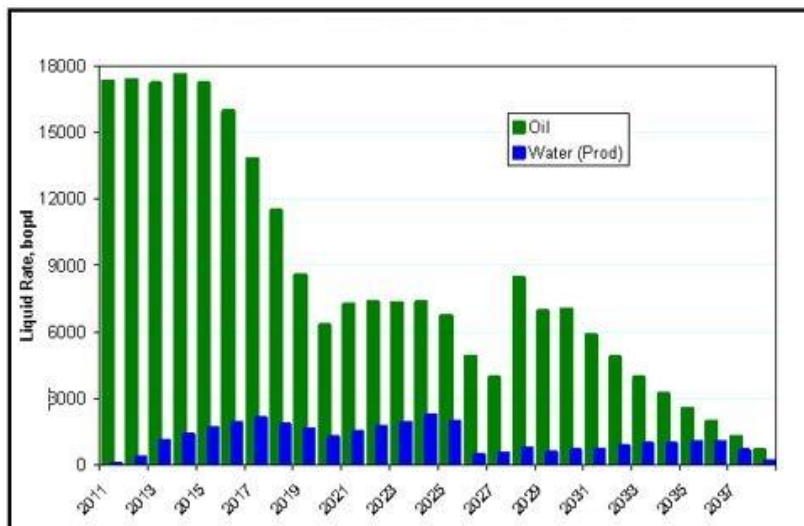


Figure III.5. La production d’huile pour un MER=7.7 %

Dans ce scénario, trois phases de développements sont prévues, comme illustrés sur les figures III.6 et III.7.

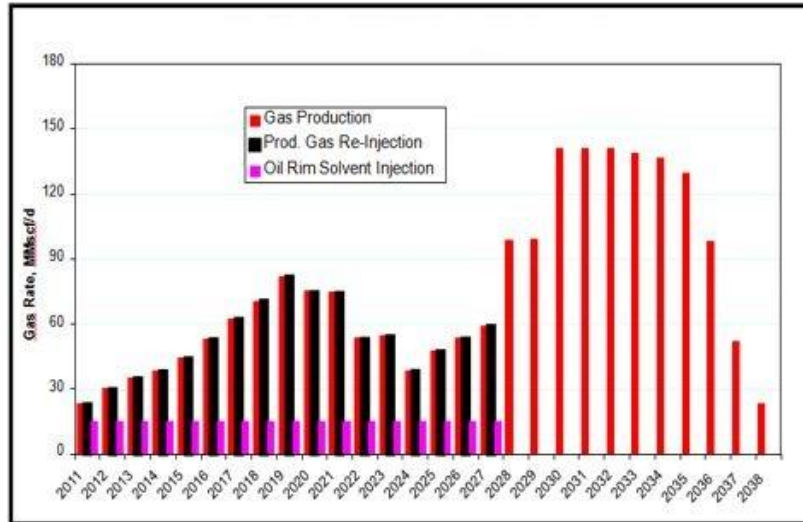
**Phase1** : le solvant miscible est injecté au niveau de la zone à huile et le gaz produit est réinjecté au niveau de la partie extrême du gaz cap. Cette injection directe permet un déplacement miscible vers les puits producteurs selon deux fronts différents : l’un au niveau du GOC et l’autre à l’intérieur de la zone à huile ; ce qui va améliorer l’efficacité de déplacement.

**Phase 2** : Pour des raisons contractuelles prévues, l’injection du solvant est planifiée et s’arrêtera en 2022. A ce moment-là, une injection du gaz sec à la

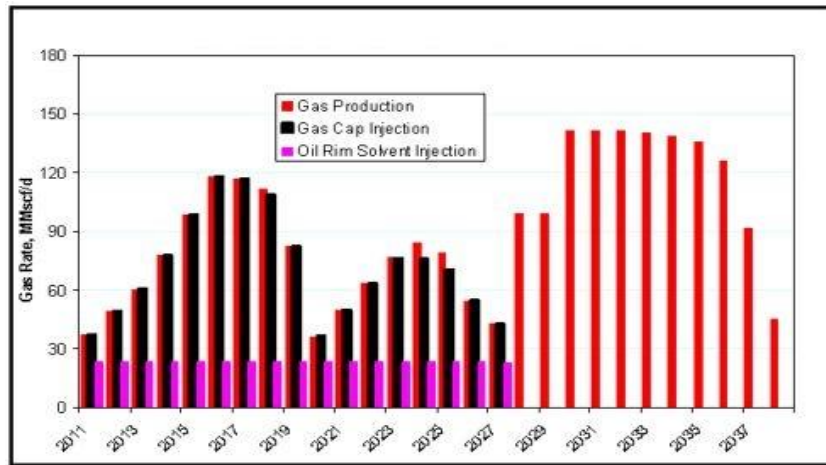
place du solvant est planifiée.

**Phase 3 :** Le champ est transformé globalement en production d'huile et du gaz.

Les puits injecteurs de gaz sont convertis en producteurs de gaz.



**Figure III.6.** La production au cours l'injection miscible pour un MER= 5%



**Figure III.7.** La production au cours l'injection miscible pour un MER= 7.7 %

III.5. Résultats et discussions

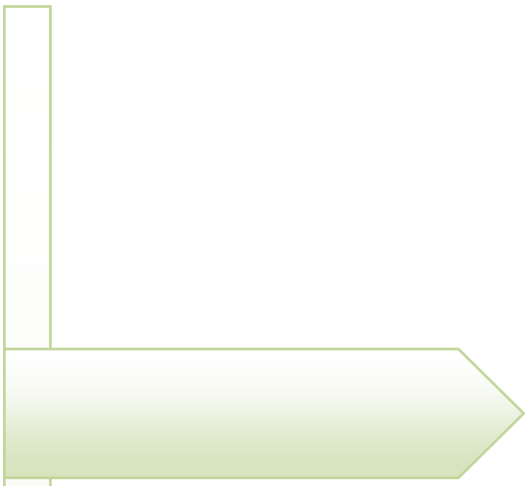
**Tableau 1** : les résultats de récupération obtenus par les différents scénarios

MER (%)	Oil Recovery (MMstb)	Total Gas Recovery (Bscf)	Net Gas Recovery (Bscf)	Oil Recovery (%)	Gas Recovery (%)
<b>Primary Depletion</b>					
5	31	378	378	16	78
7	31	381	381	16	78
9	31	380	380	16	78
<b>Partial Pressure Maintenance</b>					
5	52	554	369	27	76
6.7	54	572	372	28	76
<b>Full Pressure Maintenance with Gas Only</b>					
5	76	803	353	40	72
6	77	815	354	41	73
<b>Full Pressure Maintenance with Water, Produced Gas &amp; Make-up Gas Injection</b>					
5	75	753	372	40	76
7	79	778	373	42	76
9	79	763	375	42	77
<b>Full Pressure Maintenance with Hydrocarbon Miscible Flood</b>					
5	70	761	348	37	71
7.7	82	944	342	43	70
<b>Full Pressure Maintenance with Water &amp; Produced Gas Reinjection</b>					
5 (B.D. 11-2027)	68.7	738	371	36.2	76.0
7 (B.D. 10-2022)	64.7	669	384	34.1	78.7
7 (B.D. 10-2020)	59.6	584	386	31.4	79.1
9 (B.D. 07-2020)	63.4	643	386	33.4	79.2

\* B.D.: Blowdown

Source : le PED (Petroleum-Engineering-Development), la division de SONATRACH Activité Amont.

- **Au point de vue récupération ultime** : l'injection gaz/solvant miscible est prévue de fournir la récupération ultime la plus importante.
- **Au point de vue valeur actuelle de production** : l'injection gaz/solvant miscible fournit un support direct d'énergie à l'anneau d'huile ce qui donne des valeurs de plateau importantes par rapport aux autres scénarios.



*Conclusion*  
*Et*  
*Recommandations*



## *Conclusion et Recommandations*

Au terme de cette étude sous forme d'une synthèse des différentes méthodes de récupération des hydrocarbures en place et tout particulièrement la récupération assistée, on peut noter les points suivants :

- Dans certains cas, les méthodes de récupération assistée du pétrole pourraient être appliquées après la récupération primaire ou même à la découverte.
- Souvent, on utilise la terminologie de méthodes de récupération assistées comme méthode tertiaire. Cela ne signifie nullement que ces méthodes EOR doivent être appliquées après une récupération secondaire.
- Parmi les nombreuses méthodes de récupérations assistées testées, seules quelques unes d'entre elles ont réalisé un succès sur le plan économique.
- Les méthodes de l'injection de vapeur, telles que la stimulation de vapeur et la steam flooding ont été d'un grand succès pour la récupération des huiles lourdes et les sables bitumineux.
- La récupération assistée par l'injection miscible de CO<sub>2</sub> a été d'une grande efficacité sur le plan technique pour la récupération des huiles légères, malgré que sur l'aspect économique reste à maîtriser (au stade d'étude).
- Les méthodes de récupération par le processus chimique tel que l'injection micellaire et ASP sont prometteuses pour le recouvrement d'une partie estimée environ à  $2 \times 10^{12}$  barils laissés dans les réservoirs à travers le monde entier.
- Les résultats de la simulation obtenus en utilisant le processus miscible ont démontré l'efficacité de l'injection gaz/solvant miscible dans la récupération assistée des hydrocarbures.

Par ailleurs, suite à la thématique qui est d'actualité et dans le soucis d'enrichir ce travail, je recommande les points suivants :

- Suite à la fluctuation, à la chute actuelle ou l'instabilité du prix du pétrole tout simplement si nous osons dire, la récupération de tous baril dans le réservoir par des techniques de pointe est extrêmement importante. La mise en œuvre de la récupération assistée est impérative.
- Généraliser l'usage des nouvelles méthodes de récupération assistée dans les gisements algériens afin d'améliorer le facteur de récupération.

- Effectuer des simulations préliminaires de développement dans le but d'optimiser le plan d'exploitation du gisement.
- Prévoir, le développement du gisement dès sa mise en production pour des récupérations assistées afin d'éviter des frais ultérieurs qui pourront être occasionnés.
- Implanter des puits pilotes et effectuer des essais au laboratoire sur des carottes à fin de choisir la méthode de récupération la plus adéquate tout en tenant compte des contraintes économiques.

## *Références bibliographiques*

- [01] **Jorge Antonio Avendaño Benavides**, Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole, 2008
- [02] **Tarek Ahmed**, Reservoir Engineering Handbook, fourth edition, ISBN 978-1-85617-803-7, 2010, 199-205.
- [03] **Tarek Ahmed & Paul D. McKinney**, Advanced Reservoir Engineering, Editions Elsevier 2, ISBN: 0-7506-7733-3, 2005, 292-294.
- [04] **S. Thomas**, Enhanced Oil Recovery: An Overview. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, 63: 2008, 9-19.
- [05] **Noureddine T, Abderrahim D**, Etude de l'efficacité de l'injection d'eau dans la zone 12 du champ de Hassi Messaou, Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering, IAP. 2013.
- [06] **Ronald E. Terry**, Enhanced Oil Recovery In: Robert A Meyers, Ed. Encyclopedia of Physical Science and Technology. Academic Press, 2001, 503-518.
- [07] **Lake, L. W**, Enhanced Oil Recovery, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1989, 5-7.
- [08] **NIPER**, Enhanced Oil Recovery Information, National Institute For Petroleum and Energy Research, April 1986.
- [09] **Kazeem Adetayo Awolola**, Enhanced oil recovery for NORNE FIELD (statoil) C-segment using alkaline-surfactant-polymer flooding, 2012, 25-32.
- [10] **N. Moudir**, Reservoir Engineering Enhanced Oil Recovery EOR, GGR Department -IAP, december 2016.
- [11] **Hou J, Liu Z, Zhang S, Yue X, Yang J**. The role of viscoelasticity of alkali/surfactant/polymer solutions in enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering 2005; 47: 219-35.
- [12] **Dongmei W, Randall S. Seright, Zhenbo S, Jinmei W**. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oilfield. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 2008; SPE 109682.
- [13] **Johannes Alvarez and Sungyun Han**, Current Overview of Cyclic Steam Injection process, 2013.
- [14] **R. Cossé**, Techniques d'exploitation pétrolière, Le gisement, édition Techniq (IFP), 1989, 268.
- [15] **M. LATIL**, cours de production TOM6, récupération assistée, édition technip. 1975.
- [16] **William E. Brigham and Louis Castanier**, Reservoir Engineering Section, Insitu Combustion, 2001, 1-4.
- [17] **Anna Abramova, Vladimir Abramov, Vadim Yazitov, Artyom Gerasin, Dmitriy Pashin**, Ultrasonic Technology for Enhanced Oil Recovery, 2014.
- [18] **B.A. Suleimanov, F.S. Ismailov, E.F. Veliyev**, Nanofluid for enhanced oil recovery, Journal of Petroleum Science and Engineering 78, 2011, 431–437.
- [19] **le PED (Petroleum-Engineering-Development)**, la division de SONATRACH Activité Amont.