

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 :

AFAN Hassen, KALGHLGH Sidi Mohammed, LENSARI Sidi Mohammed

-THEME-

Etude comparative entre des types d'EOR en fonction des caractéristiques du gisement

Soutenue le : 22/06/2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. GAREH SALIM	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. MILOUDI MUSTAPHA	MAA	Univ. Ouargla
Examineur:	Mr. KHEBBAZ MOHAMED AI-GHALI	MAA	Univ. Ouargla

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Dieu Tout-Puissant pour la force et le succès que nous avons sur nous pour mener à bien ce travail, il en a tout le mérite, avant tout.

Nous tenons à exprimer nos remerciements à notre encadrant Mr. Miloudi Mustapha pour sa patience, sa fatigue, ses encouragements et ses conseils tout au long de la réalisation de ce travail. Nous avons tous nos remerciements, appréciation et respect.

Nous tenons à remercier Mr. GAREH SALIM, Mr. KHEBBAZ, MOHAMED AL-GHALI et tous les enseignants de département de production, pour l'aide qu'ils ont fourni et les connaissances qu'ils ont sus nous transmettre.

Nous remercions les professeurs et tout le personnel du collège des hydrocarbures qui nous ont accompagnés pendant les cinq années que nous avons passées à l'université.

Nous remercions tous ceux qui ont contribué avec nous de près ou de loin pour l'achèvement de ce travail, et nous remercions particulièrement notre collègue ben Khalifa Mustafa et notre collègue lensari Abdallah.

DEDICACES

Louange à Dieu qui m'a aidé jusqu'à ce que j'atteigne ce moment le moment de l'écriture de cet article.

Louange à Dieu beaucoup Je dédie ce travail à mes parents, qui ont eu ce rêve avant que ce ne soit le mien Pour ceux qui ont sacrifié tout ce qui est arrivé à ce stade, vous avez tous les deux tous l'amour et l'appréciation.

À mes frères qui m'ont soutenu, m'ont soutenu et encouragé.

A tous les professeurs qui me sont enseigné aux niveaux élémentaire, intermédiaire et secondaire, je vous dis que je n'ai pas oublié, s'il vous plaît.

À mes amis et à mes bien-aimés, avec qui j'ai vécu sucré-salé pendant la période universitaire.

Hassen

DEDICACES

Je dédie ce travail à tout le monde

À qui le Seigneur a placé l'orgueil et la gloire du paradis sous ses pieds et l'a honoré dans son cher livre "Ma bien-aimée mère "

À Khaled, le souvenir, qui est décédé et qui était le meilleur exemple du chef de famille. "Mon père cher "

De qui dépendrai-je d'eux dans tous les petits et grands" À mes amis et connaissances que j'aime et respecte

À ceux qui ont eu la plus grande influence pour surmonter de nombreux obstacles et difficultés pour tous Mes professeurs qui n'ont pas hésité à me tendre la main

Appelé le Seigneur à prolonger votre vie et à vous fournir de bonnes actions

Sidi Mohammed

DEDICACES

Je dédie cet humble travail

À mon père, qui ne m'a jamais rien épargné.

À ma mère qui m'a donné de la tendresse et de l'amour.

Je leur dis : Vous m'avez doté de la vie, de l'espoir et de l'éducation sur une passion pour la connaissance.

À mon frère qui m'a soutenu de toutes les manières, petites et grandes, vous avez toute mon appréciation et mon respect.

À mes professeurs Aux bougies qui brûlent pour éclairer les autres. À tous ceux qui m'ont appris une lettre.

À tous mes collègues de l'université avec qui j'ai vécu les plus beaux moments de ma vie, je demande à Dieu d'éclairer votre chemin.

Kalghlgh

TABLE DES MATIERES

Remercîment	I
Dédicace	II
Table des matières	V
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	XI
Nomenclatures	XII
Résumé - ملخص - Abstract	XIV
Introduction générale	1

PARTIE THEORIQUE :

CHAPITRE I : Présentation du champ Hassi Messaoud

I. Description (Général)	3
I.1. Historique du champ	3
I.2. Situation du champ	3
I.2.1. Situation géographique	3
I.2.2. Situation géologique	4
I.3. Caractéristiques du réservoir :	4
I.4. La structure du champ	4
I.5 .litho zones du cambrien	5
I.6 .Subdivision sédimentologie du Ra et du Ri	6
I.7 .Description des constituants petro graphiques	8
II.7.1. Constitution de la roche	8
I.7.2.Le Ciment de la roche	8

CHAPITRE II : Notions générales sur la récupération du pétrole

II.1 . Introduction	9
II.2 .LES MECANISMES DE RECUPERATION DU PETROLE	9
II.2.1 .LA RECUPERATION NATURELLE	9
II.2.2 . les régimes de drainages	10
II.3. Différentes méthodes de la récupération assistée	12
II.3.1. La récupération secondaire	12

TABLE DES MATIERES

II.3.2. La récupération tertiaire	15
II.4 . Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile	17
II.5 . Mécanisme de drainage de la roche réservoir	18
II.5.1 . Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire)	18
II.5.2 . Drainage assisté (secondaire et tertiaire)	20

CHAPITRE III : Généralité sur les caractéristiques du gisement

III.1 . Introduction	22
III.2 . III.2. Porosité (\emptyset)	25
III.3 . Perméabilité	25
III.4 . ECOULEMENTS EN MILIEU POREUX	27
III.4.1 . Échelle du pore	27
III.4 .2. Échelle locale ou de Darcy	28
III.4 .3. Échelle globale	28
III.5. ÉCOULEMENT DIPHASIQUES	28
III.5.1 .Notion de saturation	28
III.6. TENSION INTERFACIALE ET MOUILLABILITE	29
III.6 .1 .Pression capillaire	30
III.6 .2 .Relation pression capillaire-saturation	31
III.7. Mouillabilité des milieux poreux	32

PARTIE PRATIQUE :

CHAPITRE IV : Comparaison des méthodes de récupération d'huile

IV.1 . Introduction	34
IV.2 . Cas injection de WAG	34
IV.2.1. Recommandations pour le puits injecteur du pilote WAG	35
IV.2.2 .Interprétation	38
IV.3. CAS d'injection de polymère	38
IV.3.1 . Mode Opérateur d'un SWCTT	40
IV .3.2 .Propriétés du polymère	42
IV .3.3. Interprétation du déclin de pression :(FO)	43
IV.3.4 . Les produits chimiques utilisés pour l'EOR	44
IV.3.5 . Déroulement du SWCTT	44
	VI

TABLE DES MATIERES

IV.3.6 . Les résultats	46
IV.3.7 . Interprétation des résultats	47
IV-4. Cas de miscible	48
IV-4.1. Les conditions du réservoir hmd	50
IV-4.2. Huile en place	50
IV-4.3.Modèles d'injection	51
IV-4.4.Interprétation des données précédentes	54
IV.5. L'importance d'examiner la valorisation assistée du pétrole (eor) avant de prendre une décision concernant une demande sur le terrain	55
IV.5.1.Interprétation et extrapolation des preuves des techniques d'eor testées sur le champ hmd	55
IV.5.2. Comment choisir la bonne méthode	56
IV.6.Résultats globaux des principales méthodes d'extraction améliorées	58
IV.7. CONCLUSION	59
CONCLUSION	60
RECOMMENDATION	61
BIBLIOGRAPHIES	63
ANNEXES	65

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I : Présentation du champ Hassi Messaoud

Fig. I.1 Situation Géographique du champ de Hassi Messaoud	3
Figure I.2. Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud	5

CHAPITRE II : Notions générales sur la récupération du pétrole

Fig. II.1. Schéma illustrant le drainage par gaz-cap	10
Fig. II.2. Schéma illustrant le drainage par expansion du gaz dissout	11
Fig.II.3. Schéma d'injection d'eau.	12
Fig. II.4. Schéma d'injection de gaz.	14
Fig.II.5 .water alternante gaz.	14
Figure II.6. Classification des procédés de récupération de l'huile	17
Figure II.7. Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement	19
Figure II.8. Drainage assisté du réservoir	20
Figure II.9. Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir	21

CHAPITRE III :Généralité sur les caractéristiques du gisement

FIG. III.1 Coupe verticale d'un gisement.	22
FIG. III. 2 Pièges structuraux	24
FIG. III.3 Pièges stratigraphiques	24
FIG. III.4. Milieu poreux	25
Figure III.5. Les différentes échelles d'observation du milieu poreux.	27
Figure III.6. Angle de contact θ entre les fluides immiscibles et le solide.	29
Figure III.7 Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche.	30
Figure III.8. Pression capillaire en fonction de la forme de la courbe de la perméabilité	31
Figure III.9 Écoulements d'eau en déplaçant l'huile en fonction de la mouillabilité. a) Mouillabilité à l'eau, b) mouillabilité à l'huile [Anderson 1986e]	32

CHAPITRE IV : Comparaison des méthodes de récupération d'huile

FIG IV.1. INJECTION DE WAG	35
Fig. IV-2. Production de l'huile lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143	36
Fig. IV-3. Production de gaz lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143	37
Fig. IV-4. Production de l'eau lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143	37
Fig.5.IV. Polymer flooding.	39
Fig.6 IV. Injection de polymère	39
Fig.IV.7. Mode Opératoire de SWCSTT	40
Figure IV.8. Injection d'eau-tensioactif	41
Figure IV.9. Injection d'eau-tensioactif	41
Figure IV.10. Réduction de la mobilité en fonction de la concentration en polymère	42
Figure IV.11. Réduction de la mobilité en fonction du taux de cisaillement pour une concentration en polymère poltmé polymère de 1 g/l	42
Figure IV .12. L'enregistrement du test fall off.	43
Figure IV .13 . Profil de production des traceurs lors d'un SWCTT.	46
Figure IV-14. Une simulation numérique du doigté visqueux observé lorsqu'un gaz à faible viscosité déplace du pétrole à viscosité plus élevée. Le rapport de viscosité dans cette simulation est de 10. L'écoulement se fait de gauche à droite	48
Fig. IV-15. Injection de co2	49
Figure IV-16. MMP 4.58. Détermination du MMP à partir des données de récupération d'huile du tube capillaire	49
Fig. IV-17. La production avec le GOR ENTR 2007 et 2013	51
Fig. IV-18. La production de l'huile pour les différents seniors d'injections	52
Fig. IV-19. L'estimation du GOR pour les différents seniors d'injections	53
Fig. IV-20. La production de l'eau pour les différents seniors d'injections WAG	53
Fig. IV-21. Le gain en pourcentage volume de gaz injecté	54
Fig. 22. The percentage of most suitable EOR method for all the reservoirs	58
Fig. 23. Weights of criteria under study	58

LISTE DES TABLEAUX

Tableau III.1. Valeurs de l'angle de contact [Anderson Part2 1986]	31
Tableau IV-1. Résultats des tests de traceurs	48
Tableau IV.2. le pourcentage de production dans le cas de l'injection d'eau	53
Tableau IV.3. Le coût du gaz d'injection proposé	54

NOMENCLATURES

EOR: Enhanced Oil Recovery.

RAH : récupération assistée des hydrocarbures.

GOR : Gaz Oil Ratio

RAP : Récupération assistée de pétrole

OOIP : huile originale en place

HMD: Hassi Messaoud

IOR: Improved Oil Recovery

WAG: Water Alternating Gas

SAG: Surfactant-Alternating-

Gas.IPA: Iso-Propyle Acetate

NPA: Normal-PropyleAcetateEtAC:

Ethyl Acetate

SWCTT: Single Well Chemical Tracer

TestIFT: Tension Inter facial

HLB : Hydrophile lipophile

balance ASP : alcalin / tensioactif

/ polymère

Θ : angle de contact entre la phase de mouillage et la

rocheA : l'aire de l'interface

Υ : tension de surface

S oi : saturation initiale du pétrole

S or : saturation résiduelle en

huile μ O : viscosité de l'huile

NOMENCLATURES

μ_w : viscosité de l'eau

v : vitesse de la saumure (ou vitesse de Darcy)

λ_w : mobilité de l'eau

λ_o : mobilité de l'huile

K_{ro} : perméabilité relative de l'huile

K_a : perméabilité monophasée (perméabilité absolue)

K_p : perméabilité de la solution de polymère

K_w : perméabilité de l'eau

\emptyset : La porosité

P_c : La pression capillaire

le débit superficiel.

K : la perméabilité

M : rapport de mobilité

ρ : la masse volumique du fluide

Δp : la différence de pression

K : la perméabilité.

γ_{ow} : tension inter-faciale huile / eau

ملخص:

الاستخلاص المعزز للنفط (EOR) هي تقنيات لاستعادة الإنتاج تهدف إلى إنتاج النفط الذي لا يمكن استعادته باستخدام طرق الاستخراج الأولية والثانوية عندما يتوقف تدفق النفط أو عندما يزداد المحتوى المائي لخزان النفط. يتم تطبيق الاستخلاص المعزز للنفط على نطاق واسع اليوم لأنه يمكن أن يزيد إنتاج النفط دون مخاطر الاستكشاف. **الكلمات المفتاحية:** الاستخلاص المعزز للنفط، الاسترداد الأولي والثانوي

Résumé :

L'EOR (huile améliorée Récupération) sont des techniques de récupération de production qui visent à produire du pétrole qui ne serait pas récupéré en utilisant les méthodes de récupération primaire et secondaire lorsque le pétrole a cessé de couler ou lorsque la teneur en eau du réservoir de pétrole a augmenté. L'EOR est largement appliquée aujourd'hui, car elle peut augmenter la production pétrolière sans risques d'exploration.

Mots-clés : L'EOR (Enhanced Oil Récupération), récupération primaire et secondaire.

Abstract:

The EOR (Enhanced Oil Recovery) is production recovery techniques, which seek to produce oil, which would not be recovered using the primary and secondary recovery methods where the oil has stopped flowing or where the water content of the oil reservoir has increased. EOR is widely applied today, as it can increase oil production without exploration risks.

Keywords: The EOR (Enhanced Oil Recovery), the primary and secondary recovery.

Introduction générale

Introduction générale

La production d'un gisement pétrolier se déroule généralement en trois étapes, dont les deux premières permettent de récupérer en moyenne 30 % des réserves d'hydrocarbures.

Ces réserves se trouvent enfouies à plusieurs kilomètres à des températures et des pressions parfois extrêmes. La première étape de production (ou récupération primaire) consiste à générer au fond des puits de pétrole ou de gaz une pression inférieure à la pression du réservoir [1].

Ainsi sous l'effet de la différence de pression, les hydrocarbures vont se diriger vers le puits et remonter à la surface. Au bout d'un certain temps, la pression du gisement diminue et la différence de pression ne suffit plus à la remontée.

Le taux de récupération primaire se situe autour de 5 % OOIP (Original Oil in Place ou l'huile présente initialement dans le gisement) pour les bruts lourds et peut atteindre 25% OOIP sur certains gisements de pétrole léger, très fluide [1].

On entre alors dans une seconde étape, la récupération secondaire ou IOR (Improved Oil Recovery). On injecte de l'eau ou du gaz à la base du gisement pour balayer le plus de surface possible et pousser l'huile vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir.

L'IOR devient insuffisant lorsque le rapport eau injectée/pétrole produit, est trop important. La récupération moyenne après cette étape se situe autour de 30 % OOIP.

Une troisième étape dite de « Récupération Assistée du Pétrole » (Enhanced Oil Recovery : EOR) peut permettre la récupération d'une partie du pétrole restant (entre 5 % et 20 % OOIP), grâce à des méthodes dont la caractéristique principale est de changer les propriétés de mobilité de l'huile dans le réservoir par des procédés thermiques ou chimiques. [2]

Ces procédés utilisés en récupération tertiaire sont généralement complexes et coûteux, ce qui ne rend cette étape viable économiquement que dans des conditions de prix du pétrole élevé.

Le présent travail est structuré en quatre chapitres, suivi d'une conclusion. Dans le premier chapitre, nous avons représenté le champ de Hassi Messaoud.

Puis, un deuxième chapitre intitulé «Notions générales sur la récupération du pétrole » nous sommes intéressé à définir les différentes méthodes de récupération des hydrocarbures, le mécanisme de drainage et les différentes techniques pour chaque méthode.

Le troisième chapitre a été consacré pour étudier les caractéristiques d'un gisement pétrolier.

Un dernier chapitre intitulé « Comparaison des méthodes de récupération d'huile » dans lequel, nous avons couvert trois cas, un premier cas qui est : l'injection de w_g, un deuxième cas, celui d'injection de polymère, et un dernier cas, injection de gaz miscible.

En dernier lieu, nous avons finalisé notre étude avec une conclusion générale qui résume notre étude et quelques recommandations.

PARTIE THEORIQUE

Chapitre I :

Présentation du champ Hassi Messaoud

I. Description (Général)

I.1 historique du champ :

Le gisement de HASSI MESSAOUD fut découvert par deux compagnies distinctes, CFPA au niveau de la partie Nord et SN-REPAL au niveau de la partie sud du champ.

En 1946 la SN-REPAL avait commencé sa recherche à travers le Sahara ALGERIEN, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique.

Le champ de HASSI MESSAOUD a été découvert le 16 janvier 1956 par la SN-REPAL qui a amorcé le premier forage MD 1, ce forage découvrait à 3338 de profondeur les grès du cambrien productif d'huile.

En Mai 1957 à sept kilomètres nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un gisement par le forage OM1. Les forages qui étaient alors de dix par an n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971.

I. 2 Situation du champ :

I. 2 .1 Situation géographique :

Le champ de HASSI MESSAOUD se situe à 850 km au sud-est d'ALGER et à 300 km de la frontière TUNISIENNE, il est considéré comme le plus grand gisement de la Province.

790000 à 840000 Est.

110000 à 150000 Nord.



Fig. I.1 Situation Géographique du champ de Hassi Messaoud [4]

I. 2 .2 Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province TRIASIQUE, il est limité :

- Au Nord par les structures de Djamaa –Touggourt
- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le haut fond d'Amguid d'Elbio

A l'Est par les hautes fondes de Dahar Rhourd EL Baguel et la dépression de Gardâmes.

I. 3 Caractéristiques du réservoir :

À Hassi Messaoud, ce sont les sédiments cambriens qui sont saturés en huile. Ils sont protégés par une bonne couverture formée par d'épaisses couches salifères et argileuses du trias.

Le plan d'eau se trouvait initialement à une profondeur d'environ 3380m, étant donné l'importante déplétion du champ, l'eau a quelque peu envahi une bonne partie du R2.

Essentiellement constituée de grès an isométrique, seul la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétro physiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300m et 3500m de profondeur.

L'huile est légère : Densité moyenne en surface 0.8 permettant d'augmenter le taux de récupération par réinjection de gaz.

- La pression de gisement est variable, 400 à 120 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- La porosité est faible 5 à 10%.
- La perméabilité est très faible.
- La viscosité est de 0.2 CP.
- Le facteur volumétrique de fond est de 1,7.

I. 4 La structure du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud constitue un vaste anticlinal chauve cambro – ordovicien .La couverture du gisement est assurée par le complexe argileux -gréseux et salifère du trias discordant sur la surface d'érosion du cambro – ordovicien.

La saturation se développe en un vaste anticlinal de direction générale NNE -SSW, mais dont les pendages excédant rarement 1 degré.

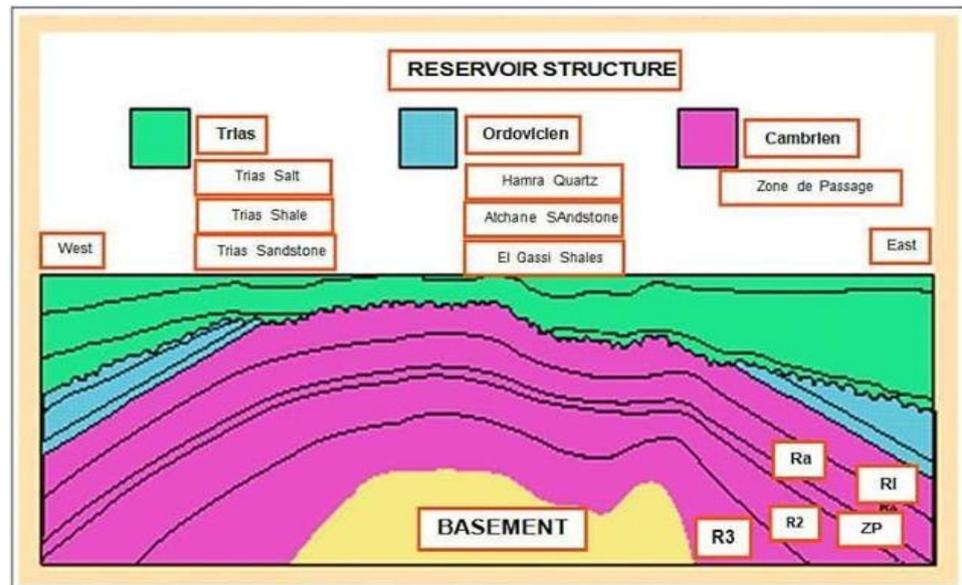


Figure I.2 : Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud [4]

I. 5 lithos zones du cambrien :

Grâce aux forages pétroliers de la région, il a été rencontré sous l'Ordovicien inférieur et avant d'atteindre le socle Précambrien, les grès réservoir du Cambrien, qui présente le réservoir principal de Hassi Messaoud.

Le cambrien est constitué par des grès hétérogènes fins à très grossiers, entrecoupés de passées de Siltstone argilo-micacés l'épaisseur moyenne est de 590 m. Il a été subdivisé en fonction de la nature pétrographique en quatre lithopones, de haut en bas : "Ri, Ra, R2 et R3.

- **Litho zone Ri ou grès isométriques :**

D'une épaisseur moyenne de 42 m, le Ri est connu essentiellement sur les flancs. Il est représenté généralement par des grès quartzites isométriques fins à moyens, bien classés, à ciment argileux et siliceux avec intercalations de Sandstone et il présente le réservoir secondaire du point de vue réserves

- **Litho zone Ra ou grès an iso métriques :**

D'une épaisseur moyenne de 125 m, il est constitué de grès quartzites Anisométrique moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de Silt stone.

Le Ra a été érodé au centre du champ et il présente le réservoir principal.

• Litho zone R2 :

Il est constitué de grès moyens à grossiers, micacés, mal classés et hétérogènes, à ciment argileux assez abondant (illite), avec intercalations de silts. On notera la présence de quelques stratifications obliques. L'épaisseur de cette litho zone est d'environ 100 m.

• Litho zone R3 :

Elle repose sur l'Infracambrien. Elle se compose de grès feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers, micro conglomératiques à la base, à ciment argileux à argilo-siliceux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et argiles silteuses.

I. 6 Subdivision sédimentologique du Ra et du Ri :**A. Le Ra**

Du point de vue sédimentologique, le Ra est subdivisé en trois zones suivant les critères granulométriques :

- Zone grossière inférieure (Ra inférieur)
- Zone fine médiane (Ra moyen)
- Zone grossière supérieure (Ra supérieur)

Zone grossière inférieure (Ra inférieur) :

D'une épaisseur qui varie entre 75 et 80 m, Cette zone est caractérisée par une sédimentation grossière an isométrique propre et de bonnes qualités dans laquelle se développent trois drains D1, Id et le D2 qui se distinguent par leurs paramètres Granulométriques.

- **D1** (28 m d'épaisseur) : Grès grossiers à stratifications de type oblique, bien marquées et souvent à base micro-conglomératiques, avec absence de Tigil lites et de très bonnes caractéristiques pétro physiques. Dans la partie inférieure de ce drain (15 m) on trouve un ciment siliceux quant à la partie sup (13 m) on trouve un ciment argileux.
- **ID** (29 m d'épaisseur) : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silt eux, avec présence locale de Tigil lites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2 avec un ciment argileux-siliceux (15 m) et argileux (14m). L'ID a de très bonnes caractéristiques pétro physiques.
- **D2** (29 m d'épaisseur) : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations. Le D2 a un ciment siliceux et de bonnes qualités pétro physiques

Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

- **Zone fine médiane (Ra moyen) :**

D'une épaisseur de 22 m et une tendance argileuse, la sédimentation est moins grossière et comporte de nombreuses intercalations argileuses ou siliceuses. Dans cette zone on trouve un seuldrain, le D3.

- **D3 :** granulométrie plus faible. La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des Tigil lites en particulier).

- **Zone grossière supérieure (Ra supérieur) :**

D'une épaisseur variable de 0 à 40m et un ciment siliceux elle est caractérisé par des grès grossiers à très grossiers très an isométriques, la taille des grains et l'épaisseur des bancs tend à diminuer vers le sommet, ce –ci est sensible dans le tiers supérieur ou on atteint un minimum de lagranulométrie, c'est à cette horizon que la base du Ri est située. Dans cette zone on trouve un seul drain, le D4.

- **D4 :** Il correspond à la zone grossière supérieure et les qualités du réservoir dans ce drain sont moyennes.

B. Le Ri :

Du point de vue sédiment logique, le Ri est subdivisé en trois zones :

1. Zone supérieure ou zone fine :

D'une épaisseur de 15 m et une tendance siliceuse, avec une perméabilité faible et une absence de fissuration, le réservoir est médiocre et de productivité faible.

2. Zone moyenne ou zone fine à moyen :

D'une épaisseur de 20 m et une tendance argileuse, avec une présence de niveaux silt eux, le réservoir est médiocre et de productivité faible.

3. Zone inférieure :

D'une épaisseur de 15 m et une tendance siliceuse, il est constitué de grains fins moyens propres et les qualités du réservoir sont bonnes.

Les trois zones citées au-dessus constituent un seul drain, le D5

- **D5 :** Il correspond à la Litho zone Ri avec ces différentes zones avec une épaisseur variante entre 40 et 50 m et les qualités du réservoir sont bons dans la partie inférieure de ce drain.

I. 7 Description des constituants petro graphiques :

Les observations microscopiques et les analyses par rayons X effectuées sur les différents niveaux réservoirs montrent que les constituants pétrographiques des grès de Hassi Messaoud sont généralement les mêmes, mais leurs pourcentages varient d'un point à un autre, ils sont composés principalement de quartz et des composés secondaires tel que les feldspaths, les micas. Etc.

I. 7.1 Constitution de la roche :**Le Quartz :**

C'est le minérale le plus abondant dans le réservoir, il présente un pourcentage de 75% de la roche avec des grains subarrondis à subanguleux.

Les Feldspaths :

Ils ont une teneur relativement faible, se sont généralement le microcline et l'orthose.

Les Micas :

Les micas sont rares dont le pourcentage est ne dépasse pas les 2%. Ils sont généralement représentés par la biotite et la muscovite.

Les Fragments de roche

Ce sont des débris de quartzites, très fréquents dans le réservoir est ils sont liés aux zones grossières.

I. 7.2. Le Ciment de la roche :

Les deux principaux ciments existants sont l'argile et la silice et les carbonates

▪ La Silice :

Elle se présente essentiellement sous forme de nourrissage (silice secondaire) et colmatant des fissures.

- **L'Argile :** Les principaux constituants sont la kaolinite et l'illite, la kaolinite est une fraction authogénique tandis que l'illite est détritique.

Autres ciments Les carbonates :

Ce sont des ciments authogénique colmatant les fissures, elles sont représentées par la sidérite et à moins degré la calcite. La pyrite : Elle est d'origine authogénique, se trouve dans les fissures épaisses.

Chapitre II :

Notions générales sur la récupération du pétrole

II.1 : Introduction

La récupération de pétrole peut être divisée en trois étapes à savoir : les récupérations primaires, secondaires et tertiaires. La pression du fluide présente dans le réservoir est le plus souvent supérieure à la pression hydrostatique. Ainsi, l'huile remonte naturellement à la surface grâce au puits producteur. Cette récupération qui ne fait intervenir que la différence de pression est appelée récupération primaire de 5 à 30% d'huile présente initialement dans le gisement (OOIP) [3].

L'huile est récupérée, donc, la pression dans le réservoir chute avec la production d'huile. Dans tout le réservoir, la production donne à la fois de l'huile, de l'eau et du gaz.

La récupération secondaire (Improved Oil Recovery (IOR)) qui consiste à injecter un autre fluide, de manière à maintenir la pression dans le réservoir et ainsi produire plus d'huile.

L'injection d'eau ou de gaz aux grands gisements est distribuée sur tout le réservoir, celle-ci déplace l'huile vers les puits de production.

La récupération secondaire atteint ses limites lorsque la proportion d'eau est supérieure à celle de l'huile au niveau du mélange récupéré, de 20 à 35 % de l'OOIP.

Les récupérations primaires et secondaires ne permettant de récupérer dans le meilleur des cas que jusqu'à 60% de l'huile contenue dans les réservoirs, une troisième phase peut être déployée afin de tenter de récupérer une partie de l'huile restant dans le réservoir [3].

Il s'agit de la récupération tertiaire ou récupération assistée (RAP) ; (Enhanced Oil Recovery (EOR)) où il existe différentes techniques de récupération tertiaire. Elles visent à récupérer de l'huile à des endroits qui n'ont pas été balayés par le fluide déplaçant. [3]

II.2 Les mécanismes de récupération du pétrole :

II.2.1 La récupération naturelle

Un gisement de pétrole est constitué d'une accumulation géologique d'hydrocarbures sous forme liquide ou sous forme gazeuse. Le liquide contient une certaine quantité de gaz dissous qui va être libérée dès lors que la pression est abaissée, soit en raison de la production, soit du fait de la remontée du fluide en surface. [4]

Dans certains cas, la zone imprégnée de pétrole est bordée dans sa partie supérieure par une zone (gaz-cap) contenant du gaz, et dans sa partie inférieure par une zone aquifère contenant de l'eau. L'ensemble se trouve à une pression de l'ordre de 200 ou 400 bars ou plus. [4]

La plupart des gisements renferment plusieurs sources d'énergie dont l'importance relative varie en fonction du temps. Les principales sources d'énergie dans un gisement sont :

II.2.2. Les régimes de drainages

- **Régime de drainage par Water Drive**

Les régimes à "water Drive" sont ceux dans lesquels la pression du réservoir est transmise à partir de l'eau qui supporte le gisement (eau de fond ou périphérique). Dans ce mécanisme, l'énergie vient principalement d'au-delà des limites du gisement et est transmise le long du gradient de pression vers le gisement. Au fur et à mesure du retrait des fluides, l'eau remplacera l'huile et le gaz soutiré. La pression est maintenue avec le déplacement du contact huile eau vers le haut.

- **Régime de drainage par Gaz-cap**

S'il existe un gaz cap (chapeau de gaz) dans un gisement, tout prélèvement d'huile du réservoir entraînera une expansion notable du gaz cap qui est infiniment plus compressible que l'huile. Ce phénomène limitera la chute de pression dans le gisement.

Ce gaz est constitué généralement par un mélange de gaz d'hydrocarbures représentant la partie de gaz qui n'a pas été dissoute dans l'huile saturée. Dans ce type de gisement le chapeau de gaz est constitué par un gaz humide riche homologué

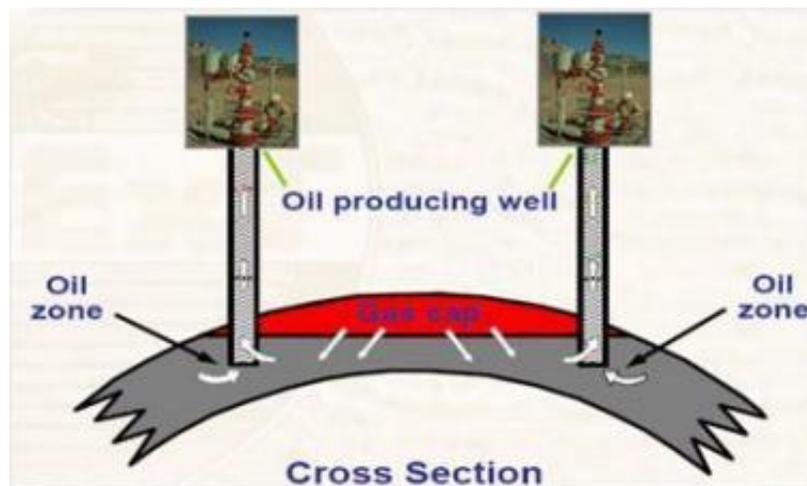


Fig. II.1 : schéma illustrant le drainage par gaz-cap [4]

- **Régime de drainage par expansion de l'huile**

L'huile est peu compressible, à de grandes profondeurs cette compressibilité n'est pas négligeable.

Si la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle, au fur à mesure que l'on soutire de l'huile, celle qui reste dans le réservoir tend à se décompresser de façon à occuper la place laissée vacante.

Ce phénomène est appelé expansion monophasique du fait que la phase gazeuse n'apparaît dans le réservoir qu'au moment où l'on atteint la pression de bulle. Le facteur de récupération dû à l'expansion de l'huile est généralement faible à cause de la compressibilité peu élevée de l'huile et de la chute rapide de la pression de gisement.

- **Régime de drainage par expansion du gaz dissout**

Lorsqu'on atteint le point de bulle, le gaz dissout dans l'huile commence à se dégager et il s'ensuit une augmentation de volume qui favorise l'expulsion des fluides, de façon analogue à ce qui se passe ou se produit lorsqu'on ouvre une bouteille de coca cola, c'est-à-dire les bulles de gaz de densité légère ont tendance à se déplacer plus rapidement tout entraînant avec elles de l'huile.

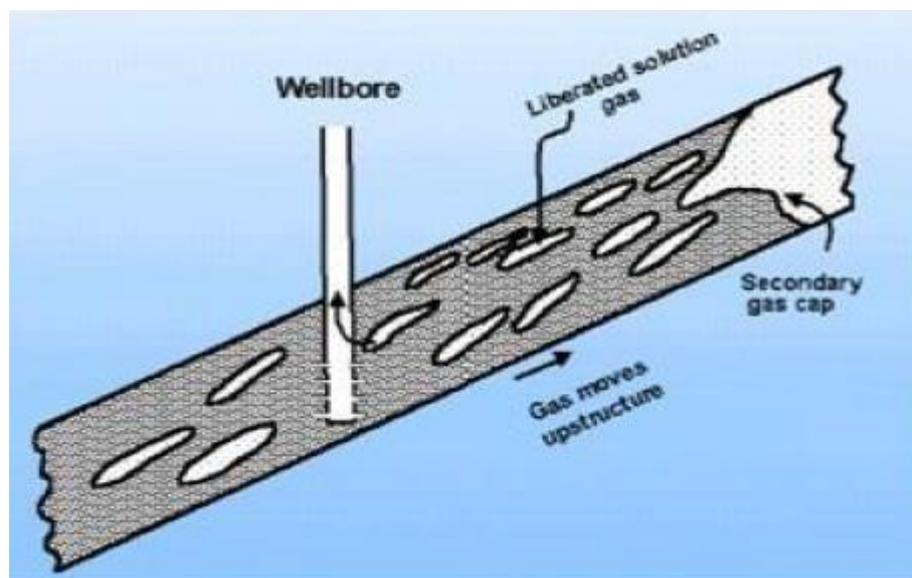


Fig. II.2 : schéma illustrant le drainage par expansion du gaz dissout [4]

Cette récupération dépend de la quantité de gaz dissout, donc du GOR, dans la pratique il est recommandé de commencer le maintien de pression de gisement avant d'atteindre la pression de bulle afin de maintenir la production d'un fluide monophasique (huile avec gaz dissout) récupérer le maximum d'huile en place.

- **Régime de drainage par effet de gravité**

La gravité est un agent très peu actif. Cette force peut être notable dans le cas de piège à fort relief ou grande fermeture structurale théorique.

Elle devient la source dominante d'énergie dans le dernier stade d'exploitation après le régime de production par gaz dissout.

Dans ce stade, la production est d'autant plus grande que la viscosité qui est faible, et que le réservoir est plus perméable. [4]

II.3. Différentes méthodes de la récupération assistée

II.3.1. La récupération secondaire

A. L'injection d'eau

L'injection d'eau, qui est la méthode la plus ancienne de récupération secondaire, reste la plus employée (80% de l'huile produit aux Etats-Unis en 1970 l'a été par injection d'eau).

Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employée pour :

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère (ou du gas-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

L'injection d'eau peut être soit répartie soit localisée dans un aquifère sous-jacent ou de bordure.

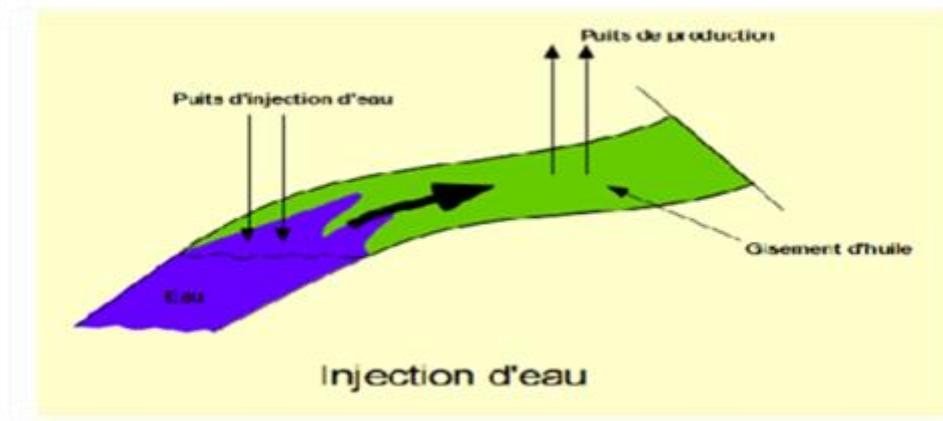


Fig.II.3. Schéma d'injection d'eau. [5]

B. L'injection de gaz :

L'injection du gaz ou l'injection du gaz miscible est actuellement la méthode la plus couramment utilisée dans la récupération du pétrole. L'injection miscible est un terme général pour les procédés d'injection qui introduisent des gaz miscibles dans le réservoir.

Les procédés de déplacement à base de gaz miscibles maintiennent la pression et le réservoir d'huile améliore le déplacement du pétrole car la tension superficielle entre le pétrole et l'eau est réduite.

Cela permet de supprimer les tensions à l'interface entre les deux fluides en interaction, permettant d'augmenter l'efficacité du déplacement de l'ensemble. Les gaz utilisés sont le CO₂, le gaz naturel ou l'azote.

Le fluide le plus couramment utilisé est le dioxyde de carbone car il réduit la viscosité du pétrole et est moins coûteux que le gaz de pétrole liquéfié.

Le déplacement du pétrole par injection de dioxyde de carbone s'appuie sur le comportement de la phase du mélange de ce gaz avec le pétrole brut, qui est fortement dépendant de la température du réservoir, de la pression et de la composition du pétrole brut. [6]

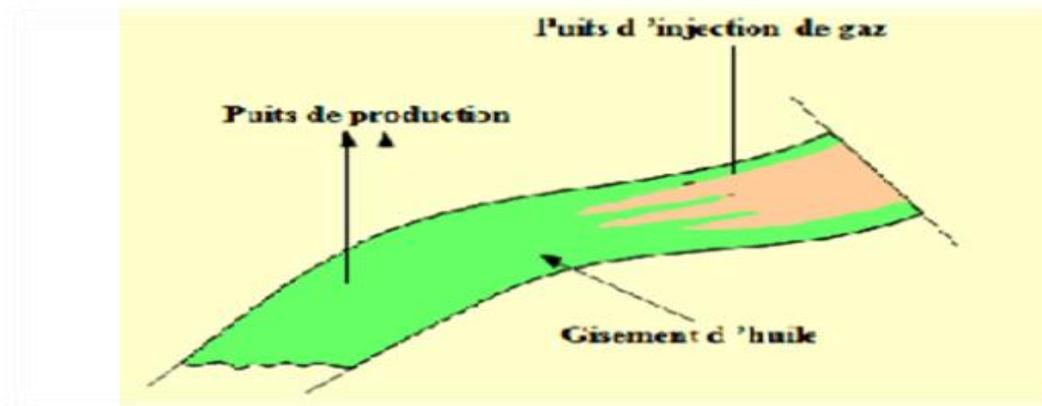


Fig. II.4. Schéma d'injection de gaz. [5]

En se référant aux figures ci-dessus et aux notions théoriques abordées précédemment, on peut établir une analyse comparative préliminaire globale entre l'injection de gaz et celle de l'eau, bien que leur utilisation soit justifiable selon le cas, les contraintes et les circonstances. [5]

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

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

C. Le WAG (Water Alternate Gas)

Il était initialement prévu pour améliorer l'efficacité du balayage lors de l'injection de gaz, avec des balles intermittentes d'eau.

Les variantes incluent l'injection de gaz en tant que supplément à l'eau ou vice versa, essentiellement pour atteindre d'autres parties du réservoir.

Dans le cas d'injection d'eau supplémentaires, il permet aussi d'économiser l'injection de gaz.

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

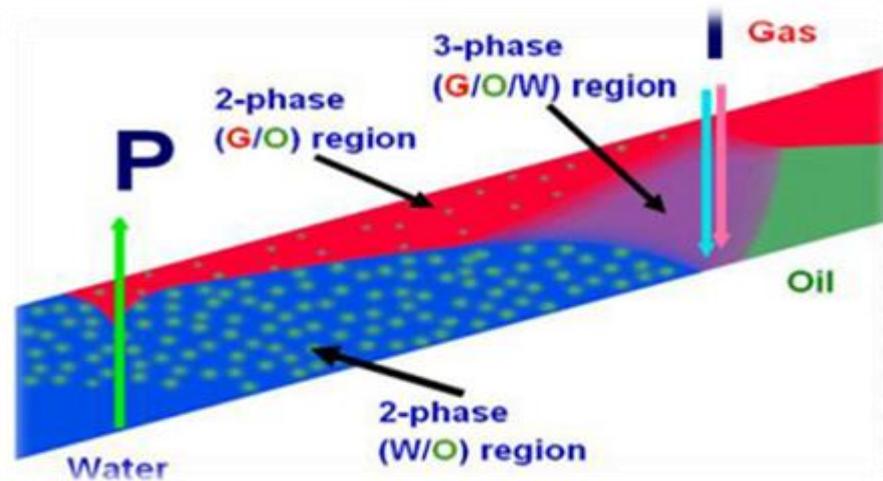


Fig.II.5 .water alternante gaz. [5]

II.3.2. La récupération tertiaire

A. Méthodes chimique (polymères, microémulsion)

L'injection des différents produits chimiques, habituellement des solutions diluées, ont été utilisées pour faciliter la mobilité et réduire de la tension superficielle.

L'injection des solutions alcalines ou caustiques dans des réservoirs pétroliers qui contiennent des acides Organiques d'origine naturelle dans le pétrole se traduira par la production de savon qui peut abaisser la tension inter faciale suffisamment pour augmenter la production.

L'injection d'une solution diluée d'un polymère soluble dans l'eau pour augmenter la viscosité de l'eau injectée peut augmenter la quantité de pétrole récupérée dans certaines formations. Des solutions diluées d'agents tensioactifs tels que des sulfonates de pétrole ou des bio-surfactants (tensioactif d'origine biologique) tels que les rhamnolipides (en) peuvent être injectés pour abaisser.

La tension superficielle ou la pression capillaire qui empêche les gouttelettes de pétrole de se déplacer à travers le réservoir.

Des formulations spéciales de pétrole, d'eau et de tensioactif, en microémulsions, peuvent être particulièrement efficaces.

L'application de ces méthodes est généralement limitée par le coût des produits chimiques et leur adsorption et la perte dans la roche contenant le pétrole. Dans tous ces procédés, les produits chimiques sont injectés dans plusieurs puits et la production se produit dans d'autres puits voisins. [6]

B. Méthodes thermiques :

Dans cette approche, différents procédés sont utilisés pour chauffer le pétrole brut dans la formation pour réduire sa viscosité et/ou vaporiser une partie du pétrole et ainsi augmenter sa mobilité. L'augmentation de la température réduit la tension de surface.

Le pétrole chauffé peut aussi être vaporisé/craqué puis se recondenser formant un pétrole ayant une meilleure composition. Ces méthodes comprennent l'injection cyclique de vapeur, injection de vapeur et la combustion.

Ces méthodes améliorent l'efficacité du balayage et le déplacement du pétrole. L'injection de vapeur est utilisée industriellement depuis les années 1960 dans les champs pétroliers californiens. [6]

En 2011, les projets solaires thermiques d'amélioration de récupération de pétrole débutèrent en Californie et à Oman, cette méthode est similaire aux méthodes Thermiques de récupération assistée du pétrole, mais utilise des panneaux solaires pour Produire de la vapeur.

C. Méthode miscible (CO₂ - CH₄) :

Le dioxyde de carbone est particulièrement efficace dans les réservoirs d'une profondeur supérieure à 600 m, où le CO₂ sera dans un état supercritique. À haute pression avec des pétroles légers, le CO₂ est miscible avec le pétrole, pour résultat de gonflement du pétrole, et la réduction de sa viscosité, ainsi qu'une réduction de la tension superficielle avec la roche réservoir.

Dans le cas des réservoirs à basse pression ou de pétrole lourds, le CO₂ forme un fluide non miscible, ou est seulement partiellement mélangé avec le pétrole.

Une certaine dilatation du pétrole peut se produire, et la viscosité du pétrole peut être considérablement réduite.

Dans ces applications, entre la moitié et les deux tiers du CO₂ injecté ressort avec le pétrole produit et qui généralement réinjecté dans le réservoir pour minimiser les coûts d'exploitation.

Le reste est piégé dans le réservoir de pétrole par divers mécanismes.

Le dioxyde de carbone, en tant que solvant, à l'avantage d'être plus économique que d'autres liquides miscibles similaire tels que le propane et le butane.

II.4 : Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile :

En récupération assistée, il existe des méthodes permettant d'agir sur l'efficacité de balayage à grande échelle voir la figure II.6

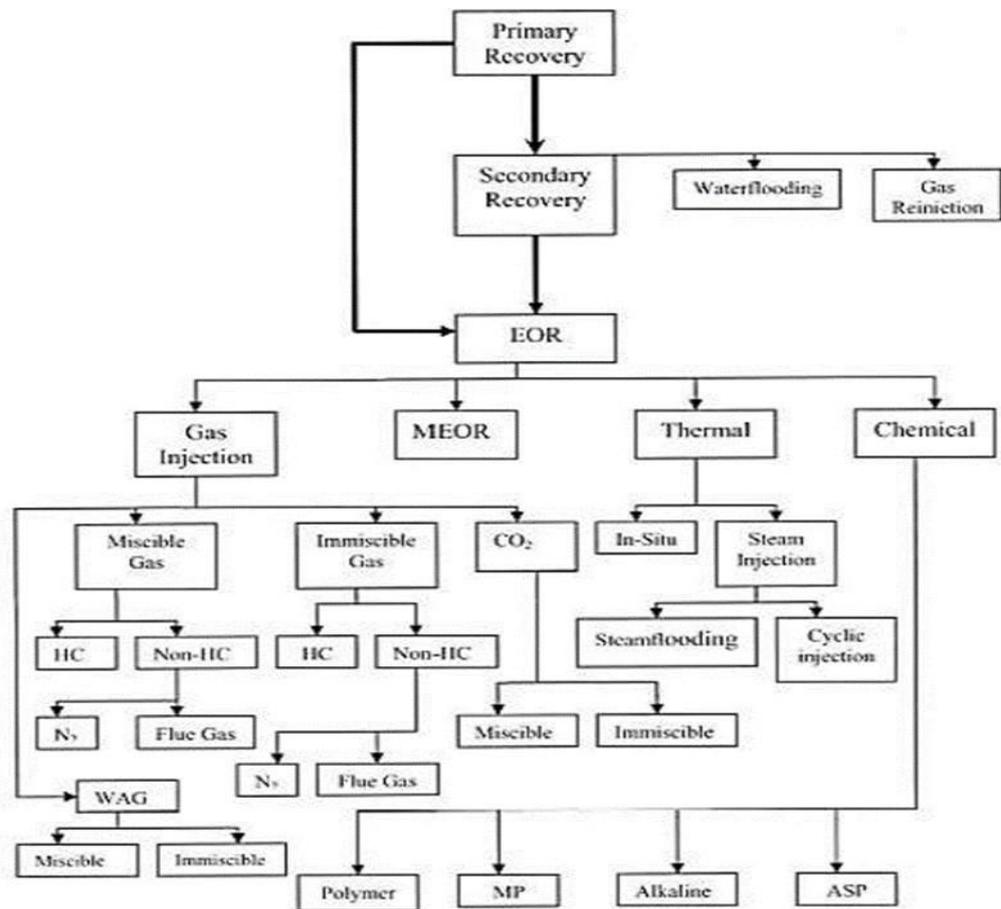


Figure II.6 : Classification des procédés de récupération de l'huile [7]

Pour chaque technique de récupération, il y a un programme de développement qui comporte plusieurs phases :

- Phase préliminaire : les essais de performance au niveau de laboratoire, sur des micro-modèles (Verre, plastique, sable, billes en verre ...).
- La deuxième phase : des tests sont effectués sur des carottes standards de Berea.
- Troisième phase : tests effectués sur les carottes provenant de réservoir pétrolier.
- Quatrième phase : des tests pilotes.
- Et la dernière phase : application dans le gisement.

Les modèles capillaires à mouillabilité mixte offrent les possibilités :

- D'observer la mobilité des phases et des angles de contacts
- D'effectuer des essais de drainage avec des volumes réduits et dans des temps très courts.
- De concevoir des installations à manipulation facile simple rapide et à coût moins cher.[8]

II.5 : Mécanisme de drainage de la roche réservoir :

Le drainage est l'ensemble des mécanismes qui provoquent le déplacement des fluides de la roche réservoir vers le puits de forage.

On distingue :

- Le drainage naturel d'un puits.
- Le drainage assisté. [10]

II.5.1 : Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire) :

De façon générale, le taux de récupération pour le gaz est bien supérieur à celui de l'huile du fait de la compressibilité du gaz et de la facilité d'écoulement.

En moyenne on obtient les taux de récupération suivants :

- ✓ 75% pour le gaz.
- ✓ 30% maximum pour l'huile.

La récupération « naturelle » des hydrocarbures à partir de la roche réservoir met en œuvre plusieurs mécanismes, principalement :

- Expansion monophasique du gaz et de l'huile : ce mécanisme est efficace pour le gaz par suite de sa compressibilité. Par contre, il est peu efficace pour l'huile (quelques pour cent)
- Expansion du gaz dissous dans l'huile : quand la pression du gisement baisse, il y a adsorption du gaz.
- Expansion du gaz : situé au-dessus du gisement d'huile, le volume d'huile pompé étant compensé par l'expansion du gaz accumulé à la partie supérieure du gisement (gaz-cup) [9].

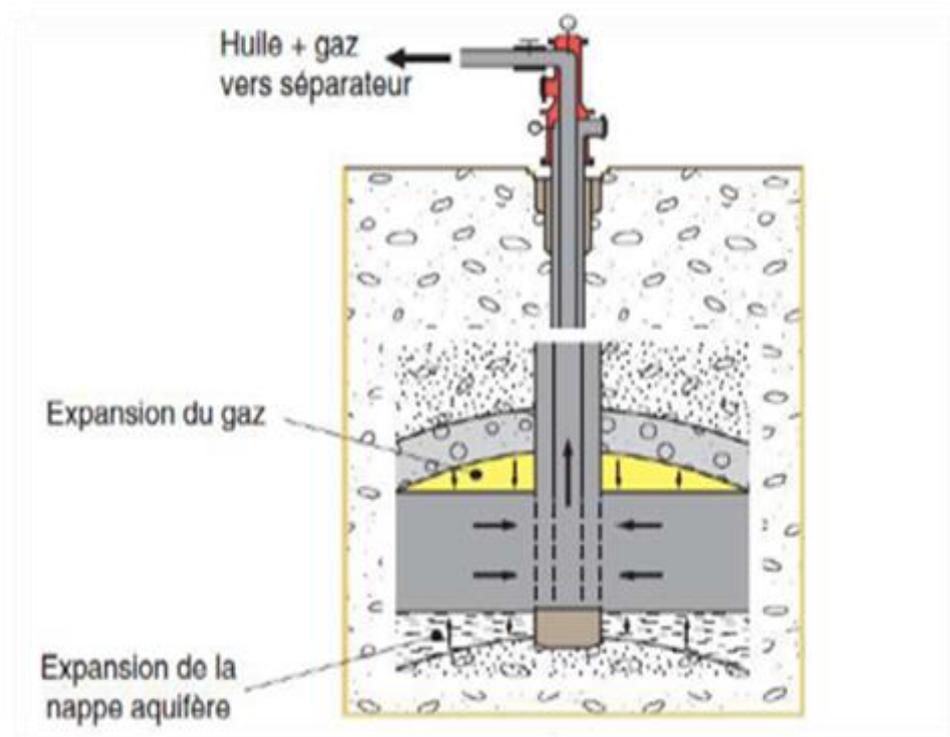


Figure II.7 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement [10].

- Migration de nappe aquifère : l'eau de la nappe prend la place de l'huile dans les pores de la roche réservoir. Ce mécanisme est assez efficace car la faible viscosité de l'eau facilite sa pénétration dans la roche.

II.5.2 : Drainage assisté (secondaire et tertiaire) :

Afin d'améliorer le taux de récupération de l'huile contenue dans le gisement au-delà de ce qui est imposé par drainage naturel, on met en œuvre des mécanismes de drainage assisté.

Le drainage assisté se fait par injection de fluide au moyen de puits annexes situés à proximité des puits producteurs. Il fait augmenter le taux de récupération de l'huile d'environ 10%.

Pour les réservoirs de faible volume, on utilise les mécanismes suivants pour améliorer le drainage de roche réservoir :

- **Drainage secondaire** : injection d'eau réalisée dans la nappe aquifère située sous le gisement d'huile ou injection de gaz au-dessous du gisement : on provoque un drainage vertical du réservoir.
- **Drainage tertiaire** : injection de vapeur d'eau réalisée dans la roche réservoir en particulier pour les réservoirs d'huile lourde.

Injection de produits chimique (émulsions eau/huile/tensioactifs, solution de polymères dans l'eau) [10] ; ces produits vont diminuer la pression capillaire P_c et la saturation d'huile résiduelle en augmentant donc la production de pétrole.

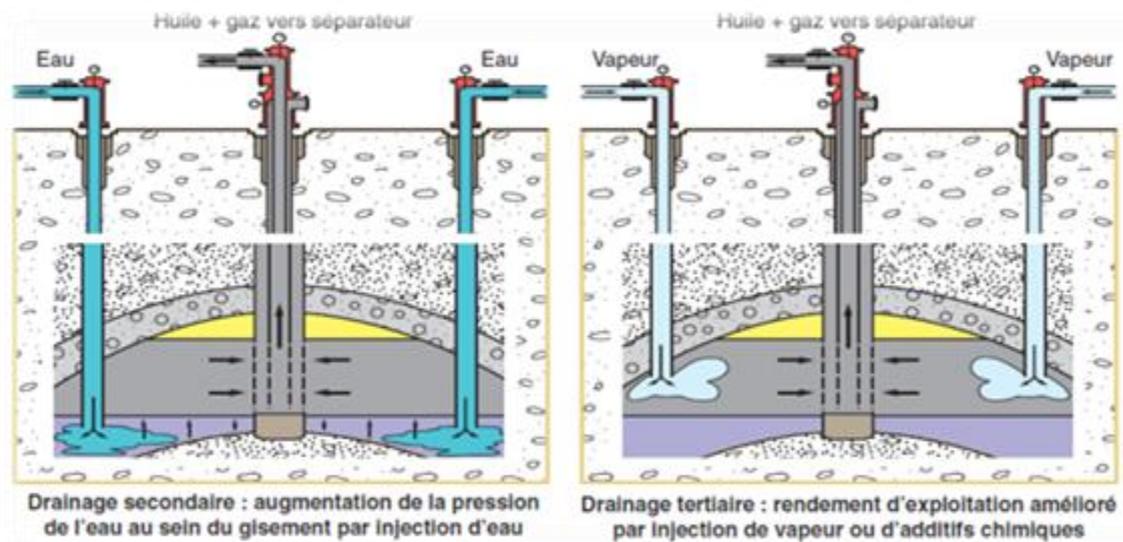


Figure II.8 : Drainage assisté du réservoir [10].

Pour les réservoirs de grande étendue, on injecte de l'eau et/ou du gaz par les puits injecteurs situés au centre de carrés constitués par les puits producteurs : on provoque ainsi un drainage radial du réservoir. [10]

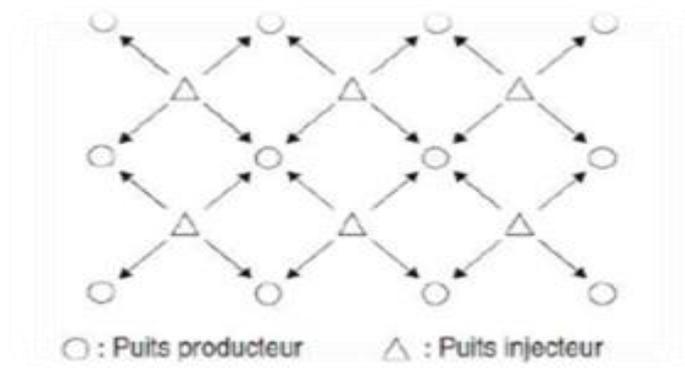


Figure II.9 : Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir [10].

Chapitre III :

Généralité sur les caractéristiques du gisement

III.1 : Introduction :

A) Qu'est-ce qu'un gisement ?

C'est une opinion encore assez répandue dans le public peu au fait des réalités pétrolières que les hydrocarbures se trouvent stockés sous terre dans de vastes cavités naturelles. Ainsi parle-t-on couramment de "poches de gaz" et imagine-t-on les "nappes de pétrole" à la manière des lacs ou des mers souterraines que décrit Jules Verne dans le "Voyage au centre de la terre".

La réalité est toute autre et un "réservoir" imprégné d'hydrocarbures ressemble déjà plus à un énorme pain de sucre imbibé de café par exemple, et piégé dans le sous-sol.

En fait un gisement est constitué d'une (ou plusieurs) roche(s) réservoir(s) contenant des hydrocarbures à l'état monophasique (huile ou gaz) ou diphasique (huile et gaz), de l'eau, et pouvant être en communication avec une formation aquifère parfois très étendue, le tout surmonté d'une roche couverture étanche faisant piège (figure 1). [11]

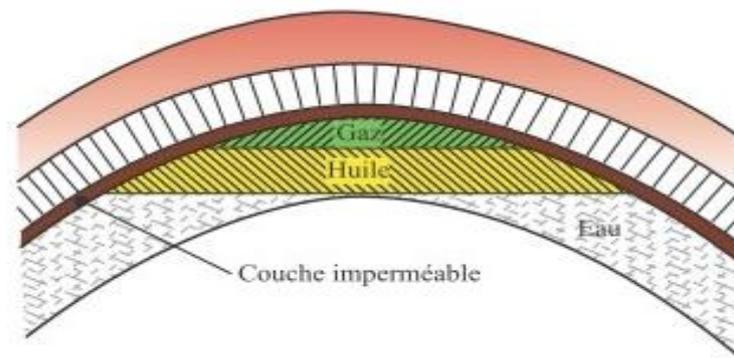


FIG. III.1 Coupe verticale d'un gisement [11]

B). En quoi consistent les études de gisement

Leur but essentiel est de développer un gisement (nombre de puits, emplacement) et de faire des prévisions de production. Ceci nécessite un minimum de connaissances, sur le (ou les) réservoir(s), obtenues essentiellement à partir de plusieurs forages dit de reconnaissance, avec des données fondamentales obtenues par les carottages, les diagraphies et les essais de puits, comme nous le verrons.

D'autres informations peuvent être obtenues à partir d'études géologiques et géophysiques fines.

Un certain nombre de mécanismes naturels concourent à la production, tels que, l'expansion des fluides eux-mêmes ou l'invasion du gisement par l'eau de la formation aquifère. La récupération des hydrocarbures en place est en outre souvent améliorée par une intervention dans la roche telle que, une injection d'eau ou de gaz.

On verra que, suivant le mode d'exploitation choisi (nombre et disposition des puits, rythme de production, fluide et débit d'injection ainsi que moment du début de celle-ci), la récupération obtenue lors de l'abandon économique est plus ou moins importante.

Il est donc nécessaire, afin de faire un choix, de pouvoir prévoir l'évolution du gisement dans différentes hypothèses.

Ceci nécessite, outre la connaissance de la forme structurale, la connaissance :

- des volumes de fluides en place, de leur répartition et des possibilités d'écoulement dans la roche ;
- du comportement de ces fluides lors de la décompression du gisement ;
- des lois qui régissent les écoulements dans la roche soit d'un fluide seul, soit de plusieurs fluides simultanément ;
- des différents facteurs provoquant le déplacement des fluides vers le puits et leur importance dans différentes hypothèses de soutirage. Le développement choisi sera fonction des conditions technologiques et économiques, et parfois politiques. [11]

C). Différents types de gisements :

Avant d'étudier la roche-réservoir, les fluides en place et les mécanismes de récupération, voyons quels sont les différents types de pièges (figure 2).

Les pièges peuvent être structuraux (dôme, anticlinal allongé, piège sur faille, dôme de sel) ou stratigraphiques (variation de faciès, lentilles, biseaux, ...) ou mixtes.

Le réservoir proprement dit est surmonté d'une couche imperméable (argile, sel massif, anhydrite, ...) appelée roche couverture dont la continuité empêche les hydrocarbures de migrer vers la surface.

Les gisements se distinguent aussi par leur contenu : huile, huile et gaz, ou gaz, avec ou sans aquifère.

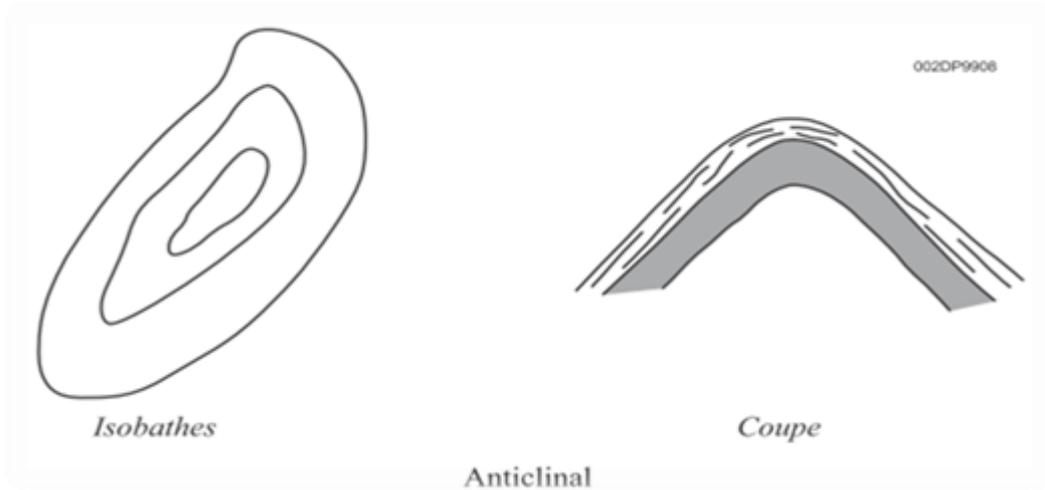


FIG. III. 2 Pièges structuraux [11]

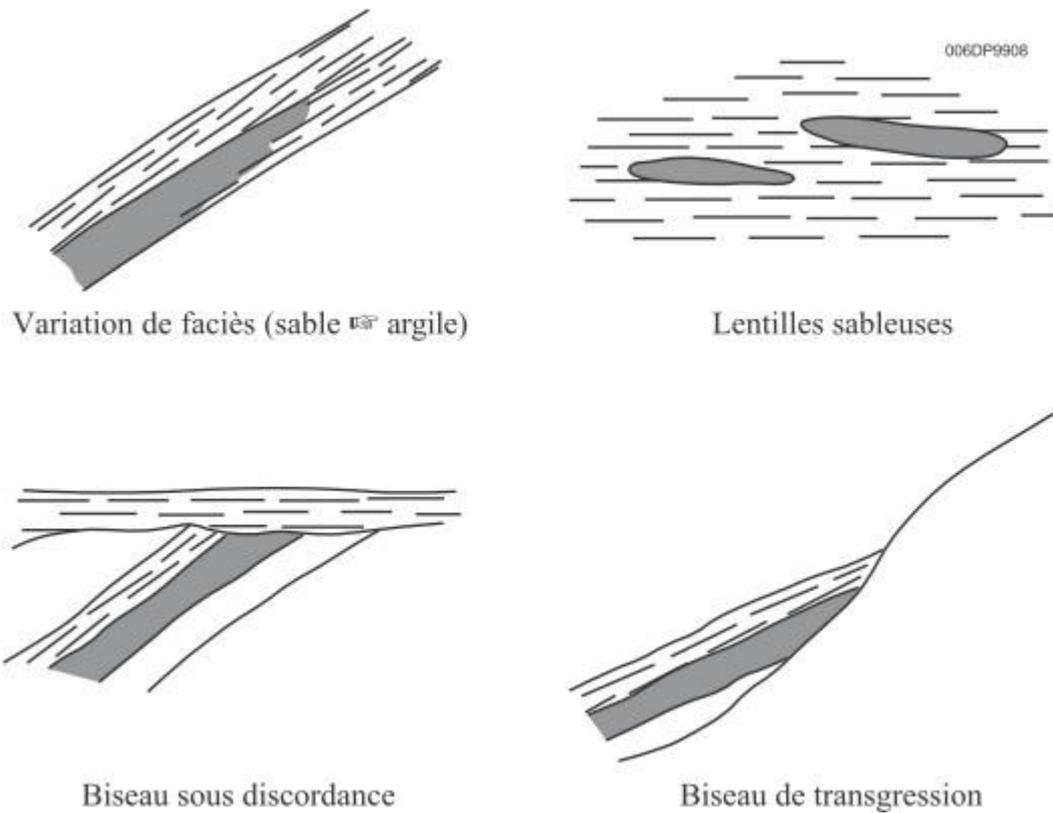


FIG. III.3 Pièges stratigraphiques [11]

III.2. Porosité (\emptyset)

Une roche sédimentaire est constituée de particules solides agglomérées ou cimentées entre lesquelles existent des espaces, appelés "pores" ou parfois "vides", constituant des canaux microscopiques (diamètre de l'ordre de quelques dixièmes de micron par exemple).

Soit un échantillon de roche de volume total VT comprenant un volume solide VS ; (VT - VS) représente le volume occupé par les fluides, c'est-à-dire le volume de pore Vp. Sa porosité s'exprime par le rapport : $\emptyset = VP / VT = (VT - VS) / VT$.

On s'intéresse particulièrement à la porosité utile, c'est-à-dire celle qui ne tient compte que des pores qui communiquent entre eux et avec l'extérieur. Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 10 et 30 %.

Les valeurs de porosité sont obtenues par des mesures sur carottes, et par les diagraphies. [11]

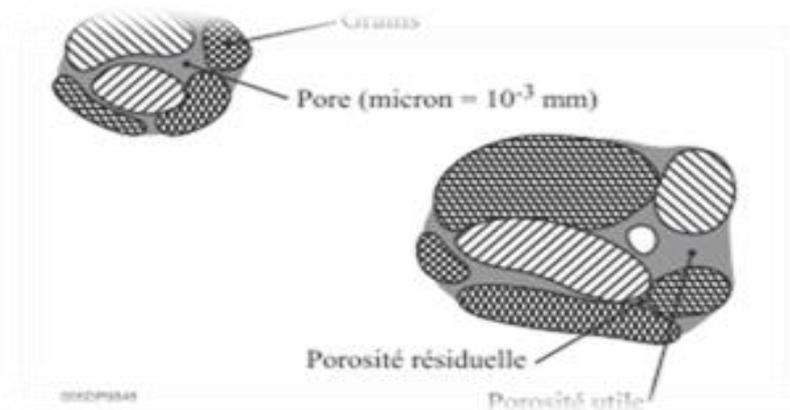


FIG. III.4. Milieu poreux [11]

III.3. Perméabilité (k) :

C'est le paramètre clé pour le producteur. La perméabilité caractérise l'aptitude qu'à une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores. La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dl), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage :

$$Q = k \times \frac{S \cdot dP}{\mu \cdot dl} \quad \text{III-1}$$

(Loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire et en régime permanent) Avec Q mesuré dans les conditions de l'écoulement.

On utilise en pratique le milli Darcy (m D) comme unité de mesure, les gisements exploités ayant généralement une perméabilité de 20 à 300 m D.

Le Darcy est la perméabilité d'un milieu qui laisse passer 1 cm³ par seconde d'un fluide dont la viscosité est de 1 centpoise (viscosité de l'eau à 20 °C) sous l'effet d'un gradient de pression d'une atmosphère par centimètre à travers une surface de 1 cm².

1 Darcy \approx 10-12 m² 1 milli Darcy = 10⁻³ Darcy

A noter que la perméabilité a les dimensions d'une surface.

La perméabilité d'une roche varie avec la direction considérée et l'on peut distinguer les perméabilités horizontales, verticales, parallèle au pendage et perpendiculaire à celui-ci.

Les valeurs des perméabilités sont obtenues par mesures sur carottes, et aussi à partir des essais de puits.

Il est essentiel de connaître la nature des fluides qui occupent les pores de la roche. La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pore V_p de l'échantillon.

On définit ainsi :

• la saturation en eau : $S_e = \frac{V_e}{V_p}$ (= S_w (water)) III-2

• la saturation en huile : $S_h = \frac{V_h}{V_p}$ (= S_o (oil)) III-3

• la saturation en gaz : $S_g = \frac{V_g}{V_p}$ (= S_g (gaz)) III-4

Avec $S_e + S_h + S_g = 1$ III-5

Lors de la migration des hydrocarbures le déplacement de l'eau sus-jacente n'a jamais été complète. En effet, la perméabilité à un fluide devient nulle quand la saturation en ce fluide devient trop faible : ce seuil est appelé la saturation irréductible (pour le fluide considéré).

En conséquence, il y aura toujours de l'eau dans un gisement. Appelée « eau interstitielle ».

Ceci est la conséquence des phénomènes capillaires liés à l'exiguïté des pores : l'eau est un fluide "mouillant" qui s'étale sur les surfaces solides et va rester piégée dans les pores les plus petits.

Les valeurs courantes de la saturation en eau interstitielle sont de : $10 \% < S_{wi} < 35 \%$. Les mesures des saturations proviennent essentiellement des diagraphies. [11]

III.4. Écoulements en milieu poreux :

La mécanique des fluides en milieux poreux consiste à étudier les phénomènes de transfert de masse, de quantité de mouvement et d'énergie, des fluides en tenant en compte de la configuration du milieu et l'échelle choisie. [12]

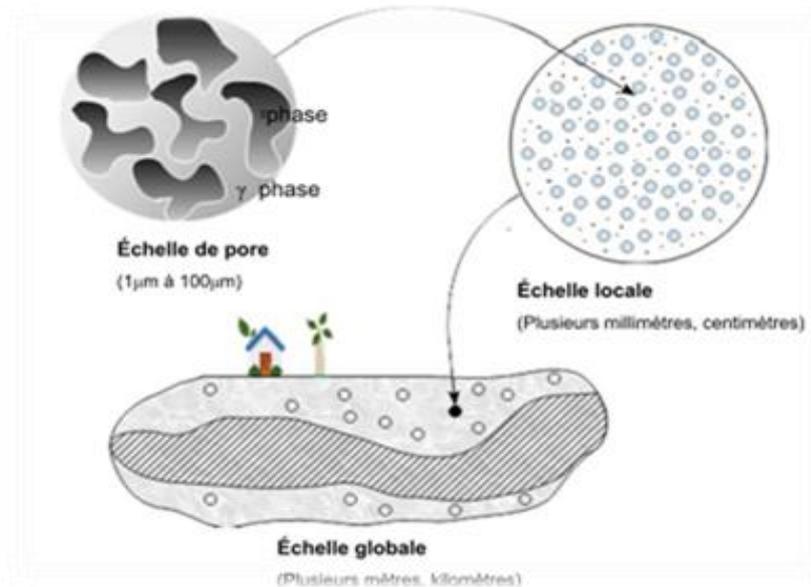


Figure III.5. Les différentes échelles d'observation du milieu poreux. [12]

III.4.1 Échelle du pore :

La dimension caractéristique à cette échelle est le diamètre du grain dans les milieux non consolidés et le diamètre moyen des pores pour les milieux consolidés. Les écoulements à cette échelle sont décrits par l'équation de Navier-Stokes.

Les équations régissant les écoulements conservatifs à l'échelle des pores sont les équations de Navier Stokes et de continuité.

Pour un fluide de masse volumique ρ et de viscosité dynamique η , l'équation de Navier Stokes

est exprimée en termes de vitesse dans le champ de la pesanteur donnée par

$$\rho \left(\frac{\delta \vec{v}}{\delta t} + (\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v} \right) = -\nabla p + \eta \nabla^2 \vec{v} + \rho \vec{g} \tag{III-5}$$

III.4 .2 Échelle locale ou de Darcy

Le passage à l'échelle locale permet de décrire l'écoulement d'un fluide incompressible à faible nombre de Reynolds en appliquant la loi de Darcy.

$$\langle v \rangle = -\frac{K}{\eta} (\nabla(P) - \rho g) \quad \text{III-6}$$

III.4 .3 Échelle globale

Cette échelle prend en compte les propriétés macroscopiques du milieu pour des distances métriques ou kilométriques.

Il existe d'autres échelles d'intérêt, comme l'échelle de la surface souvent nécessaire pour décrire les échanges fluide/solide, ou l'échelle du milieu hétérogène.

III.5. Écoulements diphasiques :

On considère maintenant le cas où le milieu poreux est saturé par deux phases non miscibles une phase <o> huile et une autre phase <w> aqueuse. Dans ce cas nous considérons en plus des interactions fluides-solide, et les interactions fluide-fluide. Nous introduisons aussi les différents paramètres qui décrivent les écoulements diphasiques. [12]

III.5.1 Notion de saturation

Dans un volume de pore V_p , la saturation S_β définit la proportion du volume de pores occupé par un fluide β :

$$S_\beta = \frac{V_\beta}{V_p} \quad \text{III-7}$$

Dans un système eau/huile on aura la

$$S_o + S_w = 1 \quad \text{III-8}$$

En génie pétrolier on distingue deux saturations remarquables :

S_{wi} : La saturation irréductible en eau est la saturation minimale de la phase aqueuse à la fin de l'écoulement d'huile. L'eau irréductible reste en place et immobile sous l'effet des forces capillaires.

S_{or} : La saturation résiduelle en huile est la saturation minimale de l'huile après imbibition forcée de la phase aqueuse.

III.6. Tension inter faciale et mouillabilité

Lorsqu'un système est constitué de deux phases immiscibles, la tension inter faciale mesure l'énergie minimum nécessaire pour créer une unité de surface à l'interface de ces deux fluides. Si les fluides sont fortement immiscibles la tension inter faciale est grande et faible, si les fluides sont faiblement miscibles.

Dans le système eau/huile la tension inter faciale dans le gisement a une valeur comprise entre 15 et 35 dynes/cm.

Dans le cas d'une goutte de liquide déposée sur une surface solide et entourée d'un fluide immiscible le mouillage du liquide est caractérisé par l'angle de contact θ . Ce paramètre géométrique permet de mesurer l'affinité entre la phase solide et une des phases liquides. Cet angle dépend des tensions de surface impliquées dans l'équilibre de la goutte et il peut être déterminé par l'équation de Young :

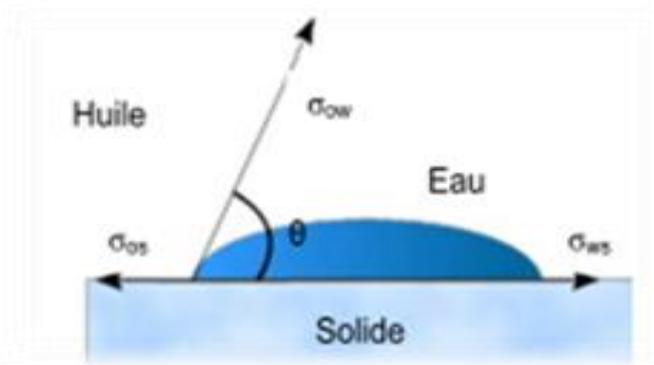


Figure III.6. Angle de contact θ entre les fluides immiscibles et le solide. [12]

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \quad \text{III-9}$$

Où σ_{os} est la tension inter faciale entre la phase huile et le solide, σ_{ws} est la tension inter faciale entre l'eau et le solide et σ_{ow} est la tension inter faciale entre les phases fluides immiscibles.

La valeur de l'angle de contact permet d'identifier quelle phase mouille une surface.

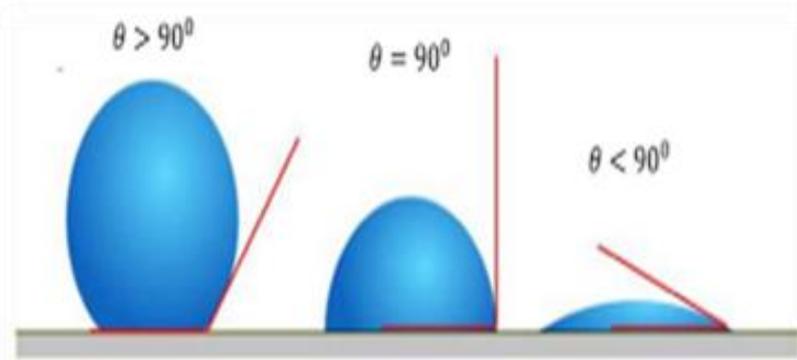


Figure III.7 Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche. [12]

Anderson (1986b) établi une série de valeurs d'angle de contact pour définir la mouillabilité qu'on peut trouver dans les milieux poreux selon le tableau suivant :

Tableau III.1. Valeurs de l'angle de contact [Anderson Part2 1986]

Angle de contact	Mouillabilité franche à l'eau	Mouillabilité neutre	Mouillabilité franche à l'huile
Minimum	0°	60-75°	105-120°
Maximum	60-75°	105-120°	180°

III.6 .1. Pression capillaire

La pression capillaire P_c est définie comme la différence de pression existant entre deux points voisins situés de part et d'autre d'une interface délimitée par un fluide non mouillant 1 et un fluide mouillant 2 en équilibre.

$$P_c = P_1 - P_2 \tag{III-10}$$

La pression capillaire met en évidence, l'influence des phénomènes observés à l'échelle du pore tels que les forces de surface ou la mouillabilité. La pression capillaire est liée à la courbure de l'interface R qui sépare les deux fluides et à la tension inter faciale σ (pour un système huile/eau la tension inter faciale à une valeur de l'ordre de 30 mN.m⁻¹). Cette relation est exprimée par l'équation de Laplace :

$$P_c = P_1 - P_2 = \frac{2\sigma}{R} \tag{III-11}$$

Dans le cas d'un tube capillaire de rayon r et contenant de l'huile et de l'eau, l'application de l'équation de Laplace et Young permet d'obtenir la relation :

$$P_c = P_1 - P_2 = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad \text{III-12}$$

III.6.2. Relation pression capillaire-saturation

Le drainage et l'imbibition sont définis comme le déplacement d'un fluide non-mouillant par un fluide mouillant et réciproquement.

Pour établir la courbe de pression de capillaire de drainage, la saturation de la phase mouillante est réduite jusqu'à sa valeur irréductible par un incrément de la pression capillaire.

La pression capillaire est ensuite diminuée progressivement et le fluide mouillant déplace le fluide non-mouillant jusqu'à ce que sa saturation se trouve sous sa forme résiduelle.

Il est important de noter que la première partie de la courbe d'imbibition est une imbibition spontanée jusqu'à atteindre la valeur de $P_c = 0$. La deuxième partie correspond à une imbibition forcée où la pression capillaire atteint des valeurs négatives.

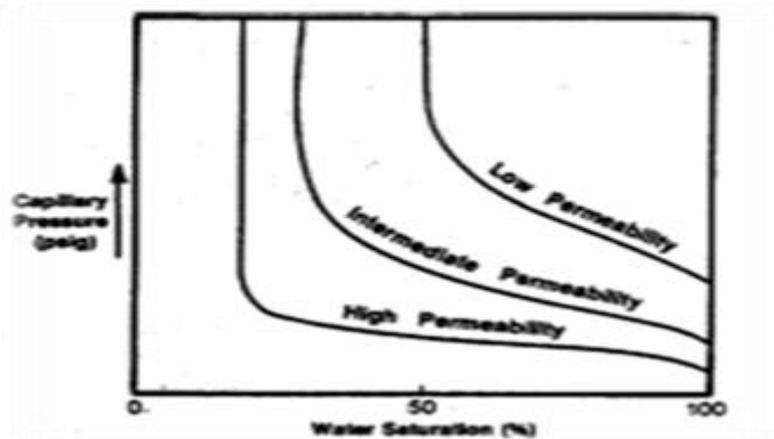


Figure III.8. Pression capillaire en fonction de la forme de la courbe de la perméabilité [12]

La pression capillaire durant le drainage est la pression appliquée du fluide non mouillant sur le fluide qui sature l'échantillon. On mesure la quantité de fluide mouillant déplacé en fonction de la pression capillaire appliquée.

Cette pression est augmentée jusqu'à la saturation irréductible (S_{wi}), et on obtient la courbe primaire.

La pression capillaire est ensuite diminuée progressivement, et le fluide mouillant pénètre à nouveau dans l'échantillon et déplace le fluide non mouillant. Ce processus s'appelle imbibition, que dans la phase 2 est fait d'une manière spontanée et dans la phase 3 est forcé. On atteint une saturation résiduelle S_{or} de fluide non mouillant lorsque la pression capillaire redevient nulle pour les phases 2 et négatives pour la phase 3.

La forme des courbes de pression capillaire dépend aussi de la perméabilité des milieux poreux, de la taille des grains, et de la distribution des pores. [12]

III.7. Mouillabilité des milieux poreux :

A. Relation entre mouillabilité et pression capillaire

La mouillabilité influence la pression capillaire, ainsi que la pression capillaire qui dépend de la mouillabilité.

La mouillabilité d'un milieu poreux saturé en huile brute peut être modifiée par un processus de vieillissement (macération).

Sous l'effet de la température les composés de type asphaltène peuvent s'adsorber sur la surface solide au cours du temps et modifier la mouillabilité de la roche.

B. Influence de la mouillabilité sur la perméabilité relative

La mouillabilité joue un rôle important sur la répartition des phases à l'échelle du pore et sur la manière dont l'écoulement diphasique se structure [Anderson 1986e].

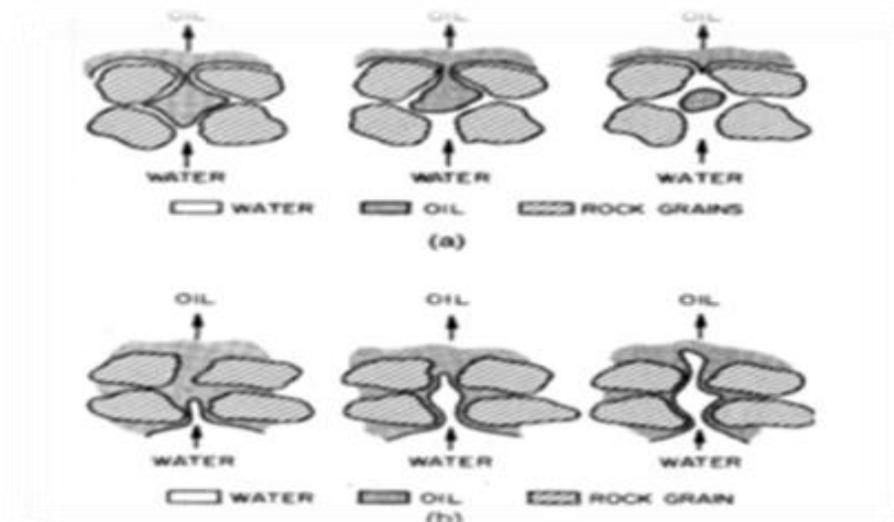


Figure III.9 Écoulements d'eau en déplaçant l'huile en fonction de la mouillabilité. a) Mouillabilité à l'eau, b) mouillabilité à l'huile [12].

Dans un milieu mouillable à l'eau, l'huile s'écoule dans les pores de grande taille et l'eau dans les pores les plus petits, ainsi qu'à la surface des grains solides.

Ceci se traduit par une perméabilité relative à l'huile élevée et une perméabilité relative à l'eau faible traduisant la difficulté de l'eau à s'écouler dans le milieu poreux.

Dans un milieu mouillable à l'huile, la situation est inversée et l'écoulement de l'eau se fera avec une moindre résistance que dans un milieu mouillable à l'eau. Ceci se traduit par une perméabilité relative à l'eau élevée, et une perméabilité relative à l'huile faible.

PARTIE PRATIQUE

Chapitre IV :

Comparaison des méthodes de récupération d'huile

IV.1. Introduction

L'augmentation de 1 % des réserves de pétrole récupérables est une réalisation stratégique et économique importante dans un monde dépendant du pétrole en tant que source majeure de production d'énergie.

En supposant que le champ Hassi Massoud (hmd) est un réservoir homogène horizontal, nous avons comparé les données de changement de production à travers différents processus d'injection et l'expérience pratique dans le laboratoire pour découvrir quelles techniques EOR sont les plus efficaces dans ce domaine

Premier cas : injection de wag, le deuxième cas d'injection de polymère et le troisième cas de miscible.

IV.2. Cas injection de WAG

Injection d'eau de façon interchangeable avec du gaz WAG Cette technique a été développée pour réduire le risque de technologie d'injection de gaz, elle est pratiquement et la plus prospère dans les champs de la mer du Nord où les technologies les plus appliquées Représentaient 48 % de tous les projets visant à améliorer le dédouanement du pétrole en 2012, D'autres techniques sont appliquées (Awann) 2005 utilisées dans 9 projets sur 19. [13]

Cette méthode comprend l'injection de lots d'eau suivis d'injections gaz, elles s'appellent swag. L'eau et le gaz peuvent être injectés ensemble (Gaz alternant l'eau simultanée. (Il est également considéré comme étant piégé Caïn de gaz ou indubitable, appelé technologie.

Ensuite, comme le gaz alternant l'eau immiscible (IWAG), c'est une technologie wag utilisée pour pousser le front du gaz de manière homogène, la technologie IWAG a contribué à réduire la proportion de pétrole restant, c'est-à-dire, augmenter l'efficacité de la paresse et l'efficacité du déplacement ensemble. [14]

Après le succès de la méthode d'injection d'eau et de gaz en alternance dans l'augmentation des réserves de pétrole dans de nombreux pays du monde.

Il a été testé dans le champ Hmd pour voir son efficacité et ses retours sur ce réservoir.

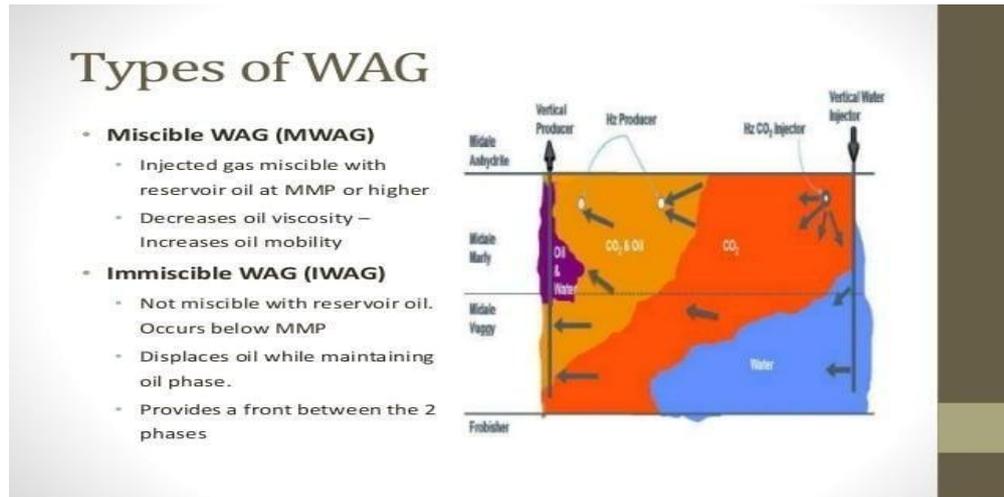


FIG IV.1 : INJECTION DE WAG [14]

IV.2.1 Recommandations pour le puits injecteur du pilote WAG [15]

Nous recommandons pour le puits injecteur du pilote WAG

- Le choix parfait de la position du puits d'injection.
- Bonne capacité d'injection en position d'injection.
- Bonne quantité d'hydrocarbures réservés.
- Bonnes propriétés pétro physiques.
- Dans le cas où les roches du réservoir sont muables à l'eau, ils sont utilisés après les additifs.
- Maintenir la quantité de débit d'injection, comme ceux utilisés dans le cas des injections de gaz, une autre considération pour la recommandation de l'emplacement du puits injecteur WAG, est d'évaluer la distribution du reste de l'huile en place dans la zone 19. Cette mesure vise à confirmer que, d'importants volumes de pétrole restent dans la région.

Les résultats de simulation indiquent qu'après de nombreuses années de suite de l'injection du gaz, un volume important de l'huile sera récupéré dans le haut des drains du réservoir. Le reste de l'huile réside principalement dans la partie inférieure des drains du réservoir :

Au cours de la simulation, le modèle a été utilisé avec les hypothèses suivantes :

- a) Les injecteurs de gaz à l'intérieur de la zone 19 (MD-58, 112, 132, 143, et 176), sont maintenus à leurs identiques débits d'injection de gaz par rapport aux dernières données historiques disponibles.

- b) Les puits producteurs dans la zone 19 produisaient de l'huile avec un débit identique à l'historique de production et avec une limite sur la production de gaz déduite à partir des dernières valeurs historique.
- c) Les injecteurs de gaz en frontière, ont un débit maximale d'injection, à raison de 2106 m³ / j.
- d) Pour l'injecteur WAG, le débit d'injection d'eau a été estimé en utilisant l'historique de débit d'injection de gaz de ces puits (MD143, MD112)

Donc le gaz et l'eau ont été injectés au même débit estimé sous les conditions du réservoir.

Les figures suivantes montrent les résultats estimés de production de trois scénarios pour la zone 19 l'injection du gaz continu, injection WAG au puits MD-112, et l'injection WAG au MD-143[16]

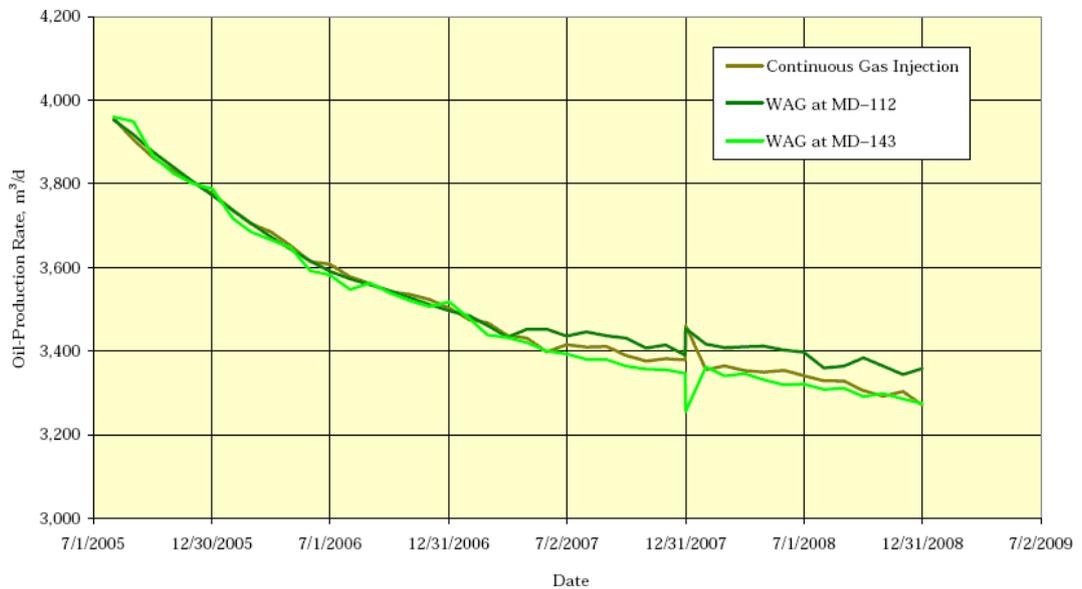


Fig. IV-2 : Production de l’huile lors de l’injection WAG dans le MD112 Vs l’injection WAG dans le puits MD143 [14]

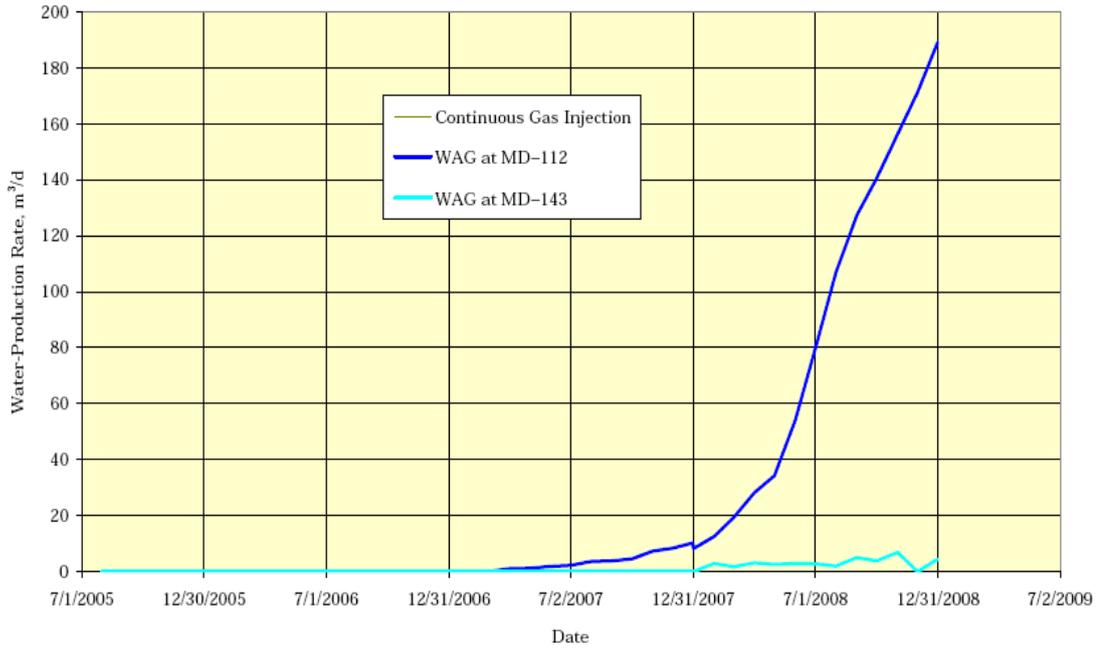


Fig. IV-3 : Production de gaz lors de l’injection WAG dans le MD112 Vs l’injection WAG dans le puits MD143 [14]

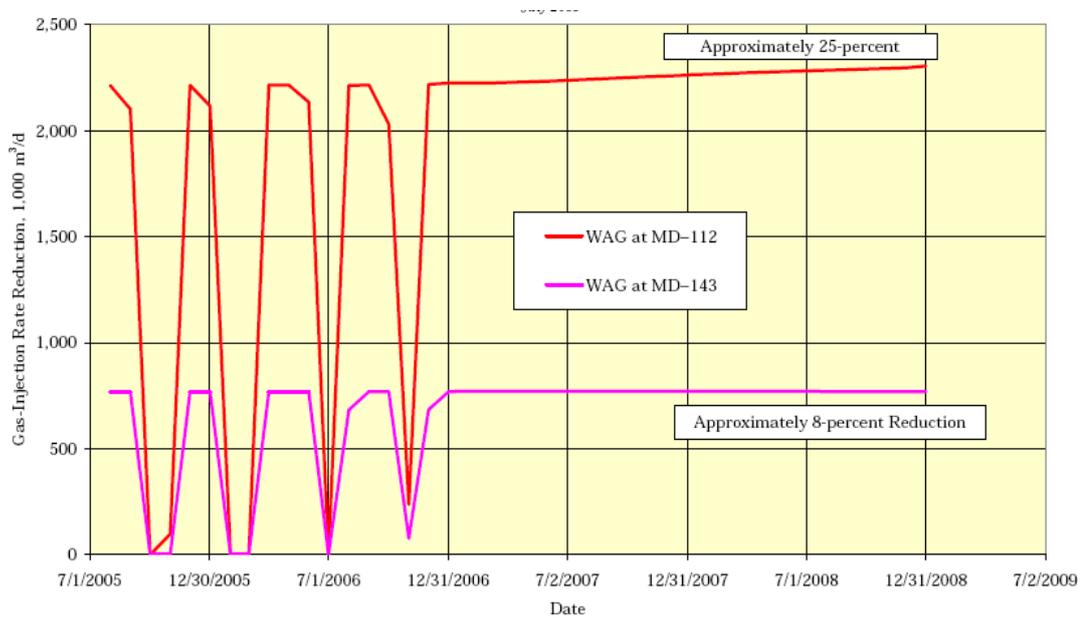


Fig. IV-4 : Production de l’eau lors de l’injection WAG dans le MD112 Vs l’injection WAG dans le puits MD143 [14]

IV.2.2 Interprétation :

-(Fig. IV-2) Montre que les deux processus (WAG et l'injection continu de gaz) ont produit des volumes similaires de pétrole (Figure 04).

- (Fig. IV-4) Montre que le processus WAG exige beaucoup moins de volume de gaz d'injection.

-(Fig. IV-3) Montre qu'avec le processus WAG ont produit beaucoup moins de gaz donc le GOR inférieur.

Par conséquent, pour le même volume de pétrole produit, le processus WAG est beaucoup plus efficace en termes d'utilisation de gaz.

Cependant, le processus WAG produit de l'eau. Le rythme de production de l'eau pourrait augmenter à mesure que le processus se poursuit, en fonction des paramètres WAG.

Les données historiques de production montrent que d'importants volumes de gaz injecté à bord du MD143 sont écoulés dans la zone 17.

Cela a été attesté par le haut GOR du MD116 (zone17) et ça depuis le début des années 1980. Ainsi, l'utilisation du puits MD143 comme un puits d'injecteur du pilote WAG, aurait probablement introduit une certaine incertitude à la suite de l'interprétation des données sur le pilote et sur le modèle de représentation du processus WAG.

Les propriétés Pétro-physiques de la roche, au bord du puits MD112 et MD143, indiquent que l'injectivité du MD112 devrait être supérieur à celle du MD143.

Cela a été vérifié par les données historiques de l'injection de gaz dans ces deux puits le MD112 peut généralement injecter environ 30 pourcent en plus de gaz que le MD143. Cette observation confirme en outre la recommandation du MD112 comme l'injecteur WAG pendant le programme.

IV.3. CAS d'injection de polymère :

Injection de polymère Le polymère agit pour augmenter la viscosité de l'eau injectée, ce qui contribue à pousser l'huile à travers. Il peut éliminer les fines couches d'huile de la surface des pores, réduisant ainsi l'huile résiduelle dans le réservoir (Sheng 2013) [17]

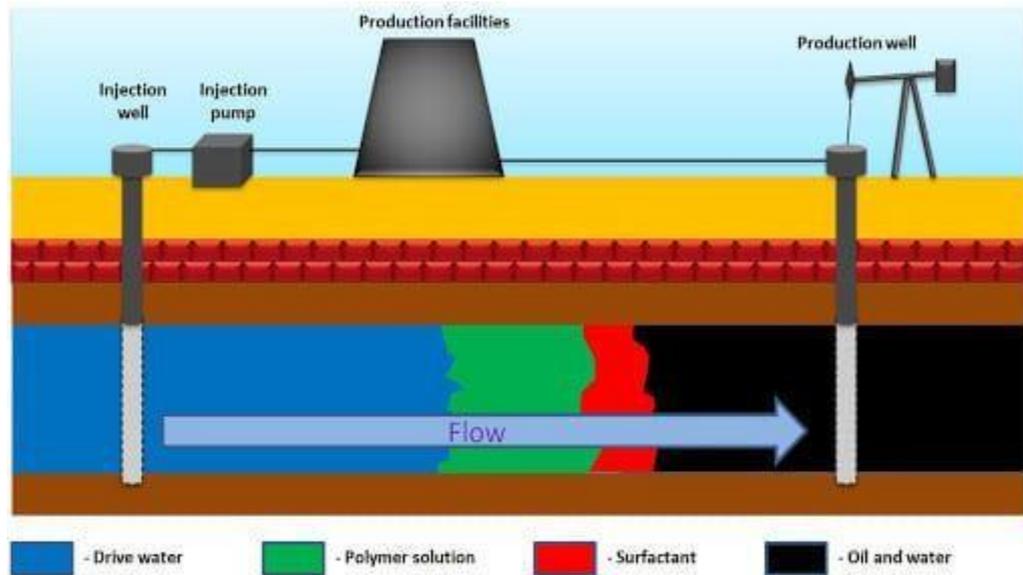


Fig.IV.5. Polymère flooding.

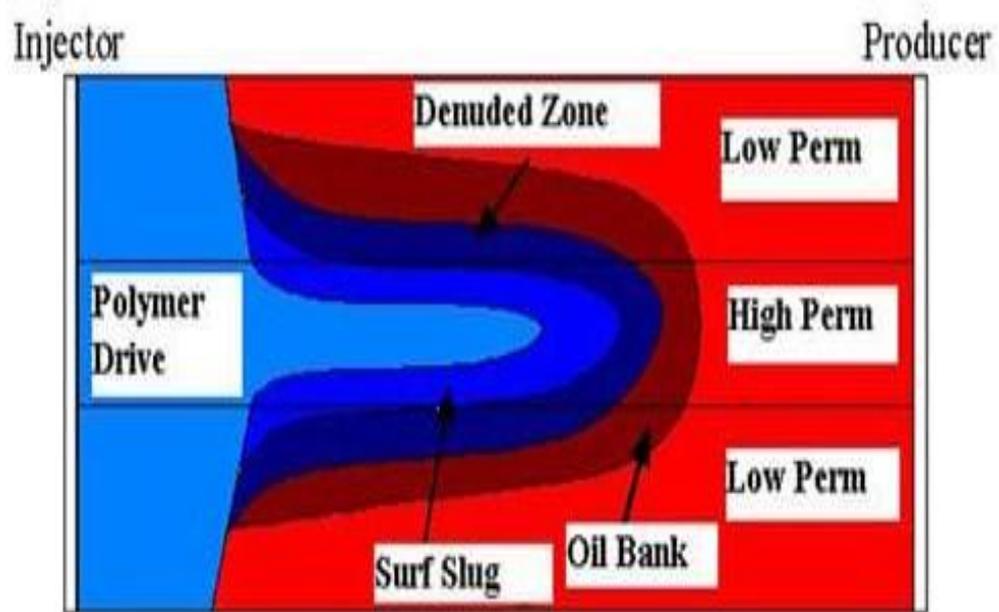


Fig. IV.6. Injection de polymère

IV.3.1: Mode Opérateur d'un SWCTT [18]

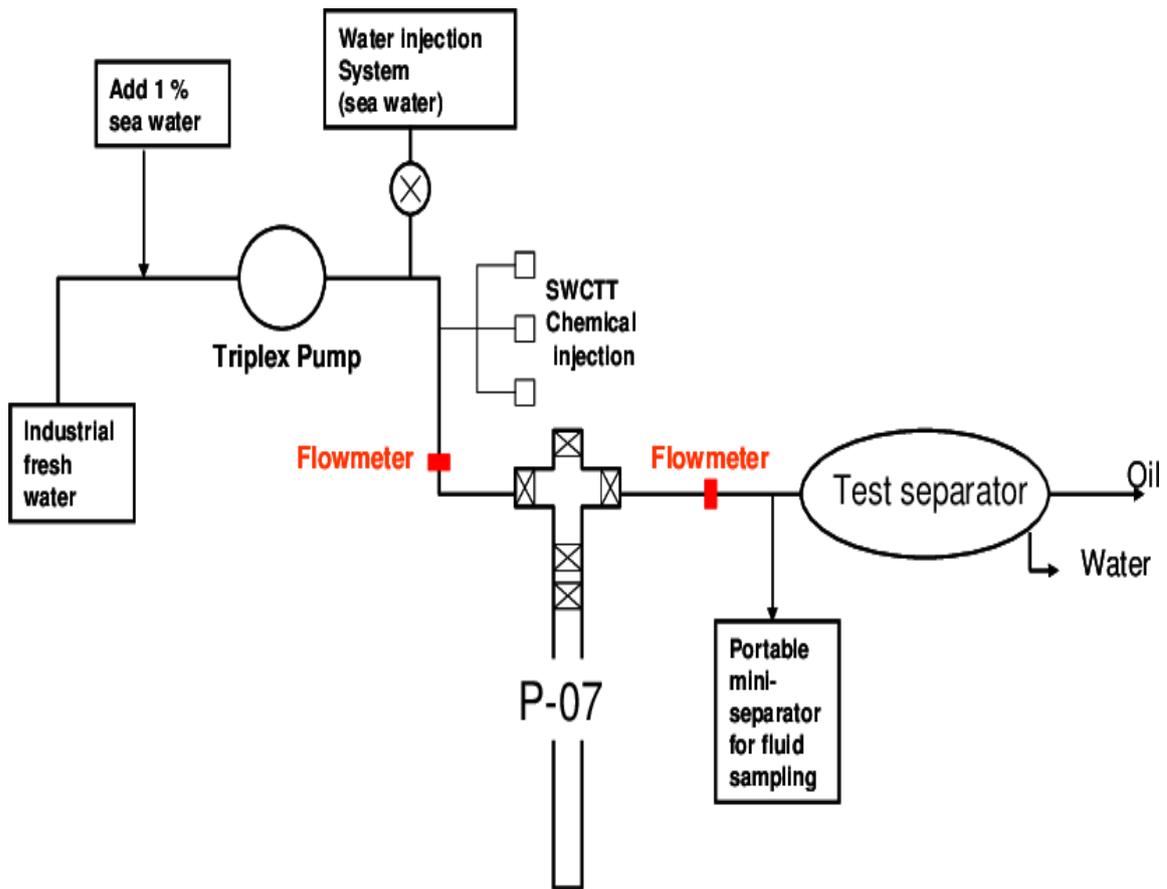


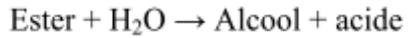
Fig.IV.7. Mode Opérateur de SWCSTT [18]

Durant le test, on injecte dans le puits choisi un bouchon de traceur partitionnant, souvent un ester, dissous dans de l'eau [12]. On injecte ensuite de l'eau afin de pousser le traceur dans le réservoir à une distance de 3 à 7 m autour du puits.

L'eau est souvent marquée avec un autre traceur non partitionnant qui sert de traceur de bilan de matière. Les esters utilisés sont plus solubles dans l'huile que dans l'eau. Cette préférence de solubilité est exprimée dans la couche huile / eau de l'ester K_i - Coefficient, où.

$$K_i = \frac{\text{(Concentration de l'ester dans l'huile)}}{\text{(Concentration de l'ester dans l'eau)}} \text{ à l'équilibre}$$

Puis, le puits est fermé pendant quelques jours pour permettre une réaction d'hydrolyse partielle de l'ester qui génère un alcool non partitionnant.



Lorsque le $K_{rw \max}$ est modifié, la mobilité de l'eau contenant du tensioactif peut devenir trop importante. La mobilité M est calculée à l'aide de la formule suivante :

$$M = \frac{K_{rw \max}}{K_{ro \max}} \times \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

Avec :

IV -1

- $K_{rw \max}$ la perméabilité relative maximale de l'eau
- $K_{ro \max}$ la perméabilité relative maximale de l'huile
- μ_o la viscosité de l'huile
- μ_w la viscosité de l'eau

Lorsque la perméabilité maximale de l'eau ($K_{rw \max}$) augmente sous l'effet du tensioactif le risque est d'augmenter la zone de transition entre la zone non influencée par le tensioactif (dont la saturation en huile est ici 0,34) et la zone contenant du tensioactif (dont la saturation en huile est ici 0.1).

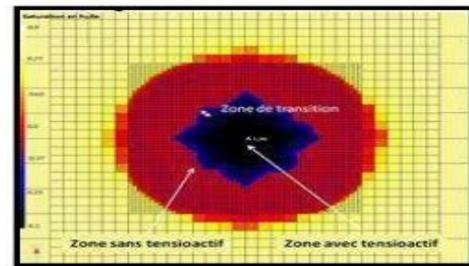
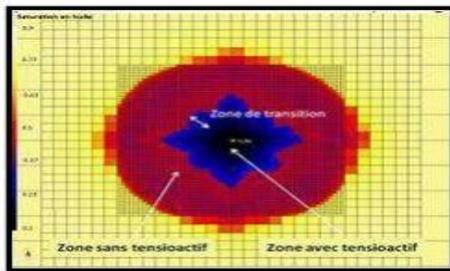


Figure IV.8 : Injection d'eau-tensioactif
 $K_{rwm} = 1.0$ $K_{rom} = 0.95$;
 $\mu_o = 1.2$ cP $\mu_w = 0.44$ cP $M = 2.9$

Figure IV.9 : Injection d'eau-tensioactif Avec
 $K_{rwm} = 0.3$ $K_{rom} = 0.95$ $\mu_o = 1.2$
 $\mu_o = 1.2$ cP $\mu_w = 0.44$ cP $M = 0.9$

Si cette zone de transition est plus importante, cela signifie que pour la même dose de tensioactif injectée la zone du réservoir étant à la saturation en huile minimale est plus petite et donc l'efficacité du tensioactif est réduite.

Afin d'éviter, cette augmentation de la zone de transition (et donc de la mobilité) il est possible d'ajouter un polymère dont l'objectif sera d'augmenter la viscosité de l'eau injectée (μ_w) et donc de diminuer la mobilité.

IV .3.2. Propriétés du polymère [19]

Lors d'une simulation contenant du polymère il est nécessaire de saisir un tableau donnant le facteur de réduction de mobilité en fonction de la concentration en polymère (Figure IV .11). Ce facteur de réduction de mobilité agit comme un coefficient multiplicatif qui s'applique à la viscosité de la phase aqueuse.

Dans le tableau du facteur de réduction de mobilité en fonction de la concentration en polymère présenté (Figure IV.12) une réduction de mobilité de 2 est indiquée pour une concentration nulle en polymère.

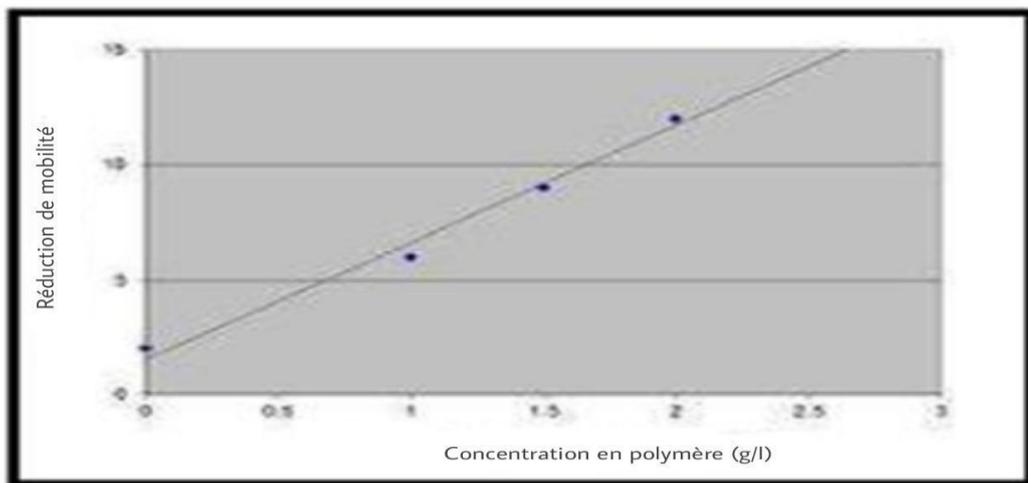


Figure IV.10 : Réduction de la mobilité en fonction de la concentration en polymère [19]

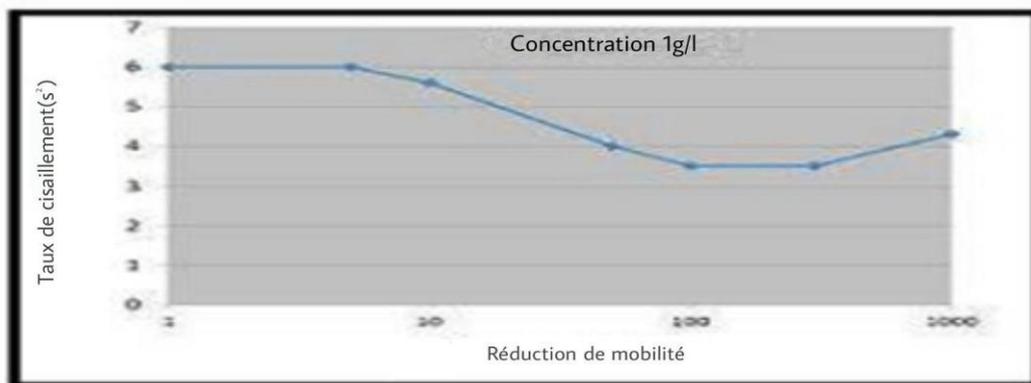


Figure IV.11 : Réduction de la mobilité en fonction du taux de cisaillement pour une concentration en polymère de 1 g/l [19]

Pour vérifier la faisabilité d'injection des produits chimiques, des tests Fall Off doivent être effectués.

Le fall off test a pour but de déterminer plusieurs paramètres (P_g , P_{fd} , Skin,...) mais le plus important est de déterminer l'indice d'injectivité qui nous permettra de s'assurer que l'intervalle choisi pour l'injection est un intervalle confiné (le toit de cet intervalle doit être des Silt et le mur des argiles) c'est à dire l'injection ou bien la pénétration des fluides se fait dans un sens parallèle, et aussi de reconnaître l'état de la liaison couche-trou (L.C.T).

Après la descente des gages (jauges), on a eu les enregistrements suivants :

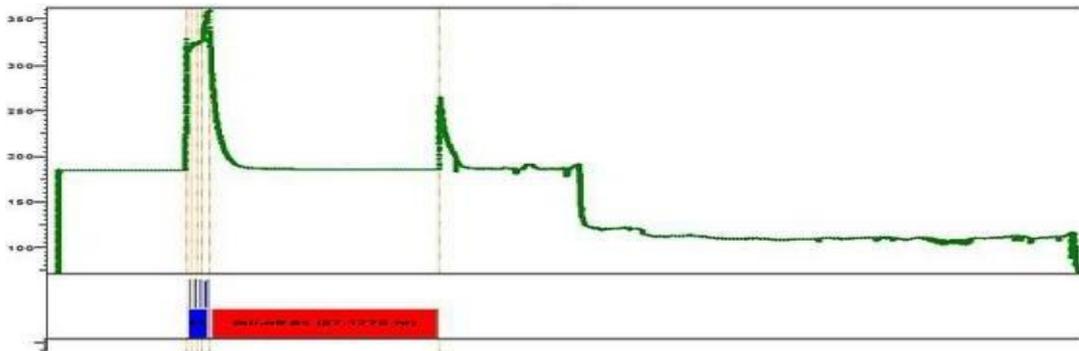


Figure IV .12: L'enregistrement du test fall off. [19]

IV .3.3. Interprétation du déclin de pression :(FO)

Le diagnostic de la dérivée de pression figure ci-dessous a permis de fournir un bon nombre de paramètres réservoir notamment la perméabilité, facteur de skin, pression de gisement et pression de fond dynamique. L'exploitation des pressions (gisement et de fond dynamique) ont permis l'estimation d'indice d'injectivité

Indice d'injectivité :

$$I_i = \frac{Q_w}{P_{fd} - P_g}$$

Q_w : le débit d'injection en m³ /j.

P_{fd} : pression de fond dynamique (kg/cm²). P_g : pression de gisement (kg/cm²).

Qw	pression de fond dynamique	Pression de gisement	li
8.39 m ³ /j	359.437	185.738	1.159

Après le calcul de l' I i on constate que :

- Le puits a une bonne injectivité.
- Une valeur de skin négative signifie que les abords du puits ainsi que la matrice sont dans un bon état.
- Les intervalles EOR ciblés sont confinés.

IV.3.4. Les produits chimiques utilisés pour l'EOR

- La formulation de tensioactif (Voir l'annexe H)
- formulation du KCl
- La formulation de polymère

L'option du pilote mono-puits SWCTT (Single Well Chemical Tracer Test) a été choisie pour arriver à une mise en œuvre rapide du procédé EOR sur champs.

Le procédé EOR repose sur une succession de phase de tests d'injection regroupés dans tableau ci-dessous La chronologie de déroulement de ces phases est illustrée par le planning suivant :

IV.3.5. Déroulement du SWCTT

L'objectif des pilotes mono-puits ou SWCTT est de démontrer l'injectivité des solutions de polymères et tensioactifs et leur efficacité en termes de réduction de la saturation résiduelle en huile (S_{or}).

La réalisation d'un pilote SWCTT consiste à injecter successivement sur un puits un bouchon d'eau, afin d'obtenir un niveau de saturation résiduelle S_{orw} à une distance de 3m à 5m autour du puits, puis de mesurer la saturation résiduelle en huile S_{or}. Pour cela on injecte un mélange de traceurs :

- Iso Propyl Alcool : (IPA) « mass balance tracer », c'est un traceur passif, il ne réagit pas avec l'huile.
- Normal Propyl Alcool : (NPA) « cover tracer », c'est un traceur passif aussi, il protège le troisième qui vient après.

- Ethyl Acetate : (EtAc) « partitioning tracer», c'est le traceur qui réagit avec l'huile. A partir des quantités produites d'EtAc ou NPA que la S_{or} est calculée.

L'ester qui va se partager entre l'eau et l'huile résiduelle présente. L'ester en solution dans l'eau va s'hydrolyser et produire un alcool selon la réaction suivant :



Plus précisément :



En produisant ensuite les solutions injectées par le même puits, l'alcool contenu dans la phase eau va ressortir en premier au puits, tandis que l'ester en solution dans l'huile va migrer vers l'eau et sortir avec retard par rapport à l'alcool.

Ce retard est en fonction du S_{or} et sa mesure va permettre de déterminer le S_{or} par les relations suivantes :

$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(k+1)} = \frac{\beta}{\beta + k} \quad \text{IV -6}$$

Où : $T_{EtAc} = T_{EtOH}(1 + \beta) \quad \text{IV -7}$

$$\beta = \frac{T_{EtAc}}{T_{EtOH}} - 1 \quad \text{IV -8}$$

Et

$$K_i = \frac{\text{Concentration de l'ester dans l'huile}}{\text{Concentration de l'ester dans l'eau}} \quad \text{IV -9}$$

D'où :

T_{EtOH} (ou T_i) : c'est le volume l'alcool produits de l'hydrolyse. T_{EtAc} (ou T_p) : le volume du réactif restant.

T_{NPA} : le volume du traceur passif.

K_i : coefficient de partitioning (déterminé expérimentalement).

β : Facteur de retardement du trac

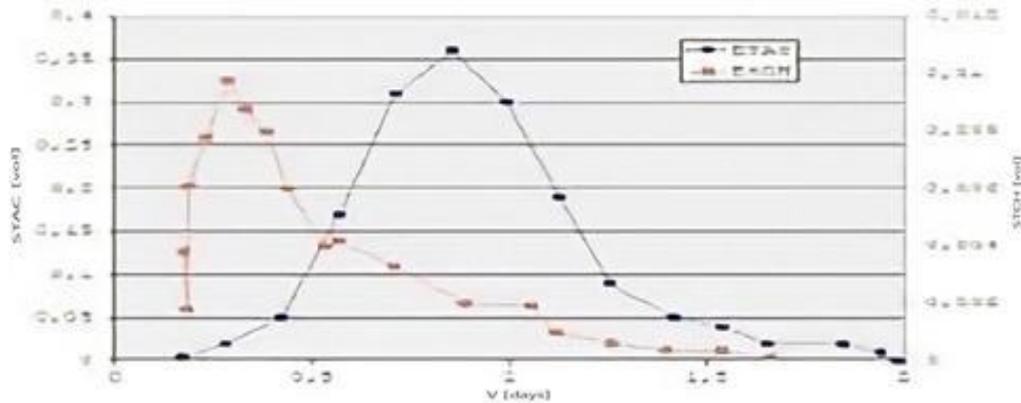


Figure IV .13 : Profil de production des traceurs lors d'un SWCTT. [19]

Après la détermination du S_{or} , des bouchons de tensioactifs/polymères sont injectés, suivis par un bouchon d'eau avec traceur, pour mesurer le S_{or} , saturation résiduelle à faible tension inter faciale.

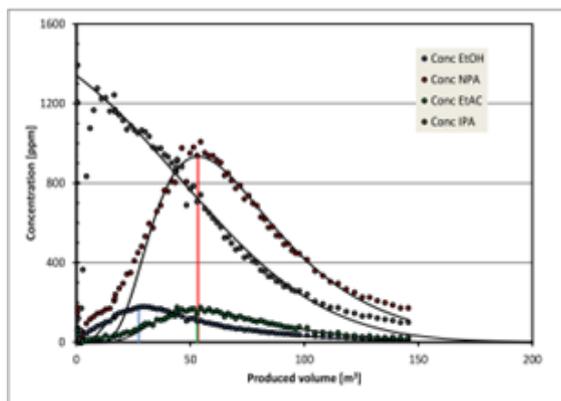
IV.3.6: Les résultats

Calcul de la saturation résiduelle :(puits pilote 1)

Tableau IV-1 : Résultats des tests de traceurs.

Avant EOR	Test 1	Après EOR	Test 2
T_{NPA}	53.3 +/- 2	T_{NPA}	31.4 +/-1
T_{EtAc}	52.9 +/- 4	T_{EtAc}	31.8 +/- 2
T_{EtOH}	27.4 +/- 1.7	T_{EtOH}	28.9 +/- 1

Avant EOR :

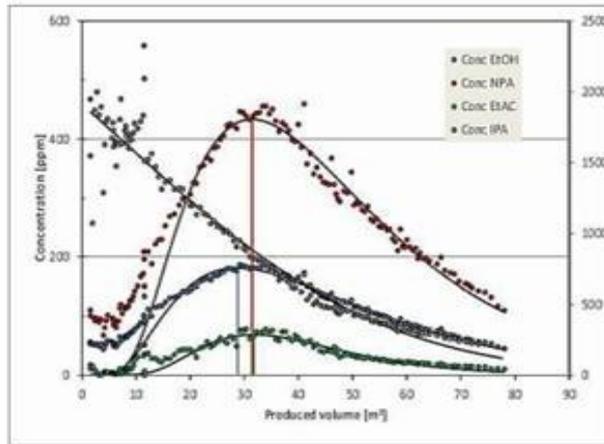


$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(K - 1)}$$

From alcohol/EtAc:

$$S_o = \frac{52.9 - 27.4}{52.9 + 27.4(4.1 - 1)} = 0.186$$

Après EOR :



$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(K - 1)}$$

From alcohol/EtAc:

$$S_o = \frac{31.8 - 28.9}{31.8 + 28.9(4.8 - 1)} = 0.020$$

IV.3.7: Interprétation des résultats

Après l'interprétation analytique, on a obtenu les saturations suivantes :

- ❖ avant EOR ~ 0.19
- ❖ après EOR presque zéro.

Après EOR	Test 2	Avant EOR	Test 1
So de NPA	0.02 +/- 0.01	So de NPA	0.19 +/- 0.02
So de EtAc	0.02 +/- 0.02	So de EtAc	0.19 +/- 0.03

- ✓ Donc l'effet de l'injection des produits chimiques est significatif.
- ✓ L'établissement d'une formulation d'une solution de tensioactive dans les conditions de fond (température, pression et salinité) a été optimal grâce à un ajustement de HLB (hydrophilie lipophilie balance par le KCl conduisant à l'obtention d'un Windsor
- ✓ La forte réduction de la tension inter faciale et l'abaissement de la pression capillaire a entraîné une importante élévation du nombre capillaire, conduisons à une augmentation de taux de récupération.

Afin de garantir une bonne précision de la mesure du S_{or} lors du test SWCTT, il est recommandé que :

- la zone du réservoir testée ait une perméabilité et une porosité homogène.
- la saturation en huile soit uniforme.
- L'épaisseur du réservoir soit constante dans la zone testée.
- Le puits soit vertical et l'envahissement total.
- Le partage eau / huile du traceur partitionnant soit suffisamment rapide.
- La pression de bulle doit être basse pour réaliser un écoulement monophasique.

IV-4. Cas de gaz miscible :

L'huile reste piégée dans le réservoir soit par l'action de sa viscosité soit par les forces capillaires. L'injection de gaz mixte est un processus amélioré de récupération d'huile qui améliore l'efficacité du micro déplacement en réduisant ou en supprimant l'IFT entre l'huile et le liquide déplacé (gaz miscible).

Lorsqu'il est utilisé après une crue d'eau, il a pour effet de dévier le flux de pétrole résiduel et se traduit par une très faible saturation en pétrole résiduel (2 % mesurés dans le cœur du réservoir récupéré des zones englouties par le gaz [21]).

Il est plus courant que le gaz d'hydrocarbure injecté soit presque miscible avec l'huile plutôt que miscible au premier contact.

La miscibilité se développe alors entre les fluides par l'échange de composants, communément appelée miscibilité multi-contact, ce qui entraîne un alourdissement du gaz lorsqu'il traverse l'huile.

Les conditions caractéristiques des réservoirs hmd à haute température et pression rendent de nombreuses technologies EOR impraticables. La polymérisation est inutile car elle se décompose dans ces conditions. Parmi les alternatives qui ont montré de bons résultats dans des réservoirs similaires aux conditions de terrain hmd sont : Injection de gaz miscible et injection de CO₂ et mousse.

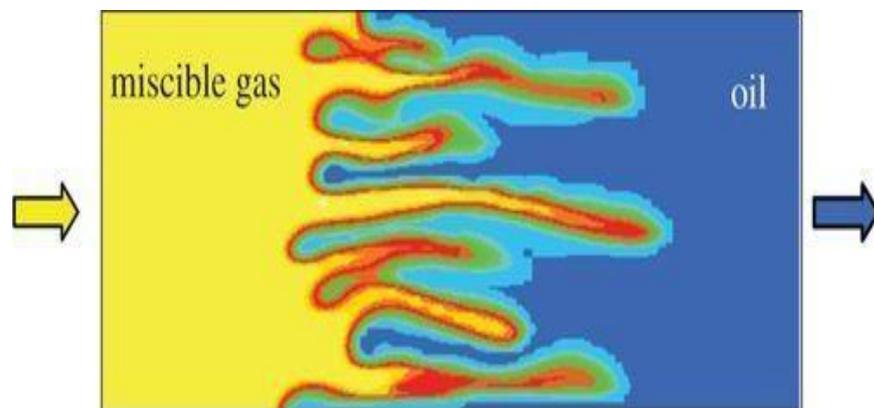


Fig. IV-14. Une simulation numérique du doigté visqueux observé lorsqu'un gaz à faible viscosité déplace du pétrole à viscosité plus élevée. Le rapport de viscosité dans cette simulation est de 10. L'écoulement se fait de gauche à droite.

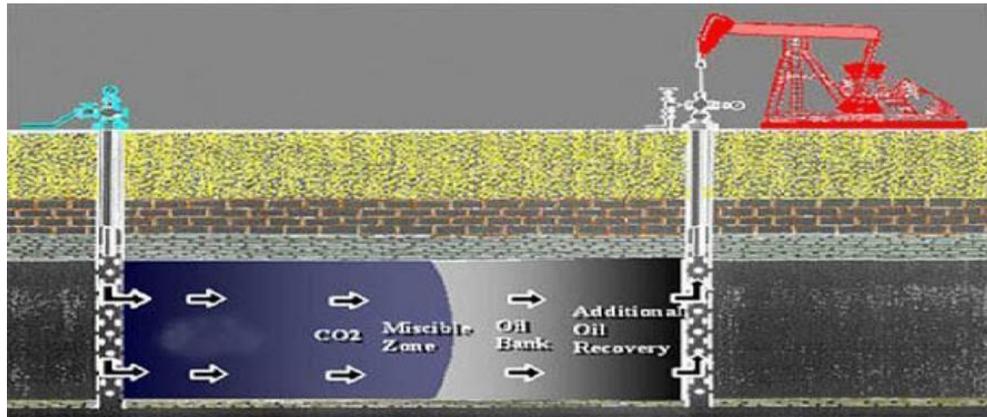


Fig. IV-15. Injection de co2 [21]

La technologie d'injection de dioxyde de carbone est apparue pour la première fois dans les années 1930 siècle dernier, et de nombreuses expériences de terrain y ont été menées au cours des années cinquante [20],

Les développements successifs n'ont cessé de croître, au fur et à mesure que plusieurs propositions émergeaient pour Critères d'utilisation, dont les critères proposés par Thomas (1998) qui reposent sur Aux propriétés de comportement de phase des fluides dans un réservoir, et à la tension superficielle entre les gaz et huile, l'efficacité de l'écoulement dans les pores lors de l'injection, la taille de ces pores, Et la mouillabilité de la roche, et la densité relative dans le réservoir. [21]

Une étude (Sehbi et al. 2001) a montré que l'efficacité de micro-déplacement de l'injection de gaz Le dioxyde de carbone est associé à de faibles taux d'injection du gaz, poursuivant le processus injection prolongée

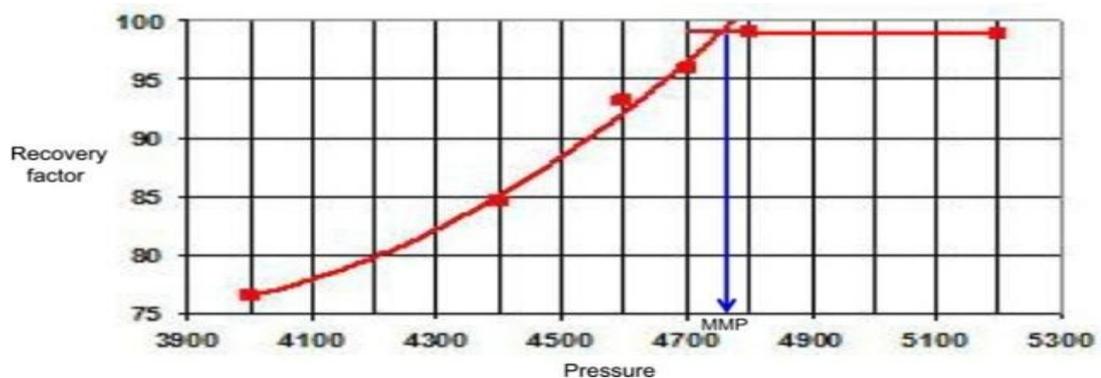


Fig. IV-16 MMP 4.58. Détermination du MMP à partir des données de récupération d'huile du tube capillaire. [22]

Il convient de souligner que différents niveaux de récupération, tels que 80 % à la percée du gaz, ou 90 à 95 % de récupération ultime ont également été suggérés comme critères de déplacement miscible.

La récupération du pétrole, cependant, dépend de la conception du tube et des conditions de fonctionnement. Un tube mince peut fournir seulement 80 % de récupération d'huile dans des conditions miscibles. L'évaluation des changements de récupération avec la pression de déplacement, ou l'enrichissement en gaz, est plus appropriée pour déterminer les conditions de miscibilité que la recherche d'une récupération élevée.

La définition la plus acceptable est la pression, ou le niveau d'enrichissement, au point de rupture de la récupération ultime du pétrole, comme le montre la figure 4.58. La récupération devrait augmenter en augmentant la pression de déplacement, mais la récupération supplémentaire au-dessus du MMP est généralement minime.

L'effluent liquide est généralement surveillé et ramené aux conditions atmosphériques et les gaz produits sont passés à travers le GC pour une analyse de composition [22]

IV-4.1 Les conditions du réservoir hmd :

1. Température du réservoir : 119 C°
2. Pression de saturation initiale : 214 Kg/cm²
3. Facteur Volumétrique de l'huile de formation Bo : 1.87m³/m³.GOR : 198 m³/ m³
5. Pression minimum de miscibilité : 243 Kg/cm²

IV-4.2 Huile en place

Les estimations OOIP (originale oil in place) pour le réservoir de RA et R2 dans la zone 19 sont 197,4 x 10⁶ m³, et de 84,7 x 10⁶ m³, respectivement. Le tableau 9 indique le volume initial de pétrole dans chaque unité de débit du réservoir RA.

Plus de 80 pourcent du volume initial de pétrole est estimé dans le fond des trois drains (drain

2. Inter-drain, et drain 1), alors que seulement environ 17 pourcent du volume initial de pétrole est dans les trois hauts drains. Par conséquent, l'huile résidant dans la partie inférieure des drains doit être à cible du processus de déplacement de la zone 19.

IV-4.3 Modèles d'injection

Le modèle d'injection de 5-spot est le plus répondu on shore avec un espacement assez petit entre les puits. Puisque plusieurs applications sur champ (spécialement au Texas) sont des procédés miscibles

Tableau IV.2 : le pourcentage de production dans le cas de l'injection d'eau

Drains	Saturation en eau Fraction	Volume d'huile Réservoir (10^6m^3)	Volume d'huile Surface (10^6m^3)	Pourcentage V / V de RA (%)
D5	0.1818	17.9	10.8	5.48
D4	0.1630	10.7	6.4	3.26
D3	0.1746	26.2	15.8	8.01
D2	0.1398	68.0	41.1	20.80
ID	0.1388	93.6	56.6	28.65
D1	0.1431	110.3	66.7	33.79
RA	0.1467	326.6	197.4	
R2	0.2255	139.9	84.7	
TOTAL	0.1720	466.5	282.1	

D'après le tableau, le pourcentage de production dans le cas de l'injection d'eau est de 33 %

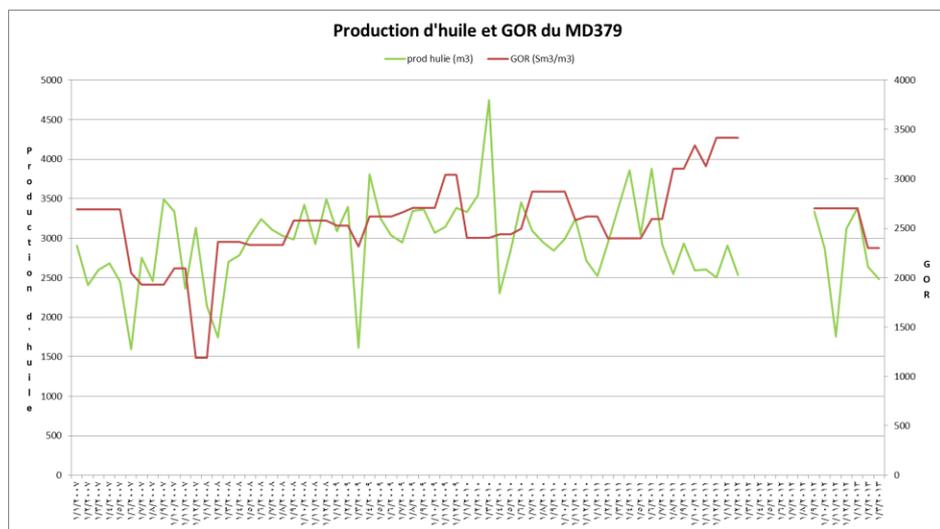


Fig. IV-17. La production avec le GOR ENTR 2007et 2013 [22]

A travers la fig16, on note l'évolution de la production sous l'injection de gaz miscible avec l'évolution des valeurs GOR .Comme la courbe GOR est en constante augmentation, comme pour la production de pétrole, elle est restée stable avec une légère diminution, et de là le résultat de l'injection de gaz est positif.

Tableau IV.3 : Le coût du gaz d'injection proposé [22]

dollar/million Mètres cubes	Le dioxyde de carbone		gaz naturel		gaz d'échappement		Azote	
		35,315	44,143	74,161	77,692	19,423	28,958	8,122
Moyenne	39,729		75,927		24,191		13,949	

Le prix du gaz à l'heure actuelle est très élevé par rapport au prix du baril de pétrole, et c'est l'un des plus gros freins à l'utilisation de cette technologie, notamment le dioxyde de carbone miscible

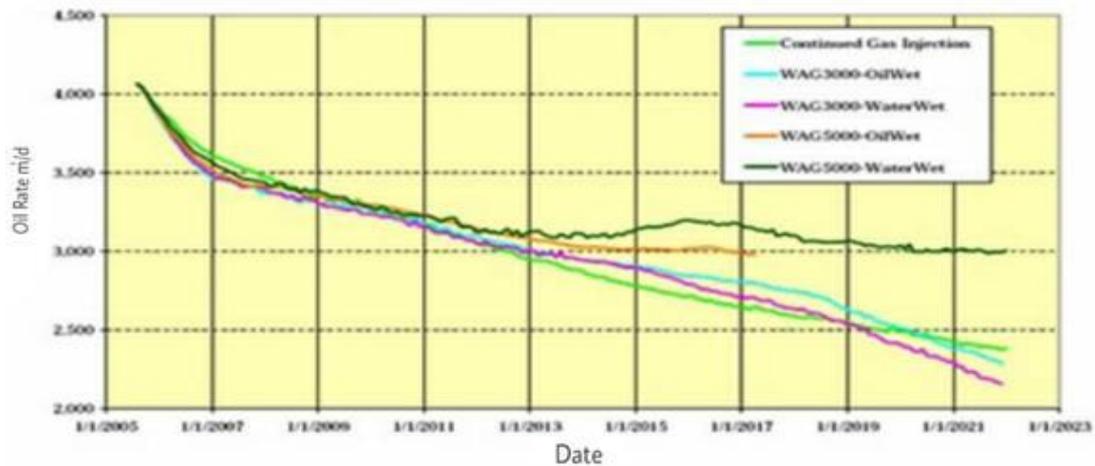


Fig. IV-18 : La production de l'huile pour les différentes seniors d'injections [22]

NOTE (IV-18.Fig) :

Si un volume suffisant d'eau à haut débit pourrait être injecté dans la zone 19, la production de l'huile est estimée d'augmenter

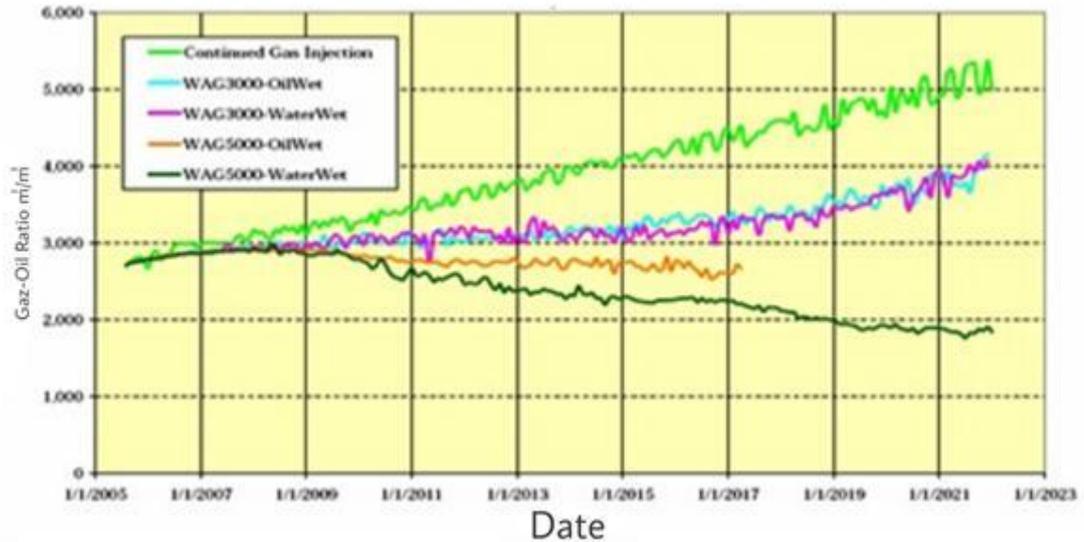


Fig. IV-19 : L'estimation du GOR pour les différents seniors d'injections [22]

NOTE (Fig. IV-19) :

Il indique que le taux de GOR du processus WAG devient inférieur au débit de gaz d'environ un an dans la seringue WAG, et cela représente un besoin négatif d'injection de gaz au début de l'injection uniquement parce que le gaz avec un temps atteint un taux fixe dans la valeur du GOR et la densité et l'efficacité les plus élevées en raison de sa densité élevée pour l'échange de composants avec de l'huile.

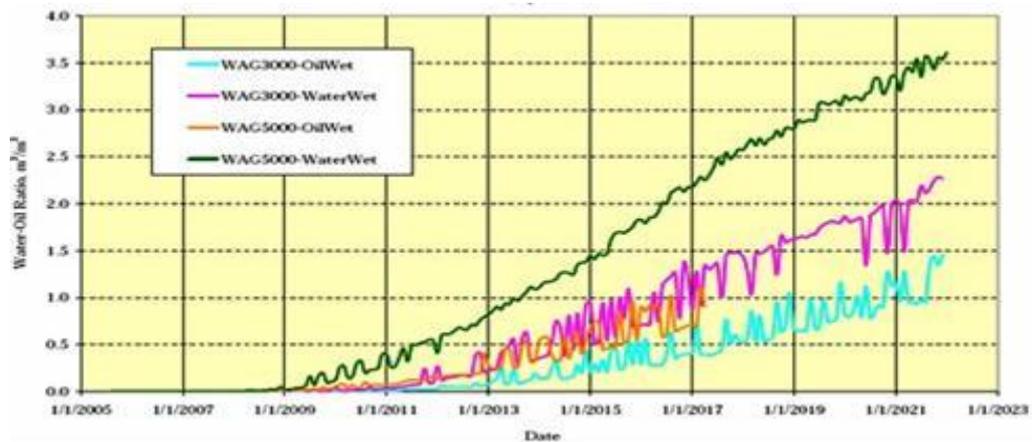


Fig. IV-20 : La production de l'eau pour les différents seniors d'injections WAG [22]

NOTE (Fig. IV-20) :

Les puits de production commencent à produire de l'eau dans environ 20 mois, ce qui est un problème et nécessite un traitement et des dépenses supplémentaires, contrairement au cas d'injection de gaz miscible.



Fig. IV-21 : Le gain en pourcentage volume de gaz injecté [22]

NOTE (Fig. IV-21) :

Pour les cas testés, on estime que le processus WAG est capable de se substituer environ 25 pour cent d'injection de gaz avec peu de changement dans la quantité de production, de sorte que le gaz miscible est plus efficace

IV-4.3 Interprétation des données précédentes

L'injection de gaz miscible s'est avérée être une solution efficace dans le champ du HMD car elle maintient la pression du réservoir et la quantité de production.

Il était également considéré comme un concurrent de la technologie d'injection WAG et contribuait à réduire la tension superficielle malgré les caractéristiques difficiles de haute pression et de température.

L'injection de gaz a également permis d'augmenter l'efficacité microscopique du réservoir. L'injection de gaz a contribué à une augmentation de la quantité de GOR.

Les caractéristiques du champ de pression et de température HMD sont proportionnées à la technologie d'injection de gaz miscible et peuvent convertir plus de 3 % du stock en matière récupérable.

IV.5. L'importance d'examiner la valorisation assistée du pétrole (eor) avant de prendre une décision concernant une demande sur le terrain

IV.5.1 Interprétation et extrapolation des preuves des techniques d'eor testées sur le champ HMD :

A. Interprétation (L'injection de wag)

- L'injection de wag a réduit la quantité de gaz injectée de 25 %
- L'injection de wag a permis de maintenir la production qui était dans le cas de l'injection de gaz dans la plupart des puits de production de la zone 19.
- Certains puits ont réagi négativement au processus d'injection de wag, ce qui a entraîné une baisse de la production
- Pour un changement dans la saturation résiduelle du pétrole réservé, il ne pouvait pas être très grand en raison de la mauvaise science de balayage de la technologie de wag.
- L'injection de wag a fait monter l'eau dans le pétrole, ainsi que la quantité de Gor au fil du temps.
- L'injection de wag a contribué à la dévaluation de l'injectivité pour les puits d'injection
- L'injection de wag l'accumulation de calcaire dans le réservoir au fil du temps
- L'injection de wag provoque l'accumulation de calcaire dans le réservoir au fil du temps

B. Interprétation (L'injection de polymère dans champ HMD et le laboratoire) :

- L'injection du polymère a contribué principalement à l'efficacité du déplacement horizontal du réservoir hmd
- L'injection de polymère a permis de réduire la saturation de l'huile contenue dans un réservoir d'environ ($s_{or} = 0,035$) et d'améliorer l'extraction d'environ 98 % dans le laboratoire d'échantillons uniques du champ HMD et le test SWCTT.
- La quantité d'huile récupérée est proportionnelle à la quantité de polymère injecté.

C. Interprétation (L'injection de gaz miscible) :

- L'injection de gaz miscible est plus efficace dans les réservoirs de pétrole lourd et aide à maintenir la pression du réservoir
- La miscibilité se rapporte à la pression et à la chaleur du réservoir, par exemple gaz (CO_2) à une augmentation de température de 27 à 71°C et à la pression ($p = 27,6$ bars), sa décroissance est réduite de moitié
- L'injection de gaz miscibilité augmente l'efficacité microscopique en réduisant ou en éliminant la surface

IV.5.2. Comment choisir la bonne méthode :

A. Avant de commencer à penser à une méthode d'investissement subventionné, nous devons déterminer l'objectif ou le but souhaité du processus d'investissement : Depuis que nous avons utilisé le mot « investissement », nous devons penser aux aspects suivants :

- Pertinence stratégique du processus
- Importance économique et portée économique du processus
- L'existence de conditions naturelles qui facilitent ou entravent l'exploitation.

B. Afin de choisir la méthode la plus appropriée pour l'investissementsubventionné, vous devez savoir :

- 1) Degré de satisfaction des couches à l'égard du pétrole, du gaz et de l'eau.
- 2) Le degré de drainage et d'aplatissement des couches.
- 3) Propriétés de l'huile (viscosité - sels de sulfure-paraffine-asphalte).
- 4) Propriétés de l'eau associées (viscosité-densité-salinité-rapport chlor-ça5) Profondeur du réservoir.
- 6) Les propriétés du réservoir. Pour le zèbre - épaisseur - homogénéité,...
- 7) Les propriétés pétro-physiologiques du réservoir.
- 8) Le système de paiement du réservoir et son système d'exploitation ancien et actuel...
- 9) Distribution du réseau de puits forés et de leur état technique.
- 10) Le nombre de puits de travail, d'arrêt, d'assèchement, de surveillance et de conservation et une étude détaillée de ceux-ci.
- 11) Prix du pétrole
- 12) Fournit les moyens techniques et matériels, le type, les spécifications et le prix.
- 13) La nécessité d'augmenter la production.

Sur la base d'études en laboratoire, d'expériences sur le terrain et d'expériences pratiques visant à accroître les rendements.

Il est possible d'arriver à une synthèse des données et des perceptions sur les mesures qui caractérisent les caractéristiques du pétrole et des couches qui peuvent être prises en compte à la fin de l'étude.

Choisir ainsi la méthode d'investissement subventionné la plus appropriée pour les caractéristiques de phase qui répondent à la nécessité pour d'augmenter la production dans de bonnes conditions de travail.

C. Après avoir choisi la méthode appropriée, nous commençons à étudier les moyens d'atteindre l'objectif :

- Stade de développement de la méthode technologique (méthode d'application) et des moyens et équipements
- Phase de traitement des couches.
- Le stade de préparation des équipements, des équipements auxiliaires, des équipements de surveillance et des stations de réception d'huile pour l'augmentation prévue de la production de pétrole.

D. Après que tous les calculs économiques aient été faits de tous les moyens mentionnés et que les meilleurs choix économiques et techniques aient été faits.

Il faut rappeler ici que, pour éviter toute aventure, il faut préparer un modèle géologique qui montre le réservoir à l'étude, puis un modèle de réservoir contenant toutes les données que nous avons obtenues des expériences.

Ce qui précède peut être expliqué par les étapes suivantes :

1. Préparation du modèle géologique.
2. Préparez le modèle de stockage.
3. Application de la méthode au modèle.
4. Inférence des paramètres du processus (pression, température, échange de chaleur... C'est à peu près tout.
5. Surveillance des résultats et des paramètres variables pour atteindre les meilleurs paramètres pour atteindre la meilleure augmentation de la production en vertu des exigences techniques et économiques.
6. Après avoir appliqué la méthode au modèle préparé et conclu ses paramètres idéaux, nous déplaçons cela à la réalité et appliquons la méthode à la réalité.

Ce soi-disant mini-modèle de la couche (réservoir) donne une mini-image de celui-ci, l'étudie et le transporte ensuite à la réalité pour éviter "toute erreur qui peut se produire.

IV.6. Résultats globaux des principales méthodes d'extraction améliorées

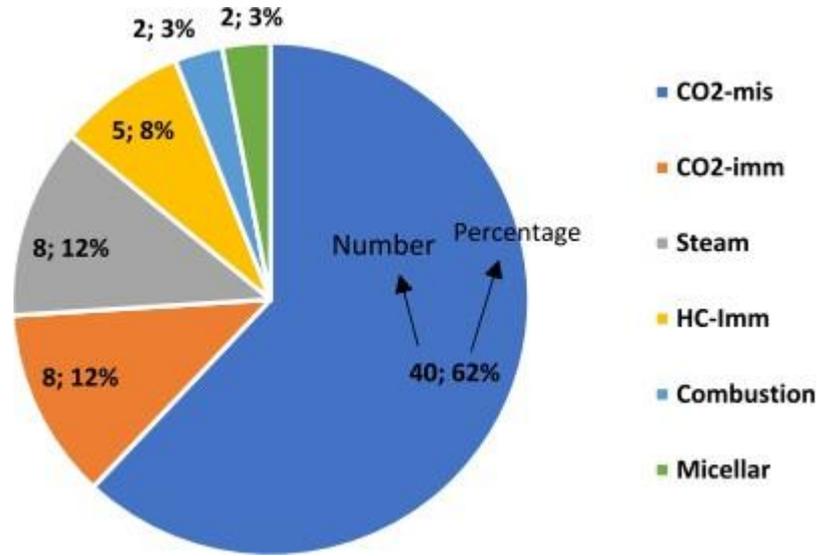


Fig. 22. The percentage of most suitable EOR method for all the reservoirs [23]

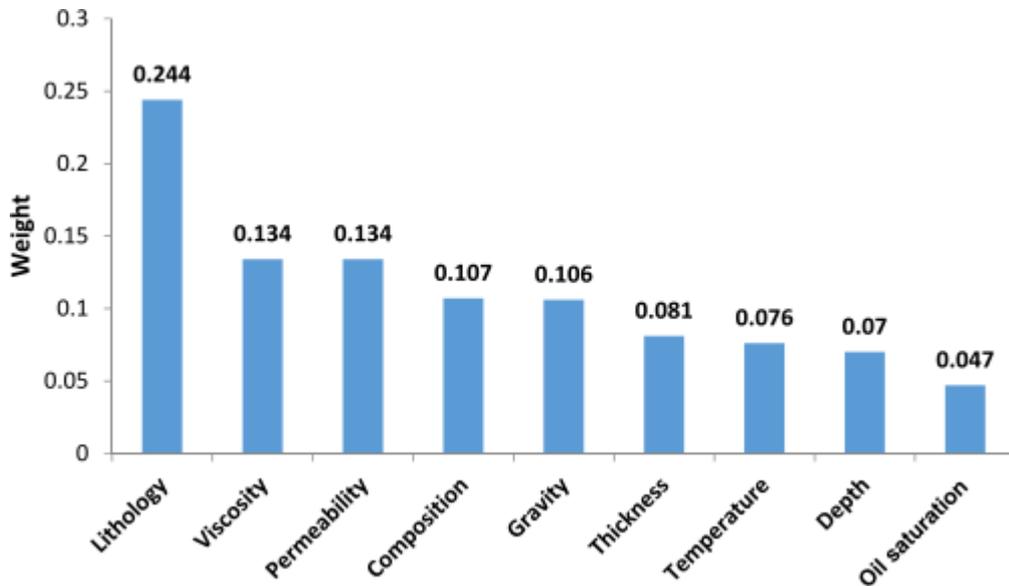


Fig. 23. Weights of criteria under study. [23]

IV.7.CONCLUSION :

Dans une étude menée sur 65 réservoirs de pétrole, selon les recommandations de la Conférence sur le pétrole de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, et en comparant les données étudiées reçues du champ (hmd), nous avons suggéré le gaz CO₂ miscible comme le meilleur moyen pour une récupération améliorée. Et la méthode d'injection d'eau et de gaz CO₂ en alternance.

La méthode d'injection de polymère n'était pas adaptée en raison de la température élevée du réservoir, ce qui pourrait provoquer la décomposition du polymère, malgré ses excellents résultats sur l'échantillon de laboratoire provenant du champ HMD et les résultats du test d'enquête swett, où le taux de production était d'environ 98 %.

Cette étude était basée sur la comparaison des critères suivants : pétrologie, viscosité, perméabilité, gravité, épaisseur, température et pression du réservoir, et saturation en huile, respectivement.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

CONCLUSION

Les méthodes améliorées de récupération du pétrole dépendent de la libération du pétrole subventionné par la libération des hydrocarbures piégés soit par les forces capillaires, soit par la viscosité du pétrole. Ce sujet consiste à étudier les performances d'une injection de tensioactif/polymère sur Taux de récupération, en utilisant un modèle de mouillabilité capillaire mixte. Et après L'application de cette injection au champ Hassi Messaoud. L'injection d'eau en alternance avec du gaz dans la Zonn19 et les résultats de l'utilisation de l'injection de gaz miscible dans le même champ.

Les méthodes chimiques de récupération améliorée permettent d'augmenter la production de pétrole par l'ajout des agents de surface agissant sur la pression capillaire et la mouillabilité, Ils permettent de remobiliser l'huile piégée par les effets capillaires principalement en diminuant la tension inter faciale entre l'huile et l'eau.

Ainsi, les solutions de polymères permettent d'augmenter la viscosité du fluide déplaçant, ce qui conduit, lors de l'injection, à une réduction de la saturation résiduelle en huile et par conséquent une augmentation du taux de récupération d'huile maximale soit une réduction du Sor de l'ordre de 2 %.

L'utilisation des modèles capillaires constitue la phase préliminaire pour la mise au point du procédé de récupération. Ces modèles présentent l'avantage d'être moins chers et se distinguent par la rapidité des tests. Ils offrent la possibilité d'observer et d'analyser les mobilités et les écoulements diphasiques des fluides dans des capillaires transparents.

L'effet de l'altération de la mouillabilité dans les milieux poreux des roches réservoirs justifie l'utilisation de ces modèles mixtes, Quant à la méthode d'injection alternée d'eau et de gaz, elle dépend de l'efficacité de l'eau dans le déplacement horizontal de sa grande densité et de la réduction du coût de récupération en diminuant le volume du gaz injecté tout en profitant des propriétés du gaz en réduire les forces de tension superficielle, réduire la densité de l'huile, et maintenir la pression du réservoir, ainsi que réduire les forces de tension superficielle et augmenter l'efficacité microscopique de l'injection.

La méthode d'injection de gaz miscible était en fait la plus efficace après avoir pris en compte la température et la pression du réservoir en raison de leur haute.

RECOMMANDATION

Dans le cas d'une injection alternée d'eau et de gaz, nous recommandons

1. Les paramètres de formation dans la zone HASSI MESSAOUD sont très compliqués ce qui affecte l'efficacité de projet WAG.
2. L'influence des autres puits injecteurs d'eau ou gaz dans la zone sur la cellule WAG doit être évaluée.
3. MD90 produit beaucoup de gaz libre, son GOR oscille entre 5000 et 50000 m³/m³ où on a enregistré lors du jaugeage du 17/08/2011 un GOR de 48411 m³/m³ soit une production totale de gaz de l'ordre de 744.000 Sm³/j, la fermeture de ce puits peut diminuer le taux de recyclage du gaz et en effet améliorer l'efficacité de balayage.
4. L'utilisation des matières multicolores ou phosphoriques pour détecter l'indice d'atteindre l'eau et le gaz ou niveau des puits des cellules.
5. Procédés d'acidification cyclique pour les puits d'injection de WAG.
6. Choisir une zone avec de bonnes propriétés pétro-physiques pour le positionnement des puits d'injection.
7. L'utilisation de grandes quantités de gaz CO₂ lors de l'injection pour réduire la possibilité d'accumulation de calcaire.
8. Éviter les zones du réservoir qui contiennent de grandes quantités d'argile afin de ne pas provoquer de gonflement dû à l'eau.

Pour le cas d'injection de polymère, nous recommandons

Les perspectives de cette étude concernent plusieurs points qu'il serait intéressant d'approfondir.

Tout d'abord, il serait judicieux de :

1. Modifier de la concentration du tensioactif pour éviter les problèmes d'adsorption et de colmatage de la matrice
2. Poursuivre l'étude de drainage dans des carottes de gisement pour identifier l'interaction entre le tensioactif et les polymères avec les roches réservoir.
3. Nous suggérons à SONATRACH de ramener le pH dans l'intervalle 8 et 9 et de procéder à l'ajustement de la concentration de KCl inhibiteur de gonflement.
4. Il est opportun d'étudier la possibilité de remplacer NaOH par KOH qui permettra de limiter le gonflement et de créer un milieu alcalin plus convenable au tensioactif.
5. L'utilisation de polymère avec des additifs chimiques qui réduisent la possibilité de sa désintégration par la chaleur.

Pour le cas d'injection de gaz miscible, nous recommandons

1. Les expériences d'injection de gaz doivent être précédées d'expériences en laboratoire sur des échantillons de la zone à injecter (études de déplacement sur la carotte et modèles physiques...).
2. L'injection de gaz peut considérer l'extraction assistée comme un processus de stockage souterrain, ce qui peut rendre un projet d'injection économiquement attractif dans certains cas.
3. Expérimenter sur des puits de production faibles et les convertir en puits d'injection de gaz avant de forer des puits spéciaux pour l'injection de gaz.
4. Injection de gaz à haute vitesse et pression car le taux de production est lié à la pression et à la vitesse du gaz d'injection.
5. Surveillance de l'efficacité du balayage à l'aide de traceurs radioactifs.
- 4 L'injection de mousse, en particulier de mousse de dioxyde de carbone ou de mousse de gaz naturel, est très efficace car la mousse essaie d'abord de se frayer un chemin dans les pores les plus spacieux, elle a donc tendance à obstruer davantage le flux, puis à balayer les pores plus petits et ainsi de suite jusqu'à ce que la mousse se rende par toute la section de pénétration et ainsi l'efficacité du balayage vertical augmente considérablement
6. Le facteur temps, la pression et la température, ainsi que les propriétés de l'huile et le point de pression de mélange ont été pris en compte lors de la réalisation d'expériences en laboratoire pour assurer une plus grande efficacité du processus d'injection.

Enfin, nous notons que cette contribution d'étude doit être renforcée par d'autres méthodes de récupération assistée, et dans une seule zone du champ de Hassi Masaoud pour l'homogénéité géologique.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Thomas S. Enhanced Oil Recovery: An Overview. Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP 2008; 63: 9-19.
- [2]. Terry R. Enhanced oil recovery. In: Robert A Meyers, ed. Encyclopedia of Physical Science and Technology. Academic Press, 2000; 503-18.
- [3] E., T. Djivedé. Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : utilisation de micelles géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, thèse, l'Université Bordeaux 1.
- [4]. R. Cossé (1988), Le gisement, édition Technip, PARIS, P 30.46 .184
- [5] Tarek Ahmed, Reservoir Engineer Handbook, 3 Ed, chapter « Oil recovery mechanism and the material balance equation ».
- [6] (FELIOUNE Mouad & KOUIDRI Ibrahim) ; Étude de la performance de l'injection d'eau dans la Zone 12 Champs du Hassi Messaoud ; Mémoire université Ouargla ; 2014.
- [7] A. A. L. Alghamdi, Experimental Evaluation of Nanoparticles Impact on Displacement Dynamics for Water-Wet and Oil-Wet Porous Media, 2015.
- [8] R. De Bauw, E. Millich, J.P. Joulia, D ; Van Asselt, Nouvelles technologies pour l'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz, Volume 2, Paris : Editions Technip, décembre 1984.
- [9] O. ElMofty, Masters Theses. Surfactant enhanced oil recovery by wettability alteration in sandstone reservoirs, (2012).
- [10] IFP, enspm .formation, industrie. IFP Training.
- [11] INITIATION GISEMENT. © Copyright 2006 ENSPM Formation Industrie — IFP Training
- [12] Jose Luis Juarez Morejon. Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche. Autre [cond-mat.other]. Université de Bordeaux, 2017. Français.
- [13] A.R. Awan, R. Teigland, and J. Kleppe. A Survey of North Sea EOR Projects Initiated During the Years 1975 to 2005. Presented at SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 2006.

- [14] Mark H Holtz, 2016. Immiscible Water Alternating Gas) IWAG (EOR: Current State of the Art, SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, and 11-13 April 2016. SPE-179604-MS
- [15] Documents archive de Sonatrach dp Hassi Messaoud (DATA BANK)
- [16] Performance of review of miscible CO₂ tertiary project; SPE 10 reservoir Engineering.
- [17] James J. Sheng, Polymer Flooding Fundamentals and Field Cases. In: Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Elsevier Inc. Publications, USA, 2013.
- [18] R. Oughanem., Etude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX., Matériaux. INSA de Lyon, Français., 2013.
- [19] D. veillon, La liaison Couche-trou.
- [20] A. A. L. Alghamdi, Experimental Evaluation of Nanoparticles Impact on Displacement Dynamics for Water-Wet and Oil-Wet Porous Media, 2015.
- [21] Xiao Liang Zhao, Zhen Hua Rui, Xinwei Liao 2015. Case studies on the CO₂ storage and EOR in heterogeneous, highly water-saturated, and extra-low permeability Chinese reservoirs. Journal of Natural Gas Science and Engineering.29 (2016) 275-283.
- [22] Thomas. B. Proposed Screening Criteria for Gas Injection Evaluation. Journal of CanadianPetr oléum Technology. Volume 37, Issue 11, Novembre 1998.
- [23] Kumar and Mandal 2017.

ANNEXES

ANNEXES

Annexe A :

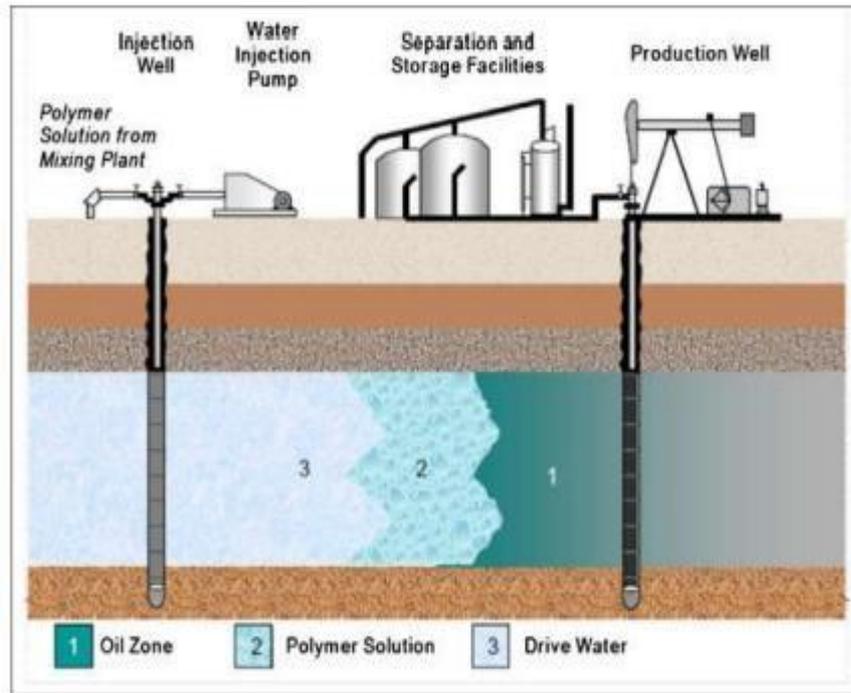


Figure 1 : Mécanisme d'injection de polymère

Annexe B :

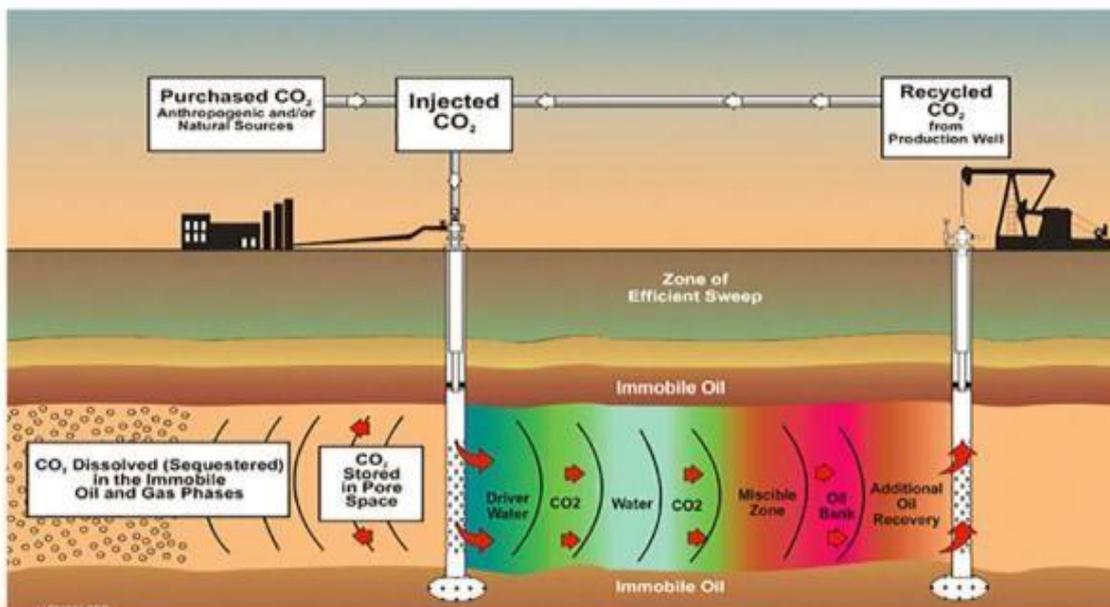


Figure 2 : La récupération assistée par injection de CO2

Annexe C :

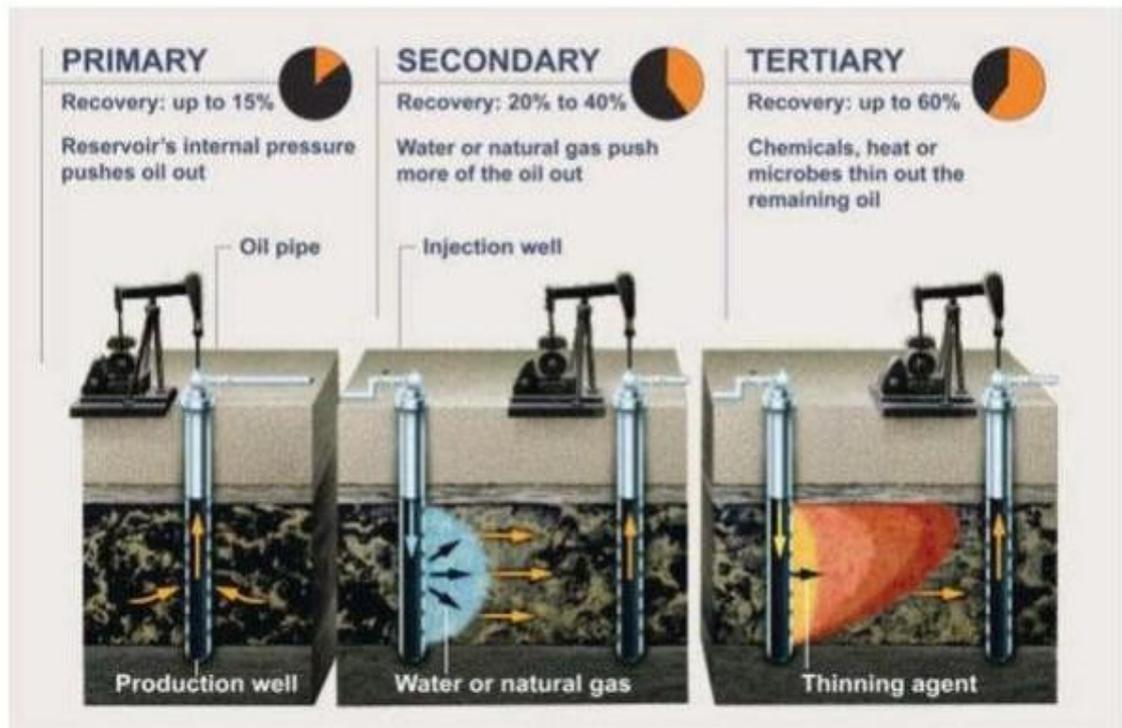


Figure 3 : Les différentes techniques de récupération